

Überstromschutz der Halbleiterventile und Leitungsschutz in HGÜ-Anlagen

Shrikant T. Ranade, Frankfurt/Main

gekürzt erschienen in: ETG Journal 2020, H. 2, S. 62-68

Inhalt

1.	Einleitung	2
2.	Überstromschutz der netzgeführten HGÜ-Anlagen (LCC-HGÜ) bei stations-internen Kurzschlüssen	3
2.1	Ermittlung der Überströme	4
2.2	Fehlererfassung und Schutzmaßnahmen für Kurzschlüsse in den HGÜ-Stationen	5
2.3	Überstrom als Folge einer Wechselrichter-Kippung	6
3.	Leitungsschutz in LCC-HGÜ-Anlagen	7
3.1	Erfassung der Gs-Leitungsfehler	7
3.1.1	Erfassung der Spannungs- und Stromsteilheiten	7
3.1.2	Leitungsdifferentialschutz	8
3.2	Leitungsschutz bei Freileitungen	9
3.3	Leitungsschutz bei Kabeln	10
3.4	Leitungsschutz bei segmentierten Leitungen	10
3.5	Bestimmung des Fehlerortes (Fault Locator)	11
4.	Überstromschutz der VSC-HGÜ bei stationsinternen Kurzschlüssen	11
4.1	Ermittlung der Überströme	11
4.2	Erfassung der stationsinternen Kurzschlüsse und Schutzmaßnahmen	13
5.	Leitungsschutz bei VSC-HGÜ-Anlagen	13
6.	Messung der Gleichströme	15
6.1	Elektrooptische Methode	15
6.2	Volloptische Methode	15
7.	Literaturhinweise	16

1. Einleitung

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Anlagen mit Halbleiterventilen werden seit den 1970er Jahren gebaut. Die erste Anlage mit Thyristoren ging 1972 in Betrieb (Eel-River-Kurzkupplung in New Brunswick/Kanada, 2 x 160 MW, 80 kV, 2 kA). Die erste große Fern-HGÜ – Cabora Bassa von Mosambik nach Südafrika (1.920 MW, \pm 533 kV, 1.800 A) – wurde in den Jahren 1977 bis 1979 gebaut und nahm 1979 den Betrieb auf. Darauf folgten die Großanlagen Nelson River Bipole 2 (Manitoba/Kanada, 2.000 MW, \pm 500 kV, 2.000 A), Itaipu (Brasilien, 2 x 3.150 MW, \pm 600 kV, 2.625 A) und weitere. Heute werden HGÜ-Anlagen mit Thyristoren bis 6.000 MW und \pm 800 kV gebaut.

HGÜ-Anlagen mit Thyristoren haben netzgeführte Stromrichter (Line Commutated Converters, LCC) mit relativ großen Glättungsdrosseln auf der Gleichstromseite.

Selbstgeführte Umrichter mit einem Gleichstromzwischenkreis, auf den eine Spannung eingepreßt wird (ein relativ großer Kondensator im Zwischenkreis), sind in der elektrischen Antriebstechnik seit den 1980er Jahren bekannt (Voltage Source Converters, VSC) [1].

Die Firma ABB führte 1997 unter dem Namen „HVDC Light[®]“ VSC-Technologie mit IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistors) in die HGÜ ein. Für die Beschreibung der Technologie und einiger Projekte siehe [2]. Im Laufe der Jahre wurde die HVDC-Light-Technologie weiter verbessert, so dass heute die dritte Generation auf dem Markt ist. HVDC-Light-Technologie (Generation 1 bis 3) verwendet für die Stromrichter ausschließlich 2-Level- oder 3-Level-Schaltungen. Die Stromrichter werden mit PWM (Pulse Width Modulation) betrieben.

Im Jahr 2010 nahm die Firma Siemens die HGÜ-Anlage Trans Bay in San Francisco/USA, in Betrieb. Diese HGÜ-Verbindung verwendet MMLC-Ventile (Modular Multilevel Converter) in VSC-Technik. Siemens nennt diesen HGÜ-Typ „HGÜ Plus[®]“.

MMLC-Stromrichter haben gegenüber 2- oder 3-Level-Stromrichtern den Vorteil, dass sie praktisch keine Harmonischen erzeugen, so dass Filterkreise überflüssig werden [3], [4], [5], [6]. Es wird erwartet, dass in Zukunft VSC-HGÜ nur in MMLC gebaut werden [7], [8].

Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick über den Schutz der Ventile in LCC- und VSC-HGÜ-Anlagen gegen Kurzschlüsse in der HGÜ-Station und über den Leitungsschutz. Die Kurzschlüsse in der HGÜ-Station werden meistens durch Überschläge an Isolatoren und Versagen der Isolation an Stromwandlern verursacht. Obwohl sie relativ selten sind, muss der Schutz gewährleisten, dass kein Anlagenteil zusätzlich beschädigt wird.

Überschläge an Gleichstrom-Freileitungen sind dagegen häufig, da diese Leitungen Umwelteinflüssen (z. B. Gewitter, Rauch, Nebel, Wolken) ausgesetzt sind. Der Leitungsschutz muss den Fehler möglichst schnell erfassen und bereinigen, und die Leistung wieder hochfahren.

Für die Erfassung der stationsinternen Fehler und der Gs-Leitungsfehler muss an verschiedenen Orten der Strom gemessen werden. Der Beitrag geht deshalb auch auf die verschiedenen Methoden der Gs-Strommessung ein.

2. Überstromschutz der netzgeführten HGÜ-Anlagen (LCC-HGÜ) bei stationsinternen Kurzschlüssen

In Bild 1 ist das Prinzipschaltbild einer Fern-HGÜ in LCC-Technik dargestellt. Pro Pol gibt es meistens ein oder zwei Gruppen. Die Ventile werden in einer Halle untergebracht, die wenigen Ausnahmen bilden die HGÜ-Anlage Cabora Bassa (von Mosambik nach Südafrika) und Garabi (von Brasilien nach Argentinien). Die Stromrichtertrafos werden außerhalb der Ventilhalle aufgestellt. Die sekundärseitigen Trafo-Durchführungen ragen durch die Wände in die Ventilhalle. Gs-Durchführungen führen den Gleichstrom aus der Halle bzw. in die Halle. In Bild 1 sind auch die Strommessstellen eingezeichnet.

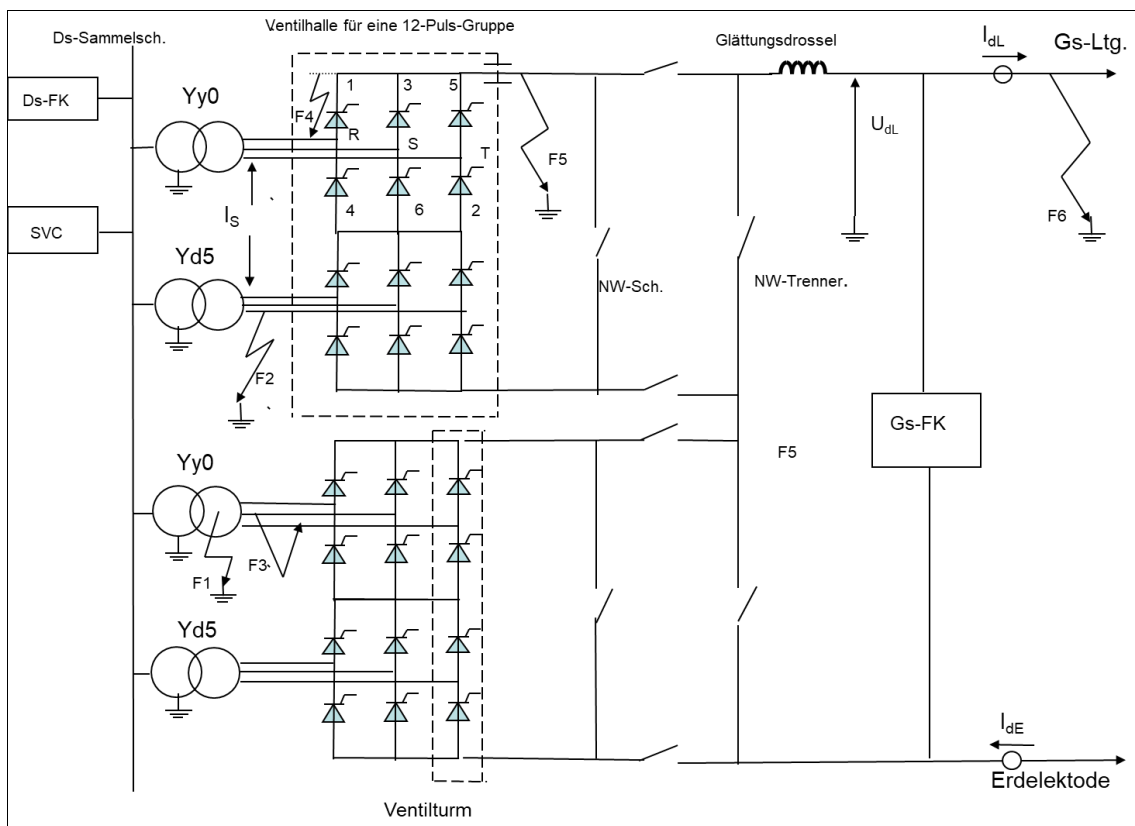


Bild 1 Prinzipschaltbild einer LCC-HGÜ

2.1 Ermittlung der Überströme

In Bild 1 sind einige mögliche stationsinterne Fehler zu sehen:

- F1 Kurzschluss vom Sternpunkt des Stern-Stern-Trafos nach Erde
- F2 Kurzschluss von einer Phase nach Erde (Überschlag an der Ws-Durchführung)
- F3 Kurzschluss von einer Phase nach einer anderen Phase
- F4 Überschlag am Ventil oder Verlust der Sperr- und Blockierfähigkeit
- F5 Klemmenkurzschluss (Überschlag an der Gleichspannungs-Durchführung auf der Hochspannungsseite)
- F6 Leitungskurzschluss

Wenn man nach einem Kurzschluss die Steuerimpulse für die betroffene Gruppe sofort sperrt, stellt der Ventilüberschlag (Fehlerfall F4) den kritischsten Fall dar [9], [10], [11], [12].

Der größte Strom beim Fehlerfall F4 ergibt sich, wenn der Kurzschluss beim Steuerwinkel 0° und beim Beginn einer Kommutierung am den Strom abgebenden Ventil eintritt. Zum Beispiel betrachte man die Kommutierung von Ventil 1 nach Ventil 3 in der obersten Gruppe in Bild 1. Diese Kommutierung beginnt, wenn die Spannung U_{SR} positiv wird, siehe Bild 2 (Steuerwinkel $\alpha = 0^\circ$).

Wenn man

- den Widerstand im Kommutierungskreis vernachlässigt,
- das Ds-Netz als sehr stark annimmt,
- die Ds-Filterkreise außer Acht lässt

und folgende Bezeichnungen einführt:

E = Effektivwert der Phasenspannung an der Ds-Sammelschiene

LC = Induktivität im Kommutierungskreis

$XC = 2\pi LC$ = Reaktanz im Kommutierungskreis,

dann fließt durch das den Strom übernehmende Ventil 3 ein Strom

$$i_3 = [E\sqrt{6}/(2XC)] (1 - \cos \omega t),$$

siehe Bild 2 untere Kurve.

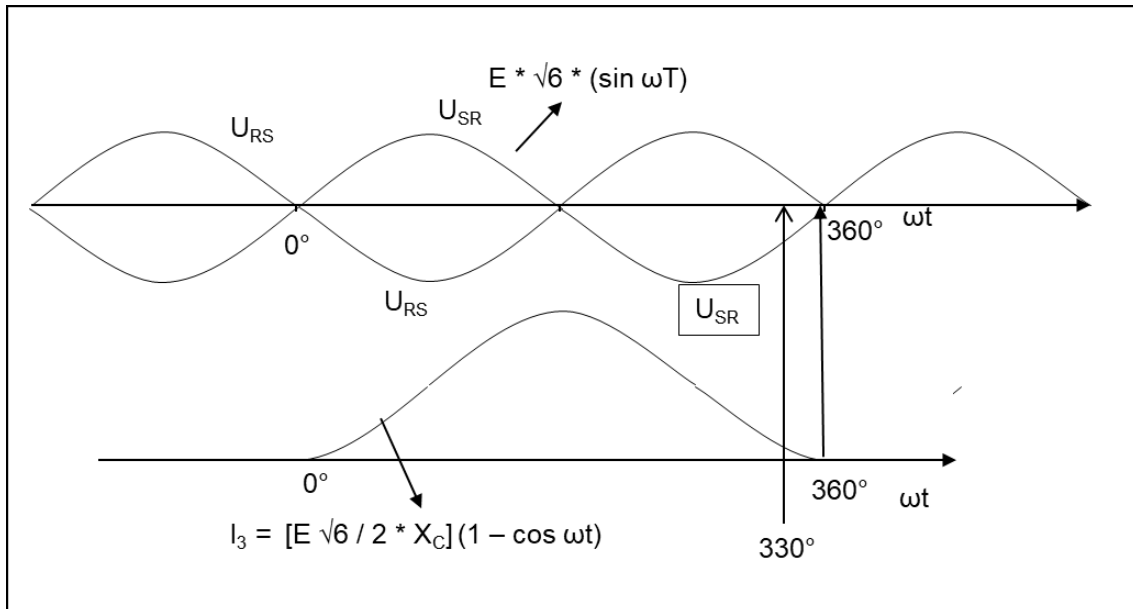


Bild 2 Verlauf des Kurzschlussstroms

Unter Berücksichtigung der ohmschen Widerstände (und Verluste) bekommt man

$$i_3 = [E\sqrt{6}/(2X_c)] [(\exp(-t/\tau)) \sin \varphi + \sin(\omega t - \varphi)],$$

wobei folgende weitere Bezeichnungen gelten:

R = Widerstand im Kommutierungskreis

$$\tan \varphi = \omega L/R$$

$$\sin \varphi = \omega L / \sqrt{[(\omega L)^2 + R^2]}$$

$$\tau = LC/R$$

$$= (\tan \varphi) / \omega$$

$$T = LC/R$$

Für $\tan \varphi = 30$ hat der Strom i_3 einen Nulldurchgang bei etwa $\omega t = 324^\circ$. Deshalb sieht das Ventil 3 für die nächsten 36° eine Sperrspannung vor. Ab 360° muss es blockierfähig sein, damit kein weiterer Strom fließen kann. Die Ventile sind so zu bemessen, dass sich etwa diese Verhältnisse einstellen.

Die oben dargelegten Überlegungen aus der Anfangszeit der Thyristor-HGÜ haben noch heute ihre Bedeutung [13], [14].

2.2 Fehlererfassung und Schutzmaßnahmen für Kurzschlüsse in den HGÜ-Stationen

Zur Fehlererfassung werden folgende Ströme gemessen:

- I_{dL} Gleichstrom auf der Leitungsseite der Glättungsdrossel,
- I_{dE} Gleichstrom in der Pol-Leitung zur Erdelektrode und
- die Trafosekundärströme. Die Messwerte der Trafosekundärströme in einer Gruppe werden gleichgerichtet und daraus der größte Wert I_s gebildet.

Die Schutzmaßnahmen werden eingeleitet, wenn eine der unten aufgeführten Bedingungen erfüllt wird:

- a) $I_S > k_1$ (Gruppenüberstromschutz)
- b) $I_S - I_{dL} > k_2$ (Gruppendifferentialschutz)
- c) $I_{dE} - I_{dL} > k_3$ (Poldifferentialschutz),

wobei k_1 , k_2 und k_3 die festen Schwellwerte sind.

Damit bekommt man automatisch eine funktionale Redundanz (1 aus 2 bzw. 1 aus 3), wenn ein Kurzschluss über die Erde vorliegt (Fehlerfälle F1, F2 und F5). Der separat ausgeführte Transformatorüberstromschutz liefert zusätzliche Sicherheit.

Wenn der Gruppenüberstromschutz oder der Gruppendifferentialschutz anspricht, werden in der entsprechenden Gruppe

- die Steuerimpulse gesperrt,
- die Stromrichter-Transformatoren ausgeschaltet und
- der Nebenwegschalter eingeschaltet.

Wenn der Poldifferentialschutz anspricht, werden die diese Maßnahmen für beide Gruppen des Pols eingeleitet. Bei dem Projekt Cabora Bassa hätten die genannten Maßnahmen nicht gereicht, den Schutz der Ventile zu gewährleisten. Bei der Projektierung dieser Anlage stand die Entwicklung der HGÜ-Thyristoren erst an ihrem Anfang. Im Fehlerfall F4 hätte der $\int i^2 dt$ -Wert den zulässigen Grenzwert der Thyristoren überschritten. Aus diesem Grunde wurden Überstromableiter zwischen den Stromrichtertrafos und den Ventilbrücken eingebaut. Beim Ansprechen des Überstromschutzes schließen sie die Zuleitungen zu den Ventilbrücken kurz und entlasten die Ventile vom Überstrom, [9], [15], [16]. Bei allen folgenden Projekten wurden Überstromableiter überflüssig. Inzwischen war die Entwicklung der Thyristoren für die HGÜ weitergegangen, so dass die oben dargestellten rein steuerungstechnischen Maßnahmen den Schutz der Ventile gewährleisten konnten.

2.3 Überstrom als Folge einer Wechselrichter-Kippung

Im Normalbetrieb leitet jedes Ventil den Gleichstrom I_{dL} während $20/3$ ms einer Periode von 20 ms bei 50 Hz Netzfrequenz, so dass der Mittelwert $I_{dL}/3$ ist. Wenn der Wechselrichter kippt, kann der Gleichstrom auf einem Ventil „hängenbleiben“ (Ventil leitet dauernd), und der Mittelwert steigt auf I_{dL} . Normalerweise werden die Ventile dafür nicht ausgelegt. Somit besteht die Gefahr einer Ventilüberlastung. Bei einer Kippung wird die Gruppenspannung (Brückenspannung) Null. Kippungen treten bei Fehlern (Kurzschlüssen) auf den angeschlossenen Ds-Netzen auf. Ähnliche Zustände kommen auch routinemäßig vor, z. B. beim Ein- und Ausschalten von Gruppen.

Um eine Überlastung der Wechselrichter-Ventile zu vermeiden, wird meistens auf der Gleichrichterseite eine „Spannungsabhängige Strombegrenzung“ (Voltage Dependent Current Limit, VDCL) vorgesehen. Sie begrenzt den Gleichstrom I_{dL} auf etwa 30 % des Nennwertes, wenn die Leitungsspannung kleiner als etwa 60 % Nennwertes wird. Diese Maßnahme unterstützt auch die Wiederherstellung des Normalbetriebs, wenn ein Kurzschluss auf der Ds-Seite bereinigt wird.

3. Leitungsschutz in LCC-HGÜ-Anlagen

Bei Gs-Freileitungen treten Leitungsfehler (Überschläge) meistens als Folge von Umweltbedingungen wie Gewitter, Rauch, Nebel und Wolken auf. Diese Fehler können bereinigt werden, indem man die Leitung für eine kurze Zeit (in der Größenordnung von 100 ms) spannungsfrei macht. Danach kann die Spannung wieder hochgefahren und der Betrieb wieder aufgenommen werden. Länger anhaltende Gs-Leitungsfehler sind meistens Folge einer mechanischen Beschädigung, z. B. ein umgefallener Mast. In diesem Fall bleibt die Leitung für eine längere Zeit außer Betrieb.

Bei Gleichstrom-Kabeln ist ein Leitungsfehler fast immer durch eine mechanische Beschädigung oder durch ein Isolationsversagen im Kabel hervorgerufen und kann durch eine kurzzeitige Wegnahme der Spannung nicht beseitigt werden. Der Fehler muss zunächst genau lokalisiert und dann das Kabel repariert werden, bevor es wieder in Betrieb gehen kann.

3.1 Erfassung der Gs-Leitungsfehler

3.1.1 Erfassung der Spannungs- und Stromsteilheiten

Bei einem Leitungsfehler fällt die Spannung an der Fehlerstelle sehr schnell auf einen niedrigen Wert, und es entstehen steile Spannungs- und Stromwandlerwellen, die sich in entgegengesetzte Richtungen zum Gleichrichter und zum Wechselrichter fortpflanzen. Die durch einen Leitungsfehler entstehenden Spannungs- und Stromänderungsgeschwindigkeiten an Leitungsenden sind wesentlich höher als die, die bei einer Wechselrichterkippung oder bei Fehlern im Ds-Netz des Gleichrichters auftreten. Sie sind deshalb zur Erfassung der Leitungsfehler gut geeignet.

Zur Fehlererfassung werden in den beiden Stationen dU_d/dt - und dI_{dL}/dt - Signale gebildet und ausgewertet. Dabei bedeutet dU_d/dt die Ableitung der Gleichspannung in der Station und dI_{dL}/dt die Ableitung des Stromes.

Der Schutz wird ausgelöst, wenn

$$k_1 \cdot dU_d/dt + k_2 \cdot dI_{dL}/dt > k_3 \text{ wird,}$$

wobei k_1 , k_2 die Gewichtung darstellen, und k_3 der Schwellwert ist.

Die zu erwartenden dU_d/dt - und dI_{dL}/dt -Werte werden in Simulatorstudien auf Digitalrechnern ermittelt und während der Systemtests kontrolliert. Auf ihnen basierend werden die Gewichte k_1 , k_2 und die Schwelle k_3 bestimmt. Der Leitungsschutz im Gleichrichter arbeitet unabhängig vom Leitungsschutz im Wechselrichter. Die Gewichtungsfaktoren und der Schwellwert können im Gleichrichter und Wechselrichter verschieden sein.

Die Bezeichnung der Steilheiten mit dU_d/dt bzw. dI_{dL}/dt stammt aus der Zeit, als der Schutz in der Analogtechnik ausgeführt wurde. Bereits in den 1980er Jahren wurde die Digitaltechnik in die Schutztechnik eingeführt, so dass alle Messwerte mit A/D-Wandlern in digitalen Größen umgewandelt und danach digital verarbeitet werden.

Diese Methode der Erfassung der Leitungsfehler hat sich in der Praxis bei HGÜ-Freileitungen bewährt. Sie wurde in den HGÜ-Anlagen mit Thyristoren von Anfang an benutzt. Im Prinzip kann sie auch für HGÜ mit Kabelverbindung angewendet werden.

3.1.2 Leitungsdifferentialschutz

Beim Leitungsdifferentialschutz werden die Ströme an der Gleich- und Wechselrichterseite miteinander verglichen. Wenn die Differenz einen Schwellwert überschreitet, wird der Leitungsschutz ausgelöst. Der Vergleich wird sowohl auf der Gleichrichterseite als auch der Wechselrichterseite durchgeführt. Um den Leitungsdifferentialschutz zu ermöglichen, werden die jeweiligen Gleichstrom-Istwerte zur anderen Seite übertragen, d. h.

I_{dL} von der Gleichrichterseite \rightarrow Wechselrichterseite und
 I_{dL} von der Wechselrichterseite \rightarrow Gleichrichterseite.

Bei allen HGÜ-Anlagen ist eine Nachrichtenverbindung zwischen dem Gleichrichter und dem Wechselrichter vorhanden. Dazu kommen entweder Trägerfrequenznachrichtentechnik auf Hochspannungsleitungen (TFH oder Power Line Carrier, PLC), Mikrowellenverbindung oder Nachrichtenübertragung über Lichtwellenleiter (LWL) in Frage. Die Übertragungszeit und damit die Zeit zur Feststellung eines Fehlers sind von der verwendeten Art der Nachrichtenübertragung abhängig. Die gängigen Übertragungszeiten sind:

TFH ca. 40 ms
Mikrowellen ca. 20 ms
Lichtwellenleiter < ca. 20 ms

Die Lichtwellenleitertechnik ist für die HGÜ-Kabelverbindungen, die für die Offshore-Windkraftanlagen zur Zeit gebaut werden, besonders geeignet, da die LWL-Kabel mit den Starkstromkabeln verlegt werden können.

In [17] wird ein Leitungsdifferentialschutz beschrieben, der für eine 168 km lange HGÜ-Verbindung Hokkaido-Honshu in Japan, die aus drei Abschnitten (27 km Freileitung, 46 km Kabel und 97 km Freileitung) besteht, entwickelt wurde. Die Besonderheit dieses Differentialschutzes besteht darin, dass der Lade- bzw. Entladestrom vor der Stromdifferenzbildung abgezogen wird. Darüber hinaus wird ein stromabhängiger

Schwellwert eingeführt. Er wurde um ein Verschiebungsglied erweitert und in Bild 3 wiedergegeben. Zusammen mit einer schnellen Datenübertragung zwischen dem Gleichrichter und dem Wechselrichter soll dieser Differentialschutz in der Lage sein, Leitungsfehler in ca. 20 ms zu erkennen.

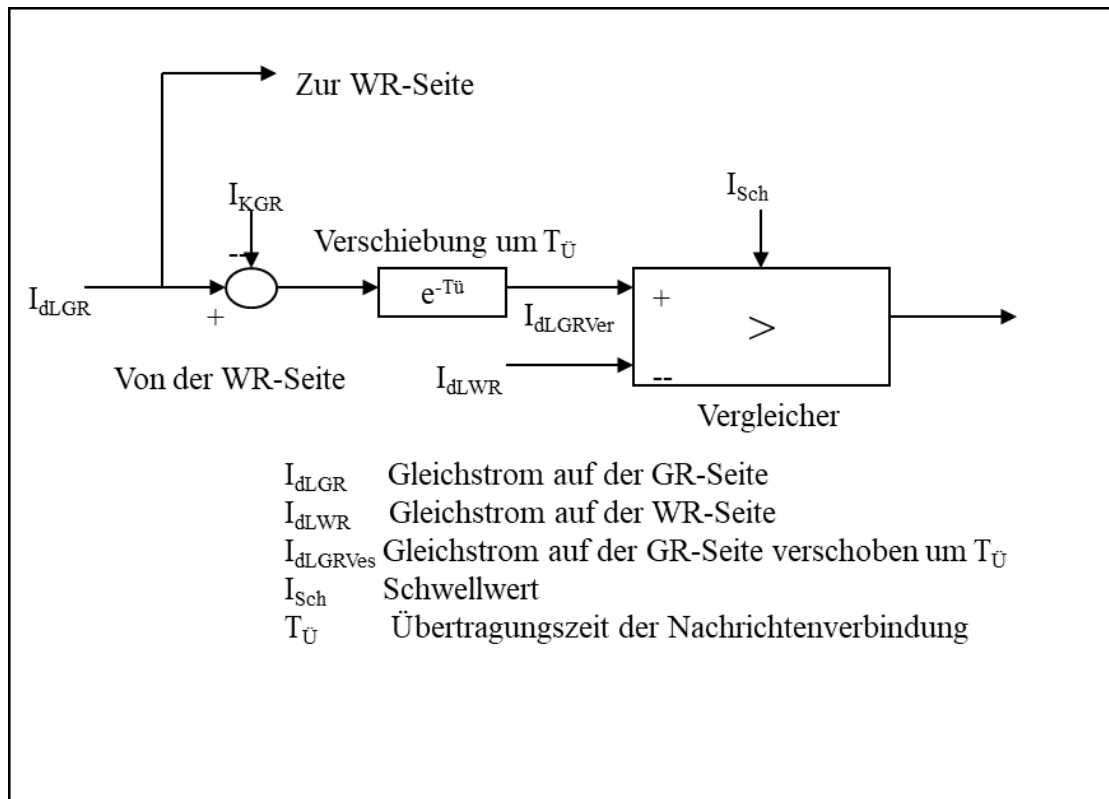


Bild 3 Prinzipschaltbild Leitungs-differentialschutz

3.2 Leitungsschutz bei Freileitungen

Wenn der Leitungsschutz anspricht, wird im Gleichrichter und im Wechselrichter ein Forced Retard (Verschiebung des Steuerwinkels auf einen festen Wert von ca. 150° nach einer Rampe) durchgeführt und die Stromsollwerte auf Null gesetzt. Nach einer Pausenzeit von etwa 100 ms zur Entionisierung der Fehlerstelle werden dann der Forced Retard aufgehoben und die Stromsollwerte freigegeben. Wenn die Fehlerstelle bereinigt ist, kann die Leitung wieder auf Spannung gebracht werden und der normale Betrieb kann weitergehen. Falls die Leitung nicht auf Spannung gebracht werden kann, wird angenommen, dass der Fehler nicht bereinigt werden konnte. Es folgen dann eine zweite Pausenzeit und ein zweiter Wiederhochfahrversuch. In der Praxis werden maximal drei bis vier Wiederhochfahrversuche unternommen. Falls sie alle fehlschlagen, liegt ein Dauerfehler vor. Die betroffene Leitung wird dann abgeschaltet und von den Stromrichterstationen getrennt. Wenn alle

Wiederhochfahrversuche fehlschlagen, kann eine Parallelschaltung der Pole bzw. Bipole eingeleitet werden, wenn die HGÜ entsprechend ausgestattet wurde.

Beispiele:

- Parallelschaltung der Pole: HGÜ-Anlage Cabora Bassa; HGÜ-Anlage Inga-Shaba (Kongo)
- Parallelschaltung der Bipole: HGÜ-Anlage Nelson River Bipole 2 (Kanada); HGÜ-Anlage Itaipu (Brasilien).

3.3 Leitungsschutz bei Kabeln

Wenn der Leitungsschutz bei Kabelverbindungen anspricht, wird wie bei Freileitungen ein Forced Retard vorgenommen und die Stromsollwerte auf Null gesetzt. Anschließend wird das Kabel von den Stationen getrennt. Es werden keine Wiederhochfahrversuche unternommen. Das hat schwere Folgen für die angeschlossenen Ds-Netze. Deshalb muss sichergestellt sein, dass es sich wirklich um einen Kabelfehler handelt und nicht um eine Fehlauflösung. Der Leitungsdifferentialschutz scheint hier die geeignete Methode zu sein.

3.4 Leitungsschutz bei segmentierten Leitungen

Unter einer segmentierten Leitung versteht man eine Leitung, die sich aus mehreren Freileitungs- und Kabelstrecken zusammensetzt wie die in [17] beschriebene HGÜ-Leitung Hokkaido – Honshu in Japan. Bei segmentierten Leitungen sollen Wiederhochfahrversuche nur dann gemacht werden, wenn der Fehler auf einem der Freileitungssegmente liegt. Bei einem Fehler auf einem Kabelsegment haben sie zu unterbleiben und die HGÜ-Verbindung muss abgeschaltet werden. Es ist deshalb bereits beim Erfassen eines Leitungsfehlers festzustellen, ob der Fehler auf einer der Freileitungen liegt oder auf einer der Kabelstrecken.

Für die oben erwähnte Hokkaido – Honshu-Verbindung wurde das Problem mit zusätzlichen Stromwandlern an den Kabelenden gelöst [18]. Aus den gemessenen Strömen wird vor Ort ermittelt, ob nach einem Fehler der gemessene Strom größer geworden ist oder kleiner. Diese binäre Information wird über eine Nachrichtenverbindung an den Gleichrichter übermittelt. Wenn der Strom an den beiden Kabelenden größer oder kleiner geworden ist, liegt es nahe, dass der Fehler nicht auf dem Kabel liegt, sondern auf einer der Freileitungsstrecken. Wenn an einem Ende des Kabels der Strom größer wird und am anderen Ende kleiner, liegt der Fehler sicherlich auf dem Kabel.

Falls in Europa HGÜ-Leitungen gebaut werden, ist davon auszugehen, dass sie – um den Bürgerwillen zu berücksichtigen – möglicherweise segmentiert sein werden: in dünn besiedelten Gebieten wird oberirdisch und in der Nähe der Ballungszentren unterirdisch gebaut. Damit bekäme der Leitungsschutz für segmentierte Leitungen auch in Europa Bedeutung.

3.5 Bestimmung des Fehlerortes (Fault Locator)

Große dU_d/dt - und dI_{dL}/dt -Signale zeigen an, wann die durch den Leitungskurzschluss ausgelösten Wanderwellen in der Gleichrichter- und Wechselrichterstation ankommen. Es sei:

t_1 Ankunftszeit an der GR-Seite

t_2 Ankunftszeit an der WR-Seite

c_w Ausbreitungsgeschwindigkeit einer Wanderwelle auf der Leitung, die etwas kleiner als Lichtgeschwindigkeit ist

L Leitungslänge

L_1 Entfernung der Kurzschlussstelle vom GR

Die Entfernung des Kurzschlusses von der GR-Seite ergibt sich aus der Gleichung

$$L_1 = 0,5 [L + (t_1 - t_2) c_w].$$

Eine genaue Bestimmung der Zeitdifferenz ($t_1 - t_2$) ist die Voraussetzung für den Erfolg dieser Methode. Seitdem das GPS-System (Global Positioning System) zur Verfügung steht, gibt es kein unüberwindliches Hindernis zur praktischen Realisierung. Es müssen verschiedene Aspekte berücksichtigt werden, damit die Fehlerortung genau ist [19]. Ein solches System wurde für die HGÜ Cabora Bassa entwickelt und eingesetzt [20].

4. Überstromschutz der VSC-HGÜ bei stationsinternen Kurzschlüssen

4.1 Ermittlung der Überströme

In Bild 4 ist das Prinzipschaltbild einer VSC-HGÜ in 2-Level-Schaltung zu sehen. Für ein detailliertes Bild siehe [2, S. 60]. In Bild 4 sind auch einige mögliche stationsinterne Fehler zu sehen. Da zwischen der Brücke und der Gs-Leitung meistens nur eine kleine Induktivität zwecks Strombegrenzung vorhanden ist, wirkt sich ein Fehler am Anfang der Leitung bzw. des Kabels wie ein stationsinterner Fehler aus.

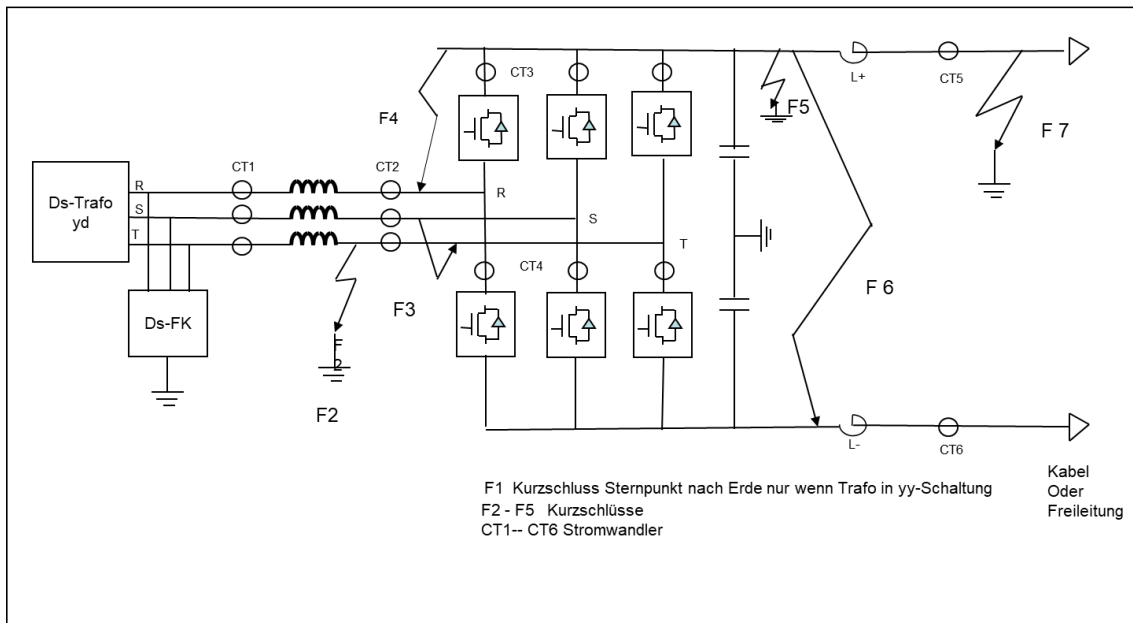


Bild 4 Prinzipschaltbild: Station VSC-HGÜ in 2-Levelschaltung

- F1 Kurzschluss vom Sternpunkt des Stern-Stern-Trafos nach Erde, wenn ein Stern-Stern-Trafo verwendet wird
- F2 Kurzschluss von einer Phase nach Erde (z. B. ein Überschlag an der Ws-Durchführung)
- F3 Kurzschluss von einer Phase nach einer anderen Phase
- F4 Überschlag am Ventil oder Verlust der Sperr- und Blockierfähigkeit
- F5 Klemmenkurzschluss (Überschlag an der Gleichspannungs-Durchführung auf der Hochspannungsseite)
- F6 Kurzschluss zwischen dem +Pol und dem –Pol.
- F7 Leitungskurzschluss

Bei einem Kurzschluss in der Station werden die IGBT möglichst schnell abgeschaltet. Damit hat man anschließend nur mit einer ungesteuerten Diodenbrücke zu tun. Die höchste Belastung für die Dioden tritt beim Kurzschluss zwischen dem +Pol und dem –Pol auf (Fehler F6).

Das Prinzipschaltbild einer VSC-HGÜ in MMLC-Technik zeigt zeigen Bild 5 und Bild 6. Die Anlage ist über einen Sternpunktbildner geerdet. Der Sternpunktbildner besteht aus drei in Stern geschalteten Drosseln großer Impedanz für die Netzfrequenz. Im Sternpunkt befindet sich ein Widerstand gegen Erde. Mit dieser Konfiguration dürften Erdkurzschlüsse (einpoliger Kurzschluss nach Erde und Leitungsfehler nach Erde) hinsichtlich Überströme ohne Wirkung bleiben [21].

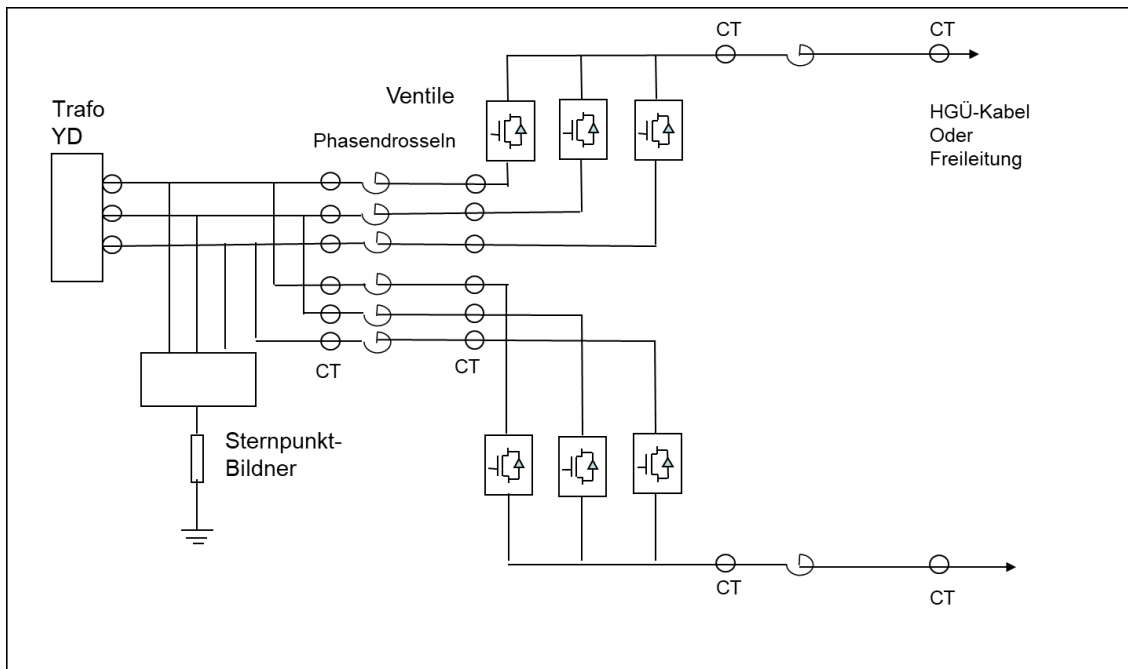


Bild 5 Prinzipschaltbild: Station VSC-HGÜ mit MMLC

4.2 Erfassung der stationsinternen Kurzschlüsse und Schutzmaßnahmen

Zur Erfassung der stationsinternen Kurzschlüsse sind Stromwandler CT1 bis CT6 vorgesehen (Bild 4). Durch einen Vergleich der Messwerte dieser Stromwandler kann man feststellen, ob ein Fehler aufgetreten ist (Differentialschutz) und wo der Fehler liegt. Darüber hinaus kann man sicher sein, dass ein Fehler aufgetreten ist, wenn ein großer Strom in einem der Stromwandler fließt. Als Schutzmaßnahme werden die IGBT-Ventile abgeschaltet und der Drehstromleistungsschalter geöffnet.

5. Leitungsschutz bei VSC-HGÜ-Anlagen

Im Gegensatz zu einer LCC-HGÜ kann bei einer VSC-HGÜ der Strom über die Fehlerstelle nur durch Ausschalten der Leistungsschalter auf den beiden Seiten der Übertragung auf Null gebracht werden. Die den IGBT antiparallel liegenden Freilaufdioden bilden ungesteuerte Brücken, die über die Fehlerstelle kurzgeschlossen werden und über die ein hoher Strom getrieben wird.

Bei Kabelverbindungen ist dieses Verhalten nicht störend, da Kabelfehler selten sind, und bei einem Fehler das Kabel abgeschaltet werden muss. Bei Freileitungen sind dagegen Leitungsfehler relativ häufig und es wird erwartet, dass ein Fehler durch eine schnelle Wegnahme der Spannung bereinigt und die HGÜ wieder hochgefahren wird.

Die HGÜ-Verbindung Caprivi zwischen Namibia und Zambia im Süden von Afrika ist bis jetzt die einzige VSC-HGÜ, die eine Freileitung hat (970 km, ± 350 kV, 2 x 300 MW in der

2. Stufe) [2], [22]. Wenn ein Leitungsfehler eintritt, werden die Drehstromleistungsschalter auf den beiden Seiten der Übertragung ausgeschaltet. Erst ca. 500 ms danach kann wieder Leistung übertragen werden.

Der Leistungsausfall für etwa 500 ms bei einem Leitungsfehler kann in einigen Fällen akzeptabel sein, für die meisten Anwendungen jedoch können dadurch in den angeschlossenen Drehstromnetzen Stabilitätsprobleme entstehen. Um den Fehlerstrom bei Leitungsfehler ohne die Drehstromleistungsschalter auszuschalten, hat man vorgeschlagen, die Submodule der MMLC-Ventile als Vollbrücken aufzubauen (Bild 6). MMLC-Ventile mit Vollbrücken verursachen jedoch höhere Verluste. Um diese zu reduzieren, könnte man die Vollbrücken und IGBT in Reihe schalten [8]. In [23] wird ein Double-Clamp Modul vorgeschlagen. MMLC-Ventile mit diesen Modulen sind in der Lage, den Leitungsstrom zu unterbrechen. Gegenüber den Halb-Brücken-Modulen erhöhen die Double-Clamp-Module nur geringfügig die Verluste.

Die Leitungsfehler können wie für eine LCC-HGÜ mit Leitungsdifferentialschutz und durch Erfassung der Spannungs- und Stromsteilheiten festgestellt werden. Darüber hinaus weist der Zustand „Großer Strom durch CT5 oder CT6 und Spannung U_{d+} oder U_{d-} zu klein“ in Bild 4 auf einen Leitungsfehler hin.

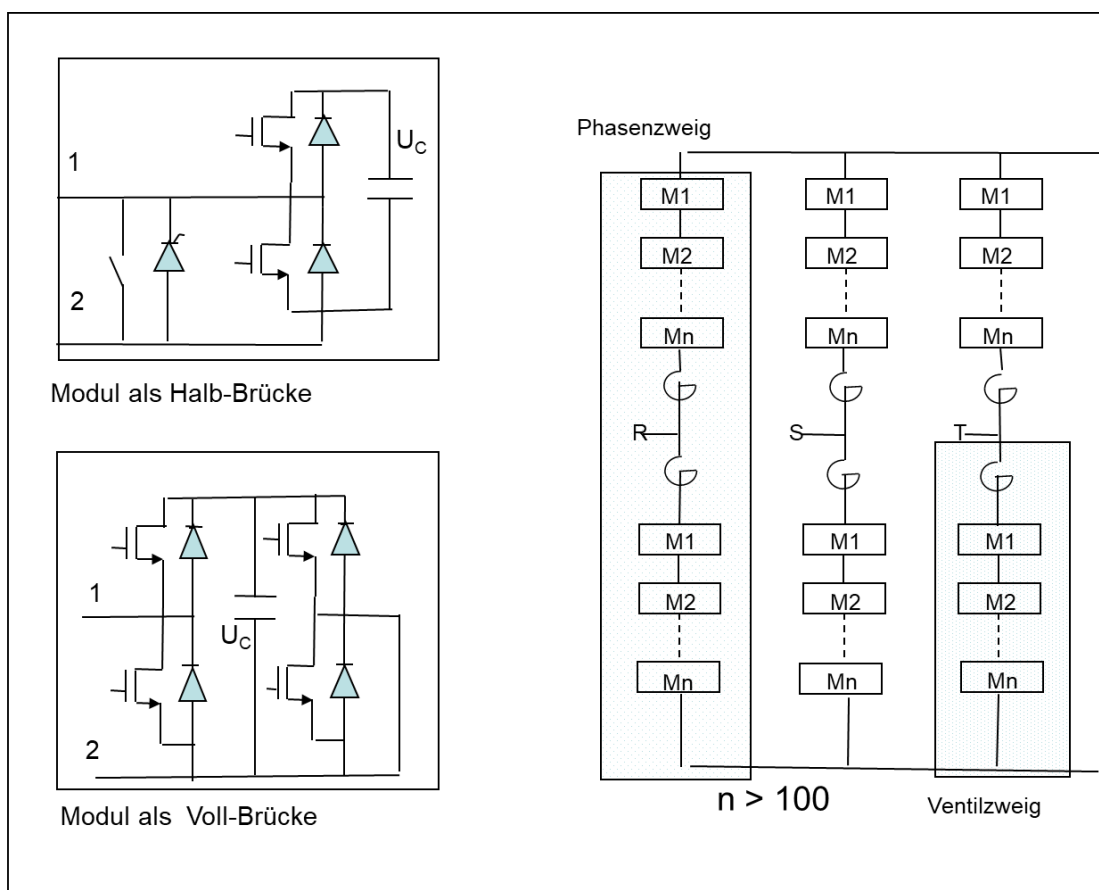


Bild 6 VSC in MMLC-Modulvarianten

6. Messung der Gleichströme

Die klassischen Verfahren zur Gleichstrommessung sind

- Messung mit einem Krämerwandler (stromgesteuerter Transduktor) und
- Messung mit einem Zero-Flux-Wandler (Kompensationswandler).

HGÜ-Anlagen, die bis in die 1990er Jahre gebaut wurden, verwenden zur Gleichstrommessung meist entweder Krämerwandler oder Zero-Flux-Wandler. Sie haben den Nachteil, dass sie schwere Magnetkerne benötigen, die am besten in Durchführungen untergebracht werden. Andere Messstellen sind schwer zu realisieren. Der Vorteil liegt in ihrem guten Preis-Leistungs-Verhältnis.

Seit etwa 10 bis 15 Jahren sind neue Methoden zur Messung von Strömen auf hohem Potential im Einsatz:

- Messung mit einem Shunt (oder einem anderen Geber) und Übertragung des Messwertes nach Erdpotential mit Lichtwellenleiter (elektro-optische Methode) und
- Strommessung direkt mit Licht (Ausnutzung des Faraday-Effekts).

Stromwandler, die diese Methoden verwenden, sind leicht und flexibel hinsichtlich des Aufstellortes.

6.1 Elektrooptische Methode

Bei dieser Methode wird der Strom auf hohem Potential mit einem Shunt gemessen. Der Messwert wird über einen Lichtwellenleiter in digitaler Form zum Erdpotential übertragen. Die auf dem Potential benötigte Elektronik wird über einen Laser mit der Hilfsenergie versorgt. Beide Lichtleiter werden vom Erdpotential durch eine dünne Isolatorsäule zum hohen Potential geführt [24]. Durch geeignete Maßnahmen muss sichergestellt werden, dass hochfrequente Störsignale nicht in den Messwert gelangen [25].

6.2 Volloptische Methode

Das Prinzip der volloptischen Strommessung wird am besten durch das folgende Zitat erklärt [26]:

„Die meisten optischen Strommesssysteme basieren auf dem Faraday-Effekt, benannt nach dem englischen Wissenschaftler Michael Faraday (1791-1867). Bei diesem auch als magneto-optischer Effekt bezeichneten Phänomen kommt es zu einer Drehung der Polarisationsebene einer linear polarisierten Lichtwelle, wenn sie sich unter Einwirkung eines Magnetfelds durch ein Medium (z. B. ein Stück Glas) bewegt. Statt des linearen Lichts können auch links und rechts zirkular polarisierte Lichtwellen verwendet werden. In einem Magnetfeld bewegen sich die beiden zirkularen Wellen mit unterschiedlicher Geschwindigkeit. Dadurch ergibt sich ein Phasenunterschied, der eine Drehung der resultierenden linearen Welle um den Winkel ϕ_F bewirkt. In einem Stromsensor bewegt sich

das Licht entlang eines geschlossenen Pfads, der durch die um den Leiter herum angeordnete Faser vorgegeben ist. Im Reflexionsmodus ergibt sich der Phasenunterschied aus der Gleichung

$$\Delta \varphi_F = 4 V N \int H ds = 4 V N I$$

wobei

V = Verdet-Konstante, ein stoffabhängiges Maß für die Stärke des Faraday-Effekts

N = Anzahl der Umläufe des Lichts um den Leiter

I = Stromstärke.

Durch den geschlossenen Pfad hängt das Signal nur von der Stromstärke und der Anzahl der Faserwindungen, nicht aber von dimensional Größen wie dem Durchmesser oder der Form einer Faserwindung ab.“

Volloptische Stromwandler brauchen keine Hilfsenergie am Ort der Messung und sind immun gegen elektromagnetische Störsignale dort und auf dem Weg dahin. Ausführliche Informationen zu volloptischen Stromsensoren liefern [27], wo Feldversuche beschrieben werden.

7. Literaturhinweise

- [1] Leonhard, W.: Regelung elektrischer Antriebe. 2. Aufl. Berlin u. a.: Springer, 2000
- [2] It's time to connect, Technical Description of HVDC Light[®] technology, Information der Firma ABB. ABB Grid Systems – HVDC. SE-771 80, Ludvika, Schweden.
- [3] HVDC PLUS – Basics and Principle of Operation, Information der Firma Siemens, April 2012
- [4] Marquardt, R.; Lesnicar, A.; Hildinger, J.: Modulares Stromrichterkonzept für Netzkupplungsanwendungen bei hohen Spannungen. ETG-Fachtagung, Bad Nauheim, 2002
- [5] Lesnicar, A.; Marquardt, R.: An Innovative Modular Multilevel Converter Topology Suitable for a Wider Power Range. In: IEEE-PowerTech 2003, Bologna
- [6] Knaak, H.-J.: Modular Multilevel Converters/FACTS: A Success Story. In: Proceedings of the 2011-14th European Conference on Power Electronics and Applications. IEEE Conference Publication 2011
- [7] Jacobson, Bjorn; Karlsson, Patrik; Asplund, Gunnar; Harnefors, Lennart; Jonsson, Tomas: VSC-HVDC Transmission with Cascaded Two-Level Converters. In: CIGRÉ-Bericht B4-110, 2010

- [8] MacLeod, N. M.; Barker, C. D.; Whitehouse, R. S.; Liang, W: VSC HVDC Converter Design with Fault Blocking Capability for OHL Applications. Vortrag auf EPRIHVDC/FACTS Conference, 30.-31. August 2011, Palo Alto (CA), USA. Siehe Folien unter:
[http://mydocs.epri.com/docs/publicmeetingmaterials/1108/6XNSUMJE9MT/Alstom -
 MacLeod- VSC HVDC Converter Design with Fault Blocking Capability.pdf](http://mydocs.epri.com/docs/publicmeetingmaterials/1108/6XNSUMJE9MT/Alstom-_MacLeod-_VSC_HVDC_Converter_Design_with_Fault_Blocking_Capability.pdf)
 (letzter Aufruf: 16.05.2020)
- [10] Rogowsky, Y.: Strombeanspruchung und Überstromschutz von Thyristorventilen einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung. In: ETZ-A 91 (1970), S. 297-302
- [11] Reeve, J.; Kapoor, S. C.: Analysis of Transient Short-Circuit Currents in HVDC Power Systems. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 90 (1971), S. 1174-1182
- [12] Kapoor, S. C.; Reeve, J.: Analysis of a Pole-to-Pole Short-Circuit on Bipolar HVDC Converters. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 92 (1973), S. 886-892
- [13] Woodhouse, M. L.: Voltage And Current Stresses On HVDC Valves. In: IEEE Transactions on Power Delivery 2 (1987), S. 199-206
- [14] Junzheng Cao; Jackson, D.; Jialiang Wen; Jian Zhang; Mingyao Wang: Thyristor Valve for the 12-Pulse Converter for the Sino-Russia BtB scheme. Asia – Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2009, APPEEC 2009, IEEE Conference Publication, S. 1-7
- [15] Jodeyri, M. H.; Cao, J. Z.; Zhou, C.; Tang G: Thyristor Valve for the 12-Pulse Converter for the 3 Gorges – Shanghai II HVDC Transmission Scheme. International Conference on Power System Technology (Powercon), IEEE Conference Publication 2010, S. 1-7
- [16] Beriger, F. C.; Hansberger, J.; Juette, G. W.: Cabora Bassa HVDC Transmission: Oil Cooled Outdoor Thyristor Valve. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 94 (1975), S. 1061-1071
- [17] Koetzold, B. R.; Kriechbaum, K.; Rogowsky, Y.; Walter, H.: Schutz von Thyristorventilen einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung durch Überstromableiter. In: Technische Mitteilungen AEG-Telefunken 61 (1971) H. 4, S. 233-236
- [18] Takeda, H.; Ayakawa, A.; Tsumenaga, M.; Sanpei, M.: New Protection Method For HVDC Lines Including Cables. In: IEEE Transactions on Power Delivery 10 (1995), S. 2035-2039

- [19] Kato, Y.; Watanabe, A.; Konishi, H.; Kawai, T.; Inoue, Y.; Sanpei, M.: Cable Section Fault Detection for HVDC Line Protection. In: IEEE Transactions on Power Delivery 1 (1986), S. 332-336
- [20] Dewe, M. B.; Sank, S.; Arrillaga, J.: The Application of Satellite Time References to HVDC Fault Location. In: IEEE Transactions on Power Delivery 8 (1993), S. 1295-1302
- [21] CT Application Note 07-08: Power Line Fault Detection: Keeping the Electricity flowing in Southern Africa, Cahora Bassa Project, Information der Firma Bergoz Instrumentation, 156, rue du Mont Rond 01630 Saint Genis Pouilly, France
- [25] Xiaofang Chen; Chengyong Zhao; Chungang Cao: Research on the Fault Characteristics of HVDC Based on Modular Multilevel Converter. IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC) 2011, S. 91-96
- [26] Caprivi Link Interconnector. A Step further in HVDC Light Technology. Vortrag der Firma ABB während IEEE/PES, Calgary, July 2009. Siehe Vortragsfolien unter: <http://www.ece.uidaho.edu/hvdcfacts/Presentations/ABB09.pdf> (letzter Aufruf: 16.05.2020)
- [27] Marquardt, R: Modular Multilevel Converter Topologies with DC-Short Circuit Current Limitation. 2011 IEEE 8th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & FCCE), S. 1425-1431
- [29] High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange. Tutorial der Firma Siemens AG, S. 41, Siehe das Tutorial unter: http://www2.osinerg.gob.pe/Proyecto_Normas/2007/CritMetElabPlanTransm/Estudio03-Quantum/03Informe03-03-Anexo-C.pdf (letzter Aufruf: 16.05.2020)
- [30] Xiaotao Han; Yan Xu; Chuang Fu; Hong Rao: Research about Measurement Performance of Optic-Electric DC Current Transformer in 500 kV HVDC Power System. In: Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference 2009, S. 1-4
- [31] Bohnert, K.; Guggenbach, P.: Eine Revolution in der Gleichstrommessung. Faseroptische Stromsensoren für die elektrolytische Metallgewinnung. In: Bulletin SEV/VSE 23/2005, S. 23-26
- [34] Takahashi, M.; Sasaki, K.; Hirata, Y.; Murao, T.; Takeda, H.; Nakamura, Y.; Ohtsuka, T.; Sakai, T.; Nosaka, N.: Field test of DC optical current transformer for HVDC Link. In: IEEE Power and Energy Society General Meeting 2010, S. 1-6