

Der Einfluß des $\cos \varphi$ auf die Tarifgestaltung der Elektrizitätswerke

**unter besonderer Berücksichtigung
großstädtischer Verhältnisse**

Dissertation

**zur Erlangung der Würde
eines Doktor-Ingenieurs
der Technischen Hochschule zu Berlin**

vorgelegt am 18. Juni 1928

von

Dipl.-Ing. Hans Nissel
aus Beuthen, O./S.

genehmigt am 10. Juli 1928

Der Einfluß des $\cos \varphi$ auf die Tarifgestaltung der Elektrizitätswerke

unter besonderer Berücksichtigung
größtstädtischer Verhältnisse

Dissertation

zur Erlangung der Würde
eines **Doktor-Ingenieurs**
der Technischen Hochschule zu Berlin

vorgelegt am 18. Juni 1928

von

Dipl.-Ing. Hans Nissel
aus Beuthen, O./S.

genehmigt am 10. Juli 1928

Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH 1928

**Die vollständige Arbeit erscheint als Buch,
ein Auszug in der Elektrotechnischen Zeitschrift,
im Springer-Verlag Berlin Heidelberg**

ISBN 978-3-662-31446-3 ISBN 978-3-662-31653-5 (eBook)
DOI 10.1007/978-3-662-31653-5

**Berichter: Professor Matthias
Mitberichter: Professor Dr. Dr. Windel**

Lebenslauf.

Ich, Hans Nissel, wurde am 2. August 1902 zu Beuthen O.-S. als Sohn des Apothekenbesitzers Dr. phil. Arthur Nissel und seiner Ehefrau Elisabeth geb. Beiner geboren.

Ich besuchte von meinem 6. Lebensjahre an die Vorschul- und Gymnasialklassen des staatlichen Friedrichskollegiums zu Königsberg i. Pr. und legte hier im September 1920 die Reifeprüfung ab. Hierauf wandte ich mich dem Studium der Elektrotechnik an der Technischen Hochschule zu Karlsruhe i. B. zu, wo ich nach einem Studium von vier Semestern die Diplom-Vorprüfung am Ende des Sommer-Semesters 1922 bestand. Die letzten vier Semester studierte ich an der Technischen Hochschule zu München, wo ich am Ende des Sommer-Semesters 1924 die Diplom-Hauptprüfung in der Fachrichtung Elektrotechnik ablegte.

Schon während meiner Schulferien bildete ich mich praktisch in der Schlosserei und im Elektro-Installationswesen aus. Diese Tätigkeit setzte ich auch während der Hochschulferien fort; u. a. war ich auch bei dem Elektrizitätswerk und Straßenbahn Königsberg i. Pr. im Kraftwerk und in der Zähler-Eich- und -Reparaturwerkstatt beschäftigt.

Seit dem 11. September 1924 bin ich bei der Berliner Städtische Elektrizitätswerke Akt.-Ges. tätig. Ich bin seit dem 4. Juli 1925 mit Gertrud geb. Wassermann verheiratet.

Inhaltsverzeichnis.

	Seite
Einführung	1
1. Teil: Theoretische Untersuchungen.	5
I. Abhängigkeit der Anlagekosten vom $\cos \varphi$	5
1. Generatoren (6 kV).	8
2. Transformatoren	10
a) 30/6 kV	10
b) 6000/220 V	11
3. Kabel	13
a) 30-kV-Kabel (Hochspannung).	14
b) 6-kV-Kabel (Mittelspannung).	16
c) 200-V-Kabel (Niederspannung)	18
4. Gesamte Anlagen	20
II. Die Beeinflussung der Verluste durch den $\cos \varphi$	24
III. Entwicklung eines $\cos \varphi$ -Tarifes	25
2. Teil: Praktische Folgerungen	30
I. Haupterfordernisse eines Blindstromtarifes	30
II. Angewandte $\cos \varphi$ -Tarife	31
1. Scheinleistungstarif	32
2. Blindverbrauchtarif	35
3. Gemischter $\cos \varphi$ -Tarif	38
III. Kritischer Vergleich der Tarife	40
1. Annäherung an die Selbstkosten	40
2. Wirtschaftlicher Anreiz für den Abnehmer zur Blindstromkompen- sation	43
3. Messung und Verrechnung	50
4. Verständlichkeit für den Abnehmer	51
Zusammenfassung	53
Literaturverzeichnis.	53
Symbolische Bezeichnungen.	54

Einführung.

Wie für alle anderen Wirtschaftsgüter gilt auch für die Elektrizität bei der Preisbildung als oberster Grundsatz das wirtschaftliche Gesetz von Angebot und Nachfrage, wobei für das Angebot in erster Linie die Selbstkosten maßgebend sind, während die Nachfrage hauptsächlich durch die Wertschätzung bestimmt wird, die die Elektrizität als Träger von Licht, Kraft oder Wärme von seiten der Abnehmer genießt. Daneben üben jedoch eine Anzahl anderer Faktoren einen maßgebenden Einfluß auf die Form der Tarife und die Höhe der Strompreise aus. So ist der Verwendungszweck oft von Einfluß, und der Preis einer Kilowattstunde kann verschieden sein, je nachdem ob Licht, Kraft oder Wärme durch den elektrischen Strom erzeugt werden sollen. Überhaupt ist die Tatsache, daß Elektrizität als solche nicht verwendet werden kann, sondern daß sie erst in ihrer physikalischen oder chemischen Wirkung ausgenutzt wird, für die Preisgestaltung wichtig.

Da die Elektrizität in wesentlichen Mengen nicht speicherbar ist, die starken Schwankungen unterworfenen Leistungsbeanspruchung daher in jedem Augenblick in vollem Umfange gedeckt werden muß, so ist auch die Zeit der Stromentnahme von wesentlichem Einfluß auf die Stromkosten. Man wird daher während der Spitzenbelastungszeit einen hohen Strompreis für angemessen erachten, während in den Nachtstunden ein besonders billiger Preis gestellt werden kann. Da für die Wirtschaftlichkeit eines Elektrizitätswerkes die Ausnutzung des investierten Kapitals, d. h. die sogenannte Benutzungsdauer der installierten Maschinenleistung sehr bedeutsam ist, so hat das Elektrizitätswerk ein Interesse daran, Abnehmer mit hoher Benutzungsdauer ihrer Anschlußleistung günstiger zu stellen, als andere Abnehmer, was in zunehmendem Maße durch sogenannte Grundgebührentarife oder Tarife ähnlichen Aufbaues geschieht. Wie weit ein Elektrizitätswerk diesen Faktoren Einfluß auf die Tarifgestaltung geben will, hängt von den besonderen Umständen ab und ist eine Frage der Tarifpolitik.

Seit einigen Jahren gewinnt ein Umstand für die Elektrizitätswerke immer mehr an Bedeutung, das ist die Phasenverschiebung, die, hervorgerufen durch die Magnetisierungsströme der Transformatoren, Motoren usw., die Ausnutzungsmöglichkeit der Stromerzeugungs-

Verteilungseinrichtungen beeinträchtigt. Während in Gleichstromnetzen eine Phasenverschiebung nicht auftritt und in Drehstromnetzen, die vorwiegend der Lichtversorgung dienen, der Phasenverschiebung keine wesentliche Rolle zukommt, hat sich die Frage, die man schlagwortartig als $\cos \varphi$ -Frage bezeichnet, in den letzten Jahren, in denen Industrie und Gewerbe einen überragenden Anteil an der Gesamtbelastung der Elektrizitätswerke bekamen, zu einem Problem von weittragender Bedeutung ausgewachsen.

In erster Linie werden durch eine Verschlechterung des $\cos \varphi$ die Ausnutzungsmöglichkeiten des in den Kraftwerken und im Netz angelegten Kapitals herabgesetzt und gleichzeitig die Netzverluste gesteigert. Daneben spielt die Frage der Spannungsregulierung eine wichtige Rolle. Durch die Erhöhung des Scheinstromes infolge Verschlechterung des $\cos \varphi$ nimmt der Spannungsabfall zu, so daß die Spannungsreguliereinrichtungen größer ausgelegt werden müssen, als dies bei $\cos \varphi = 1$ notwendig wäre. Auch die Stoßkurzschlußströme sind bei schlechtem $\cos \varphi$ naturgemäß höher, und auch aus diesem Grunde sind die Elektrizitätswerke bestrebt, einen möglichst guten $\cos \varphi$ im Netz zu halten.

Mit dem wachsenden Anteil der Industrie an der Belastung der Elektrizitätswerke wurden die Erscheinungen immer bedenklicher, besonders in den Elektrizitätswerken, die zum Schutz ihrer Netz- und Schaltanlagen Reaktanzen in das Netz einbauten, da der Blindstrom in den Drosselspulen einen außerordentlich hohen Spannungsabfall hervorruft. Die Elektrizitätswerke sahen sich daher aus technischen und wirtschaftlichen Gründen gezwungen, den Blindstrom tariflich zu erfassen, und es entstanden eine Reihe verschiedenartiger Tarife, die in der einen oder anderen Weise bei niedrigem $\cos \varphi$ zu einer Verteuerung der Strompreise führen. Diese tariflichen Maßnahmen haben auf der einen Seite den Zweck, den Elektrizitätswerken wenigstens einen Teil der durch den Blindstrom verursachten Kosten zu ersetzen, anderseits — und dies ist die wesentliche Bedeutung der Blindstromklauseln — sollen sie auf den Abnehmer einen wirtschaftlichen Druck dahin ausüben, daß er für eine Verbesserung des $\cos \varphi$ seiner Anlage und damit eine Verminderung des Blindstromes sorgt.

Grundsätzlich werden hierbei zwei Wege beschritten: Entweder der Leistungspreis wird auf die Scheinleistung abgestellt, wobei die Scheinleistung meist auf rechnerischem Wege ermittelt wird, oder der Blindverbrauch wird gemessen und zu einem bestimmten Satze dem Abnehmer in Rechnung gestellt. Beide Maßnahmen erfordern besondere Meßeinrichtungen und werden daher fast nur bei größeren Abnehmern, im wesentlichen bei Hochspannungsabnehmern, angewendet, während man sich bei kleinen Abnehmern, falls man hier überhaupt eine Bewertung

des $\cos \varphi$ vornehmen will, darauf beschränkt, bei Verwendung kompensierter Motoren einen Pauschalrabatt zu gewähren. Viele Elektrizitätswerke sind bei der Kalkulation ihrer Blindstromklausel so vorgegangen, daß sie die gesamten entstehenden Unkosten auf den Wirkstrom verrechnet haben und dann in Anlehnung an schon bestehende Blindstromklauseln in ihrem Tarif einen Zuschlag für den Blindverbrauch vorsahen, der, mehr eine Strafe für schlechten und eine Belohnung für guten $\cos \varphi$, den tatsächlichen Verhältnissen wenig Rechnung trägt.

Gegenstand dieser Arbeit ist die Untersuchung der tatsächlichen Kosten, die durch den Blindstrom verursacht werden, und eine kritische Untersuchung der gebräuchlichsten Formen von Blindstromtarifen. Im ersten Teil wird die Abhängigkeit der Anlagekosten der einzelnen Teile eines Elektrizitätswerkes von der Scheinleistung untersucht und die Abhängigkeit der durch den Blindstrom verursachten zusätzlichen Verluste vom $\cos \varphi$ festgestellt. Aus diesen Unterlagen wird sodann ein $\cos \varphi$ -Tarif entwickelt, der den tatsächlichen Selbstkostenverhältnissen möglichst nahekommt.

Im zweiten Teil werden dann die drei gebräuchlichsten Blindstromtarife: der Scheinleistungstarif, der Blindverbrauchtarif und der gemischte $\cos \varphi$ -Tarif einander gegenübergestellt und in ihrer praktischen Brauchbarkeit miteinander verglichen. Hierbei wird das vom Verfasser angegebene Tarifmodell zur Veranschaulichung der Tarife verwendet.

In der Literatur finden sich eine Reihe von Arbeiten, die die Frage des Einflusses des Leistungsfaktors auf die Selbstkosten des Blindstroms untersuchen. Von diesen sei auf einen Aufsatz von R. Rolland¹ hingewiesen, in dem die durch den Blindstrom verursachten zusätzlichen Kosten unter bestimmten Voraussetzungen angegeben werden und der sich mit den von Bußmann und Dr. Schering vorgeschlagenen Verrechnungsmethoden auseinandersetzt.

Während Rolland bezüglich der zusätzlichen Verluste — abgesehen von dem vermehrten Dampfverbrauch infolge geringer spezifischer Belastung der Turbinen, der wohl vernachlässigt werden kann — zu ähnlichen Ergebnissen wie der Verfasser kommt, gehen seine Untersuchungen über die Steigerung des Anlagekapitals nicht soweit, wie die der vorliegenden Arbeit. Rolland begnügt sich damit, allgemeine Formeln aufzustellen und dann den Prozentsatz des Kapitalsdienstes am Gesamtstrompreis und den Anteil der elektrischen Ausrüstung am gesamten Anlagekapital auf Grund einer überschläglichen Schätzung einzusetzen, obgleich er selbst betont, daß der Kapitalsdienst bei der

¹ ETZ 1925, S. 289.

Bewertung des Leistungsfaktors den Ausschlag gibt, so daß meines Erachtens gerade dieser Teil des Strompreises eine genauere Ermittlung verdient. Weiter kommt in den allgemeinen Betrachtungen der Einfluß der Benutzungsdauer auf den Preis der kWh nicht zum Ausdruck. Bei der Einsetzung von Zahlen an Hand eines Beispiels beschränkt er seine Untersuchungen auf eine Benutzungsdauer von 3000 h/Jahr und betrachtet nicht die Verhältnisse bei anderen Benutzungsdauern, was zweifellos sehr wichtig ist, da — wie wir auch weiter unten sehen werden — ein Tarif bei 3000 h/Jahr mit den Selbstkosten parallel gehen, bei 1000 oder 6000 h/Jahr aber abweichen kann. Infolge dieser Beschränkung sind die Ergebnisse Rollands auf die heute allgemein üblichen Grundgebührentarife nicht ohne weiteres übertragbar.

Außerdem sagt Rolland nicht, wie er sich die praktische Verrechnung der auf seinen Ermittlungen basierenden Zuschläge denkt. In der angegebenen Form ist die Verrechnung in der Praxis kaum durchführbar.

In der vorliegenden Arbeit ist mit Rücksicht auf den hohen Anteil der festen Kosten an den Gesamtkosten des Blindstroms der Abhängigkeit des Kapitaldienstes vom $\cos \varphi$ besondere Beachtung geschenkt und die Frage der von Rolland nicht näher erörterten Beziehung zwischen Scheinleistung und Anlagekapital der elektrischen Ausrüstung eines Elektrizitätswerkes kritisch untersucht. Insbesondere wird nachgewiesen, daß man nicht eine direkte Proportionalität annehmen kann. Weiter werden die Ergebnisse in eine Form gebracht, die ihre Auswertung für die Tarife der Praxis ermöglicht.

Die Anregung zu dieser Arbeit verdankt der Verfasser seiner Tätigkeit bei der Berliner Städtische Elektrizitätswerke Akt.-Ges. (BEWAG), die sich u. a. auf eine Beratung der Hochspannungsabnehmer in Blindstromfragen erstreckt und die vielfach Gelegenheit bot, den Gegenstand der vorliegenden Arbeit genaueren Untersuchungen zu unterziehen. Hierbei mußte festgestellt werden, daß bei dem BEWAG-Tarif, einem Blindverbrauchtarif, die Erstellung einer Kompensations-einrichtung in vielen Fällen unwirtschaftlich ist, obgleich an einer Kompensation auch in diesen Anlagen Interesse besteht. Diese Beobachtung gab Veranlassung, die Wirtschaftlichkeit der Blindstromkompensation bei verschiedenen Tarifen zu untersuchen und führte zu dem Versuch, die Selbstkosten des Blindstromes zu ermitteln. Mit der vorliegenden Arbeit soll die wissenschaftliche Grundlage hierzu gegeben werden.

Erster Teil.

Theoretische Untersuchungen.

I. Abhängigkeit der Anlagekosten vom $\cos \varphi$.

Mit $\cos \varphi$ oder Leistungsfaktor wird in der Elektrotechnik das Verhältnis von Wirkleistung zu Scheinleistung oder von Wirkstrom zu Scheinstrom bezeichnet, wobei φ der Phasenverschiebungswinkel ist, den Strom und Spannung miteinander einschließen (vgl. Abb. 1).

Die Wirkleistung N_w ist definiert als

$$N_w = E \cdot J_w, \quad (1)$$

die Scheinleistung N_s als

$$N_s = E \cdot J_s, \quad (2)$$

wobei

$$J_w = J_s \cdot \cos \varphi \quad (3)$$

und daher

$$N_w = N_s \cdot \cos \varphi \quad (4)$$

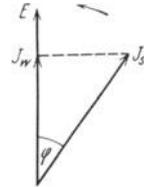


Abb. 1.

ist. Da alle vom Strom durchflossenen Anlagen eines Elektrizitätswerkes nach der Scheinleistung N_s oder besser gesagt dem Scheinstrom J_s bemessen sein müssen, sind die Anlagekosten um so höher, je kleiner der $\cos \varphi$, je größer die Phasenverschiebung ist.

Beträgt der jährliche Kapitaldienst der gesamten Anlagen eines Elektrizitätswerkes im Mittel p Prozent des Anlagekapitals und sind die Anlagekosten für 1 kVA installierte Leistung (Erzeugungs- und Verteilungsanlagen) K RM., so ist der jährliche Kapitaldienst für 1 kVA Scheinleistung:

$$k_s = K \cdot \frac{p}{100}. \quad (5)$$

Beziehen wir den Kapitaldienst nicht auf die Scheinleistung N_s , sondern wie üblich auf die Wirkleistung N_w , so geht Gl. (5) unter Berücksichtigung der Gl. (4) in folgende Gleichung über:

$$k_w \quad \text{oder kurz:} \quad k = \frac{K \cdot p}{\cos \varphi \cdot 100}. \quad (6)$$

Diese Gleichung ist jedoch nur grundsätzlich richtig und bedarf in der Praxis einer Modifikation. Vorwiegend diejenigen Anlagenteile werden durch den $\cos \varphi$ in ihren Gestehungskosten beeinflusst, die vom Strom durchflossen werden, während die anderen Anlagen vom $\cos \varphi$ teil-

weise oder völlig unabhängig sind, z. B. Baulichkeiten, der gesamte Dampfteil (oder Wasserteil) der Kraftwerke usw. Weiter besteht für die stromdurchflossenen Anlagenteile, die Generatoren, Transformatoren, Kabel usw. keine direkte Proportionalität zwischen Anlagekosten und Scheinleistung, d. h. eine Maschine der doppelten Größe hat nicht die doppelten, sondern etwas kleinere Anlagekosten. Wir wollen den Bei-

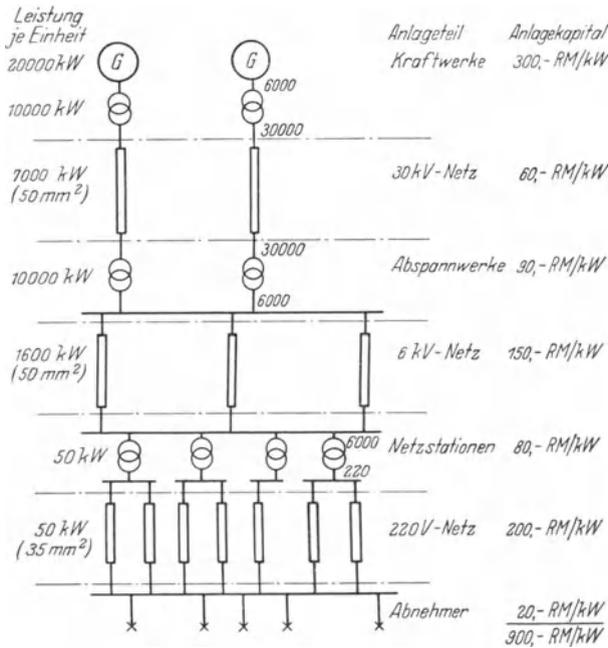


Abb. 2. Prinzipielles Schaltschema einer Elektrizitätsversorgung.

wert, der uns die Abweichung von der direkten Proportionalität angibt, c nennen und mit einem Index versehen, je nach dem Anlagenteil, zu dem der Faktor gehört. Z. B. wird der Beiwert für die Generatoren mit c_g bezeichnet¹.

Von den Anlagen eines Elektrizitätswerkes, das beispielsweise nach dem in Abb. 2 wiedergegebenen prinzipiellen Schema arbeitet, können

¹ Herr Professor Matthias wies den Verfasser darauf hin, daß man die geradlinige Abhängigkeit der Preise der Generatoren und Transformatoren für eine einfache analytische Methode zur Ermittlung der Abhängigkeit des Kapitaldienstes vom $\cos \varphi$ verwenden könne. Bei den Kabeln, deren Preiskurven nicht geradlinig sind, müßte dann allerdings ein scheinleistungs-abhängiges Korrekturglied eingeführt werden. Im weiteren Verlauf der Rechnung gestattet diese analytische Methode jedoch nicht mehr einen Überblick über den Anteil der Anlagekosten der einzelnen Anlagenteile an den Gesamtanlagekosten. Außerdem läßt

folgende vom Strom durchflossene Teile als abhängig von $\cos \varphi$ bezeichnet werden:

A. Kraftwerke.

1. Generatoren (elektrischer Teil).
2. Transformatoren 6/30 kV.
3. Sammelschienen- und Trennschalterkupfer.
4. Interne Hoch- und Mittelspannungskabel.

B. Kabelnetz.

1. Hochspannungskabel (30 kV).
2. Mittelspannungskabel (6 kV).
3. Niederspannungskabel (220 V).

C. Abspannwerke.

1. Transformatoren 30/6 kV.
2. Sammelschienen- und Trennschalterkupfer.
3. Interne Hoch- und Mittelspannungskabel.

D. Netztransformatoren 6000/220 V.

Ölschalter sind, obgleich vom Strom durchflossen, als unabhängig vom $\cos \varphi$ anzusehen, da hier für die Wahl der Größe andere Gesichtspunkte maßgebend sind. Von den Anlagekosten der Baulichkeiten werden wir später einen gewissen Prozentsatz als proportional der Scheinleistung betrachten, wobei Erfahrungswerte zugrunde gelegt werden (vgl. S. 20, Zahlentafel 14, Spalte 12).

Für die weiteren Untersuchungen führen wir, entsprechend dem oben Gesagten, folgende Bezeichnungen ein:

Tafel I.

Anlageteil	Bezeichnung für	
	Anlagekapital	Beiwert
Generatoren	K_g	c_g
Transformatoren 30/6 kV	$K_{tr\ 30}$	$c_{tr\ 30}$
Transformatoren 6000/220 V	$K_{tr\ 6}$	$c_{tr\ 6}$
30-kV-Kabel	$K_{k\ 30}$	$c_{k\ 30}$
6-kV-Kabel	$K_{k\ 6}$	$c_{k\ 6}$
220-V-Kabel	$K_{k\ 220}$	$c_{k\ 220}$
Sammelschienen- und Trennschalterkupfer	K_{Cu}	c_{Cu}^*
Der Scheinleistung proportionaler Teil, der nicht vom Strom durchflossenen Anlageteile	K_a	c_a^*
Vom $\cos \varphi$ unabhängige Anlageteile	K_u	—

diese Methode die Beeinflussung der Anlagekosten der einzelnen Anlageteile durch den $\cos \varphi$ nicht erkennen. Trotzdem die analytische Methode zu Anfang eine etwas allgemeinere Behandlung gestattet, hat der Verfasser aus den erwähnten Gründen doch die angewandte Methode vorgezogen, da hierbei der Rechengang für die Handhabung in der Praxis klarer zu übersehen ist.

* Praktisch gleich 1.

Hiernach können wir die Gl. (6) folgendermaßen schreiben:

$$k = \left(K_u + K_\sigma \frac{c_\sigma}{\cos \varphi} + K_{tr30} \frac{c_{tr30}}{\cos \varphi} + K_{tr6} \frac{c_{tr6}}{\cos \varphi} + K_{k30} \frac{c_{k30}}{\cos \varphi} + K_{k6} \frac{c_{k6}}{\cos \varphi} + K_{k220} \frac{c_{k220}}{\cos \varphi} + K_{\sigma u} \frac{1}{\cos \varphi} + K_a \frac{1}{\cos \varphi} \right) \frac{p}{100}. \quad (7)$$

Zur Vereinfachung der Beziehungen rechnen wir mit einem mittleren Kapitaldienst von $p\%$, was für die vorliegenden Untersuchungen ausreichend ist. Im folgenden sollen nun auf Grund der im Jahre 1926 gültigen Preise die Beiwerte für die oben benannten Anlageteile bestimmt werden.

1. Generatoren.

In Deutschland ist für Drehstrom die Periodenzahl 50 Hertz allgemein eingebürgert. Demzufolge kommen für Synchron-Turbo-Generatoren praktisch drei Drehzahlen in Frage:

- $n = 3000$ bei einem Polpaar,
- $n = 1500$ bei zwei Polpaaren,
- $n = 1000$ bei drei Polpaaren.

Obgleich die 3000-tourigen Maschinen am billigsten sind, werden in modernen Kraftwerken meist Turbo-Generatoren mit $n = 1500$ verwendet, da die Größe der üblichen Maschinensätze den Bau von 3000-tourigen Maschinen nicht zuläßt. 1000-tourige Turbo-Generatoren werden mit Rücksicht auf die Dampfturbinen und die hohen Kosten langsamlaufender Maschinen kaum mehr gebaut. Daher werden die nachfolgenden Untersuchungen auf Turbo-Generatoren von 1500 Umdrehungen je Sekunde beschränkt. Die Zahlentafel 1 gibt die Preise für derartige Maschinen für Drehstrom von 6 kV nach dem Preisstand vom 1. Mai 1926 an. Daneben sind die Preise bezogen auf 1 kVA Maschinenleistung eingetragen.

Zahlentafel 1.

Leistung MVA	Preis × 1000 RM.	Preis je kVA RM./kVA
1	2	3 = 2 : 1
10	220	22,—
15	285	19,—
20	350	17,50
25	415	16,60
30	480	16,—
35	545	15,60
40	610	15,25
45	675	15,—
50	740	14,80
55	810	14,70
60	875	14,60
65	940	14,45
70	1005	14,35

In Abb. 3 sind die absoluten Preise, in Abb. 4 die spezifischen Preise je kVA Maschinenleistung abhängig von der Maschinenleistung aufgetragen. Aus Abb. 4 ist zu ersehen, daß die spezifischen Preise für Generatoren mit wachsender

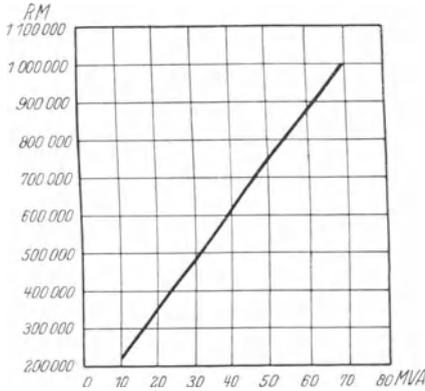


Abb. 3. Turbogeneratoren Drehstrom 6 kV, 50 Hertz, $n = 1500$. Absolute Preise.

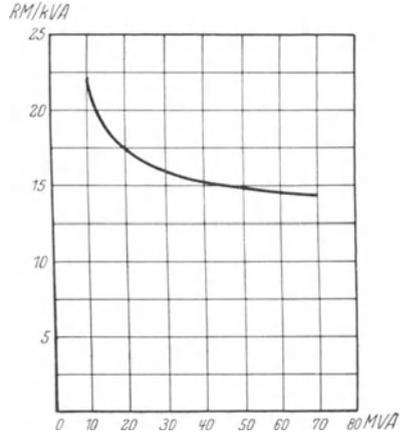


Abb. 4. Turbogeneratoren Drehstrom 6 kV, 50 Hertz, $n = 1500$. Spezifische Preise.

Leistung erheblich sinken. So kostet z. B. ein Generator von 50000 kVA nicht das 2fache eines von 25 000 kVA, sondern nur das 1,78fache. Das

Verhältnis $\frac{1,78}{2,00} = 0,892$ ist der oben genannte Beiwert c_g , und zwar mit Bezug auf die Leistung von 25000 kW für $\cos \varphi = 0,5$.

Wir nehmen an, daß die Erzeugung der Elektrizität in dem nach Abb. 2 arbeitenden Elektrizitätswerke in Maschineneinheiten von 20000 kW Leistung erfolgt. Diese Größenordnung ist in mittleren Kraftwerken üblich. Die folgende Tabelle gibt für Generatoren von 20000 kW Nennleistung die bei sinkendem $\cos \varphi$ (Spalte 1) notwendige Scheinleistung (Sp. 2) an, die tatsächlichen Preise der Maschinen (Spalte 3), die bei direkter Proportionalität der Preise in Frage kommenden Marktbeträge (Spalte 4) und die Beiwerte (Spalte 5), ermittelt durch Division der tatsächlichen Preise (Spalte 3) durch die ideellen Preise (Spalte 4).

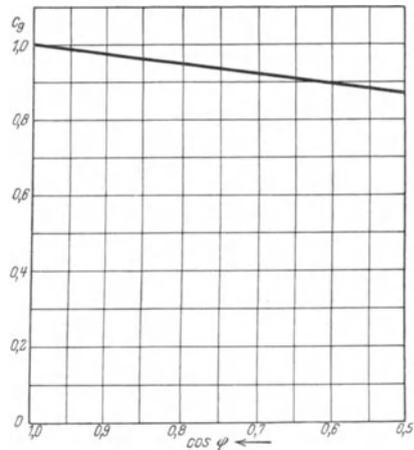


Abb. 5. Turbogeneratoren Drehstrom 6 kV, 50 Hertz, $n = 1500$. c_g abhängig vom $\cos \varphi$.

Die folgende Tabelle gibt für Generatoren von 20000 kW Nennleistung die bei sinkendem $\cos \varphi$ (Spalte 1) notwendige Scheinleistung (Sp. 2) an, die tatsächlichen Preise der Maschinen (Spalte 3), die bei direkter Proportionalität der Preise in Frage kommenden Marktbeträge (Spalte 4) und die Beiwerte (Spalte 5), ermittelt durch Division der tatsächlichen Preise (Spalte 3) durch die ideellen Preise (Spalte 4).

Zahlentafel 2.

$\cos \varphi$	Scheinleistung bei 20000 kW MVA	Preis (aus Abb. 3) $\times 1000$ RM.	Ideeller Preis $\times 1000$ RM.	c_g
1	2 = 20000 kW : $\cos \varphi$	3	4 = 350000 RM. : $\cos \varphi$	5 = 3 : 4
1,0	20,00	350	350	1,000
0,9	22,22	380	389	0,977
0,8	25,00	415	438	0,948
0,7	28,57	460	500	0,920
0,6	33,33	522	584	0,894
0,5	40,00	610	700	0,872

c_g abhängig vom $\cos \varphi$ gibt Abb. 5 wieder.

2. Transformatoren.

In gleicher Weise, wie für Generatoren, sollen die Beiwerte für Transformatoren ermittelt werden, und zwar zunächst für die 30/6 kV-Transformatoren, die zur Erhöhung der Maschinenspannung auf die Hauptverteilungsspannung und zur Herunterspannung wieder auf die Mittelspannung von 6 kV notwendig sind, und dann für die Netztransformatoren 6000/220 V.

a) **Transformatoren 30/6 kV.** Die Zahlentafel 3 gibt die Preise von Öltransformatoren mit Fremdlüftung und Ölumlaufl für Drehstrom von 50 Hertz, Übersetzungsverhältnis 30/6 kV für Leistungen, von 5 bis 25 MVA an.

Zahlentafel 3.

Leistung MVA	Preis RM.	Preis je kVA RM./kVA
1	2	3 = 2 : 1
5,0	34250,—	6,85
7,5	43150,—	5,75
10,0	52000,—	5,20
12,5	61200,—	4,90
15,0	70500,—	4,70
17,5	79600,—	4,55
20,0	89000,—	4,45
22,5	98300,—	4,37
25,0	107500,—	4,30

Abb. 6 gibt Spalte 2, Abb. 7 Spalte 3, abhängig von Spalte 1 wieder.

Es wird angenommen, daß sowohl zum Heraufspannen in den Kraftwerken als auch zum Herunterspannen in den Abspannwerken Transformatoren gleicher Größe Verwendung finden. Durch jeden Transformator soll eine Leistung von 10000 kW übertragen werden. Für jeden Generator sind demnach zwei Transformatoren notwendig.

Die Zahlentafel 4 gibt, entsprechend der Zahlentafel 2, Schein-

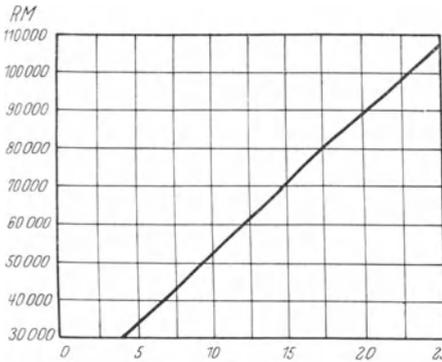


Abb. 6. Öl-Transformatoren mit Fremdlüftung und Ölumlaufl. Drehstrom 30/6 kV, 50 Hertz. Absolute Preise.

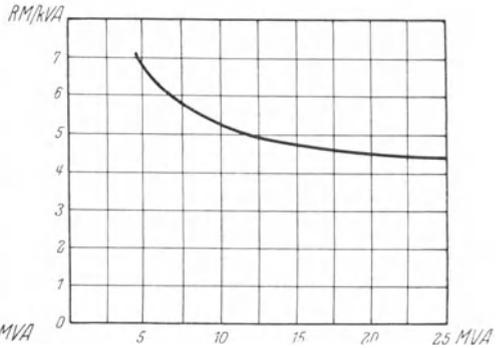


Abb. 7. Öl-Transformatoren mit Fremdlüftung und Ölumlaufl. Drehstrom 30/6 kV, 50 Hertz. Spezifische Preise.

leistung, Preise und Beiwerte c_{tr30} für Transformatoren von 30/6 kV abhängig vom $\cos \varphi$ an.

Zahlentafel 4.

$\cos \varphi$	Scheinleistung bei 10000 kW MVA	Preis (aus Abb. 6) RM.	Ideeller Preis RM.	c_{tr30}
1	2 = 10000 kW : $\cos \varphi$	3	4 = 52000 RM. : $\cos \varphi$	5 = 3 : 4
1,0	10,00	52000,—	52000,—	1,000
0,9	11,11	56500,—	57800,—	0,977
0,8	12,50	61200,—	65000,—	0,942
0,7	14,28	68000,—	74300,—	0,915
0,6	16,67	76500,—	86700,—	0,883
0,5	20,00	89000,—	104000,—	0,856

c_{tr30} abhängig vom $\cos \varphi$ ist in Abb. 8 eingetragen.

b) **Transformatoren 6000/220 V.** In Zahlentafel 5 sind die Preise für Öltransformatoren mit Selbstlüftung für Drehstrom von 50 Hertz und eine Übersetzung von 6000/220 V absolut und bezogen auf 1 kVA wiedergegeben.

In Abb. 9 ist Spalte 2 und in Abb. 10 Spalte 3 der Zahlentafel 5 abhängig von Spalte 1 gezeichnet.

Die Abb. 10 zeigt, daß die Preise dieser Transformatoren

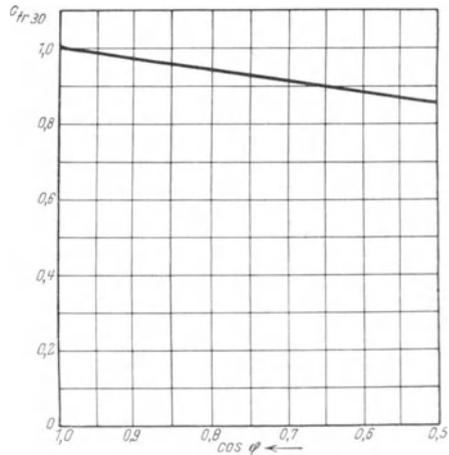


Abb. 8. Öl-Transformatoren mit Fremdlüftung und Ölumlaufl. Drehstrom 30/6 kV. c_{tr30} abhängig vom $\cos \varphi$.

Zahlentafel 5.

Leistung kVA	Preis RM.	Preis je kVA RM./kVA
1	2	3 = 2 : 1
25	925,—	37,00
30	980,—	32,70
40	1100,—	27,50
50	1220,—	24,40
60	1340,—	22,35
75	1520,—	20,25
100	1820,—	18,20
125	2120,—	16,95
160	2540,—	15,85
200	3040,—	15,20

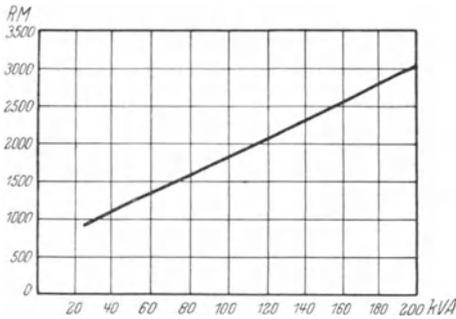


Abb. 9. Öl-Transformatoren mit Selbstlüftung. Drehstrom 6000/220 V, 50 Hertz. Absolute Preise.

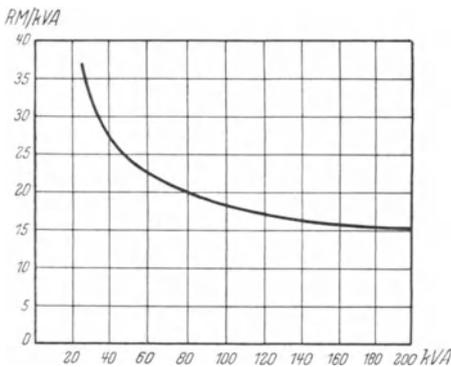


Abb. 10. Öl-Transformatoren mit Selbstlüftung. Drehstrom 6000/220 V, 50 Hertz. Spezifische Preise.

bezogen auf die Übertragungsleistung bei den größeren Einheiten erheblich niedriger sind als bei den kleinen. Dies kann nicht wundernehmen, da die kleinen Transformatoren infolge der Notwendigkeit, wegen der Ober-spannung bestimmte Mindestabstände einzuhalten usw., einen großen toten Raum besitzen und daher unverhältnismäßig teuer sind als die größeren Einheiten.

In Zahlentafel 6 sind für die Transformatoren 6000/220 V in der oben beschriebenen Weise die Beiwerte c_{tr6} für verschiedene Werte des $\cos \varphi$ ermittelt. Als Übertragungsleistung wurde für jeden Transformator 50 kW gewählt; dies ist die bei Netztransformatoren übliche Einzelleistung.

Zahlentafel 6.

$\cos \varphi$	Scheinleistung bei 50 kW kVA	Preis (aus Abb. 9) RM.	Ideeller Preis RM.	c_{tr6}
1	2 = 50 kW : $\cos \varphi$	3	4 = 1220 RM. : $\cos \varphi$	5 = 3 : 4
1,0	50,00	1220,—	1220,—	1,000
0,9	55,56	1285,—	1355,—	0,948
0,8	62,50	1370,—	1525,—	0,898
0,7	71,40	1475,—	1745,—	0,845
0,6	83,30	1610,—	2035,—	0,792
0,5	100,00	1820,—	2440,—	0,746

c_{tr6} als Funktion des $\cos \varphi$ gibt Abb. 11 wieder. Die Beiwerte zeigen naturgemäß dasselbe Verhalten wie die in Abb. 10 wiedergegebenen spezifischen Preise.

3. Kabel.

Die Ermittlung der Beiwerte für Kabel ist nicht direkt möglich wie bei Generatoren und Transformatoren, da die Preise für Kabel nicht nach der übertragbaren Leistung in kVA, sondern nach dem Querschnitt bemessen und für 1 km Länge angegeben werden. Die Übertragungsleistung muß hier daher unter Berücksichtigung der Betriebsspannung, des Querschnittes und der zulässigen Stromdichte ermittelt werden.

Die nachfolgenden Untersuchungen erstrecken sich, entsprechend den oben gemachten Voraussetzungen, auf verseilte Dreileiterkabel,

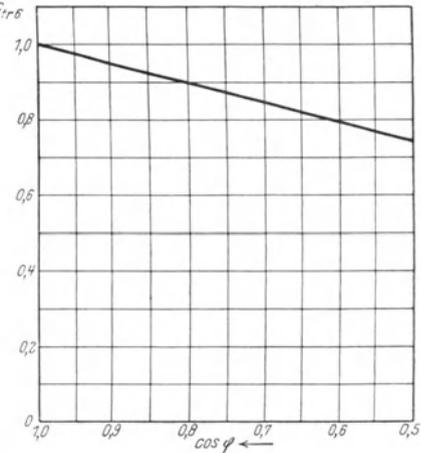


Abb. 11. Öl-Transformatoren mit Selbstlüftung. Drehstrom 6000/220 V. c_{tr6} abhängig vom $\cos \varphi$.

Zahlentafel 7.

Querschnitt mm ²	Stromdichte		
	A/mm ²		
	30 kV	6 kV	220 V
16		5,00	5,30
25		4,20	4,40
35	3,14	3,57	3,85
50	2,70	3,10	3,30
70	2,36	2,72	2,86
95	2,11	2,37	2,53
120	1,96	2,17	2,33
150	1,77	2,00	2,10

Type KEB, für 30 kV, 6 kV und 220 V. Nach den Verbandsnormalien sind für diese Kabel die in Zahlentafel 7 angegebenen Stromdichten zulässig.

Die Stromdichten sind graphisch in Abb. 12 aufgetragen. Man kann feststellen, daß die zulässige Stromdichte mit wachsendem Querschnitt und steigender Spannung abnimmt, da bei den größeren Querschnitten die spezifische Oberfläche des

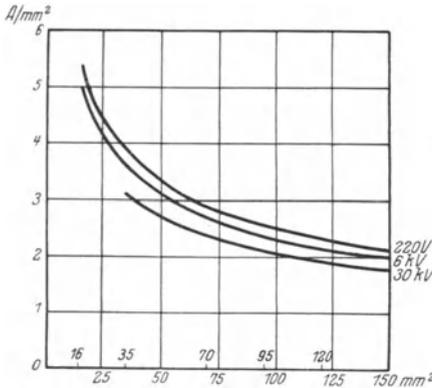


Abb. 12. Versilte Dreileiterkabel, Type KEB.
Zulässige Stromdichten.

spezifische Oberfläche des Kabels, die für die Wärmeableitung in Frage kommt, abnimmt, so daß mit Rücksicht auf die Erwärmung des Kabels und die Möglichkeit der Wärmeabführung nur eine geringere spezifische Belastung des Kupferquerschnittes zugelassen werden kann. Bei den Hochspannungskabeln zwingt die stärkere Isolationsschicht ebenfalls mit Rücksicht auf die Erwärmung der Kabel zu einer Herabsetzung der Stromdichte gegenüber den Niederspannungskabeln.

Die Preise für Kabel sind, entsprechend der Notierung für Blei und Kupfer, dauernd Schwankungen unterworfen. Die Kabelindustrie gibt die Preise für Kabel ausschließlich Blei und Kupfer an und hierzu eine Bleizahl und Kupferzahl, die das in dem Kabel verarbeitete Gewicht dieser beiden Metalle berücksichtigen und aus denen auf Grund der Notierungen an der Börse der Gesamtpreis des Kabels errechnet werden kann. Die Preise verstehen sich im allgemeinen je 1000 m Länge; daher ist den folgenden Untersuchungen 1 km Kabellänge zugrunde gelegt. Die Preise sind die vom April 1926 für versilte Dreileiterkabel, Type KEB. Der Preis für 100 kg Blei beträgt 65,50 RM., für 100 kg Kupfer 133,50 RM.

a) 30-kV-Kabel (Hochspannung). In Zahlentafel 8 sind für 30-kV-Kabel von 35 bis 150 mm² die Preise für 1 km Länge, entsprechend den vorstehenden Ausführungen, errechnet (Spalte 2 bis 5). In Spalte 6 ist die zulässige Belastung eingetragen und hieraus unter Berücksichtigung der Betriebsspannung von 30 kV aus der Formel

$$N_s = E \cdot J \cdot \sqrt{3} \quad (8)$$

die übertragbare Drehstromleistung errechnet und in Spalte 7 eingetragen. Der Preis je kVA übertragbarer Leistung ist für 1 km Kabellänge aus Spalte 8 zu entnehmen. Hierbei ist nicht berück-

sichtigt, daß bei längeren Kabelstrecken Spannungsabfall oder Energieverlust vorher eine Grenze für die Belastung setzen können.

Zahlentafel 8.

Querschn. mm ²	Blei- preis RM./km	Kupfer- preis RM./km	KEB- Preis RM./km	Gesamt- preis RM./km	Zul. Bel. J A	Übertragb. Leistung (aus Gl. 8) kVA	Preis je kVA RM./kVA
1	2	3	4	5 = 2 + 3 + 4	6	7	8 = 5 : 7
35	5240,—	1401,75	12249,—	18890,75	110	5715	3,31
50	5351,35	2002,50	12964,—	20317,85	135	7010	2,90
70	5528,20	2803,50	13866,—	22197,70	165	8570	2,59
95	5718,15	3804,75	15110,—	24632,90	200	10390	2,37
120	6373,15	4806,—	16767,—	27946,35	235	12210	2,29
150	7106,75	6007,50	18852,—	31966,25	265	13760	2,32

In Abb. 13 ist Spalte 5 und in Abb. 14 Spalte 8 abhängig von Spalte 7 aufgetragen.

Wir erkennen aus Abb. 13, daß zur Übertragung von z. B. 7000 kW bei $\cos \varphi = 1$ ein 50-mm²-Kabel ausreichend ist, während bei $\cos \varphi = 0,5$

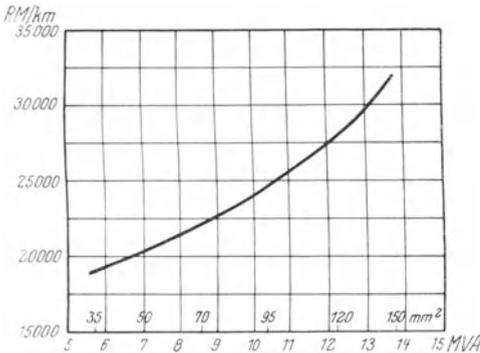


Abb. 13. Verseilte Dreileiterkabel, Type KEB. 30 kV. Absolute Preise.

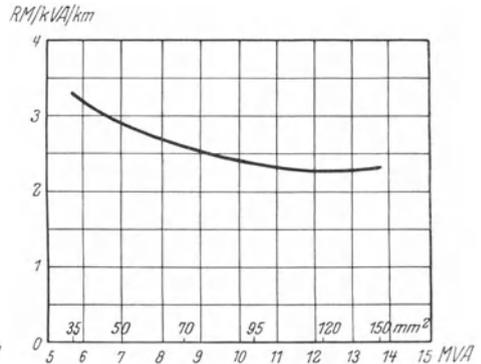


Abb. 14. Verseilte Dreileiterkabel, Type KEB. 30 kV. Spezifische Preise.

für die gleiche Leistung ein dreimal so starkes Kabel benötigt wird. Dies hängt, wie bereits oben angedeutet, mit der starken Abnahme der zulässigen Stromdichte zusammen.

Abb. 14 zeigt die interessante Tatsache, daß 30-kV-Kabel von 120 mm² die niedrigsten spezifischen Preise haben. Dies ist ebenfalls damit zu erklären, daß die zulässige Stromdichte stark fällt und daher die übertragbare Leistung nicht so schnell steigt, wie die Preise. Man könnte aus dieser Tatsache den Schluß ziehen, daß es wirtschaftlicher sei, Kabel von 120 mm² zu verwenden, als solche von 150 mm². Dies wird jedoch nicht zutreffen, da die Verlegungskosten, die für 30-kV-

Kabel etwa 12000 RM./km betragen, hierbei noch nicht berücksichtigt sind. Für die vorliegenden Untersuchungen sind die Verlegungskosten jedoch nicht mit zu berücksichtigen; daher ist von einem näheren Eingehen auf diese Frage hier abgesehen.

Nachdem durch die in Zahlentafel 8 ausgeführten Umrechnungen die Preise bezogen auf die Übertragungsleistung ermittelt sind, können in Zahlentafel 9 die Beiwerte für 30-kV-Kabel in bekannter Weise bestimmt werden. Als Ausgangsleistung werden 7000 kW, d. h. Kabel von 50 mm² Querschnitt gewählt.

Zahlentafel 9.

$\cos \varphi$	Scheinleistung bei 7000 kW MVA	Preis für 1 km (aus Abb. 13) RM./km	Ideeller Preis RM./km	c_{k30}
1	2 = 7000 kW : $\cos \varphi$	3	4 = 20300 RM. : $\cos \varphi$	5 = 3 : 4
1,0	7,00	20300,—	20300,—	1,000
0,9	7,78	21200,—	22600,—	0,938
0,8	8,75	22400,—	25400,—	0,882
0,7	10,00	24000,—	29000,—	0,827
0,6	11,67	26800,—	33800,—	0,793
0,5	14,00	32700,—	40600,—	0,805

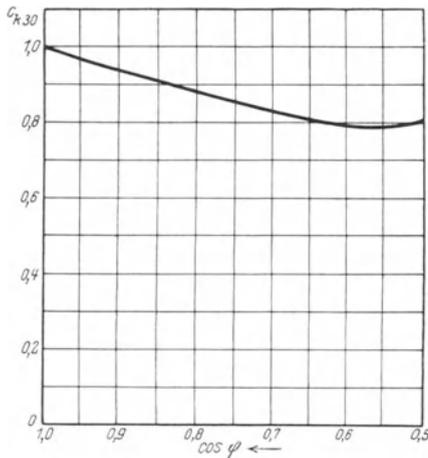


Abb. 15. Versilte Dreileiterkabel, Type KEB. 30 kV.
 c_{k30} abhängig vom $\cos \varphi$.

Abb. 15 zeigt den Verlauf von c_{k30} abhängig vom $\cos \varphi$. Auch hier ergibt sich das oben bereits erklärte Minimum der Kurve bei $\cos \varphi = 0,6$.

b) 6-kV-Kabel (Mittelspannung). In gleicher Weise wie oben werden in Zahlentafel 10 die Preise von 6-kV-Kabeln ermittelt. In Spalte 5 sind wieder die absoluten und in Spalte 8 die spezifischen Preise eingetragen. Die Ermittlung der übertragbaren Leistung (Spalte 7) erfolgte unter Zugrundelegung einer Spannung von 6 kV und unter Berücksichtigung der für 6-kV-Kabel zulässigen Strombelastung (Spalte 6).

In Abb. 16 sind die Werte der Spalte 5 und in Abb. 17 die Werte der Spalte 8 in Abhängigkeit von Spalte 7 eingezeichnet.

Abb. 17 zeigt, daß infolge Sinkens der zulässigen Stromdichte Kabel über 70 mm² spezifisch teurer sind als kleinere Querschnitte. Dagegen sind Kabel unter 35 mm² ebenfalls höher im Preise bezogen

Zahlentafel 10.

Querschn. mm ²	Blei- preis RM./km	Kupfer- preis RM./km	KEB- Preis RM./km	Gesamt- preis RM./km	Zul.- Bel. J A	Übertragb. Leistung (aus Gl. 8) kVA	Preis je kVA RM./kVA
1	2	3	4	5 = 2 + 3 + 4	6	7	8 = 5 : 7
16	1205,20	640,80	2852,—	4698,—	80	830	5,66
25	1470,50	1001,25	3531,—	6002,75	105	1090	5,51
35	1624,40	1401,75	3924,—	6950,15	125	1300	5,35
50	1902,80	2002,50	4703,—	8608,30	155	1610	5,35
70	2194,25	2803,50	5567,—	10564,75	190	1975	5,35
95	2544,60	3804,75	6616,—	12965,35	225	2340	5,54
120	2816,50	4806,—	7502,—	15124,50	260	2700	5,60
150	3468,25	6007,50	8924,—	18399,75	300	3130	5,88
185	3730,25	7409,25	10236,—	21375,50	340	3540	6,04

auf die übertragbare Leistungseinheit. Hier sind die Herstellungskosten wieder unverhältnismäßig hoch. Man wird daher zweckmäßig, abgesehen von den Verlegungskosten (ca. 8000 RM./km) Kabel von 35, 50 und 70 mm² verwenden.

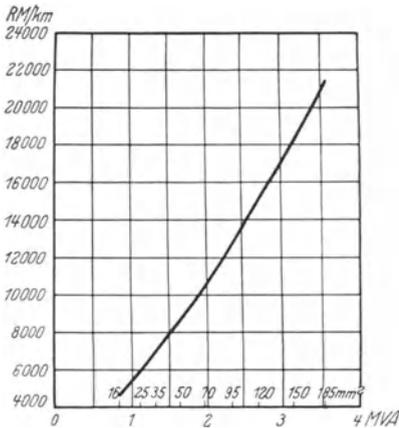


Abb. 16. Versilte Dreileiterkabel, Type KEB. 6 kV. Absolute Preise.

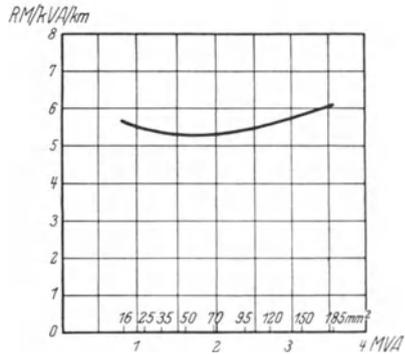


Abb. 17. Versilte Dreileiterkabel, Type KEB. 6 kV. Spezifische Preise.

Zahlentafel 11.

$\cos \varphi$	Scheinleistung bei 1600 kW kVA	Preis für 1 km (aus Abb. 16) RM./km	Ideeller Preis RM./km	c_{k6}
1	2 = 1600 kW : $\cos \varphi$	3	4 = 8600 RM. : $\cos \varphi$	5 = 3 : 4
1,0	1600	8600,—	8600,—	1,000
0,9	1778	9500,—	9560,—	0,994
0,8	2000	10700,—	10750,—	0,995
0,7	2286	12400,—	12280,—	1,010
0,6	2667	14800,—	14330,—	1,032
0,5	3200	18600,—	17200,—	1,081

In Zahlentafel 11 sind, wie oben, die Beiwerte ermittelt. Hierbei ist von 1600 kW ausgegangen, entsprechend 50 mm² Kabelquerschnitt.

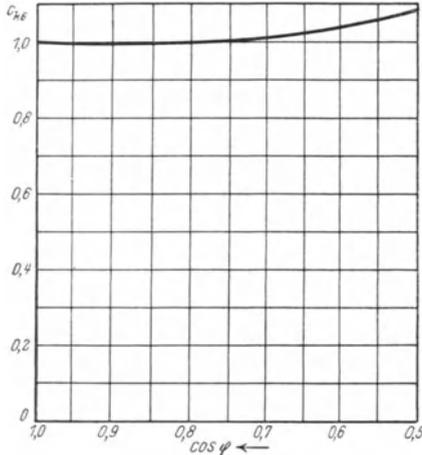


Abb. 18. Verseilte Dreileiterkabel, Type KEB. 6 kV.
 c_{k6} abhängig vom $\cos \varphi$.

c_{k6} abhängig vom $\cos \varphi$ gibt Abb. 18 wieder.

Für c_{k6} erhält man bei niedrigen Werten des $\cos \varphi$ Werte über 1. Das bedeutet einen mehr als proportionalen Verlauf der Anlagekosten bezogen auf die übertragbare Leistung. Dies ist darauf zurückzuführen, daß, wie Abb. 17 zeigt, die spezifischen Preise von 6-kV-Kabeln über 70 mm² steigen. Eine Verschlechterung des $\cos \varphi$, die die Verwendung größerer Kabelquerschnitte notwendig macht, wirkt sich daher hier besonders verteuern aus.

c) 220-V-Kabel (Niederspannung). In Zahlentafel 12 sind in gleicher Weise wie oben für 30-kV- und 6-kV-Kabel die Leistungsfähigkeit, die absoluten und spezifischen Preise für 220-V-Kabel ermittelt. Auch hier ist der Kupferpreis der gleiche, wie bei den Hoch- und Mittelspannungskabeln.

Zahlentafel 12.

Querschn. mm ²	Blei- preis RM./km	Kupfer- preis RM./km	KEB- Preis RM./km	Gesamt- preis RM./km	Zul. Bel. J A	Übertragb. Leistung (aus Gl. 8) kVA	Preis je kVA RM./kVA
1	2	3	4	5 = 2 + 3 + 4	6	7	8 = 5 : 7
16	625,50	640,80	1765,—	3031,30	85	32,4	93,50
25	959,60	1001,25	2390,—	4350,85	110	41,9	103,80
35	1067,65	1401,75	2797,—	5266,40	135	51,4	102,60
50	1368,95	2002,50	3466,—	6837,45	165	62,9	108,70
70	1634,25	2803,50	4240,—	8677,75	200	76,2	113,80
95	1935,55	3804,75	5128,—	10868,30	240	91,4	118,90
120	2207,35	4806,00	5980,—	12993,35	280	106,7	121,80
150	2541,40	6007,50	7059,—	15607,90	315	120,0	130,00
185	3202,95	7409,25	8467,—	19079,20	360	137,2	139,00

Spalte 5 ist in Abb. 19 und Spalte 8 in Abb. 20 abhängig von Spalte 7 aufgetragen. Aus Abb. 20 erkennt man, daß 220-V-Kabel über 16 mm² mit wachsendem Querschnitt spezifisch teurer werden. Auch hierfür liegt der Grund in der starken Abnahme der zulässigen Stromdichte (vgl. Abb. 12).

Zahlentafel 7 und Abb. 12 zeigen, daß beispielsweise mit einem 150-mm²-Kabel für 220 V nicht einmal das Dreifache dessen an

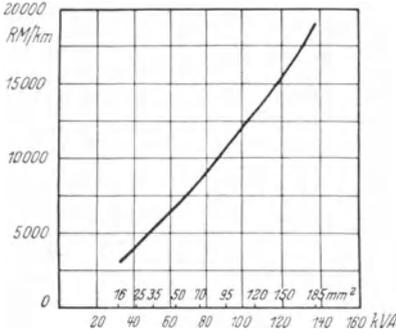


Abb. 19. Versilte Dreileiterkabel, Type KEB. 220 V. Absolute Preise.

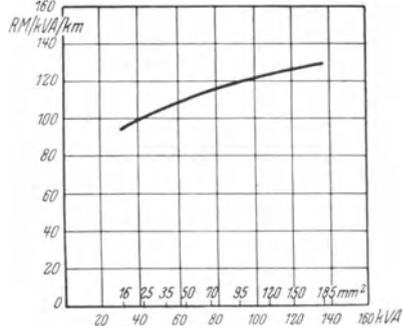


Abb. 20. Versilte Dreileiterkabel, Type KEB. 220 V. Spezifische Preise.

Leistung übertragen werden kann, was ein 25-mm²-Kabel leistet, das den sechsten Teil des Querschnittes besitzt.

In Zahlentafel 13 werden nun in bekannter Weise die Beiwerte c_{k220} für 220-V-Kabel ermittelt. Hierbei wird wie bei den 6000/220-V-Transformatoren von einer Leistung von 50 kW ausgegangen, also von Kabeln von 35 mm² Querschnitt.

c_{k220} abhängig vom $\cos \varphi$ zeigt Abb. 21. Hier liegen alle Werte über 1, was bei Betrachtung der Abb. 20 erklärlich wird.

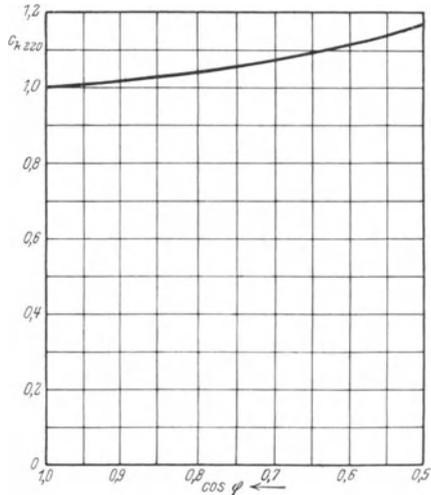


Abb. 21. Versilte Dreileiterkabel, Type KEB. 220 V. c_{k220} abhängig vom $\cos \varphi$.

Zahlentafel 13.

$\cos \varphi$	Scheinleistung bei 50 kW kVA	Preis für 1 km (aus Abb. 19) RM./km	Ideeller Preis RM./km	c_{k220}
1	2 = 50kW : $\cos \varphi$	3	4 = 5100. RM. : $\cos \varphi$	5 = 3 : 4
1,0	50,00	5 100,—	5 100,—	1,000
0,9	55,56	5 760,—	5 670,—	1,016
0,8	62,50	6 700,—	6 380,—	1,050
0,7	71,40	7 850,—	7 290,—	1,077
0,6	83,30	9 450,—	8 500,—	1,112
0,5	100,00	11 940,—	10 200,—	1,171

Zahlentafel 14.

Lfd. Nr.	Anlageteil	Gesamtanlagenkosten RM./kW	Unabhängig vom $\cos \varphi$ RM./kW	Generatoren elektr. Teil RM./kW	Transformatoren			Kabel			Kupfer RM./kW	Nicht elektr. abhängig vom $\cos \varphi$ vgl. S. 7 RM./kW
					30/6 kV RM./kW	6000/220 V RM./kW	30 kV RM./kW	6 kV RM./kW	220 V RM./kW	8		
1	2	3 = 4 bis 12	4 = 3 - (5 bis 12)	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	Kraftwerke . .	300,—	221,30	17,50	5,20	—	2,50	1,00	—	2,50	50,—	
2	Abspannwerke	90,—	41,—	—	5,20	—	2,50	1,80	—	4,50	35,—	
3	30-kV-Netz . .	60,—	—	—	—	—	60,—	—	—	—	—	
4	6-kV-Netz . .	150,—	—	—	—	—	—	150,—	—	—	—	
5	220-V-Netz . .	200,—	—	—	—	—	—	—	200,—	—	—	
6	Netzstationen .	80,—	20,—	—	—	38,—	—	—	—	2,—	20,—	
7	Sonstiges . . .	20,—	20,—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	insge- RM./kW	900,—	302,30	17,50	10,40	38,—	65,—	152,80	200,—	9,—	105,—	
	samt % . . .	100,0	33,6	1,95	1,15	4,23	7,22	17,0	22,2	1,0	11,65	
	Bezeichnung .	K	K_u	K_g	$K_{tr,30}$	$K_{tr,6}$	$K_{k,30}$	$K_{k,6}$	$K_{k,220}$	K_{Cu}	K_a	

4. Gesamte Anlagen.

Die Beiwerte für alle in Frage kommenden Anlageteile sind jetzt bekannt. Um k aus Gl. (7) bestimmen zu können, ist noch der prozentuale Anteil der einzelnen Anlageteile an den Gesamtanlagekosten zu ermitteln. Die in Zahlentafel 14 zusammengestellten diesbezüglichen Angaben sind Mittelwerte einer Reihe ausgeführter Elektrizitätswerke. Die Zahlen sind, je nach der Bauweise, nicht unerheblichen Schwankungen unterworfen. Besonders bezüglich des Kabelnetzes können die Angaben, entsprechend der Ausdehnung des Versorgungsgebietes, nach oben und unten in weiten Grenzen abweichen.

Die Zahlen beziehen sich auf $\cos \varphi = 1$ und verstehen sich ausschließlich Reserven. Betreffs Spalte 6 und 7 ist zu bemerken, daß in den Kraft- und Abspannwerken die Leistung der Transformatoren gleich der Maschinenleistung ist, während in den Netzstationen infolge des Verschiedenheitsfaktors eine höhere Transformatorleistung installiert sein muß. Spalte 4 ergibt sich als

Differenz von Spalte 3 und Spalten 5 bis 12. — Nach Zahlentafel 14 können wir jetzt das Anlagekapital der einzelnen Anlageteile in Bruchteilen des Gesamtanlagekapitals des Elektrizitätswerkes, bezogen auf das kW Leistungsfähigkeit, ausdrücken. Hiernach ist:

$$\begin{aligned} K_u &= 0,336 K & K_{tr6} &= 0,0423 K & K_{k220} &= 0,222 K \\ K_g &= 0,0195 K & K_{k30} &= 0,0722 K & K_{Cu} &= 0,01 K \\ K_{tr30} &= 0,0115 K & K_{k6} &= 0,17 K & K_u &= 0,1165 K. \end{aligned}$$

Die Gl. (7) kann jetzt folgendermaßen geschrieben werden:

$$\begin{aligned} k &= \left(0,336 K + 0,0195 K \frac{c_g}{\cos \varphi} + 0,0115 K \frac{c_{tr30}}{\cos \varphi} + 0,0423 K \frac{c_{tr6}}{\cos \varphi} \right. \\ &+ 0,0722 K \frac{c_{k30}}{\cos \varphi} + 0,17 K \frac{c_{k6}}{\cos \varphi} + 0,222 K \frac{c_{k220}}{\cos \varphi} + 0,01 K \frac{1}{\cos \varphi} \\ &\left. + 0,1165 K \frac{1}{\cos \varphi} \right) \cdot \frac{p}{100}. \end{aligned} \quad (9)$$

Der $\cos \varphi$ im Netz ist um so kleiner, je weiter man sich den Generatoren nähert, da jede Umspannung eine Verschlechterung des Leistungsfaktors hervorruft. Man kann diesem Verhalten bei der Anwendung der Gl. (9) in der Praxis Rechnung tragen. Da die Verschlechterung des $\cos \varphi$ in einfachen Netzen jedoch nicht erheblich, der Einfluß auf das Ergebnis daher nicht sehr bedeutsam ist, soll der $\cos \varphi$ für das ganze Netz räumlich als praktisch gleichbleibend betrachtet werden.

Nimmt man nun K und $\frac{1}{\cos \varphi}$ mit hinter die Klammer und zieht die beiden letzten Glieder in der Klammer zusammen, so erhält die Gl. (9) folgende Form:

$$\begin{aligned} k &= (0,336 \cos \varphi + 0,0195 c_g + 0,0115 c_{tr30} + 0,0423 c_{tr6} + 0,0722 c_{k30} \\ &+ 0,17 c_{k6} + 0,222 c_{k220} + 0,1265) \frac{K \cdot p}{\cos \varphi \cdot 100}. \end{aligned} \quad (10)$$

Setzt man den Klammersausdruck, der den Beiwert für die gesamten Anlagen des Elektrizitätswerkes darstellt, $= c$, dann erhält die Gl. (10) folgende kurze Form (vgl. Gl. (6)):

$$k = c \frac{K \cdot p}{\cos \varphi \cdot 100}. \quad (11)$$

Zahlentafel 15.

$\cos \varphi$	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
$0,336 \cdot \cos \varphi$	0,3360	0,30240	0,26880	0,23530	0,20160	0,16800
$0,0195 \cdot c_g$	0,0195	0,01905	0,01848	0,01794	0,01743	0,01700
$0,0115 \cdot c_{tr30}$	0,0115	0,01123	0,01083	0,01052	0,01016	0,00984
$0,0423 \cdot c_{tr6}$	0,0423	0,04010	0,03798	0,03574	0,03350	0,03156
$0,0722 \cdot c_{k30}$	0,0722	0,06770	0,06370	0,05970	0,05730	0,05810
$0,17 \cdot c_{k6}$	0,1700	0,16900	0,16920	0,17170	0,17540	0,18370
$0,222 \cdot c_{k220}$	0,2220	0,22540	0,23320	0,23900	0,24680	0,25990
$0,1265 \cdot 1$	0,1265	0,12650	0,12650	0,12650	0,12650	0,12650
c (nach Gl. (10))	1,000	0,96138	0,92869	0,89640	0,86869	0,85460

In der Zahlentafel 15 ist c für verschiedene Werte des $\cos \varphi$ unter Berücksichtigung der oben bestimmten einzelnen Beiwerte errechnet.

In Abb. 22 ist c abhängig vom $\cos \varphi$ aufgetragen.

Wir haben im vorstehenden die Abhängigkeit der Anlagekosten vom $\cos \varphi$ für ein großstädtisches Verteilungsnetz ermittelt, dessen

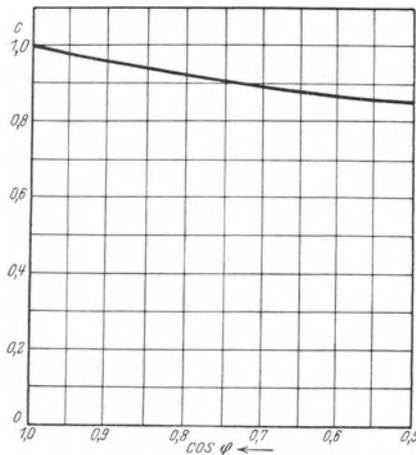


Abb. 22. Gesamt-Beiwert c , abhängig vom $\cos \varphi$.

Hauptverteilungsspannung 30 kV beträgt und bei dem daher zur Herabspannung auf die Mittelverteilungsspannung von 6 kV Abspannwerke, verteilt über das Versorgungsgebiet, angeordnet sind. Um festzustellen, in welchem Maße die ermittelten Zahlen sich etwa ändern können, sollen die Untersuchungen im folgenden für das Elektrizitätswerk einer mittleren Provinzstadt wiederholt werden. Bei diesem Werk soll die Energie direkt mit der Erzeugungsspannung von 6 kV verteilt werden, so daß das 30-kV-Netz und die Abspannwerke sowie die Aufspanntransformatoren in den Kraftwerken fortfallen. Räumlich soll das Versorgungsgebiet des Kraftwerkes dem Versorgungsgebiet eines Abspannwerkes im ersten Beispiel entsprechen, so daß die Zahlen für das 6-kV-Netz, das 220-V-Netz und die Netzstationen unverändert

Zahlentafel 14a.

Lfd. Nr.	Anlageteil	Gesamt-Anlagekosten	Unabhängig vom $\cos \varphi$	Generatoren el. Teil	Transformatoren 6000/220 V	Kabel		Kupfer	Nicht-elekt. abhängig vom $\cos \varphi$
		RM./kW	RM./kW	RM./kW	RM./kW	6 kV RM./kW	220 V RM./kW	RM./kW	RM./kW
1	2	3=4 bis10	4=3 — (5bis10)	5	6	7	8	9	10
1	Kraftwerke .	350,—	247,—	17,50	—	2,—	—	3,50	80,—
2	6-kV-Netz . .	150,—	—	—	—	150,—	—	—	—
3	220-V-Netz .	200,—	—	—	—	—	200,—	—	—
4	Netzstationen	80,—	20,—	—	38,—	—	—	2,—	20,—
5	Sonstiges . .	20,—	20,—	—	—	—	—	—	—
	insgesamt	RM./kW 100,0	287,— 35,87	17,50 2,19	38,— 4,75	152,— 19,0	200,— 25,0	5,50 0,69	100,— 12,5
	Bezeichnung.	K	K_u	K_g	$K_{tr 6}$	$K_{k 6}$	$K_{k 220}$	K_{Cu}	K_e

bleiben. Die Verbrauchsdichte kann in beiden Beispielen im Mittel als gleich angenommen werden, da das im ersten Beispiel behandelte Großstadtwerk neben sehr dicht besiedeltem Innenstadtbereich auch weniger dicht besiedeltes Vorortgebiet versorgt. Dagegen wird das Kraftwerk, bezogen auf die Leistungseinheit, teurer, obgleich die Aufspanntransformatoren fortfallen und gleiche Turbineneinheiten vorgesehen sind, da es sich hier nicht wie im ersten Beispiel um ein Großkraftwerk handelt.

Entsprechend Zahlentafel 14 gibt die Zahlentafel 14a für dieses Elektrizitätswerk die Anlagekosten, verteilt auf die einzelnen Anlagenteile, wieder.

Aus Zahlentafel 14a ergibt sich das Anlagekapital der einzelnen Anlagenteile in Prozenten des Gesamtanlagekapitals folgendermaßen:

$$\begin{aligned} K_u &= 0,3587 K & K_{k_{220}} &= 0,25 K \\ K_g &= 0,0219 K & K_{c_u} &= 0,0069 K \\ K_{tr6} &= 0,0475 K & K_a &= 0,125 K \\ K_{k_6} &= 0,19 K & & \end{aligned}$$

Gleichung (10) schreibt sich für dieses Beispiel demnach folgendermaßen:

$$k = (0,3587 \cos \varphi + 0,0219 c_g + 0,0475 c_{tr6} + 0,19 c_{k_6} + 0,25 c_{k_{220}} + 0,1913) \frac{K \cdot p}{\cos \varphi \cdot 100}. \quad (10a)$$

In Zahlentafel 15a sind aus Gleichung (10a) die Beiwerte c für dieses Provinzstadtwerk errechnet.

Zahlentafel 15a.

$\cos \varphi$	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
$0,3587 \cdot \cos \varphi$	0,3587	0,32283	0,28696	0,25109	0,21522	0,17935
$0,0219 \cdot c_g$	0,0219	0,02140	0,02076	0,02015	0,01958	0,01910
$0,0475 \cdot c_{tr6}$	0,0475	0,04503	0,04266	0,04014	0,03762	0,03544
$0,19 \cdot c_{k_6}$	0,1900	0,18886	0,18905	0,19190	0,19608	0,20539
$0,25 \cdot c_{k_{220}}$	0,2500	0,25400	0,26250	0,26925	0,27800	0,29275
$0,1319 \cdot 1$	0,1319	0,13190	0,13190	0,13190	0,13190	0,13190
aus Gl. (10a)	1,0000	0,96402	0,93383	0,90443	0,87840	0,86393

Zahlentafel 15a zeigt, daß die Abweichungen der Beiwerte gegenüber den Beiwerten des im ersten Beispiel untersuchten Netzes nur etwa 1% und darunter betragen, also so geringfügig sind, daß den folgenden Untersuchungen die im ersten Beispiel ermittelten Beiwerte zugrunde gelegt werden können.

Die Unterlagen für die Ermittlung der festen Kosten des Blindstroms sind damit gegeben.

II. Beeinflussung der Verluste durch den $\cos \varphi$.

Die zusätzlichen veränderlichen Kosten, die durch den Blindstrom verursacht werden, sind im wesentlichen durch die vermehrten Verluste im Netz und in den Transformatoren gegeben.

Bezeichnet man die Ohmschen Verluste im Netz und in den Transformatoren mit V , den Scheinstrom mit J_s und den äquivalenten Widerstand des Netzes einschließlich Transformatoren mit W , so gilt folgende Beziehung:

$$V = J_s^2 \cdot W. \quad (12)$$

Es ist oben angenommen, daß die gesamten Anlagen dem bei fallendem $\cos \varphi$ wachsenden Scheinstrom proportional erweitert werden sollen. Sieht man davon ab, daß die Kabelquerschnitte wegen der abnehmenden Stromdichte rascher zunehmen als die Scheinleistung, so ist der Netzwidestand als umgekehrt proportional dem Scheinstrom zu betrachten.

Bezeichnet man den Widerstand, der für ein blindstromfreies Netz angemessen wäre, mit W_w und den Wirkstrom mit J_w , dann gilt für die durch den Wirkstrom hervorgerufenen Verluste V_w die Gleichung:

$$V_w = J_w^2 \cdot W_w. \quad (13)$$

Zwischen W und W_w besteht nach den oben gemachten Voraussetzungen die Beziehung:

$$W = W_w \cdot \frac{J_w}{J_s}. \quad (14)$$

Aus Gl. (12) und (14) ergibt sich:

$$V = J_s^2 \cdot \frac{J_w}{J_s} \cdot W_w = J_s \cdot J_w \cdot W_w. \quad (15)$$

Da nach Gl. (3)

$$J_s = \frac{J_w}{\cos \varphi} \quad (16)$$

ist, so kann man Gl. (15) folgendermaßen schreiben:

$$V = \frac{J_w}{\cos \varphi} \cdot J_w \cdot W_w = \frac{J_w^2 W_w}{\cos \varphi}. \quad (17)$$

Unter Berücksichtigung der Gl. (13) geht Gl. (17) in folgende Gleichung über:

$$V = \frac{V_w}{\cos \varphi}. \quad (18)$$

Bezeichnet man mit V_b die durch den Blindstrom hervorgerufenen zusätzlichen Verluste, so ist

$$V = V_w + V_b \quad (19)$$

oder

$$V_b = V - V_w. \quad (20)$$

Aus Gl. (18) und Gl. (20) ergibt sich:

$$V_b = \frac{V_w}{\cos \varphi} - V_w = V_w \left(\frac{1}{\cos \varphi} - 1 \right). \quad (21)$$

Drückt man die Verluste in % der erzeugten kWh aus und bezeichnet man die prozentualen Verluste mit $V_{b\%}$ und $V_{w\%}$, so kann man Gl. (21) folgendermaßen schreiben:

$$V_{b\%} = V_{w\%} \cdot \left(\frac{1}{\cos \varphi} - 1 \right). \quad (22)$$

Für das in Abb. 2 skizzierte Netz kann man die durch den Wirkstrom verursachten Ohmschen Verluste zu etwa 20% der Gesamterzeugung annehmen (d. h. $V_{w\%} = 20$). Die durch den Blindstrom verursachten Verluste schreiben sich daher, ausgedrückt in Prozent der Gesamterzeugung für dieses Beispiel:

$$V_{b\%} = 20 \left(\frac{1}{\cos \varphi} - 1 \right). \quad (23)$$

In Zahlentafel 16 ist $V_{b\%}$ für verschiedene Werte des $\cos \varphi$ errechnet und in Abb. 23 graphisch dargestellt.

Zahlentafel 16.

$\cos \varphi$	$\frac{1}{\cos \varphi} - 1$	$V_{b\%}$ (aus Gl. 23) %
1	2	3
1,0	0	0
0,9	0,111	2,22
0,8	0,250	5,00
0,7	0,428	8,56
0,6	0,667	13,33
0,5	1,000	20,00

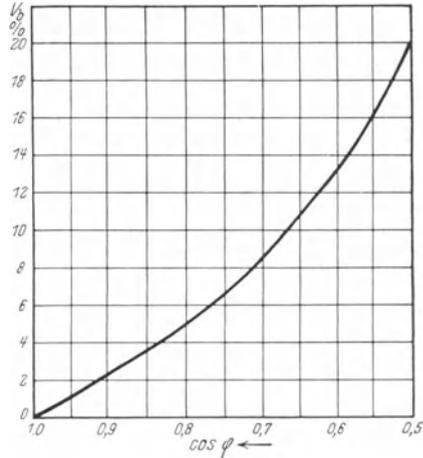


Abb. 23. Blindstrom-Verluste $V_{b\%}$ in % der Arbeitserzeugung, abhängig vom $\cos \varphi$.

Damit sind auch die Unterlagen für die veränderlichen Kosten des Blindstromes bekannt, und man kann im folgenden einen $\cos \varphi$ -Tarif entwickeln.

III. Entwicklung eines $\cos \varphi$ -Tarifes.

Es ist heute in der Elektrizitätswirtschaft allgemein üblich, die festen und veränderlichen Kosten getrennt zu verbuchen. Diese Trennung — bei stapelfähigen Wirtschaftsgütern nicht notwendig — spiegelt sich, wie schon eingangs erwähnt, in den Elektrizitätstarifen wieder. Im Grundgebührentarif, in seiner reinen Form oder den versteckten Formen, Tarif mit Benutzungsdauerrabatt, Überverbraucher- und Regelverbraucher- und Regelverbraucher-Tarife finden diese Tendenzen ihren Ausdruck. Im Rahmen dieser

Arbeit würde ein näheres Eingehen auf diese tariflichen Fragen zu weit führen, doch soll, entsprechend den Bestrebungen der Elektrizitätswirtschaft, dem im folgenden entwickelten Tarif die äußere Form eines Grundgebührentarifs gegeben werden.

Es sei hier betont, daß, um den Vergleich mit der Praxis zu erleichtern, die für dieses Beispiel und die Tarife im zweiten Teil verwendeten Preise so gewählt sind, wie sie in der Elektrizitätswirtschaft vorkommen.

Zu den festen und veränderlichen Kosten rechnet man bei einem Elektrizitätswerk im wesentlichen folgende Ausgabeposten:

Tafel II.

A. Feste Kosten	B. Veränderliche Kosten
1. Verzinsung,	1. Betriebsstoffkosten (Kohle, Öl, Wasser usw.),
2. Amortisation,	2. Durch den Betrieb verursachte Instandhaltungskosten,
3. Erneuerungsrücklagen,	3. Teil der Personalkosten,
4. Nicht durch den Betrieb verursachte Instandhaltungskosten,	4. Teil der sonstigen Betriebskosten,
5. Teil der Personalkosten,	5. Umsatzsteuern.
6. Verwaltungskosten,	
7. Teil der sonstigen Betriebskosten.	

Die in Tafel II unter A 1 bis 4 angegebenen Posten machen den überwiegenden Teil der festen Kosten aus, so daß für die gesamten festen Kosten mit hinreichender Genauigkeit die unter I abgeleitete Abhängigkeit vom $\cos \varphi$ gelten. Für die veränderlichen Kosten gelten die unter II abgeleiteten Beziehungen mit sehr großer Annäherung, da die veränderlichen Kosten des Blindstromes dort in Prozent der veränderlichen Kosten des Wirkstromes ausgedrückt wurden und diese von den Posten B 1 bis 5 in Tafel II abhängig sind.

Im folgenden bedeutet:

a = Leistungspreis in Rpf./kVA oder Rpf./kW,

b = Arbeitspreis in Rpf./kWh,

h = jährliche Benutzungsdauer in h,

s = resultierender Gesamtstrompreis in Rpf./kWh.

Unter Berücksichtigung der oben abgeleiteten Abhängigkeit der Selbstkosten vom $\cos \varphi$ gibt die nachstehende Gleichung den resultierenden Strompreis an.

$$s = \frac{a \cdot c}{h \cdot \cos \varphi} + b \left(1 + \frac{V_b \%}{100} \right). \quad (24)$$

In dieser Gleichung sind c und $V_b \%$ vom $\cos \varphi$ abhängig und ergeben sich aus den Zahlentafeln 15 und 16. Nimmt man für unseren Tarif a zu 80 RM./kVA jährlich und b zu 6 Rpf./kWh an, so erhält man aus Gl. (24) die in Zahlentafel 17 zusammengestellten Ergebnisse.

Zahlentafel 17.

$\cos \varphi$	$\frac{a \cdot c}{\cos \varphi}$ RM./kW	$b \left(1 + \frac{V_{\delta\%}}{100}\right)$ Rpf./kWh
1	2	3
1,0	80,00	6,00
0,9	85,40	6,13
0,8	92,90	6,30
0,7	102,50	6,51
0,6	115,80	6,80
0,5	136,70	7,20

Man kennt jetzt die für die verschiedenen Werte des $\cos \varphi$ in Frage kommenden Leistungs- und Arbeitspreise und kann hieraus die Preise abhängig von der Benutzungsdauer ermitteln. Dies ist in Zahlentafel 18 geschehen. In jeder Spalte ist die obere Zahl der Anteil des Leistungspreises und die untere, fett gedruckte Zahl der Gesamtstrompreis in Rpf./kWh.

Zahlentafel 18.

$\cos \varphi$	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
Leistungspreis $\frac{a \cdot c}{\cos \varphi}$ RM./kW	80,00	85,40	92,90	102,50	115,80	136,70
Arbeitspreis $b \left(1 + \frac{V_{\delta\%}}{100}\right)$ Rpf./kWh	6,00	6,13	6,30	6,51	6,80	7,20
Benutz.-Dauer h/Jahr						
1000	8,00 14,00	8,54 14,67	9,29 15,59	10,25 16,76	11,58 18,38	13,67 20,87
2000	4,00 10,00	4,27 10,40	4,64 10,94	5,12 11,63	5,79 12,59	6,83 14,03
3000	2,67 8,67	2,85 8,98	3,10 9,40	3,42 9,93	3,86 10,66	4,56 11,76
4000	2,00 8,00	2,13 8,26	2,32 8,62	2,56 9,07	2,89 9,69	3,42 10,62
5000	1,60 7,60	1,71 7,84	1,86 8,16	2,05 8,56	2,32 9,12	2,73 9,93
6000	1,33 7,33	1,42 7,55	1,55 7,85	1,71 8,22	1,93 8,73	2,28 9,48

In Abb. 24 sind die Strompreise abhängig vom $\cos \varphi$, in Abb. 25 abhängig von der Benutzungsdauer und in Abb. 26 als Funktion von $\cos \varphi$ und Benutzungsdauer aufgetragen. Abb. 27 zeigt das Tarifmodell dieses Tarifs.

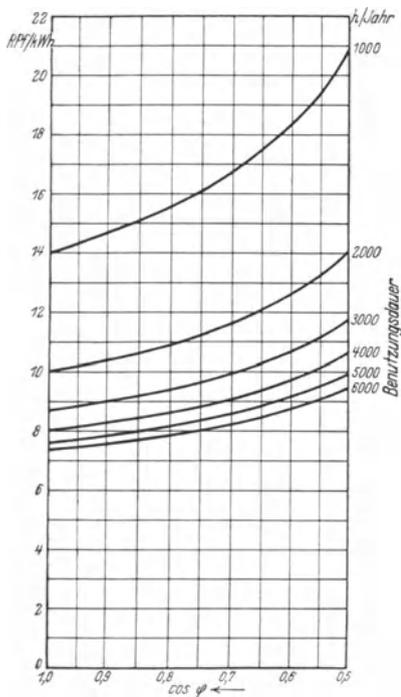


Abb. 24. Theoretischer Tarif. Strompreis abhängig vom $\cos \varphi$.

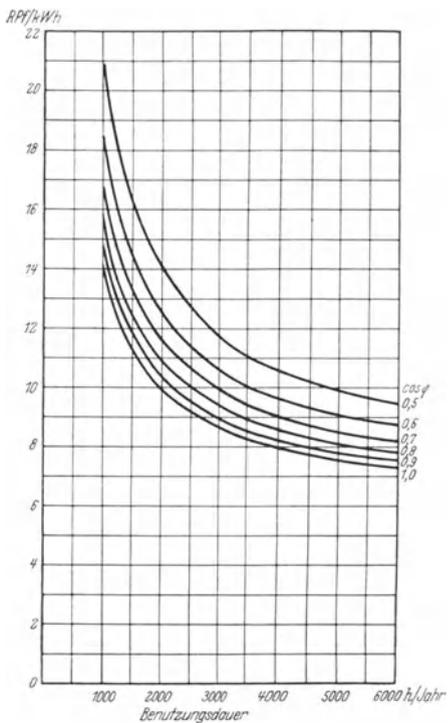


Abb. 25. Theoretischer Tarif. Strompreis abhängig von der Benutzungsdauer.

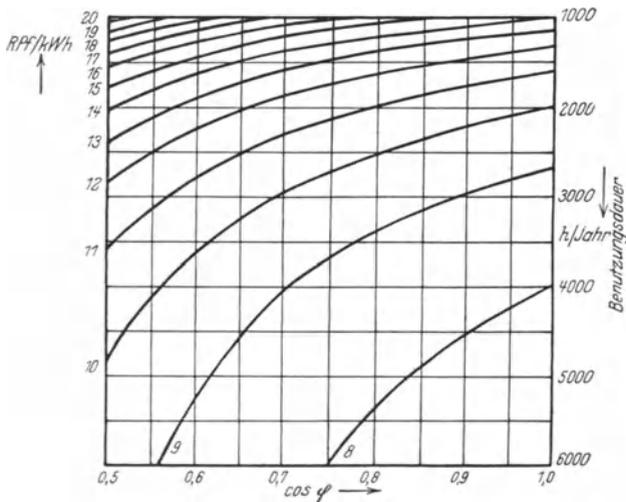


Abb. 26. Theoretischer Tarif. Strompreis abhängig von $\cos \varphi$ und Benutzungsdauer.

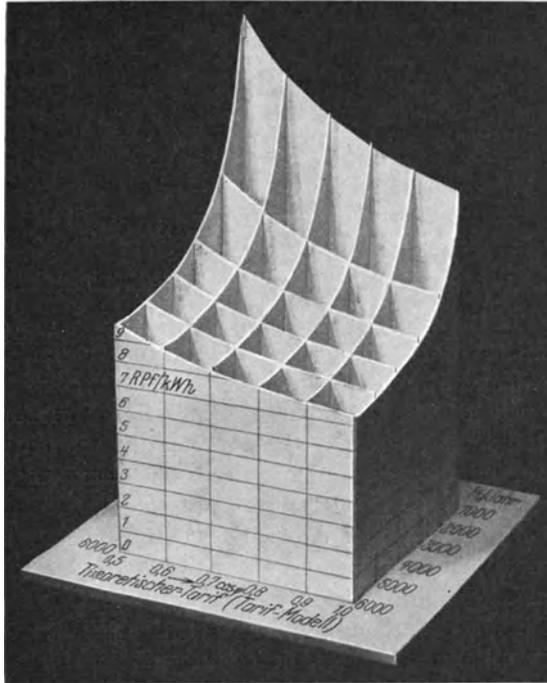


Abb. 27. Theoretischer Tarif. Tarifmodell.

Zweiter Teil.

Praktische Folgerungen.

I. Hauptfordernisse eines Blindstromtarifes.

Der erste Teil dieser Arbeit hat gezeigt, daß der Blindstrom für ein Elektrizitätswerk eine sehr erhebliche wirtschaftliche Belastung darstellt und zwar infolge Erhöhung des Anlagekapitals und der Stromwärmeverluste, der sogenannten Ohmschen Verluste. Daneben spielen eine Reihe technischer Gesichtspunkte, wie bereits eingangs erwähnt wurde, bei der Beurteilung dieses Problems eine wesentliche Rolle; so werden die Kurzschlußströme infolge der Übererregung der Generatoren bei niedrigem $\cos \varphi$ erhöht und führen zu starken Beanspruchungen der Schalteinrichtungen. Werden die Kurzschlußströme durch den Einbau von Drosselspulen beschränkt, so ruft der Blindstrom in diesen einen hohen Spannungsabfall hervor, der Anlaß zu übermäßigen Spannungsschwankungen bei verschieden hoher Belastung ist. Hierdurch werden umfangreiche Spannungsreguliereinrichtungen notwendig, die den Betrieb verteuern und erheblich komplizieren, denn bei der Ausdehnung der modernen Großstadt- und Überlandnetze genügt es nicht, die Spannung der Generatoren zu regulieren — was häufig infolge Verkuppelung mit einer Landessammelschiene unmöglich ist —, auch in den Hauptspeisepunkten wird eine Regulierung der Spannung zur Herabsetzung der Spannungsschwankungen beim Abnehmer notwendig sein. Aber auch in Netzen, die frei von induktiven Schutz Einrichtungen sind, ruft der Blindstrom naturgemäß einen hohen Spannungsabfall hervor.

Aus diesen Gründen kann es einem Elektrizitätswerk nicht gleichgültig sein, ob ein Abnehmer seinen Blindstrom bezahlt oder ob er für dessen Kompensation Sorge trägt; vielmehr hat das Elektrizitätswerk das größte Interesse an einer möglichst weitgehenden Kompensation des Blindstromes am Verbrauchsorte. Ein Abnehmer wird jedoch nur dann den von seiner Anlage benötigten Blindstrom kompensieren, wenn das Elektrizitätswerk ihm hierfür eine Strompreisverbilligung einräumt, die die Abschreibung der notwendigen Kompensationseinrichtungen aus den Ersparnissen an Blindstromkosten in kurzer Zeit ermöglicht. Es ist also denkbar, daß man aus diesem Grunde den Blindstromzuschlag höher halten muß, als es den Selbstkosten des Blindstromes entspricht. Diese Frage soll weiter unten untersucht werden.

Neben diesen wirtschaftlichen Gesichtspunkten spielen bei dem Aufbau eines $\cos \varphi$ -Tarifes meß- und abrechnungstechnische und auch gesetzliche Gründe eine wesentliche Rolle. Es ist zwar technisch nicht unmöglich, eine Meßeinrichtung zu bauen, mittels der der im I. Teil wissenschaftlich abgeleitete Tarif meßtechnisch erfaßt werden kann; derartige Meßeinrichtungen würden aber so kompliziert und kostspielig und die Eichung so schwierig sein, daß man in der Praxis davon absehen muß. Es gibt zwar Zähler, die eine komplexe Größe, d. h. den Wirkstrom und einen bestimmten Teil des Blindstromes, zu einer gemeinsamen Verrechnungseinheit zusammengezogen, messen, doch haben derartige Instrumente bei den Elektrizitätswerken aus den vorerwähnten Gründen kaum Interesse gefunden.

Weiter sind, wie erwähnt, die gesetzlichen Bestimmungen zu berücksichtigen. Wie das Meter als Längeneinheit und das Kilogramm als Gewichtseinheit, so ist die kWh als Einheit der elektrischen Arbeit gesetzlich festgelegt. (Vgl. das Gesetz betreffend die elektrischen Maßeinheiten vom 1. Juni 1898.) Die Elektrizitätswerke sind hiernach verpflichtet, die Elektrizität ihren Kunden nach dieser Einheit zu verkaufen. Daher dürfen der Abrechnung keine Zähler zugrunde gelegt werden, aus deren Angaben nicht der Verbrauch in kWh eindeutig zu ersehen ist. Schon die Eichung in Mark und Pfennig ist unzulässig. Man muß daher an einen $\cos \varphi$ -Tarif — wie auch an jeden anderen Tarif — die Forderung stellen, daß er mit technisch einfachen Mitteln und mit gesetzlich zulässigen Meßeinrichtungen gemessen und abgerechnet werden kann.

Die dritte Forderung, die an einen solchen Tarif gestellt werden muß, spielt in das psychologische Gebiet hinüber. Ein Abnehmer wird sich nur durch einen Tarif, dessen Auswirkung ihm verständlich ist, zu einem Eingriff in den Betrieb durch Aufstellung einer Blindstrom-Kompensationseinrichtung veranlaßt fühlen. Ein $\cos \varphi$ -Tarif muß daher in seinem Aufbau möglichst klar und durchsichtig sein und auch dem Laien nach entsprechender Erläuterung verständlich werden. Andernfalls, und dies ist bei manchen gebräuchlichen Tarifen der Fall, wird der Abnehmer mißtrauisch und zahlt, wenn er auch eine sachliche Verpflichtung hierzu ebensowenig einsieht, wie den wirtschaftlichen Vorteil der Blindstromkompensation, lieber den Zuschlag, als daß er sich auf das ihm unbekanntes Gebiet der Phasenverbesserung begibt.

II. Angewandte $\cos \varphi$ -Tarife.

Von den verschiedenen Möglichkeiten, den Blindstrom tariflich zu erfassen, haben sich im wesentlichen drei in der Praxis durchgesetzt:

1. Der Scheinleistungstarif, auch kVA-Tarif genannt, bei dem der Leistungspreis nicht auf das kW, sondern auf das kVA Scheinleistung abgestellt ist.

2. Der Blindverbrauchtarif, bei dem, abgesehen von dem Leistungs- und Arbeitspreis für den Wirkverbrauch, ein bestimmter Betrag für die verbrauchte Blindarbeit oder ein prozentualer Zuschlag zum Arbeitspreis bei Verschlechterung des $\cos \varphi$ erhoben wird. Bei diesem Tarif wird meist ein Solleistungsfaktor, z. B. $\cos \varphi = 0,8$ der Preisberechnung zugrunde gelegt und ein Zuschlag für den Überverbrauch bei schlechtem $\cos \varphi$ erhoben, während für eine Verbesserung über den Solleistungsfaktor eine Vergütung gewährt wird.

3. Der gemischte $\cos \varphi$ -Tarif, bei dem die Leistung in kVA abgerechnet und daneben noch ein Zuschlag für die Blindarbeit berechnet wird. Dieser Tarif will durch Abstellung des Grundpreises auf Scheinleistung, der Erhöhung der Anlagekosten und durch einen Zuschlag zum Arbeitspreis den vermehrten Verlusten Rechnung tragen.

Im folgenden wird für jede der drei Tarifformen ein der Praxis entnommenes Beispiel gegeben, wobei zur Erleichterung des Vergleichs Leistungs- und Arbeitspreis für $\cos \varphi = 0,8$ auf gleiche Basis umgerechnet sind.

1. Scheinleistungstarif.

Für einen reinen Scheinleistungstarif wählen wir folgendes Beispiel:

Leistungspreis a jährlich 80,— RM./kVA,
Arbeitspreis b 6 Rpf./kWh.

Zahlentafel 19.

$\cos \varphi$	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
Arbeitspreis b Rpf./kWh	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Leistungspreis $\frac{a}{\cos \varphi}$ RM./kW	80,00	88,89	100,00	114,28	133,33	160,00
Ben.-Dauer h/Jahr						
1000	8,00 14,00	8,89 14,89	10,00 16,00	11,43 17,43	13,33 19,33	16,00 22,00
2000	4,00 10,00	4,44 10,44	5,00 11,00	5,71 11,71	6,67 12,67	8,00 14,00
3000	2,67 8,67	2,96 8,96	3,33 9,33	3,81 9,81	4,44 10,44	5,33 11,33
4000	2,00 8,00	2,22 8,22	2,50 8,50	2,86 8,86	3,33 9,33	4,00 10,00
5000	1,60 7,60	1,78 7,78	2,00 8,00	2,28 8,28	2,67 8,67	3,20 9,20
6000	1,33 7,33	1,51 7,51	1,67 7,67	1,90 7,90	2,22 8,22	2,67 8,67

Dieser Tarif ist für die Untersuchungen, ebenso wie die folgenden Tarife, auf die einfachste Form gebracht, und Nachtrabatt usw. sind als für die Vergleiche unwesentlich und störend nicht berücksichtigt.

Die Gleichung dieses Tarifes lautet unter Zugrundelegung der oben angeführten Bezeichnungen:

$$s = \frac{a}{h \cdot \cos \varphi} + b = \frac{8000 \text{ Rpf.}}{h \cdot \cos \varphi} + 6 \text{ Rpf.} \quad (25)$$

Die sich hiernach ergebenden Preise sind in Zahlentafel 19 errechnet.

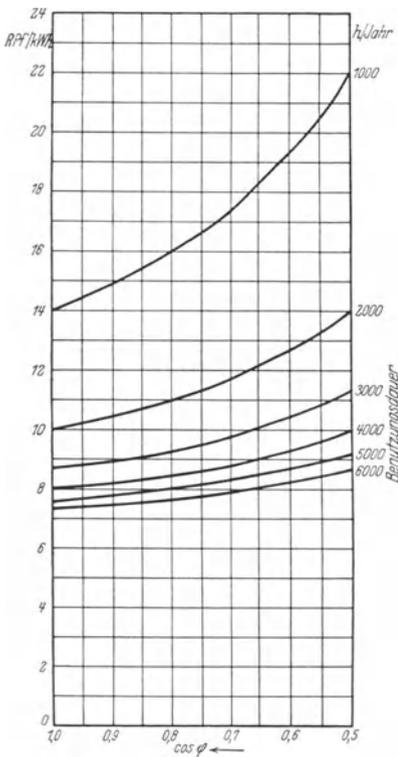


Abb. 28. Scheinleistungstarif. Strompreis abhängig von $\cos \varphi$.

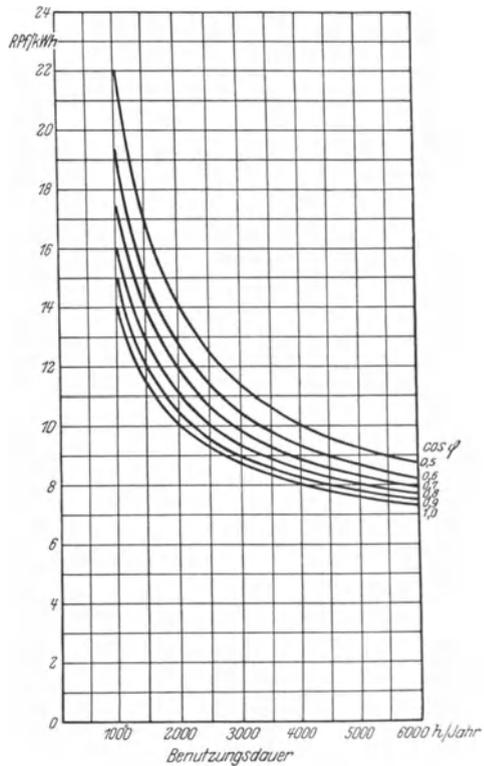


Abb. 29. Scheinleistungstarif. Strompreis abhängig von der Benutzungsdauer.

Abb. 28 zeigt die Preise nach diesem Tarif abhängig vom $\cos \varphi$ (Benutzungsdauer als Parameter), Abb. 29 abhängig von der Benutzungsdauer für verschiedene Werte des $\cos \varphi$ und Abb. 30 abhängig von $\cos \varphi$ und Benutzungsdauer. In Abb. 31 ist das Tarifmodell dieses Tarifes wiedergegeben.

Praktische Folgerungen.

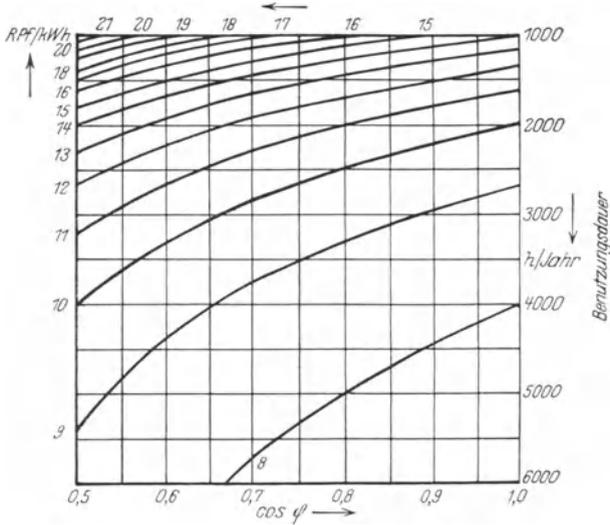


Abb. 30. Scheinleistungstarif. Strompreis abhängig von $\cos \varphi$ und Benutzungsdauer.

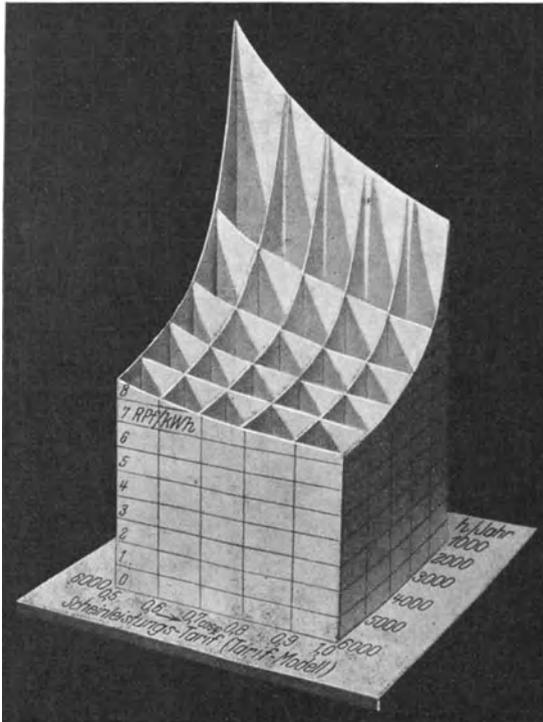


Abb. 31. Scheinleistungstarif. Tarifmodell.

2. Blindverbrauchtarif.

Der folgende Tarif berücksichtigt für die Bewertung des $\cos \varphi$ nur den Blindverbrauch, während der Leistungspreis vom $\cos \varphi$ nicht beeinflusst wird. Er wird nach Bußmann, der diesen Tarif zuerst angegeben hat, auch Bußmantarif genannt. Untersucht wird ein Tarif folgender Form, wobei der Tarif einer deutschen Großstadt als Vorbild dient.

Leistungspreis a jährlich 100,00 RM./kW,
Arbeitspreis b 6 Rpf./kWh.

Für den Leistungspreis sind 100 RM./kW gewählt, um bei $\cos \varphi = 0,8$ Preisgleichheit mit den anderen beiden Tarifbeispielen zu erhalten.

Der Arbeitspreis versteht sich bei $\cos \varphi = 0,8$. Für jede Überschuß-BkVAh unter $\cos \varphi = 0,8$ werden 20 % des Arbeitspreises, also 6 Rpf. $\cdot 0,2 = 1,2$ Rpf. berechnet, für jede Überschuß-BkVAh über $\cos \varphi = 0,8$ werden 5 %, also 6 Rpf. $\cdot 0,05 = 0,3$ Rpf. vergütet.

Bezeichnet man mit A_w die in einem Jahr entnommene Wirkarbeitsmenge, mit A_{bI} den Blindverbrauch unter $\cos \varphi = 0,8$, mit A_{bII} den Blindverbrauch über $\cos \varphi = 0,8$ im gleichen Zeitraum, so ist der Tarif durch folgende Gleichung bestimmt:

$$s = \frac{a}{h} + \frac{A_w + 0,2 A_{bI} - 0,05 A_{bII}}{A_w} b. \quad (26)$$

Die Benutzungsdauer h beträgt beispielsweise 2000 Stunden im Jahr, der Wirkverbrauch $A_w = 20000$ kWh, der Blindverbrauch unter $\cos \varphi = 0,8$ $A_{bI} = 12000$ BkVAh und der Blindverbrauch über $\cos \varphi = 0,8$ $A_{bII} = 4000$ BkVAh; dann ergibt sich aus Gl. (26) der Strompreis

$$\begin{aligned} k &= \frac{10000 \text{ Rpf.}}{2000 \text{ h}} + \frac{20000 \text{ kWh} + 0,2 \cdot 12000 \text{ BkVAh} - 0,05 \cdot 4000 \text{ BkVAh}}{20000 \text{ kWh}} \cdot 6 \text{ Rpf.} \\ &= 5 \text{ Rpf.} + \frac{20000 + 2400 - 200}{20000} \cdot 6 \text{ Rpf.} \\ &= 5 \text{ Rpf.} + 1,11 \cdot 6 \text{ Rpf.} = 11,66 \text{ Rpf./kWh.} \end{aligned}$$

Der $\cos \varphi$ dieses Abnehmers beträgt etwa 0,656, liegt also zwischen $\cos \varphi = 0,6$ und $0,7$ bei 2000 Stunden im Jahr (vgl. das Ergebnis mit den Zahlen in Zahlentafel 20).

Die Strompreise, die sich nach diesem Tarif ergeben, sind in Zahlentafel 20 in Rpf./kWh eingetragen.

Der Blindstromzuschlag in Prozent des Arbeitspreises errechnet sich folgendermaßen: Drückt man den Blindstrom für jeden Wert des $\cos \varphi$ in Prozent des Wirkstromes aus und subtrahiert von diesen Prozenten wieder den Prozentsatz an Blindstrom, der bei $\cos \varphi = 0,8$ auftritt (75 %), so erhält man den Teil des Blindstromes, den der Blindverbraucher mit Wendepunkt bei $\cos \varphi = 0,8$ registriert. Multipliziert man die sich hiernach ergebenden Prozentsätze mit dem Vergütungs- oder Zuschlags-Prozentsatz, den der Tarif vorsieht, so erhält man Blind-

stromzuschlag und -vergütung in Prozent des Arbeitspreises. Diese Rechnung ist in Zahlentafel 20 durchgeführt.

Zahlentafel 20.

$\cos \varphi$		1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
Arbeitspreis b Rpf./kWh		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
BkVAh in % der kWh	absolut	0	48	75	102	134	173
	vom Zähler registriert	-75	-27	0	+27	+59	+98
Blind- strom- zuschlag	%	-3,75	-1,35	0	+5,4	+11,8	+19,6
	Rpf./kWh	-0,23	-0,08	0	+0,32	+0,71	+1,18
Gesamtarbeitspreis Rpf./kWh		5,77	5,92	6,0	6,32	6,71	7,18
Benutz.- Dauer h/Jahr	Leistungs- Preis $\frac{a}{h}$ Rpf./kWh	Gesamtstrompreis s Rpf./kWh					
1000	10,00	15,77	15,92	16,00	16,32	16,71	17,16
2000	5,00	10,77	10,92	11,00	11,32	11,71	12,18
3000	3,33	9,10	9,25	9,33	9,65	10,04	10,51
4000	2,50	8,27	8,42	8,50	8,82	9,21	9,68
5000	2,00	7,77	7,92	8,00	8,32	8,71	9,18
6000	1,67	7,44	7,59	7,67	7,99	8,38	8,85

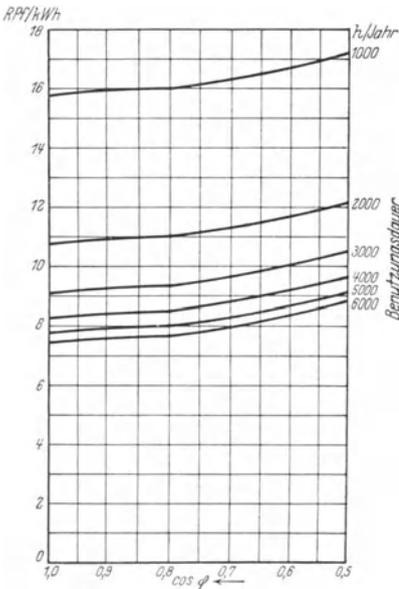


Abb. 32. Blindverbrauchtarif. Strompreis abhängig vom $\cos \varphi$.

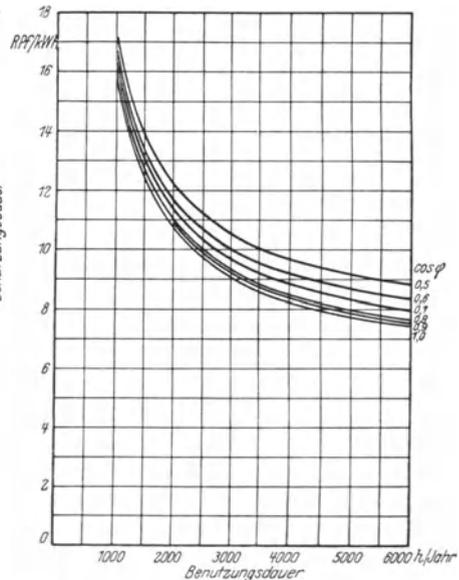


Abb. 33. Blindverbrauchtarif. Strompreis abhängig von der Benutzungsdauer.

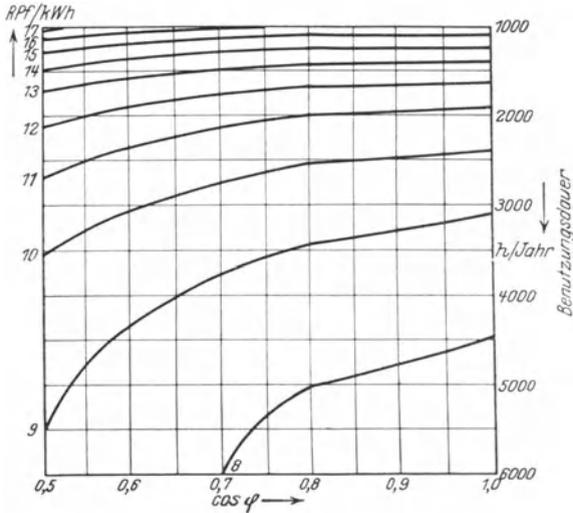


Abb. 34. Blindverbraucherarif. Strompreis abhängig von $\cos \varphi$ und Benutzungsdauer.

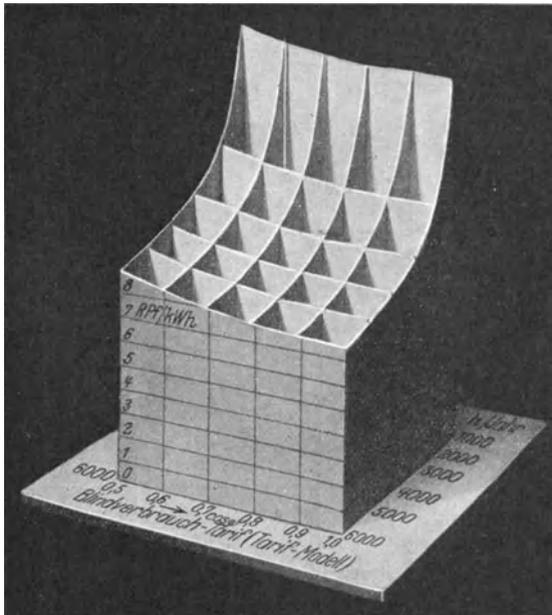


Abb. 35. Blindverbraucherarif. Tarifmodell.

Die Strompreise gibt abhängig vom $\cos \varphi$ Abb. 32, von der Benutzungsdauer Abb. 33 und vom $\cos \varphi$ und der Benutzungsdauer Abb. 34 wieder. Abb. 35 zeigt das Tarifmodell dieses Tarifes.

3. Gemischter $\cos \varphi$ -Tarif.

Diese Tarifform, über deren Bedeutung weiter oben bereits gesprochen ist, wird verhältnismäßig selten angewandt. Im folgenden soll als Beispiel ein Tarif untersucht werden, dessen grundsätzlicher Aufbau dem Tarif eines großen deutschen Überlandwerkes entlehnt ist. Die Preise dieser Tarife sind:

Leistungspreis a jährlich 80,— RM./kVA,
Arbeitspreis b 6 Rpf./kWh.

Der Arbeitspreis versteht sich bei $\cos \varphi = 0,8$. Für je $2/100$ Verschlechterung des $\cos \varphi$ bis 0,7 wird ein Zuschlag von 1% auf den Arbeitspreis berechnet, darunter für je $1/100$ Verschlechterung 1%. Für je $2/100$ Verbesserung des $\cos \varphi$ von 0,8 bis 1,0 wird 1% vergütet.

Die Gleichung des Tarifes lautet:

im Bereich von $\cos \varphi = 1$ bis $\cos \varphi = 0,7$

$$s = \frac{a}{h \cdot \cos \varphi} + \left(1 + \frac{0,8 - \cos \varphi}{2}\right) b \quad (27)$$

und unter $\cos \varphi = 0,7$

$$s = \frac{a}{h \cdot \cos \varphi} + (1 + 0,8 - \cos \varphi) b. \quad (28)$$

Zahlentafel 21.

$\cos \varphi$	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
Arbeitspreis b Rpf./kWh	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Blindstrom-Zuschlag %	— 10	— 5	0	+ 5	+ 15	+ 25
Gesamtarbeitspreis Rpf./kWh	5,4	5,7	6,0	6,3	6,9	7,5
Leistungspreis $\frac{a}{\cos \varphi}$ RM./kW	80,00	88,89	100,00	114,28	133,33	160,00
Benutz.-Dauer h/Jahr						
1000	8,00 13,40	8,89 14,59	10,00 16,00	11,43 17,73	13,33 20,23	16,00 23,50
2000	4,00 9,40	4,44 10,14	5,00 11,00	5,71 12,01	6,67 13,57	8,00 15,50
3000	2,67 8,07	2,96 8,66	3,33 9,33	3,81 10,11	4,44 11,34	5,33 12,83
4000	2,00 7,40	2,22 7,92	2,50 8,50	2,86 9,16	3,33 10,23	4,00 11,50
5000	1,60 7,00	1,78 7,48	2,00 8,00	2,28 8,58	2,67 9,57	3,20 10,70
6000	1,33 6,73	1,51 7,21	1,67 7,67	1,90 8,20	2,22 9,12	2,67 10,17

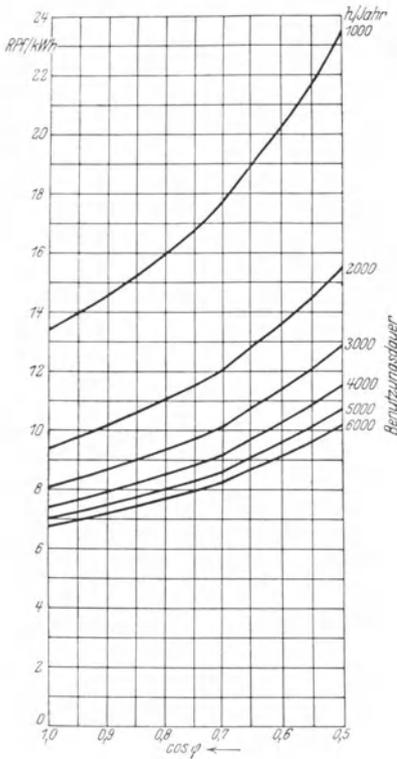


Abb. 36. Gemischter $\cos \varphi$ -Tarif. Strompreis abhängig vom $\cos \varphi$.

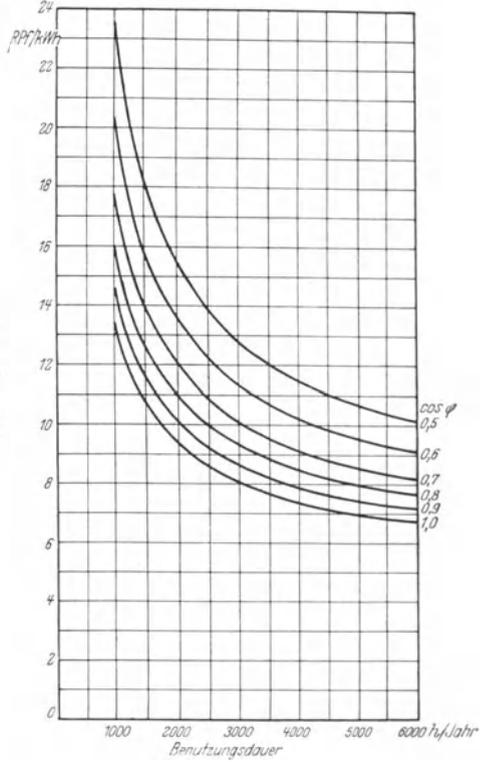


Abb. 37. Gemischter $\cos \varphi$ -Tarif. Strompreis abhängig von der Benutzungsdauer.

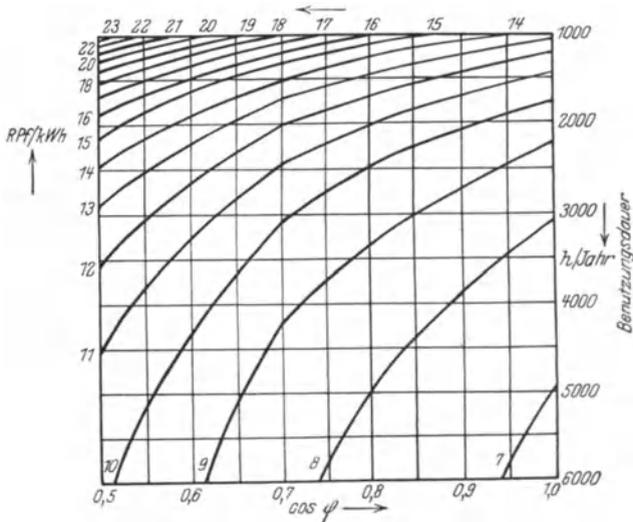


Abb. 38. Gemischter $\cos \varphi$ -Tarif. Strompreis abhängig von $\cos \varphi$ und Benutzungsdauer.

Aus der Blindstromklausel ergibt sich der in der Zahlentafel 21 eingetragene prozentuale Blindstromzuschlag, beispielsweise für $\cos \varphi = 0,6$ folgendermaßen: Verschlechterung unter $\cos \varphi = 0,8$ bis $0,7 \frac{10}{100}$; für je $\frac{2}{100}$ Verschlechterung 1% Zuschlag macht 5%, Verschlechterung unter $\cos \varphi = 0,7$ bis $0,6 \frac{10}{100}$; für je $\frac{1}{100}$ Verschlechterung 1% Zuschlag macht 10%,
insgesamt 15% Zuschl.

In gleicher Weise ist auch die Vergütung über $\cos \varphi = 0,8$ ermittelt. Die Preise des Tarifs sind in Zahlentafel 21 errechnet.

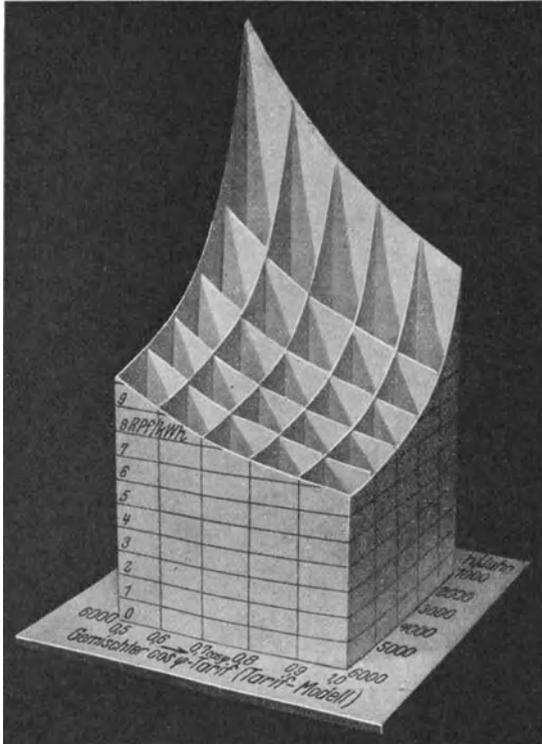


Abb. 39. Gemischter $\cos \varphi$ -Tarif. Tarifmodell.

Abb. 36—39 geben den Tarif abhängig von $\cos \varphi$ und Benutzungsdauer und als Tarifmodell wieder.

III. Kritischer Vergleich der Tarife.

1. Annäherung an die Selbstkosten.

Die Betrachtung der Tarifmodelle der drei oben untersuchten Tarife zeigt, daß der Einfluß des $\cos \varphi$ auf die Strompreise sehr verschieden ist. Ihr charakteristischer Unterschied ist in den Abb. 40 bis 43 vergleichsweise wiedergegeben.

Der Blindverbrauchtarif zeigt, besonders bei niedriger Benutzungsdauer, eine sehr geringe Anhängigkeit vom Leistungsfaktor;

über $\cos \varphi = 0,8$ ist kaum mehr ein Einfluß vorhanden. Erst bei hoher Benutzungsdauer ist die relative Preisänderung erheblich, was darauf zurückzuführen ist, daß der $\cos \varphi$ durch einen Zuschlag zum Arbeitspreis bewertet wird, der, unabhängig von der Benutzungsdauer, stärker hervortritt, wenn —

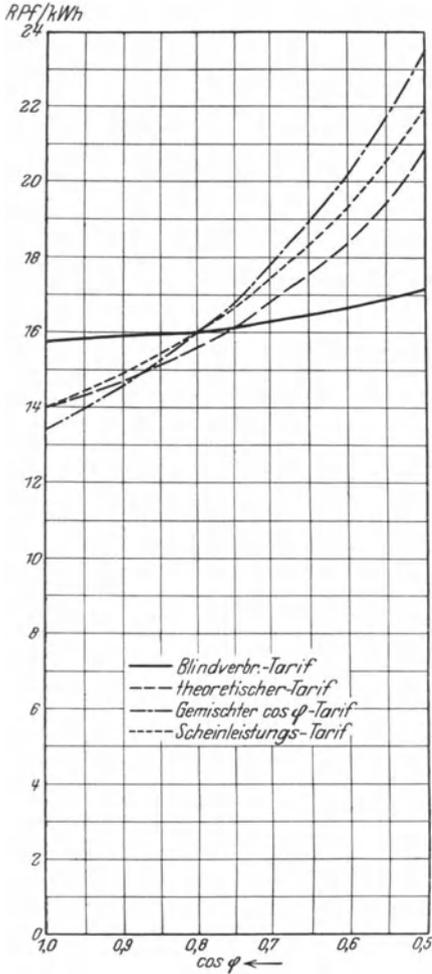


Abb. 40. Vergleich der Tarife. 1000 h/Jahr.

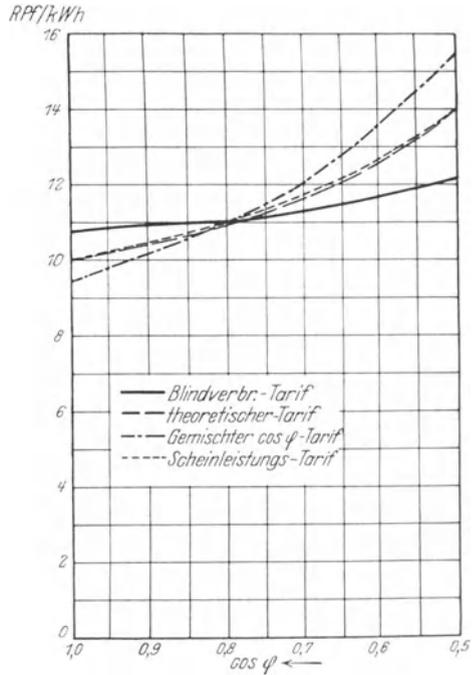


Abb. 41. Vergleich der Tarife. 2000 h/Jahr.

bei hoher Benutzungsdauer — der Anteil des Leistungspreises am Gesamtstrompreis zurücktritt.

Der Scheinleistungstarif zeigt eine wesentlich stärkere Abhängigkeit des Strompreises vom $\cos \varphi$, und zwar ist gerade bei niedriger Benutzungsdauer der Einfluß besonders stark, da hier der Leistungspreis einen wesentlichen Anteil am Gesamtstrompreis hat.

Der gemischte $\cos \varphi$ -Tarif zeigt naturgemäß die stärkste Ab-

hängigkeit vom Leistungsfaktor, da hier die in den beiden oben genannten Tarifen gezeigten Einflüsse zusammenwirken.

Dem theoretischen, auf den Selbstkosten aufgebauten $\cos \varphi$ -Tarif am nächsten kommt der Scheinleistungstarif. Bei einer Benutzungsdauer von 2000 h/Jahr, die für industrielle Betriebe mit einer Arbeitsschicht normal ist, decken sich diese beiden Tarife fast vollkommen (vgl. Abb. 41). Bei niedriger Benutzungsdauer ergibt der Scheinleistungstarif etwas zu hohe Preise (vgl. Abb. 40), bei hoher Benutzungsdauer

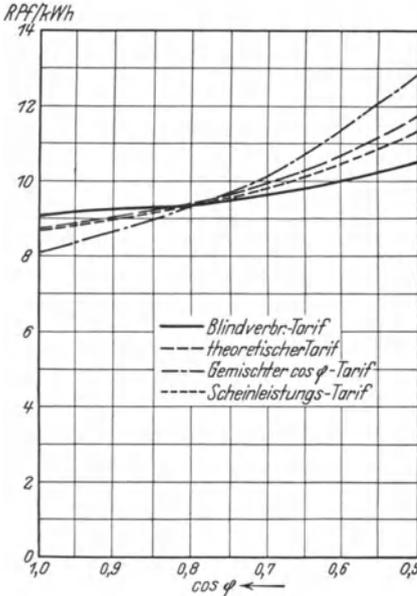


Abb. 42. Vergleich der Tarife. 3000 h/Jahr.

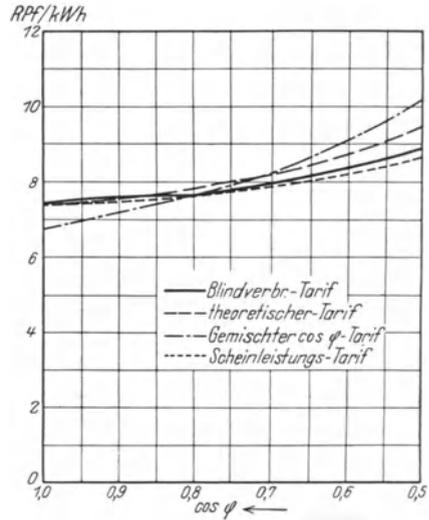


Abb. 43. Vergleich der Tarife. 6000 h/Jahr.

dauer liegen die Preise etwas zu niedrig (vgl. Abb. 42 und 43). Die Abweichungen sind jedoch nicht erheblich und können durch geeignete Wahl von Leistungs- und Arbeitspreis in der Praxis noch mehr ausgeglichen werden.

Außerdem wird durch diesen Verlauf der Preise der wirtschaftliche Anreiz für den Abnehmer zur Blindstromkompensation, der weiter unten untersucht wird, bei geringer Benutzungsdauer erhöht. Würden nämlich die Preise bei niedriger Benutzungsdauer eine weniger starke Abhängigkeit vom $\cos \varphi$ zeigen, so würden die Ersparnisse bei Verbesserung des $\cos \varphi$ unter Umständen nicht ausreichend sein, um die hierfür aufgewendeten Mittel zu rechtfertigen. Daher ist bei niedriger Benutzungsdauer ein stärkeres Ansteigen der Preise bei schlechtem $\cos \varphi$ aus tarifpolitischen Erwägungen günstig. Andererseits ist bei hoher Benutzungsdauer auch bei weniger starker Abhängigkeit der

Preise vom $\cos \varphi$ die Rentabilität einer Blindstromkompensationsrichtung gewährleistet.

Mit Rücksicht auf die Selbstkosten ist der Scheinleistungstarif daher den anderen beiden Tarifen vorzuziehen.

2. Wirtschaftlicher Anreiz für den Abnehmer zur Blindstromkompensation.

Naturgemäß hat ein Abnehmer ein um so größeres Interesse daran, den von seiner Anlage aufgenommenen Blindstrom zu kompensieren, je höher der Zuschlag ist, den er bei schlechtem $\cos \varphi$ zahlen muß. Daher werden mehr Kompensationseinrichtungen in Versorgungsgebieten solcher Elektrizitätswerke eingerichtet, die einen Scheinleistungstarif (vgl. Abb. 28—31) oder einen gemischten $\cos \varphi$ -Tarif (vgl. Abb. 36—39) anwenden. Auf der anderen Seite ist der wirtschaftliche Anreiz zur Verbesserung des Leistungsfaktors für einen Abnehmer gering, der nach einem Blindverbrauchtarif (vgl. Abb. 32—35) seinen Strom bezieht. Bei diesem Tarif wird daher nur in einer Anlage mit sehr schlechtem $\cos \varphi$ und hoher Benutzungsdauer eine Kompensationseinrichtung wirtschaftlich sein. Es soll dies an einigen Beispielen erläutert werden:

Beispiel 1.

Ein Abnehmer, der nach dem Blindverbrauchtarif (vgl. S. 35) beliefert wird, verbraucht in einem Jahre 150 000 kWh Wirkstrom und 75 000 Überschuß-BkVAh Blindstrom unter $\cos \varphi = 0,8$. Das Verrechnungsmaximum beträgt 100 kW.

Aus dem für die Verrechnung nach diesem Tarif nützlichen Polar-
diagramm (Abb. 44) ermittelt man den $\cos \varphi = 0,625$. Hierzu sucht man den Wirkverbrauch in der senkrechten und den Blindverbrauch unter $\cos \varphi = 0,8$ in der wagerechten Teilung auf. Hierbei ist auf die Größenordnung zu achten. Der Schnittpunkt schneidet dann den $\cos \varphi$ -Strahl an. Fährt man nun auf dem so gefundenen Strahl entlang, bis man den Höchstleistungswert auf der Wirkverbrauchsskala anschneidet, dann erhält man auf der Blindverbrauchsteilung direkt die Blindleistung, die zu kompensieren ist, um auf $\cos \varphi = 0,8$ zu kommen. In diesem Falle sind 50 BkVA zu kompensieren. Wir haben in Zahlentafel 20 gesehen, daß die Blindleistung bei $\cos \varphi = 0,8$ rd. 75 % der Wirkleistung beträgt. Soll daher die Anlage auf $\cos \varphi = 1,0$ kompensiert werden, so müssen noch diese 75 % von 100 kW, d. h. also 75 BkVA kompensiert werden. Bei Kompensation auf $\cos \varphi = 1,0$ sind daher insgesamt 50 BkVA + 75 BkVA = 125 BkVA zu kompensieren. Die Benutzungsdauer dieser Anlage ergibt sich zu

$$h = \frac{150\,000 \text{ kWh}}{100 \text{ kW}} = 1500 \text{ h/Jahr.}$$

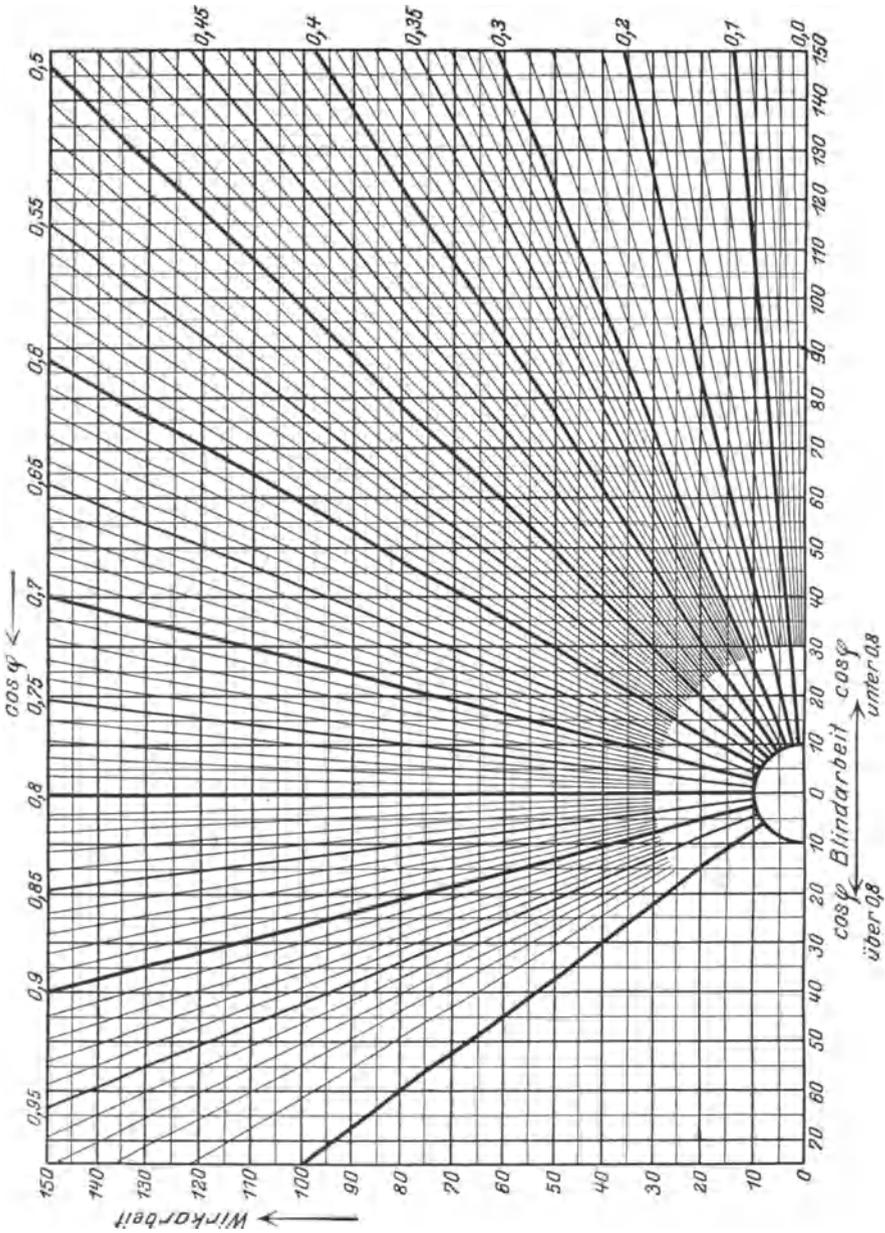


Abb. 44. Diagramm zur Ermittlung des $\cos \varphi$ aus den Angaben eines Wirkverbrauchzählers und eines Blindverbrauchzählers mit Wendepunkt bei $\cos \varphi = 0,8$ (vgl. ETZ 1928, S. 389).

Nach dem Blindverbrauchtarif (S. 35) hat der Abnehmer zu zahlen:

a) unkompensiert

100 kW	je 100,— RM.	= 10000,— RM.
150000 kWh	je 6,0 Rpf.	= 9000,— „
75000 BkVAh	je 1,2 Rpf.	= 900,— „
		insgesamt 19900,— RM.

Wir können die Verluste des für die Anlage zur Kompensation auf $\cos \varphi = 0,8$ vorgesehenen Phasenschiebers zu 8%, also zu 50 BkVA $\cdot 0,08 = 4$ kW annehmen. Das Maximum der Anlage erhöht sich dadurch auf $100 \text{ kW} + 4 \text{ kW} = 104 \text{ kW}$, der Wirkverbrauch steigt um $4 \text{ kW} \cdot 1500 \text{ h} = 6000 \text{ kWh}$ auf $150000 \text{ kWh} + 6000 \text{ kWh} = 156000 \text{ kWh}$. Der Abnehmer müßte daher bezahlen:

b) bei Kompensation auf $\cos \varphi = 0,8$

104 kW	je 100,— RM.	= 10400,— RM.
156000 kWh	je 6,0 Rpf.	= 9360,— „
		insgesamt 19760,— RM.

Die Ersparnis gegenüber dem früheren Zustand wäre nur $19900,— \text{ RM.} - 19760,— \text{ RM.} = 140,— \text{ RM.}$ jährlich, so daß der Abnehmer sich kaum zur Aufstellung eines Phasenschiebers entschließen wird, besonders wenn man berücksichtigt, daß eine derartige Anlage etwa $3000,— \text{ RM.}$ kostet.

Wird die Anlage auf $\cos \varphi = 1,0$ kompensiert, dann liegen die Verhältnisse noch ungünstiger.

Die Verluste für den 125-BkVA-Phasenschieber steigen, wenn man sie für diese größere Maschine nur zu 6% annimmt, auf $125 \text{ BkVA} \cdot 0,06 = 7,5 \text{ kW}$, was einem jährlichen Mehrverbrauch von $7,5 \text{ kW} \cdot 1500 \text{ h} = 11250 \text{ kWh}$ entspricht. Der Wirkverbrauch steigt demnach auf $150000 \text{ kWh} + 11250 \text{ kWh} = 161250 \text{ kWh}$. Dabei erhöht sich die Leistung auf $100 \text{ kW} + 7,5 \text{ kW} = 107,5 \text{ kW}$. Es wurde bereits darauf hingewiesen (vgl. auch Zahlentafel 20), daß der verwendete Blindverbrauchsähler bei $\cos \varphi = 1,0$ rd. 75% der Wirkarbeit als Blindverbrauch über $\cos \varphi = 0,8$ registriert. Diese Blindarbeitsmenge wird dem Abnehmer bei Kompensation auf $\cos \varphi = 1,0$ mit 5% von 6 Rpf. = 0,3 Rpf./kWh vergütet. Vergütet werden $161250 \text{ kWh} \cdot 0,75 = 120937 \text{ kWh}$. Die Rechnung erhält nun folgendes Bild:

c) bei Kompensation auf $\cos \varphi = 1,0$

107,5 kW	je 100,— RM.	= 10750,— RM.
161250 kWh	je 6,0 Rpf.	= 9675,— „
		20425,— RM.

davon ab Vergütung:

$150000 \text{ kWh} \cdot 0,75 = 120937 \text{ BkVAh}$	je 0,3 Rpf.	= 362,80 RM.
		insgesamt 20062,20 RM.

Der Abnehmer müßte also 20062,20 RM. — 19900,— RM. = 162,20 RM. mehr ausgeben als früher. Selbst wenn die Verhältnisse weniger ungünstig liegen, als im vorliegenden Falle, und zur Kompensation kompensierte Motoren, die erheblich geringere Verluste haben, verwendet werden können, ist die Kompensation bei niedriger Benutzungsdauer über $\cos \varphi = 0,8$ bei diesem Tarif unwirtschaftlich und auch bis $\cos \varphi = 0,8$ kaum lohnend.

Würde dieser Abnehmer nach dem Scheinleistungstarif (vgl. S. 32) abgerechnet werden, dann würde sich folgende Rechnung ergeben:

a) unkompensiert

$\frac{100 \text{ kW}}{\cos \varphi = 0,625}$	= 160 kVA	je 80,— RM. =	12800,— RM.
150000 kWh		je 6,0 Rpf. =	9000,— „
		insgesamt	21800,— RM.

b) bei Kompensation auf $\cos \varphi = 0,8$

$\frac{100 \text{ kW}}{\cos \varphi = 0,8}$	+ 4 kW = 129 kVA	je 80,— RM. =	10320,— RM.
150000 kWh + (4 kW · 1500 h) = 156000 kWh		je 6,0 Rpf. =	9360,— „
		insgesamt	19680,— RM.

c) bei Kompensation auf $\cos \varphi = 1,0$

100 kW + 7,5 kW = 107,5 kVA		je 80,— RM. =	8600,— RM.
150000 kWh + (7,5 kW · 1500 h) = 161250 kWh		je 6,0 Rpf. =	9675,— „
		insgesamt	18275,— RM.

Im Falle b) würden gegen a) 21800,— RM. — 19680 RM. = 2120,— RM., im Falle c) würden gegen a) 21800,— RM. — 18275 RM. = 3525,— RM. jährlich gespart werden. Selbst bei niedriger Benutzungsdauer ist eine Kompensation bei diesem Tarif also als durchaus wirtschaftlich zu bezeichnen.

Beispiel 2.

Günstiger liegen die Verhältnisse, sobald die Benutzungsdauer höher ist und für die Kompensation, anstatt eines getrennten Phasenschieberaggregates, die Aufstellung kompensierter oder überkompensierter Motoren möglich ist. In einem solchen Falle kann auch der Blindverbrauchtarif bereits eine wirtschaftliche Kompensation ermöglichen, wenigstens bis auf $\cos \varphi = 0,8$. Ein Abnehmer hat in einem Jahre folgende Verbrauchsdaten:

Maximum 480 kW,
Wirkverbrauch 1680000 kWh,
Blindverbrauch unter $\cos \varphi = 0,8$ 1340000 BkVAh.

Aus Wirk- und Blindverbrauch ergibt sich mittels des Polardiagramms (Abb. 44) der $\cos \varphi = 0,53$ und unter Berücksichtigung des Maximums die Benutzungsdauer zu $\frac{1680000 \text{ kWh}}{480 \text{ kW}} = 3500 \text{ h/Jahr}$. Der Abnehmer hat nach dem Blindverbrauchtarif (S. 35) zu zahlen:

a) unkompensiert

480 kW	je 100,— RM. =	48000,— RM.
1 680 000 kWh	je 6,0 Rpf. =	100 800,— „
1 340 000 BkVAh	je 1,2 „ =	16 080,— „
	<u>insgesamt</u>	<u>164 880,— RM.</u>

Bei Kompensation auf $\cos \varphi = 0,8$ sind, wie sich aus dem Polardigramm (Abb. 44) in der oben beschriebenen Weise ergibt, 408 BkVA zu kompensieren. Die zusätzlichen Verluste, die durch die Kompensation mittels kompensierter Motoren verursacht werden, können zu etwa 10 kW angenommen werden. Hiernach ergibt sich folgende Rechnung:

b) bei Kompensation auf $\cos \varphi = 0,8$

480 kW + 10 kW = 490 kW	je 100,— RM. =	49000,— RM.
1 680 000 kWh + (10 kW · 3 500 h) =		
= 1 715 000 kWh	je 6,0 Rpf. =	102 900,— „
	<u>insgesamt</u>	<u>151 900,— RM.</u>

Die Ersparnisse betragen hier bereits 164 880,— RM. — 151 900,— RM. = 12 980,— RM. oder rund 8% und machen eine Kompensation des Blindstromes wirtschaftlich.

Bei Kompensation auf $\cos \varphi = 1,0$ sind $480 \text{ kW} \cdot 0,75 + 408 \text{ BkVA} = 768 \text{ BkVA}$ zu kompensieren. Hier können die Verluste bei Verwendung überkompensierter Motoren zu etwa 30 kW angenommen werden. Wie im vorigen Beispiel, so werden auch hier 75% der Wirkarbeit von dem Vergütungszählwerk des Blindverbrauchszählers registriert. Es werden daher $1 795 000 \text{ kWh} \cdot 0,75 = 1 346 250 \text{ BkVAh}$ mit 5% von 6 Rpf. = 0,3 Rpf. vergütet. Die Rechnung stellt sich dann folgendermaßen:

c) bei Kompensation auf $\cos \varphi = 1,0$

480 kW + 30 kW = 510 kW	je 100,— RM. =	51000,— RM.
1 680 000 kWh + (30 kW · 3 500 h) =		
= 1 795 000 kWh.	je 6,0 Rpf. =	107 700,— „
		<u>158 700,— RM.</u>

davon ab Vergütung:

1 346 250 BkVAh	je 0,3 Rpf. =	4 038,75 RM.
	<u>insgesamt</u>	<u>154 661,25 RM.</u>

Die Ersparnis beträgt hier nur 164 880,— RM. — 154 661,25 RM. = 10 218,75 RM. oder rund 6%. Eine Kompensation über $\cos \varphi = 0,8$ ist nach diesem Tarif also unwirtschaftlich.

Bei dem Scheinleistungstarif ergibt sich folgende Rechnung:

a) unkompensiert

$\frac{480 \text{ kW}}{\cos \varphi = 0,53} = 906 \text{ kVA}$	je 80,— RM. =	72 480,— RM.
1 680 000 kWh	je 6,0 Rpf. =	100 800,— „
	<u>insgesamt</u>	<u>173 280,— RM.</u>

b) bei Kompensation auf $\cos \varphi = 0,8$

$$\begin{aligned} \frac{480 \text{ kW}}{\cos \varphi = 0,8} + 10 \text{ kW} &= 610 \text{ kVA} \quad \text{ je } 80,- \text{ RM.} = 48800,- \text{ RM.} \\ 1680000 \text{ kWh} + (10 \text{ kW} \cdot 3500 \text{ h}) &= \\ = 1715000 \text{ kWh} \quad \text{ je } &6,0 \text{ Rpf.} = 102900,00 \text{ „} \\ &\text{insgesamt } 151700,- \text{ RM.} \end{aligned}$$

c) bei Kompensation auf $\cos \varphi = 1,0$

$$\begin{aligned} 480 \text{ kW} + 30 \text{ kW} &= 510 \text{ kVA} \quad \text{ je } 80,- \text{ RM.} = 40800,- \text{ RM.} \\ 1680000 \text{ kWh} + (30 \text{ kW} \cdot 3500 \text{ h}) &= \\ = 1795000 \text{ kWh} \quad \text{ je } &6,0 \text{ Rpf.} = 107700,- \text{ „} \\ &\text{insgesamt } 148500,- \text{ RM.} \end{aligned}$$

Die Ersparnis beträgt im Falle der Kompensation auf $\cos \varphi = 0,8$ 173280,— RM. — 151700,— RM. = 21580,— RM. oder rund 12,5%, im Falle der völligen Kompensation des Blindstromes 173280,— RM. — 148500,— RM. = 24780,— RM. oder rund 14,5%. Die Steigerung der Ersparnis ist infolge der erheblich höheren Verluste bei völliger Kompensation nicht sehr groß, doch ist in diesem Falle bei Anwendung eines Scheinleistungstarifes eine Kompensation über $\cos \varphi = 0,8$ noch durchaus wirtschaftlich.

Beispiel 3.

Bei sehr hoher Benutzungsdauer, also z. B. bei dreischichtig arbeitendem Betrieb, wird der Blindverbrauchtarif günstiger. Die Aufstellung eines Phasenschiebers ist jedoch auch hier noch kaum wirtschaftlich. Dagegen sind hier Kondensatoren sehr geeignet, deren Anschaffungspreis zwar höher ist als der eines Phasenschiebers, bei dem jedoch die Verluste unter 1% liegen, was bei hoher Benutzungsdauer von ausschlaggebender Bedeutung ist. Für die nachträgliche Kompensation einer größeren Anlage ist der Kondensator oft ein ideales Mittel.

Eine Anlage hat folgende jährliche Verbrauchsdaten:

$$\begin{aligned} &\text{Maximum } 284 \text{ kW,} \\ &\text{Wirkverbrauch } 1760000 \text{ kWh,} \\ &\text{Blindverbrauch unter } \cos \varphi = 0,8 \quad 970000 \text{ BkVAh.} \end{aligned}$$

Hieraus ergibt sich, in gleicher Weise wie oben, aus dem Polardiagramm (Abb. 44): $\cos \varphi = 0,61$ und die Benutzungsdauer zu $\frac{1760000 \text{ kWh}}{284 \text{ kW}} = 6200 \text{ h/Jahr}$. Es sind, wie ebenfalls aus dem Polardiagramm in bekannter Weise festgestellt wird, bis zu $\cos \varphi = 0,8$ rund 156 BkVA und bis zu $\cos \varphi = 1,0$ rund 370 BVA zu kompensieren. Bei 0,8% Verlusten bei 6-kV-Kondensatoren betragen die Verluste bei Teilkompensation rund $156 \cdot 0,008 = 1,25 \text{ kW}$ und bei voller Kompensation rund $370 \cdot 0,008 = 3 \text{ kW}$.

Bei dem Blindverbrauchtarif ergeben sich folgende Rechnungen:

a) unkompensiert

284 kW	je	100,— RM.	=	28 400,— RM.
1760000 kWh	je	6,0 „	=	105 600,— „
970000 BkVAh	je	1,2 Rpf.	=	11 640,— „
			insgesamt	145 640,— RM.

b) bei Kompensation auf $\cos \varphi = 0,8$

284 kW + 1,25 kW = 285,25 kW	je	100,— RM.	=	28 525,— RM.
1760000 kWh + (1,25 kW · 6200 h) =				
= 1767750 kWh	je	6,0 Rpf.	=	106 065,— „
			insgesamt	134 590,— RM.

c) bei Kompensation auf $\cos \varphi = 1,0$

284 kW + 3 kW = 287 kW	je	100,— RM.	=	28 700,— RM.
1760000 kWh + (3 kW · 6200 h) =				
= 1778600 kWh	je	6,0 Rpf.	=	106 716,— „
			insgesamt	135 416,— RM.

davon ab Vergütung:

1778600 kWh · 0,75 = 1333950 BkVAh	je	0,3 Rpf.	=	4001,85 RM.
			insgesamt	131 414,15 RM.

Die Ersparnisse betragen im ersten Falle 145 640,— RM. — 134 590,— RM. = 11 050,— RM. oder 7,6%, im zweiten Falle 145 640,— RM. — 131 414,15 RM. = 14 235,85 RM. oder 9,7%. Da die laufenden Unkosten bei Kondensatoren außerordentlich niedrig sind, ist hier eine Kompensation auch beim Blindverbrauchtarif über $\cos \varphi = 0,8$ hinaus noch wirtschaftlich.

Beim Scheinleistungstarif ergeben sich folgende Rechnungen:

a) unkompensiert

$\frac{284 \text{ kW}}{\cos \varphi = 0,61} = 466 \text{ kVA}$	je	80,— RM.	=	37 280,— RM.
1760000 kWh	je	6,0 Rpf.	=	105 600,— „
			insgesamt	142 880,— RM.

b) bei Kompensation auf $\cos \varphi = 0,8$

$\frac{284 \text{ kW}}{\cos \varphi = 0,8} + 1,25 \text{ kW} = 356,25 \text{ kVA}$	je	80,— RM.	=	28 500,— RM.
1760000 kWh + (1,25 kW · 6200 h) =				
= 1767750 kWh	je	6,0 Rpf.	=	106 065,— „
			insgesamt	134 565,— RM.

c) bei Kompensation auf $\cos \varphi = 1,0$

284 kW + 3 kW = 287 kVA	je	80,— RM.	=	22 960,— RM.
1760000 kWh + (3 kW · 6200 h) =				
= 1778600 kWh	je	6,0 Rpf.	=	106 716,— „
			insgesamt	129 676,— RM.

Die Ersparnisse betragen bei Kompensation auf $\cos \varphi = 0,8$ 142 880,— RM. — 134 565,— RM. = 8315,— RM., bei Kompensation auf $\cos \varphi = 1,0$ 142 880,— RM. — 129 676,— RM. = 13 204,— RM. Die Ersparnisse b) gegen a) sind hier kleiner, die Ersparnisse c) gegen a) größer als beim

Blindverbrauchtarif. Der Verlauf der Preise nach diesen beiden Tarifen bei hoher Benutzungsdauer (vgl. Abb. 43) zeigt, daß die Preissteigerung bei dem Blindverbrauchtarif bei dieser hohen Benutzungsdauer stärker ist als beim Scheinleistungstarif, so daß dieses Ergebnis vor auszusehen war.

Eine Untersuchung des gemischten $\cos \varphi$ -Tarifes erübrigt sich hier, da nach diesem Tarif die Preise noch stärker vom $\cos \varphi$ abhängen, als beim Scheinleistungstarif. Es ist bei diesem Tarif daher in jedem Falle eine wirtschaftliche Kompensation möglich. Allerdings wird dies durch eine starke finanzielle Belastung des Abnehmers bei schlechtem $\cos \varphi$ bewirkt, die in den meisten Fällen über die Selbstkosten hinausgeht, weshalb dieser Tarif nur in einzelnen Fällen angebracht sein dürfte.

Der Scheinleistungstarif gestattet, wie wir gesehen haben, in allen Fällen die Erstellung einer wirtschaftlich arbeitenden Kompensationseinrichtung, während der Blindverbrauchtarif nur bei hoher Benutzungsdauer und niedrigem $\cos \varphi$ einen wirtschaftlichen Anreiz zur Verbesserung des Leistungsfaktors gibt.

Um die Abnehmer zur Verbesserung des $\cos \varphi$ -Tarifes zu veranlassen, ist daher der Scheinleistungstarif sehr geeignet.

3. Messung und Verrechnung.

Zur Messung der Verrechnungsgrößen werden bei den drei beschriebenen Tarifen folgende Meßeinrichtungen gebraucht:

- a) beim Scheinleistungstarif:
ein Scheinleistungsmaximumzeiger mit Wirkverbrauchzählwerk;
- b) beim Blindverbrauchtarif:
ein Wirkverbrauchzähler mit Maximumanzeiger und
ein Blindverbrauchzähler mit Wendepunkt bei $\cos \varphi = 0,8$ und
zwei Zählenwerke, von denen das eine den Überschußblindverbrauch unter $\cos \varphi = 0,8$, das andere über $\cos \varphi = 0,8$ mißt;
- c) beim gemischten $\cos \varphi$ -Tarif:
ein Scheinleistungsmaximummesser mit Wirk- und Blindzählwerk oder, wie in der Praxis meist üblich, ein Wirkverbrauch- und ein Blindverbrauchzähler mit je einem Maximumzeiger, deren Angaben vektoriell addiert werden. Der zur Errechnung des Blindverbrauchzuschlages benötigte mittlere $\cos \varphi$ wird hier rechnerisch aus den Angaben des Wirk- und Blindverbrauchzählers ermittelt. Die Ermittlung des Scheinleistungsmaximum aus dem getrennt gemessenen Wirk- und Blindleistungsmaximum ist, da bei der möglichen Addition zeitungleicher Maxima sehr ungenau, abzulehnen.

Zur Verrechnung werden benötigt:

- a) beim Scheinleistungstarif 2 Größen: Scheinleistungsmaximum und Wirkverbrauch;

- b) beim Blindverbrauchtarif 4 Größen: Wirkleistungsmaximum, Wirkverbrauch, Blindverbrauch unter und über $\cos \varphi = 0,8$;
- c) beim gemischten $\cos \varphi$ -Tarif 3 Größen: Scheinleistungsmaximum, Wirkverbrauch und $\cos \varphi$.

Die Zahlentafel 22 stellt diese Werte noch einmal zusammen.

Zahlentafel 22.

Tarife	Es werden Größen gebraucht	
	zur Messung	zur Verrechnung
a) Scheinleistungstarif	2	2
b) Blindverbrauchstarif	4	4
c) gemischter $\cos \varphi$ -Tarif	3—4	3

Hieraus ergibt sich, daß der Scheinleistungstarif bezüglich Messung und Verrechnung am einfachsten ist, da er die kleinste Zahl von Meß- und Verrechnungsgrößen benötigt. Abgesehen davon ist hier die Abrechnung direkt aus den gemessenen Werten möglich, während man z. B. beim gemischten $\cos \varphi$ -Tarif den $\cos \varphi$, den Blindstromzuschlag und bei der üblichen Meßmethode auch die Scheinleistung erst durch Umrechnung ermitteln kann.

Auch mit Rücksicht auf die Messung und Verrechnung verdient der Scheinleistungstarif daher den Vorzug vor den beiden anderen Tarifformen.

4. Verständlichkeit für den Abnehmer.

Es ist oben bereits darauf hingewiesen, daß die leichte Verständlichkeit eines der Haupterfordernisse eines Tarifs ist, mit dem ein Elektrizitätswerk bestimmte Absichten verfolgt. Dies trifft ganz besonders auf $\cos \varphi$ -Tarife zu, da es sich hier um eine Materie handelt, die dem Abnehmer im allgemeinen fremd und schwer verständlich ist. Es wird sich daher kaum umgehen lassen, daß das Elektrizitätswerk, will es den Abnehmer zur Verbesserung des Leistungsfaktors veranlassen, den Abnehmer in dieser Frage berät oder beraten läßt. Diese Beratung muß dem Abnehmer die sachliche Berechtigung des Elektrizitätswerkes nachweisen, bei schlechtem $\cos \varphi$ einen höheren Strompreis zu verlangen und gleichzeitig dem Abnehmer den Weg weisen, auf dem eine Verbilligung des Strombezuges möglich ist.

Was den ersten Punkt anlangt, so hat es sich in der Praxis gezeigt, daß es viel einfacher ist, den Abnehmern den Zusammenhang zwischen $\cos \varphi$ und Scheinleistung besonders durch Analogien aus der Mechanik und Hydraulik klarzumachen und hieraus die Steigerung des Anlagekapitals zu erklären, als ihnen die Beziehungen zu erläutern, die zwischen $\cos \varphi$ und Stromwärmeverlusten bestehen. Daher ist den Abnehmern die Berechnung nach Scheinleistung im allgemeinen ein-

leuchtender als eine Blindstromklausel, wie sie der Blindverbrauchtarif vorsieht. Besonders unverständlich ist es den Abnehmern meist, weshalb gerade 0,8 der Sollwert des $\cos \varphi$ ist, und weshalb bei schlechterem $\cos \varphi$ mehr zu bezahlen ist, als bei besserem vergütet wird. Auch sonst sind die vier in Frage kommenden verschiedenen Verrechnungsgrößen: Leistungspreis, Arbeitspreis, Blindstromzuschlag und Blindstromvergütung Anlaß zu häufigen Mißverständnissen. Ähnlich liegen die Verhältnisse naturgemäß beim gemischten $\cos \varphi$ -Tarif.

Es darf allerdings nicht verkannt werden, daß diese beiden Tarife dem Scheinleistungstarif gegenüber den Vorteil haben, daß der Blindstromzuschlag (beim gemischten $\cos \varphi$ -Tarif zum Teil) als besonderer Rechnungsposten in die Erscheinung tritt, und dem Abnehmer die möglichen Ersparnisse dadurch ohne weiteres gezeigt werden. Es ist jedoch nicht minder einfach, z. B. mittels einer Tabelle, die man dem Tarif beigibt, auch beim Scheinleistungstarif die Höhe der Mehrausgabe bei schlechtem $\cos \varphi$ zu verdeutlichen.

Als besonderer Vorteil des Scheinleistungstarifes gegenüber den beiden anderen Tarifen muß, nicht zuletzt, der sehr einfache Aufbau hervorgehoben werden, der dem Abnehmer das Verständnis ganz erheblich erleichtert. Man muß daher nach Abwägung aller Faktoren zu dem Schluß kommen, daß auch im Hinblick auf die Verständlichkeit, die für den Erfolg des Tarifes von wesentlicher Bedeutung ist, der Scheinleistungstarif vor den beiden anderen Tarifformen den Vorzug verdient.

Zusammenfassung.

Eine kurze Zusammenfassung der Ergebnisse der Arbeit ergibt folgendes:

Im ersten Teil wurden die Funktionen gefunden, nach denen Anlagekapital und Verluste eines Elektrizitätswerkes vom $\cos \varphi$ abhängen; hieraus wurde der theoretisch richtige $\cos \varphi$ -Tarif abgeleitet. Dieser Tarif ist, besonders mit Rücksicht auf Messung und Verrechnung, für die Praxis nicht brauchbar.

Im zweiten Teil wurde daher von den in der Praxis erprobten Tarifformen, der Tarif, von verschiedenen Gesichtspunkten betrachtet, festgestellt, der am geeignetsten ist, an Stelle des theoretischen Tarifs Anwendung zu finden. Es wurde hierbei festgestellt, daß der Scheinleistungstarif mit Rücksicht auf

1. Annäherung an die Selbstkosten,
2. wirtschaftlichen Anreiz zur Blindstromkompensation,
3. Messung und Verrechnung,
4. Verständlichkeit für den Abnehmer,

den Vorzug vor den anderen $\cos \varphi$ -Tarifen verdient.

Als Ergebnis der Arbeit ist daher zu betrachten, daß der Scheinleistungstarif für die Praxis die geeignetste Tarifform ist, um dem Elektrizitätswerk die durch den Blindstrom verursachten Kosten zu ersetzen und die Verbesserung des Leistungsfaktors beim Abnehmer zu erreichen.

Literaturverzeichnis.

1. Windel, W.: Der Energiebedarf landwirtschaftlicher Versorgungsgebiete und sein Einfluß auf das Kraftwerk. ETZ 1923, S. 633.
2. Rolland, R.: Einfluß des Leistungsfaktors auf die Tarifbildung von Elektrizitätswerken. ETZ 1925, S. 289.
3. Nissel, Hans: Tarifgleichung und Tarifmodell. ETZ 1926, S. 554.
4. Nissel, Hans: Blindstromkompensation bei Großabnehmern. ETZ 1928, S. 389.

In der Arbeit verwendete symbolische Bezeichnungen.

Symbol	Bezeichnung für	Dimension
E	Spannung	V
J_s, J	Scheinstrom	A
J_w	Wirkstrom	A
J_b	Blindstrom	A
N_s	Scheinleistung	VA (kVA, MVA)
N_w	Wirkleistung	W (kW)
K	Anlagekapital	RM./kVA
p	Kapitaldienst	%/Jahr
k_s	Kapitaldienst (bezogen auf die Scheinleistung)	RM./Jahr
k_w, k	Kapitaldienst (bezogen auf die Wirkleistung)	RM./Jahr
c	Beiwert (zur Bestimmung der Abweichung von der direkten Proportionalität)	—
V	Ohmsche Netzverluste	W
V_w	Ohmsche Netzverluste (verursacht durch J_w)	W
$V_w \%$	Ohmsche Netzverluste in % der Erzeugung (verursacht durch J_w)	%
V_b	Ohmsche Netzverluste (verursacht durch J_b)	W
$V_b \%$	Ohmsche Netzverluste in % der Erzeugung (verursacht durch J_b)	%
W	Ohmscher Netzwidestand (Kabel, Transformatoren usw.)	Ω
W_w	Ohmscher Netzwidestand für ein blindstromfreies Netz	Ω
a	Leistungspreis	Rpf./kVA, Rpf./kW
b	Arbeitspreis	Rpf./kWh
h	Benutzungsdauer	h/Jahr
s	Gesamtstrompreis	Rpf./kWh
A_w	Wirkarbeit	kWh
A_{bI}	Blindarbeit unter $\cos \varphi = 0,8$	BkVAh
A_{bII}	Blindarbeit über $\cos \varphi = 0,8$	BkVAh