

Das Langzeitverhalten von Wandler-Ölen

Autor(en): **Stoll, P. / Vuilleumier, C.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins :
gemeinsames Publikationsorgan des Schweizerischen
Elektrotechnischen Vereins (SEV) und des Verbandes
Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE)**

Band (Jahr): **61 (1970)**

Heft 7

PDF erstellt am: **13.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-915928>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern. Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Das Langzeitverhalten von Wandler-Ölen

Von P. Stoll und C. Vuilleumier, Bern

578-579

621.315.615.2

Ölkontrollen an Wandlern mit Luftabschluss haben gezeigt, dass schon nach 10...12 Betriebsjahren eine starke Ölalterung, die sich in schlechten Ölkennzahlen manifestiert, beobachtet wird. Der Vermutung, dass besonders trockene, uninhibierte Öle alterungsanfälliger sind als solche mit mässigem und grossem Wassergehalt, wird mit einem Modellversuch nachgegangen. Der Mechanismus konnte in grossen Zügen erklärt werden, und die Verwendung von aromatenhaltigen und mit DPBC inhibierten Ölen wird empfohlen.

Les contrôles d'huile de transformateurs de mesure protégés contre l'air libre ont montré, qu'après 10 à 12 ans de service il intervient un vieillissement prononcé qui se manifeste par un mauvais indice d'huile. Un essai en laboratoire a confirmé l'hypothèse que le vieillissement intervient plus fortement pour les huiles sèches que les huiles humides. Le mécanisme a été expliqué grosso modo et l'usage des huiles aromatiques et inhibées est recommandé.

1. Einleitung

Wandleröle unterscheiden sich in ihrer Zusammensetzung in der Regel kaum von den modernen Transformatorenölen. Lediglich besteht bei den Produzenten der Wandler eine gewisse Tendenz, aromatenreichere Öle (5...8 % Gehalt) wegen des besseren Löslichkeitsverhaltens [1]¹⁾ gegenüber Wasser und Gasen einzusetzen. In der Regel sind bei den Messwandlern besondere Vorkehrungen anzutreffen, die das Eindringen der Feuchtigkeit von aussen verhindern. Zumindestens sind alle Geräte der höheren Spannungsreihen mit einem luftdichten Abschluss ausgerüstet, der konstruktiv je nach Fabrikat verschieden ausgelegt sein kann.

Der Messwandler unterscheidet sich vom Transformator im gewichtsmässigen Verhältnis Öl/Papier bzw. Zellulose. Kupferdrähte mit speziellen Oberflächenbehandlungen und die gealterte Zellulose können auch beim Wandler zu Kontaminationseffekten Anlass geben. Das thermische Verhalten der Wandler dagegen ist als völlig unkritisch bekannt. In der Regel werden bei heissem Sommerwetter und bei direkter Einstrahlung keine höheren Öltemperaturen als 50...60 °C beobachtet. Man müsste daher annehmen, dass die Alterung der Mineralöle durch Oxydation langsam vor sich geht. Es ist noch nicht so lange her, da wurde in Überbewertung des Luftabschlusses vom abgeschlossenen, wartungsfreien Wandler gesprochen.

Die Bernischen Kraftwerke AG haben in systematischer Weise die Öle sämtlicher im Netz installierten Wandler nach folgenden Kriterien untersucht:

- Durchschlagfestigkeit (nach Regeln des SEV);
- Verlustfaktor-Messung (tg δ bei 90 °C und 50 Hz);
- Säurezahl (mg KOH/g Öl bei Endwert pH = 11,5);
- Grenzflächenspannung (nach *Cenco du Nouy*, dyn/cm).

Die Resultate sind teilweise alarmierend schlecht ausgefallen. Besonders bei Wandlern der 50-kV-Spannungsebene (ungünstiges Verhältnis Öl/Papier bzw. Kupfer) sind nach 20 Jahren Betriebsdauer Öle mit Verlustfaktoren über 100 %, Grenzflächenspannungen < 20 dyn/cm und Säurezahlen > 0,3 beobachtet worden.

Von besonderem Interesse sind die Resultate der Messungen von Wandlerölen aus Apparaten der höheren Spannungsreihe (150 bzw. 220 kV). Insbesondere soll in Tabelle I gezeigt werden, dass Öle aus Wandlern der höheren Spannungsebenen mit und ohne Luftabschluss sich in bezug auf Alterung unterschiedlich verhalten.

¹⁾ Siehe Literatur am Schluss des Aufsatzes.

Für die Beweisführung steht eine Serie von 20 Kombi-Wandlern gleichen Fabrikates (je 10 ohne Luftabschluss, Inbetriebsetzung: 1955, je 10 mit Luftabschluss, Inbetriebsetzung: 1957) zur Verfügung. Bei den gemessenen Wandlern sind diejenigen ohne Luftabschluss mit den üblichen Silikagel-Vorlagen ausgestattet; beim Luftabschluss handelt es sich um ein Gummibalg-System, das mit Stickstoff gefüllt ist. Für die Beurteilung ist es wichtig zu wissen, dass das Öl mit dem Gummi nicht in Berührung kommt. Eine Diffusion von Feuchtigkeit und Luft ist durch den Gummi dagegen nicht völlig auszuschalten. Dieser Effekt ist für die nachfolgende Diskussion unerheblich. Um jeder Fehlinterpretation vorzubeugen, sei betont, dass ein Luftabschluss, der das Eindringen der Feuchtigkeit von aussen verhindert, für die Betriebssicherheit nur vorteilhaft ist (Tabelle I).

Kenndaten von Wandlerölen mit 12...14 Betriebsjahren

Tabelle I

Öl-Kenndaten (Mittelwerte aus 10 gemessenen Apparaten)		Wandler ohne Luftabschluss (Baujahr 1955)	Wandler mit Luftabschluss (Baujahr 1957)
Durchschlagspannung nach Regeln des SEV		kV	90
tg δ bei 20 °C	%	0,33	0,72
tg δ bei 90 °C	%	5,54	17,0
Säurezahl	mg KOH/g Öl	0,029	0,025
Grenzflächenspannung	dyn/cm	28	26

Das Resultat zeigt weit ausserhalb der Fehlergrenzen, dass Wandleröle in abgeschlossenen Systemen in diesem Fall stärker altern, als solche in Systemen mit den üblichen Silikagel-Vorlagen, wenn der Verlustfaktor als Kriterium herangezogen wird. Man steht offenbar vor der Tatsache, dass trockene Öle (1...3 ppm Wassergehalt) gegenüber Ölen im Gleichgewichts-Wasserzustand (≥ 20 ppm) auf lange Zeit gesehen gegenüber Kontaminationseffekten eher ein schlechteres Verhalten aufweisen. Auch absolut gesehen muss der Zustand der gemessenen Öle als unbefriedigend betrachtet werden, zeigt doch die Grenzflächenspannung von 26...27 dyn/cm nach erst 10jährigem Betrieb eine erhöhte Konzentration von sauren und polaren Oxydationsprodukten an.

In der vorliegenden Arbeit sind in weiteren Abschnitten Modellexperimente beschrieben, die über die Alterungseigenschaften von sehr trockenen Ölen (einige ppm Wassergehalt) Auskunft geben sollen.

Für den Praktiker ist es interessant zu wissen, dass es Abwehrmassnahmen gegen diese Alterungserscheinungen gibt; nämlich eine Inhibierung mit DBPC (2,6 — diter-butylpara-Kresol), wobei ein Zusatz von 0,3 Gewichtsprozenten zu empfehlen ist. Antioxidantien, wie DBPC, eignen sich besonders für den Schutz der Mineralöle gegen die sog. «katalytische Alterung», die in Systemen mit viel Zellulose, Kupfer und in sonstigen Zusätzen wie Bindemittel und Lacke bei kleinem Ölvolumen auftritt.

Durch neue Methoden [2] lässt sich die Inhibitorkonzentration über die Betriebsdauer der Öle verfolgen. Seit längerer Zeit wird sogar die Meinung vertreten, dass die Schnelligkeit der Abnahme des Inhibitors als Oxydationshemmer ein Mass ist für die Alterungseigenschaften dieser speziellen Isolierölsorte. Ist umgekehrt das Alterungsverhalten eines bestimmten, inhibierten Öls bekannt, können daraus wichtige Schlüsse über das Betriebsverhalten und den Einsatz dieses elektrischen Apparates gezogen werden.

2. Spezielle Untersuchungen über das Alterungsverhalten von Mineralölen mit verschiedenen Wassergehalten

Die künstliche Alterung von Mineralölen etwa nach Empfehlungen der CEI, Publikation 74 (1963) und anderer Methoden sind ausschliesslich für die Prüfung (Oxydationsverhalten) von Transformatorenölen entwickelt worden. Um die Alterungseigenschaften von sehr trockenen und feuchten Ölen in abgeschlossenen Systemen zu untersuchen, ist es notwendig mit speziellen Anordnungen zu arbeiten, die eher mit der Wirklichkeit verglichen werden können, ohne dass die Prüfzeit über alle Masse verlängert werden muss.

50 cm³ Öl wurde daher in einer abgeschlossenen Glaskugel zusammen mit 30 cm Kupferdraht (Durchmesser: 1 mm) über 10 Tage im Trockenschrank bei 100 °C gealtert. Als Atmosphäre über dem Öl wurde trockene Luft verwendet. Um ein homogenes Versuchsmaterial zu erhalten, ist ein modernes Mineralöl mit 4,5 % Aromatengehalt verwendet worden. Vorgängig durchgeführte Alterungsteste nach CEI wurden von diesem Neuöl mit Erfolg bestanden.

Mit der speziellen Anordnung soll gezeigt werden, dass die feuchten Öle (Öle mit mittlerem und grösserem Wassergehalt) unter Umständen ein besseres Alterungsverhalten aufweisen können als sehr trockene Öle. Tabelle II gibt Auskunft (Mittelwerte von 3 Versuchen) über die Resultate.

Daten nach Alterung des Öles im abgeschlossenen Glasgefäss mit Cu-Zusatz bei 100 °C über 10 Tage

Tabelle II

	Trockenes Öl	Nasses Öl
Wassergehalt ppm	32	75
Grenzflächenspannung dyn/cm	33	35
tg δ bei 90 °C %	10,0	3,5
Säurezahl mg KOH/g Öl	0,075	0,06
Aussehen des Öles	beginnende Aus- schlammung	klar

³⁾ Bemerkung: Verwendet wurde ein trockenes Öl mit einem Wassergehalt von 1 ppm und ein nasses Öl mit einem Wassergehalt von 75 ppm.

Dieser sehr extreme Versuch kann dahin interpretiert werden, dass weit ausserhalb der Fehlergrenzen ein sehr nasses Öl ein besseres Alterungsverhalten als ein sehr trockenes Öl aufweist (man beachte den tg δ-Wert). Zugegebenermassen handelt es sich hier um drastische Anfangsbedingungen, in bezug auf den Feuchtigkeitsgehalt des untersuchten Öles.

In derselben Versuchsanordnung wie bereits beschrieben, wurden zwei Isolieröle mit verschiedenen Aromatengehalten (4,5 und 8 %) dem gleichen Alterungstest unterworfen mit dem Unterschied, dass der Anfangswassergehalt auf <1 ppm eingestellt wurde. Im Glasgefäss herrschte während der Alterung Atmosphärendruck (trockene Luft). Alle Wasserbestimmungsmessungen wurden mit den sog. «modifizierten Wasserbestimmungsmethoden nach Edwards» [3], die auf einer Dampfdruckmessung beruht, vorgenommen. Zur Messmethode sei folgendes gesagt: Eine eingewogene Ölprobe wird im Vakuum entwässert und entgast, wobei der Wasserdampf in einer Kühlfalle ausgefroren wird. Der Messraum der Apparatur wird nachher vom Probegefäss und der Vakuumpumpe angetrennt. Das Wasser in der Kühlfalle verdampft. Der sich bei Zimmertemperatur einstellende Dampfdruck (Totaldruck) wird mit Hilfe eines sehr genauen Pirani-Manometers (Wärmeleitungsmanometer) gemessen. Näheres über die Apparatur entnimmt man [3]. Die Resultate der Versuche sind in Tabelle III zusammengefasst.

Ölalterung im abgeschlossenen Glasgefäss mit Cu-Zusatz bei 100 °C über 10 Tage

Trockenes Öl, Wassergehalt: 1 ppm

Alle Messwerte sind Mittelwerte aus je 4 Proben

Tabelle III

	Inhibiertes Öl 0,2% DBPC 4,5% Aro- matengehalt	Nicht inhibiertes Öl 4,5% Aro- matengehalt	Inhibiertes Öl 0,2% DBPC 8% Aro- matengehalt	Nicht inhibiertes Öl 8% Aro- matengehalt
tg δ bei 90 °C %	1,5	7	2,5	5,5
Grenzflächen- spannung dyn/cm	36	34	34	32
Säurezahl mg KOH/g Öl	0,048	0,05	0,03	0,05
Inhibitorgehalt nach Alterung %	0,08	—	0,09	—
Abbau-Produkte des Inhibitors	feststell- bar	nicht fest- stellbar	feststell- bar	nicht fest- stellbar
Wassergehalt nach Alterung ppm	0,6	32	0,3	0,3

Die Auswertung dieser Tabelle führt zu folgenden Aussagen: Das Öl mit 4,5 % Aromatengehalt und ohne DBPC entwickelt bei den Alterungen gelöstes Wasser (32 ppm), das mit Hilfe der modifizierten Edward-Methode nachgewiesen werden konnte. Die Entstehung dieses Wassers kann nur mit Kondensationsvorgängen (chemische Prozesse) erklärt werden. Inhibierte Öle mit 0,3 % DBPC und das nicht-inhibierte aromatenhaltige Öl (8 % Aromatengehalt) zeigen diesen Effekt nicht. Öle mit DBPC als Inhibitor weisen generell bessere tg δ-Werte nach der Alterung auf. Einerseits kann man die Wasserbildung durch chemische Kondensation als Test für das Alterungsverhalten unter besonderen Bedingungen benützen, andererseits erkennt man deutlich, dass mit DBPC inhibierte Öle dieses Verhalten nicht zeigen. Bei aromatenhaltigen Ölen absorbieren wahrscheinlich gerade diese Zusätze das freibewegliche gelöste Wasser. Ob in die-

Gerät und Säule	Typ Perkin-Elmer 900, SE 30 Silikongummi auf Chromosorb G, 2 m Länge
Temperatur: Einspritzblock Verteiler	260 °C 270 °C
Temperaturprogramm des Ofens	2 min isotherm 130 °C, 130 °C bis 270 °C mit 6,5 grad/min, 5 min isotherm 270 °C
Trägergas	Helium
Durchflussgeschwindigkeit	30 ml/min
Manometerdruck	2,9 ata
Detektor	FID (Wasserstoff und Luft)
Empfindlichkeit	× 160
Einspritzvolumen	2,3 µl
Schreiber	Perkin-Elmer 165
Papiervorschub	10 mm/min

sem speziellen Test-Öl die sog. natürlichen Inhibitoren in Form von speziellen Aromaten eine wesentliche Rolle spielen, ist schwer abzuklären. Als Empfehlung bleibt die Feststellung übrig, dass Wandleröle eigentlich diesen Alterungsstufen ohne Wasserbildung überstehen sollten.

Es ist übrigens bekannt, dass bei gealterten Transformatorölen in der Regel grössere Wassermengen im Öl beobachtet wurden, als es dem Gleichgewichtszustand Öl/Luft/Feuchtigkeit der Zellulose entsprechen würde. Dieser Effekt könnte auf ähnliche Kondensationseffekte zurückgeführt werden.

3. Untersuchungen über die Abbauprodukte des Inhibitors DBPC

In der Arbeit [2] wird eine gaschromatographische Methode zur Bestimmung der Abbauprodukte des Inhibitors angegeben. Die Abbauprodukte des Inhibitors DBPC weisen bei der Temperatur-Programmierung des Gaschromato-

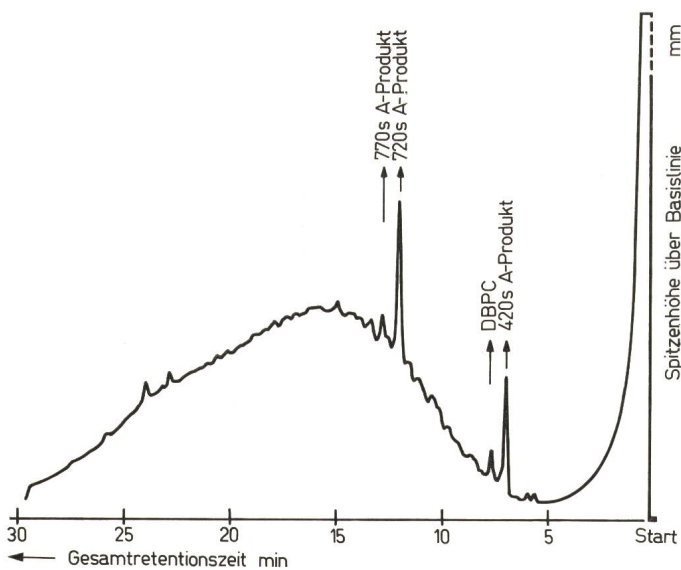


Fig. 1

Gaschromatogramm mit Abbauprodukten des Inhibitors DBPC

Öl: 4,5 % Aromatengehalt; Anfangsgehalt Inhibitor 0,3 % DBPC; Alterung nach CEI; verlängerte Alterungsdauer: 35 Tage

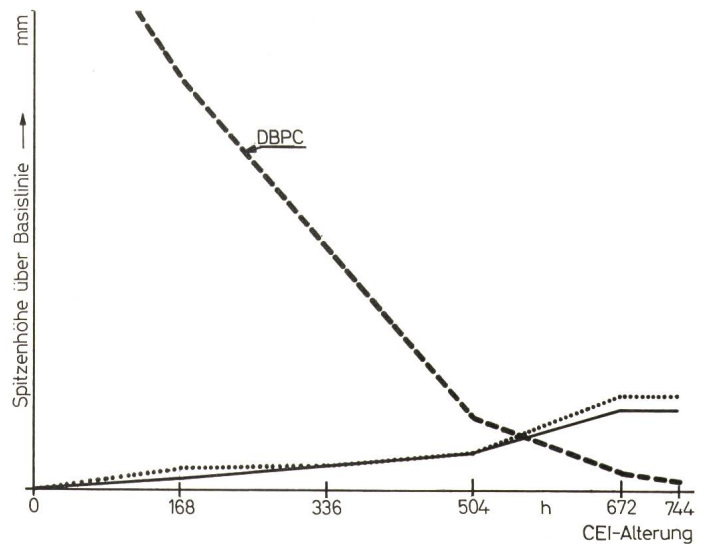


Fig. 2

Abnahme des DBPC-Inhibitors in Abhängigkeit von der CEI-Alterungszeit bzw. Zunahme der Konzentration der Abbauprodukte bei Retentionszeiten von 420 s und 720 s

- Inhibitor Retentionszeit 460 s
- Alterungsprodukt Retentionszeit 420 s
- Alterungsprodukt Retentionszeit 720 s

graphen nach Tabelle IV folgende Gesamtretentionszeiten auf:

1. Abbau-Peak DBPC 420 s
2. Peak DBPC 460 s
3. Abbau-Peak DBPC 720 s
4. Abbau-Peak DBPC 770 s

Ein Gaschromatogramm mit Abbauprodukten des Inhibitors DBPC zeigt Fig. 1. Man beachte die deutlich ausgebildeten Spitzen der Abbaustoffe vom DBPC Öl, das nach 35 Tagen CEI-Alterung noch 0,2 % DBPC enthält (siehe Spitze bei 460 s).

In Fig. 2 wird die Abnahme des Inhibitors der Zunahme der Abbauprodukte (Retentionszeiten 420 s und 720 s) entgegengestellt. Man beachte, dass beim Knick in der Abnahmekurve des DBPC-Inhibitors auch ein starkes Ansteigen der Abbauprodukte beobachtet wird. Es ist sicher empfehlenswert, das inhibierte Öl vor dem Erreichen eines Inhibitorgehaltes von 0,08 % zu regenerieren und neu zu inhibieren (siehe [1]).

Die Identifizierung dieser definierten Abbauprodukte wird Gegenstand einer weiteren Arbeit sein.

4. Problematik der Aufbereitung von Wandlern

Das Altern der Wandleröle und vor allem der steigende Wassergehalt der Wandleröle mit der Betriebsdauer gibt selbstverständlich Anlass zur Vorsorge und löst Diskussionen aus, wie man die Lebensdauer dieser Apparate verlängern könnte. Es gibt verschiedene Regenerationsmethoden, die besonders auf einer Neutrocknung der Zellulose beruhen. Wie auch immer das Verfahren ist, bleibt zu bedenken, dass bei ursprünglichem Trocknungsvorgang nach Lampe [4] je nach Temperatur und Zeit die Moleküllänge der Zellulose auf 40...80 % der ursprünglichen Länge zurückgeht. Bei einer Nachbehandlung — auch wenn sie noch so schonend in bezug auf Temperatur und Sauerstoff-Einwirkung vor sich geht — nimmt die Zellulose-Zersetzung schnell zu.

Dieser Palliativverfolg zahlt in der Regel den Aufwand nicht aus. Es ist daher ein eher zurückhaltendes Verfahren empfehlenswert, dass darin bestehen könnte, mit einer Ölkontrolle (Periode 5 Jahre) frühzeitig den Zeitpunkt zu bestimmen, wo das alte Öl in einem Vakuumverfahren bei abgeschlossenen Systemen durch ein trockenes inhibiertes Neuöl ersetzt werden soll.

Es ist klar, dass dadurch ein Alterungsprozess der Zellulose nur insofern beeinflusst werden kann, als der Inhibitor DBPC durch das Öl sehr langsam in die schlauchartigen Fasern eindiffundiert und als Oxydationshemmer auch in der Zellulose wirkt. Wesentlich ist, dass der Ölwechsel unter Beachtung aller Vorsichtsmassnahmen frühzeitig vorgenommen wird und vorsorglich alle neuen Wandler mit einem

aromatenhaltigen, mit 0,3 % DBPC inhibierten Öl imprägniert und in Betrieb genommen werden.

Literatur

- [1] P. Stoll: Aufbereitung und Regenerierung von Mineralölen unter besonderer Berücksichtigung der Transformatorenöle. Bull. SEV 52(1961)19, S. 764...770.
- [2] P. R. Stoll und C. Vuilleumier: Eine chromatographische Methode zur Bestimmung von Inhibitoren in Transformatorenölen. ETZ-A 90(1969)8, S. 176...179.
- [3] P. Stoll, H. Rembold und M. Weiss: Die Gaschromatographie als Hilfsmittel für Untersuchungen an Dielektrika unter besonderer Berücksichtigung der Wasserbestimmung in Ölen. Schweiz. Arch. angew. Wiss. Techn. 29(1963)7, S. 225...234.
- [4] W. Lampe: Beitrag zur Berechnung der notwendigen Trocknungszeit von Grosstransformatoren. Arch. Elektrotechn. 53(1969)2, S. 121...132.

Adresse der Autoren:

P. R. Stoll, Dr. sc. nat., und C. Vuilleumier, Dr. phil. nat., Bernische Kraftwerke AG, Viktoriaplatz 2, 3000 Bern.

ALESSANDRO VOLTA

1745—1837

919



Der Physiker Alessandro Volta, am 18. Februar 1745 in Como geboren, war Professor an den Gymnasien Como und Pavia. Als 30jähriger erfand er den Elektrophor, und im folgenden Jahr entdeckte er das Sumpfgas, was ihn zur Konstruktion der Voltaschen Pistole anregte. Dann wandte er sich elektrischen Problemen zu. 1780 fand er den quantitativen Zusammenhang zwischen Spannung, Ladung und Kapazität ($U = Q/C$).

Volta, eine imponierende Persönlichkeit mit Charme, schöpferischem Geist und praktischem Sinn, stand in regem Briefwechsel mit ausländischen Physikern. Dieser Erfahrungsaustausch liess ihn die Notwendigkeit erkennen, die Elektrometer zu normen, damit ihre Anzeigen vergleichbar würden. Er schlug auch vor, Potentialdifferenzen mit einer Waage zu messen.

1891 berichtete der Bologneser Anatomieprofessor *Luigi Galvani* über seine Froschenkelversuche. Volta griff die Probleme auf und gelangte nach langen, sorgfältigen eigenen Versuchen dazu, die Annahme Galvanis, es handle sich um «tierische» Elektrizität, abzulehnen. Er hatte erkannt, dass beim Berühren verschiedener Metalle Potentialunterschiede auftreten. Die Voltasche Spannungsreihe stellte ein erstes Ergebnis dieser Forschungen dar. Im Dezember 1799 erschienen seine Berichte über das «Becher-Element» sowie die Voltasche Säule. Für die damalige Zeit bedeutete die Schaffung einer Elektrizitätsquelle einen epochalen Fortschritt. In der Folge haben später zahllose Erfinder Dutzende von Elementen entwickelt. Aber es bleibt Voltas Verdienst, gezeigt zu haben, wie durch Serieschaltung verschiedener Metalle unter Zwischenschaltung eines Elektrolyten Elektrizität erzeugt werden kann.

Noch im gleichen Jahre schuf Volta ein Kondensator-Elektrometer. Auch Napoleon erfuhr von seinen grossen Erfindungen und liess ihn nach Paris kommen. Im November 1801 führte er seine Versuche vor dem Konsul vor und wurde mit grossen Ehrungen entlassen. 1810 wurde er geadelt.

Die schönste und grösste Ehrung wurde Volta später zuteil, indem die Einheit der Spannung «Volt» genannt wurde. Como hat seinem grossen Bürger, der dort am 5. März

1837 starb, ein kleines, aber sehr interessantes Museum errichtet. Zahllose Strassen in aller Welt tragen den Namen des grossen Italieners.

H. Wüger