

Die Konzentration in der deutschen Elektrizitätswirtschaft

mit besonderer Berücksichtigung einer voll-
ständigen Zentralisation der Stromverteilung
in Deutschland

Inaugural-Dissertation

zur Erlangung der staatswissenschaftlichen Doktorwürde
genehmigt von der philosophischen Fakultät der
Friedrich-Wilhelm-Universität zu Berlin

Von

Hans Witte

Berlin

Tag der Promotion: 6. Juni 1932

Tag der mündlichen Prüfung: 12. Dezember 1931



Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH 1932

Die Konzentration in der deutschen Elektrizitätswirtschaft

mit besonderer Berücksichtigung einer voll-
ständigen Zentralisation der Stromverteilung
in Deutschland

Inaugural-Dissertation

zur Erlangung der staatswissenschaftlichen Doktorwürde
genehmigt von der philosophischen Fakultät der
Friedrich-Wilhelm-Universität zu Berlin

Von

Hans Witte

Berlin

Tag der Promotion: 6. Juni 1932

Tag der mündlichen Prüfung: 12. Dezember 1931

Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH 1932

Referenten: Prof. Dr. Julius Hirsch
Prof. Dr. Ludwig Bernhard

Additional material to this book can be downloaded from <http://extras.springer.com>.

ISBN 978-3-662-31419-7

ISBN 978-3-662-31626-9 (eBook)

DOI 10.1007/978-3-662-31626-9

Lebenslauf.

Ich, Hans Witte, wurde am 7. November 1890 in Steglitz bei Berlin als Sohn des Direktors Victor Witte geboren. Getauft wurde ich nach dem protestantischen Glaubensbekenntnis. 1907 bestand ich an der VI. Realschule in Berlin die Befähigungsprüfung zum „einjährig-freiwilligen“ Dienst. Im Jahre 1920 ergänzte ich meine Schulausbildung durch Ablegung des Abiturientenexamens an der Oberrealschule I in Kiel.

Meinem Wunsche gemäß ließen mich meine Eltern die Marineingenieurlaufbahn einschlagen. Nach einer 2½jährigen Tätigkeit als Volontär auf der Rostocker Neptunwerft wurde ich als Marineingenieuranzwarter eingestellt und durchlief in den vorgeschriebenen Zeiten die einzelnen Vorstufen bis zur Beförderung zum Marineingenieur im Juli 1917.

Während des Krieges war ich fast ununterbrochen auf Torpedobooten als leitender Ingenieur und zuletzt als Halbflottilleningenieur tätig. Anfang März 1920 wurde ich zum Marineoberingenieur befördert.

Nach der von mir selbst erbetenen Entlassung im September 1920 wurde ich zunächst Steiger auf der Zeche Mathias Stinnes III/IV. Erst im Frühjahr 1922 gelang es mir, wieder eine Betriebsingenieurstellung, und zwar auf den Torfoleum-Werken von Eduard Dykerhoff bei Neustadt/Rbg., zu bekommen. Vom 1. Oktober 1923 bis 1. Oktober 1924 war ich Oberingenieur der Gebr. Borchers A.-G. in Goslar. Als diese Firma infolge der Umstellung auf Goldwährung in Schwierigkeiten geriet, mußte ich auch diese Stellung verlassen. Seit dem 1. März 1925 bin ich als Ingenieur bei der „Berliner Städtische Elektrizitätswerke A.-G.“ tätig.

In meiner Freizeit beschäftigte ich mich sehr eingehend mit volkswirtschaftlichen Studien und bestand im Juni 1929 das Diplomvolkswirtsexamen an der Friedrich-Wilhelm-Universität in Berlin.

Berlin, den 27. Oktober 1931.

Inhaltsverzeichnis.

	Seite
I. Einleitung	1
II. Die Grundlagen der heutigen Elektrizitätswirtschaft	4
a) Die Entwicklung	4
b) Die großen Elektrizitätsgesellschaften	13
c) Die Energiequellen Deutschlands	30
III. Die Kosten des Stroms	33
a) Die Erzeugungskosten	33
b) Die Verteilungskosten	38
c) Die Fernleitungskosten	39
IV. Spitzenausgleich und Benutzungsdauer als Kern- fragen der weiteren Konzentration	45
a) Allgemeines	45
b) Interne Mittel zur Spitzendeckung	47
1. Brennstoffspeicherung	47
2. Dampfspeicherung	50
3. Speicherung der elektrischen Energie	53
4. Spitzendeckung durch Dieselmotoren	56
5. Wasserspeicherwerke	57
c) Externe Mittel zur Spitzendeckung	61
d) Zentrale Lastverteilung	67
V. Die weitere Entwicklung	68
Literaturverzeichnis	73

I. Einleitung.

Wohl kein Zweig unseres Wirtschaftslebens hat einen derart schnellen Aufschwung erlebt wie die Elektrizitätswirtschaft. Vor gut 50 Jahren noch ein technisches Rätsel, heute eine weltumspannende Notwendigkeit, ohne welche der zivilisierte Mensch nicht mehr auszukommen vermeint. Betrachtet man rückwärtsblickend die Entwicklung Europas während der genannten Zeitspanne, also die Entwicklung von der vorwiegenden Agrarwirtschaft zur Herrschaft der Industrie, vom Kapitalismus zum Hochkapitalismus, vom Alter der Einzelunternehmung zur jetzigen Blüte einer riesigen Vergesellschaftung, so sieht man gleichzeitig auch den Siegeszug der Energieform „Elektrizität“, die dem Vorwärtshasten gleichsam den Impuls gegeben hat.

Zum Betriebe produzierender Unternehmungen ist Energie erforderlich, sei es zum Bewegen von Werkzeugmaschinen, zum Antrieb von Rührwerken, zur Beleuchtung der Räume, zum Erzeugen hoher Temperaturen oder dergleichen mehr.

Diese Energie soll nicht viel kosten, soll stets und immer zur Stelle sein, soll die Anlagen nicht verschmutzen. Alle vor dem Aufkommen der Elektrizität bekannten Energieformen erfüllten diese Forderungen nur teilweise. Beim Wasser und Wind war man stark vom Klima, Wetter und Standort abhängig, Gas konnte als Kraft nur da rationell verwertet werden, wo es bei anderen Produktionsprozessen als Nebenprodukt anfiel, und Dampf war in der Verwertung stark beschränkt, da er wohl Wärme und Kraft, aber beispielsweise keine Beleuchtung schaffen konnte. Erst als es der Technik gelang, im elektrischen Strom eine Energieform zu schaffen, die allen möglichen Erfordernissen gerecht wurde, war eine ideale Kraft vorhanden, deren allgemeine Einführung nicht wundernehmen kann.

Wer immer auch Energie zu irgendwelchen Produktionsprozessen brauchte, entschied sich für den elektrischen Strom, allenfalls in besonders gelagerten Fällen, etwa ganz abseits des großen Verkehrs auf Dörfern usw., auch für den Ölmotor, der aber auch den Siegeszug der Elektrizität nicht aufhalten konnte. Die alten Anlagen zur direkten Verwendung der Wasserkraft, die Windmühlen, die ungefügten Kolbenmaschinen verschwanden und wurden durch elektrische Anlagen ersetzt. Dadurch und durch das gewaltige Anwachsen der Industrie wuchs der Strombedarf ganz außerordentlich¹. Immer mehr Anlagen

¹ Noch im Jahre 1900 betrug die gesamte deutsche Stromerzeugung nach dem Wirtschaftsbericht des III. Unterausschusses (S. 8) nur 246 Millionen Kilowattstunden (kWh). Im letzten Jahr vor dem Weltkrieg, 1913, wurden 2,5 Milliarden kWh erzeugt. 1920 waren es 3,5 Milliarden gegen rund 30 Milliarden im Jahre 1929.

entstanden, immer größere Kraftwerke mußten gebaut werden. Und es wurde gebaut, systemlos, nur für den eigenen, örtlichen Bedarf. Kohle und Wasser waren in unermeßlichen Mengen vorhanden. So schien es wenigstens, und die Tatsache, daß überall in gleicher Weise gegen das ökonomische Prinzip verstoßen wurde, ließ die Notwendigkeit sparsamerer Methoden nicht kenntlich werden. Dazu kam, daß es in der Frühzeit der Elektrizitätswirtschaft noch nicht möglich war, den Strom auf weitere Entfernungen zu versenden.

Es bedurfte großer Ursachen, um hier eine Wandlung zu schaffen.

Die immer unbequemer werdende Konkurrenz der Vereinigten Staaten, deren Wirtschaftsführer zu den natürlichen Vorteilen einer günstigen Rohstoffversorgung und eines riesigen Inlandabsatzes noch die Vorzüge ganz neuer Arbeitsmethoden und scharf durchdachter Produktionsgänge fügten, rüttelten an dem steif gewordenen Europa. Dazu kam der Krieg mit seiner vierjährigen Wertvernichtung und seinen unseligen Folgeerscheinungen, deren schlimmste wohl die deutsche Inflation war. Dies alles wirkte zusammen, um eine Notwendigkeit in den Vordergrund zu rücken: „Sparsamkeit!“

Es galt von Grund aus neu aufzubauen. Mit zäher Energie wurde die fast nur für den Krieg eingerichtete Industrie umgestellt, neu aufgebaut und erweitert. Eine neue deutsche Wirtschaft wuchs auf dem Fundament der Vorkriegswirtschaft, nachdem uns in der Inflationszeit umfangreiche Wertverluste entstanden waren. Die aus Amerika kommenden Arbeitsmethoden wurden, wo möglich, noch vertieft. Wo immer ein Massenabsatz zu erwarten war, wurde auch bei uns das laufende Band in den Produktionsprozeß eingeschaltet. Das horizontale und vertikale Hand-in-Hand-Arbeiten der einzelnen Produktionsphasen wurde immer mehr zur Grundlage der Großunternehmungen. Die schon vor dem Kriege einsetzende Bewegung zur Bildung neuer Gesellschaftsformen, das Entstehen von Riesenkonzernen, die selbst amerikanischen Wirtschaftsführern Respekt einflößten, das Auftauchen kapitalstärkster Interessengemeinschaften, fand nach der Neuordnung, nach der geglückten Umstellung auf Goldmark einen neuen Aufschwung, der immer weitere Kreise zog. So wurde in kurzer Zeit die Produktionsmaschine der deutschen Volkswirtschaft wieder angekurbelt.

Aber man arbeitete anders als früher. Die harte Notwendigkeit zwang mehr denn je zum Rechnen mit Pfennigen. Mit größter Gründlichkeit versuchte man, die Selbstkosten durch Rationalisierung und Mechanisierung zu vermindern, um den Arbeitseffekt der Produktion zu verbessern. Dazu gehörte auch die Verwendung möglichst billiger Energie, die stets einen wichtigen Bestandteil der Kosten ausmacht.

Ganz besonders nahmen sich die führenden Köpfe der deutschen Elektrizitätswirtschaft der Rationalisierung ihres Wirtschaftsgebietes an. Es galt, durch sinngemäßes Zusammenarbeiten die Ausnutzung der Anlagen zu steigern, den Verbrauch der wertvollen Urstoffe, insbesondere der Kohle, nach Möglichkeit zu mindern, die Gestehungskosten des

Stromes herabzusetzen. Der stürmische technische Fortschritt zeigte immer neue Wege. Die Fortleitung des Stromes auf große Entfernungen wurde ermöglicht und damit wurde auch die Möglichkeit geschaffen, alle kleinen, unrentablen Anlagen auszuschalten und die deutsche Wirtschaft von einer verhältnismäßig geringen Zahl großer, moderner Kraftwerke mit Strom zu versorgen. Noch ist der Gesundungsprozeß der Elektrizitätswirtschaft nicht durchgeführt, aber entscheidende Schritte sind bereits unternommen.

Immer wieder tauchten Pläne auf, die darauf hinzielten, die gesamte deutsche Stromversorgung nach einem einheitlichen Plan zu gestalten und von einer Stelle aus zu dirigieren. Dabei konnte es nicht ausbleiben, daß man in der Planung der Verbundwirtschaft weit über die Grenzen dessen hinausging, was vom wirtschaftlichen Standpunkt aus zu vertreten war. Man übersah vielfach die Schwierigkeiten, die in der besonderen Struktur unserer deutschen Wirtschaft ihren Angelpunkt haben, und versprach sich von der Schaffung einer „deutschen Sammelschiene“ Riesenersparnisse. Über die Beseitigung aller kleinen, unrationellen Stromerzeugungsunternehmungen, die Einrichtung einer zentralen Lastverteilungsstelle und die Schaffung eines möglichst niedrigen Einheitstarifes hinaus wurde immer häufiger der Ausbau eines umfassenden, stark dimensionierten Höchstspannungsnetzes gefordert. Insbesondere wurde in den Vorbereitungsarbeiten zur zweiten Weltkraftkonferenz und auf der Konferenz selbst mit größtem Nachdruck auf die Notwendigkeit eines völligen, nicht nur geldlichen, sondern auch technischen Zusammengehens hingewiesen.

Eine der Hauptunterlagen für die Verhandlungen, soweit sie sich um Mitteleuropa bezogen, wurde das vom Reichswirtschaftsministerium veranlaßte Gutachten O. v. Millers¹.

v. Miller betont sehr stark eine weitgehende Ausnutzung der Alpenwasserkräfte, auch der außerdeutschen, obwohl er selbst darauf hinweist, daß die in Deutschland vorhandenen Wasserkräfte und Kohlenvorräte vollauf genügen, um den Bedarf zu decken. Er will zur Streckung der Kohlenvorräte die Dampfkraftwerke nur dann stärker in Anspruch nehmen, wenn die Laufwasserkräfte nicht genügend Energie liefern können, also etwa in strengen Wintern². Dementsprechend sind auch die von ihm für das Jahr 1935 errechneten Stromverteilungspläne aufgestellt worden³.

In den nachfolgenden Ausführungen wird versucht, den Nachweis zu führen, daß eine derartig feste Verquickung der gesamten deutschen Elektrizitätswirtschaft und eine Hinzuziehung der außerdeutschen Wasserkräfte zur Stromlieferung durchaus nicht die Hoffnungen erfüllen würde, die daran geknüpft werden, daß es vielmehr richtiger wäre, in ähnlicher Weise wie es zur Zeit in England geschieht, die einzelnen Versorgungsgebiete nur durch Ausgleichsleitungen geringeren Querschnitts zu verbinden und den Schwerpunkt der Stromerzeugung

¹ Miller, O. v.: Reichselektrizitätsversorgung. (Gutachten für das Reichswirtschaftsministerium.) Berlin 1930.

² Miller, O. v.: S. 10. ³ Miller, O. v.: Plan 20 u. 21.

in den Kohlengebieten bzw. an den Stellen intensivsten Verbrauchs zu lassen¹.

Zum besseren Verständnis des heutigen Standes der Elektrizitätswirtschaft ist den eigentlichen Berechnungen eine kurze Übersicht über ihre bisherige Entwicklung vorangestellt.

II. Die Grundlagen der heutigen Elektrizitätswirtschaft.

a) Die Entwicklung².

Die ersten elektrischen Anlagen, die gebaut wurden, dienten durchweg nur den rein örtlichen Bedürfnissen einzelner Gemeinden oder einzelner Industrieunternehmungen. Soweit es sich um kommunale Werke handelte, waren es mit wenigen Ausnahmen nur Kraftzentralen für die Erzeugung von Lichtstrom. Für den kleinen Unternehmer lohnte es sich meist nicht, den verhältnismäßig teuren Strom als Energieform in seinem Werk zu verwerten. Andererseits war es den Elektrizitätswerken nicht möglich, den Strom zu annehmbaren Preisen abzugeben, da die Anlagekosten der Werke, die hohen Kohlenpreise — man verwendete zuerst, abgesehen von den Gebirgsgegenden, ausnahmslos Steinkohle — und die verhältnismäßig geringe Wirtschaftlichkeit der damaligen Maschinen die Gestehungskosten des Stroms so hoch schraubten, daß gegenüber den bis dahin üblichen Energieformen, insbesondere Dampf und Gas, ein Vorteil nicht erreicht werden konnte.

Der stärkeren Benutzung von Braunkohle, die eine bessere Rentabilität der Elektrizitätswerke auch in früheren Jahren schon ermöglicht hätte, stellten sich zwei damals unüberwindliche Schwierigkeiten entgegen³. Man kannte in den achtziger Jahren des vorigen Jahrhunderts noch keine rationell arbeitenden Braunkohlenfeuerungen, dann aber waren auch die Transportkosten der Braunkohle über weite Strecken

¹ Report of the Committee appointed to review the Problem of the Supply of Electrical Energy. (Weir-Bericht.) London 1926; Jones, Edward D.: The Administration of Industrial Enterprises. New York 1925; Dunlop, D. N.: Power Resources of the World. World-Power-Conference. London 1929; Quiley: Electrical Power and National Progress. London 1925; Stewart: Organization and Administration of the Electricity Undertaking. London 1925; Schiff, E.: Staatliche Regelung der Elektrizitätswirtschaft. Tübingen 1916; Dehne, G.: Deutschlands Großkraftversorgung. Berlin 1928; Brandt, G.: Englische Elektrizitätswirtschaft. Berlin 1928.

² Uppenborn, F.: Die Versorgung von Städten mit elektrischem Strom. Festschrift für die Versammlung Deutscher Städteverwaltungen. Berlin und München 1891; Miller, O. v.: Die Versorgung der Städte mit Elektrizität. Darmstadt 1896; Birrenbach, H.: Die Stromversorgung der Großindustrie. Berlin 1913; Ruppel: Das Entstehen der elektrischen Kraftübertragung Lauffen-Frankfurt und seine Einwirkung auf die Entwicklung der Elektrotechnik. Frankfurt a. M. 1916; Eichhorn, J.: Die staatliche Elektrizitätsversorgung in Sachsen und Bayern. Leipzig 1926; Windel, W.: Aufbau und Entwicklungsmöglichkeiten der europäischen Elektrizitätswirtschaft. Berlin 1928.

³ Eichhorn, Joh.: S. 10.

in Anbetracht des niedrigen Heizwertes der Braunkohle je Gewichtseinheit so hoch, daß sich Braunkohlenkraftwerke höchstens in unmittelbarer Nähe der Braunkohlengruben rentieren konnten.

Auch die Verwendung von Wasserkraft für die Erzeugung von Strom konnte nur in mäßigen Grenzen erfolgen. Geeignete Wasserläufe mit einigermaßen starkem Gefälle und genügend Wassermengen auch in den wasserarmen Zeiten sind innerhalb der Reichsgrenzen nur in den wenigen Gebirgsgegenden Mitteldeutschlands und bei den aus den Alpen kommenden Gebirgsflüssen vorhanden. Gerade dies sind aber Gegenden, die verhältnismäßig dünn besiedelt sind und deren Industrie eine nicht besonders große Ausdehnung aufzuweisen hat. Die einzelnen kleinen Gewerbetreibenden an diesen Wasserläufen, die Sägewerke, Mühlen, Färbereien usw. unterhalten, oder die kleinen, unmittelbar an den Flüssen liegenden Gemeinden bauten sich wohl kleine Wasserkraftwerke für den Eigenbedarf, ohne daß damit zugleich die Absicht verbunden wurde, den weiter abliegenden Gemeinden oder Unternehmungen Strom mitzuliefern.

Die weiter oben bezüglich der Braunkohle erwähnten Schwierigkeiten treffen in verstärktem Maße auch für Torf zu, so daß die Ausnutzung der großen norddeutschen Torfgebiete zur Krafterzeugung nur in ganz kleinem Maßstabe möglich ist¹. Der geringe Wärmehalt des Torfs verhindert auch heute noch jegliche Verwendung in Kraftwerken, die nicht mitten im Torfgebiet liegen. Selbst hier erweist sich die Möglichkeit einer Verwendung von Torf nur dann, wenn die Transportkosten anderer Energieträger ganz unverhältnismäßig hoch werden. Besonders seitdem die Möglichkeit gegeben ist, den fertigen Strom selbst über weite Strecken zu leiten, sind die Aussichten für die Verwertung von Torf zur Stromerzeugung stark vermindert. Zu dem niedrigen Heizwert des Torfs kommt noch die bis heute unvermeidlich hohe Belastung der Werke mit umfangreichen Trocknungs- und Brikettierungsanlagen. So ist es nicht zu verwundern, daß in ganz Deutschland nur ein einziges nennenswertes Werk mit Torffeuerung — Wiesmoor in Ostfriesland — existiert. Es ist aber nicht von der Hand zu weisen, daß besonders in Ostpreußen die Benutzung von Torf zur Stromerzeugung durchaus wirtschaftlich gestaltet werden kann, sobald es sich um die Versorgung einzelner Werke in den großen Torfrevieren handelt².

Diese in der Verwendung der Rohstoffe liegenden Schwierigkeiten kamen der Wirtschaft jedoch in den ersten Entwicklungsjahren des elektrischen Zeitalters nur verhältnismäßig wenig zum Bewußtsein, da der Bedarf an Strom noch relativ gering war. Die großen Werke der

¹ Windel, W.: S. 34.

² Daß diese Möglichkeit durchaus vorhanden ist, wird durch den Betrieb des Torfkraftwerks Wiesmoor bewiesen, das während der Sommermonate durchaus rentabel ausschließlich mit Torf betrieben wird. Wiesmoor liegt zu den Kohlenrevieren viel günstiger als Ostpreußen, hat demnach lange nicht so hohe Transportkosten zu zahlen wie die Elektrizitätswerke unserer östlichen Provinzen. Wenn also schon ein im Westen gelegenes Kraftwerk mit Torffeuerung erfolgreich betrieben werden kann, dann sollte es möglich sein, auf den großen Torfrevieren Ostpreußens gleiche Werke durchaus rentabel zu gestalten.

west- und mitteldeutschen Industriegebiete hatten ihre eigenen, umfangreichen Dampf- oder Gaskraftanlagen, deren Amortisation vor dem Übergang zu einer neuen Form der Energiebeschaffung zunächst durchgeführt werden sollte. Und die abseits von irgendwelchen natürlichen Kraftquellen liegenden, nicht gerade sehr umfangreichen Unternehmungen blieben aus Mißtrauen allen Neuerungen gegenüber zunächst einmal lieber bei ihren alten, erprobten, wenn auch unwirtschaftlichen Beleuchtungs- und Antriebsmöglichkeiten. Für die einfache Form des direkten Fernstrombezugs kamen sie überhaupt nicht in Frage, da es technisch noch gar nicht möglich war, größere Strommengen über weitere Entfernungen zu transportieren, ohne daß die elektrischen Verluste Höhen annahmen, die jede Wirtschaftlichkeit von vornherein ausschlossen. Diese Übertragungsverluste wurden um 1890 herum noch vielfach übertrieben hoch angenommen¹.

Erst im letzten Jahrzehnt des vergangenen Jahrhunderts, als man von der bis dahin allein verwendeten Gleichstrommaschine, die noch von ungefügten Kolbendampfmaschinen angetrieben wurde, auf den Bau von Drehstromgeneratoren mit Turbinenantrieb überging, und damit die Erzeugung höherer Spannungen durchführbar wurde, trat das Problem der Fortleitung des Stroms in den Vordergrund². Zur Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades³ der Wärmekraftanlagen trat noch die Verminderung des Anlagewertes der Fernleitungen infolge der geringen Leitungsquerschnitte⁴. Weiterhin gelang es sehr bald, der Schwierigkeiten, die sich in der Beschaffung geeigneter Isolationsmaterialien in den Weg stellten, Herr zu werden.

Eins der wichtigsten Daten in der Geschichte der Elektrizitätswirtschaft ist die erstmalige Stromübertragung auf längere Strecken am 12. September 1891. An diesem Tage wurde die 175 km lange Strecke Lauffen-Frankfurt zum erstenmal unter Spannung gesetzt. Nach langwierigen, mühevollen Versuchen war es endlich gelungen, aller Schwierigkeiten Herr zu werden. Bei den Vorbereitungen zu diesem epochemachenden Versuch galt es nicht nur, die technischen Schwierigkeiten zu überwinden, sondern man mußte noch gegen die Vorurteile und Interessenpolitik einer großen Gegnerschaft ankämpfen. Allen gegenteiligen Prophezeiungen zum Trotz hatte aber das Experiment

¹ Ruppel: Das Entstehen der elektrischen Kraftübertragung Lauffen-Frankfurt und seine Einwirkung auf die Entwicklung der Elektrotechnik. Insbesondere S. 14, wo in einem Schreiben von A. Schneller an den Frankfurter Generalanzeiger ausgeführt wird, daß die projektierte Leitung Lauffen-Frankfurt einen Übertragungsverlust von rund 85% haben würde. Von den 300 PS, die in Lauffen installiert seien, kämen nur ca. 37 PS in Frankfurt an.

² Ausschuß zur Untersuchung der Erzeugungs- und Absatzbedingungen der deutschen Wirtschaft. III. Unterausschuß: „Die deutsche Elektrizitätswirtschaft.“ S. 9.

³ Unter dem thermischen Wirkungsgrad versteht man das Verhältnis der in Arbeit umgewandelten zu der im ganzen aufgewendeten Wärmemenge.

⁴ Je höher die Spannung des verwendeten Stromes ist, desto geringer kann der Querschnitt der Leitungen sein, so daß bei Verwendung von hohen Spannungen gegenüber niedrigeren Spannungen ganz erhebliche Materialersparnisse an Kupfer erzielt werden.

einen vollen Erfolg und wurde der Ausgangspunkt für die ganze moderne Elektrizitätswirtschaft¹.

Im neuen Jahrhundert jagte eine Verbesserung die andere. Es war nicht mehr notwendig, für jede kleine Gemeinde oder jedes kleine Unternehmen ein besonderes Kraftwerk zu bauen, deren geringe Ausnutzungsmöglichkeit die Stromkosten unverhältnismäßig hochtrieb, sondern man konnte mehr und mehr dazu übergehen, an besonders günstigen Stellen des Landes, also in den Rohstoffgebieten oder an den Orten intensiven Verbrauchs Großkraftwerke zu errichten, die nicht nur ihre unmittelbare Umgebung, sondern ganze Landesteile mit Strom versorgten. Die Abhängigkeit von der Steinkohle brachte es dabei mit sich, daß besonders im Westen Deutschlands eine großzügige zentrale Stromerzeugung geschaffen wurde.

Von großer Wichtigkeit für die nach der ersten Kraftübertragung einsetzende Tendenz zur Errichtung von Überlandzentralen war die Einstellung der Elektro-Unternehmungen, die im überwiegenden Maße die Geldgeber für den Bau von Kraftwerken waren. Insbesondere waren es die beiden auch heute noch größten Unternehmungen AEG und SSW — früher S & H, — die der Weiterentwicklung die Richtung gaben. Eine große Anzahl von Überlandwerken wurde von den Elektrogroßfirmen selbst gebaut, während für die Betriebsführung selbständige Gesellschaften gegründet wurden. Auf diese Weise wurde immer wieder Kapital für Neubauten frei².

Mit Friedensschluß änderte sich jedoch die Gesamtlage der deutschen Wirtschaft. Durch den Vertrag von Versailles wurden dem Deutschen Reich fast 40 % seiner Steinkohlenvorräte weggenommen. Von dem verbleibenden Rest mußte noch ein sehr erheblicher Teil als Reparationsleistung ins Ausland wandern^{3, 4}. Die dadurch hervorgerufene relative Knappheit an Steinkohlen hatte eine große Steigerung der Braunkohlenförderung zur Folge. Bereits im Jahre 1922 wurde an Gewicht mehr Braunkohle als Steinkohle gefördert⁵.

Die Notwendigkeit, mit den Steinkohlen sparsam umzugehen, um unnötige Steinkohleneinfuhr zu vermeiden, und die Angewiesenheit auf Braunkohle, brachte sehr bald einen Aufschwung in der Braunkohlenfeuerungs-technik, der alle Bedenken in dieser Beziehung schnell zerstreute. Die modernen Treppenrostfeuerungen und Wanderrostfeuerungen ergeben eine Wirtschaftlichkeit, die nichts zu wünschen übrig läßt⁶.

¹ In der Schrift von Ruppel ist die Vorgeschichte der Kraftübertragung Lauffen-Frankfurt mit allen Gegenvorschlägen übersichtlich zusammengestellt.

² Gilles, P.: Die Elektrizität als Triebkraft in der Großindustrie und die Frage der Kraftversorgung im rheinisch-westfälischen Industriebezirk, S. 22. Lt. Tabelle S. 23 desselben Werkes wurden in der Zeit von 1888 bis 1905 von der Elektroindustrie 1255 Überlandwerke errichtet.

³ Jahresbericht der „A.G. Reichskohlenverband“ für das Geschäftsjahr 1930/31, S. 34, Berlin 1931. Die Reparationslieferungen betragen danach durchschnittlich 10% der geförderten Steinkohlen.

⁴ Eichhorn, Joh.: S. 11.

⁵ Jahresbericht der „A.G. Reichskohlenverband“, S. 19.

⁶ Elektrotechnische Zeitschrift (ETZ.), 1929, Heft 36. Schulte, F.: Fortschritte der Dampfkesselfeuerungen.

Auf der anderen Seite machte die Hochspannungstechnik derart riesige Fortschritte, daß es bald keine Schwierigkeiten mehr bot, den erzeugten Strom auf höhere und höchste Spannungen umzutransformieren¹, um ihn dann über weite Strecken zu leiten, ohne über einen bestimmten, höchstens 10%igen Verlust hinausgehen zu müssen. Ebenso ist gerade in den letzten Jahren die Technik bezüglich des unbedingt erforderlichen elektrischen Schutzes für gekuppelte Netze soweit vorgeschritten, daß technische Bedenken gegen ein großzügiges allgemein deutsches Fernleitungsnetz kaum noch bestehen².

Die Betriebssicherheit der Fernleitungen ist allerdings noch nicht hundertprozentig. Verschmutzungen der Isolatoren während längerer Trockenperioden begünstigen Überschläge, häufige Gewitterstörungen machen Mehrfachleitungen erforderlich, usw.³. Diese Betriebsunsicherheit spielt jedoch nur eine Rolle bei empfindlichen Versorgungsgebieten, wie sie beispielsweise die Großstädte darstellen. Ganz allgemein brachten die technischen Fortschritte eine völlige Änderung der Ansichten über den Standort von Kraftwerken.

Waren bisher die Kraftwerke durchweg an die Absatzgebiete gebunden, so konnte man sich nunmehr nach dem Vorhandensein der natürlichen Energiequellen richten⁴. In der Folgezeit entstanden immer mehr Großkraftzentralen, die ihren Standort unmittelbar auf oder an den Energiequellen hatten und durch lange Fernleitungen den erzeugten Strom zur Versorgung großer Landesteile abgaben. Wenn auch die elektrischen Verluste nicht ganz beseitigt werden konnten, so konnte man sie doch in solchen Grenzen halten, daß bis zu einer gewissen Grenze der Kohlentransport dadurch aufgewogen wurde. Der weitere Ausbau des deutschen Fernleitungsnetzes war somit nicht mehr ein technisches Problem, sondern eine Frage der Wirtschaftlichkeit.

Der wirtschaftliche Aufschwung Deutschlands setzte nach der Inflation mit solchem Tempo ein, daß die vorhandenen installierten Maschinenleistungen der Kraftwerke bald nicht mehr ausreichten, um die Spitzenlast zu bewältigen. Die Gesamtstromerzeugung stieg von ca. 20 Milliarden kWh im Jahre 1925 auf fast 28 Milliarden kWh im Jahre 1928⁵ und 30,7 Milliarden kWh 1929⁶.

Dementsprechend mußten die vorhandenen Werke ausgebaut und neue Werke errichtet werden. Man ging dabei aber allmählich von dem

¹ Unter „transformieren“ — neuerdings allgemein „umspannen“ — versteht man die Änderung der Stromspannung, also den Übergang von hoher auf niedrige Spannung oder umgekehrt. Dagegen bedeutet Umformung den Übergang von Drehstrom auf Gleichstrom oder umgekehrt.

² Gesamtbericht der II. Weltkraftkonferenz, Bd. XIV: Menge und Mitarbeiter: „Die technische und wirtschaftliche Beherrschung des Energieflusses in einfach und mehrfach gekuppelten Netzen.“

³ VDI-Nachrichten 1930, Nr. 51. Neustätter, M.: Die Betriebssicherheit der Großfernversorgung.

⁴ Fischer, R.: Die Elektrizitätsversorgung, ihre volkswirtschaftliche Bedeutung und ihre Organisation, S. 63. Leipzig 1916.

⁵ III. Unterausschuß, S. 11.

⁶ ETZ. 1930, Heft 46. Albrecht, C.: Die deutsche Elektrizitätswirtschaft im Jahre 1929.

alten System der nur für den örtlichen Verbrauch bestimmten Kraftanlagen ab und baute Großkraftwerke, die in Verbindung mit einem ausgedehnten Leitungsnetz große Gebiete mit Strom versorgten¹.

Gewiß wurden auch in der Nachkriegszeit noch von einzelnen Unternehmungen eigene Kraftanlagen gebaut, besonders da, wo Abwärme oder andere Energien im Hauptproduktionsverfahren frei wurden und die Möglichkeit zu einer billigen Stromerzeugung boten, oder auch in solchen Betrieben, deren Produktionsgang besonders empfindlich gegen Unterbrechungen ist, die also die mancherlei Störungsmöglichkeiten des Fernleitungsnetzes für sich möglichst ausschalten wollten.

Im allgemeinen aber machte doch die technische Möglichkeit, den Strom mit hoher Spannung über weite Entfernungen zu senden, ohne daß dabei nennenswerte Übertragungsverluste entstehen, die Errichtung eigener Kraftanlagen für kleinere Unternehmungen überflüssig. Das hierfür sonst benötigte Kapital konnte anderweitig verwendet werden, und die erforderliche Energie wurde vom nächstgelegenen Kraftwerk gegen festen Tarif entnommen. So wurden nach und nach unzählige von kleinen und kleinsten Privatkraftanlagen stillgesetzt, um sie zunächst noch sicherheitshalber als Reserve betriebsklar zu halten. Als dann aber der Fernstrom mit immer größerer Betriebssicherheit arbeitete und die Erneuerung der eigenen Anlagen nicht mehr den entsprechenden Kapitalaufwand rechtfertigte, ging man da, wo es irgend möglich war, ganz und gar zum Bezug von Fremdstrom über². Man zog es allgemein vor, an Stelle größerer Kapitalinvestitionen zur Erhaltung, Erneuerung oder Vergrößerung der eigenen Kraftstationen Stromlieferungsverträge mit Großkraftwerken abzuschließen, die vermöge ihrer modernen Anlage trotz größerer Entfernungen den Strom billiger erzeugten und lieferten, als es in den eigenen Werken möglich war. Diesem Zuge der allgemeinen Entwicklung folgten bald größere Unternehmungen und schließlich auch kommunale Kraftwerke³.

Der Übergang zu immer größeren Stromlieferungsgesellschaften erfuhr noch eine weitere Förderung durch das Bestreben, sowohl der staatlichen und kommunalen Stellen wie auch der Großindustrie, die deutschen Energievorräte vom ganz großen Standpunkt aus so wirtschaftlich wie irgend möglich zu gestalten. Da man von der Entfernung vom Konsum im weiten Maßstab unabhängig geworden war, sollten Kraftwerke möglichst nur noch da errichtet werden, wo die natürlichen Quellen unserer Urenergien lagen, und nur in vereinzelt Fällen, wo die Absatzdichte zu besonderen Maßnahmen drängte, wie etwa in der Reichshauptstadt, spielte die Verkehrssicherheit eine so gewichtige

¹ Klingenberg, G.: Bau großer Elektrizitätswerke. Berlin 1924; Fischer, R.: S. 4 ff.; Thierbach, Br.: Fernkraftpläne. Nahkraftwerke und Einzelkraftstätten, ihr Geltungsbereich und ihre gegenseitigen Grenzlinien, S. 7 ff. Berlin 1917.

² Gilles, P.: Die Elektrizität als Triebkraft in der Großindustrie und die Frage der Kraftversorgung im rheinisch-westfälischen Industriebezirk, S. 34 ff. Berlin 1910; Fischer, R.: S. 7 ff.; Thierbach, Br.: S. 3.

³ Dehne, G.: Deutschlands Großkraftversorgung, S. 9 ff. Berlin 1925; Thierbach, Br.: S. 14 ff.; O. v. Miller in der ETZ., Jg. 52, H. 40 vom 1. X. 31, S. 1244.

Rolle, daß man die Abhängigmachung von langen Fernleitungen ohne genügend große eigene Kraftanlagen auf keinen Fall verantworten konnte.

Die Folge der hier kurz gekennzeichneten Entwicklung der deutschen Elektrizitätswirtschaft war eine Überlagerung der vielen kleinen werkseigenen oder kommunalen Kraftanlagen durch ein Hoch- und Höchstspannungsnetz, welches aus verhältnismäßig wenigen, aber großen und modernen Kraftwerken gespeist wird, und nur dieses Netz mit seinen Großkraftwerken, Verbindungsmöglichkeiten und Erweiterungsplänen und den dahinterstehenden kapitalkräftigen Unternehmungen ist es, welches für die Zukunft der deutschen Elektrizitätswirtschaft ausschlaggebend ist. Nur diejenigen, vorwiegend öffentlichen Großversorgungsunternehmungen, welche dem technischen und wirtschaftlichen Fortschritt entsprechend über moderne Anlagen und große Kapitalien zum Ausbau und zur Instandhaltung derselben verfügen, kommen für die Weiterentwicklung in Betracht. Sie sind daher auch für die Beurteilung der augenblicklichen Lage der deutschen Elektrizitätswirtschaft sowie für die Projektierung eines weiteren Zusammenschlusses von so großer Bedeutung, daß sie im nachfolgenden Abschnitt etwas ausführlicher behandelt werden sollen.

Vorher aber mögen einige Zahlen einen Überblick über den heutigen Stand der deutschen Stromversorgung ermöglichen.

Tabelle 1. Zahl und Leistungsfähigkeit der Betriebe nach Größenklassen geordnet¹.

Größenklasse der Erzeugungseinheiten nach kW	Zahl der Betriebe		Leistungsfähigkeit der Anlagen in 1000 kW	
	Öffentliche Versorgung	Eigen- anlagen	Öffentliche Versorgung	Eigen- anlagen
1— 50	246	2018	8	48
51— 100	203	1049	16	79
101— 1000	611	2052	211	641
1001— 5000	171	460	377	1050
5001— 10000	47	126	327	807
10001—100000	132	93	4014	1958
über 100000	7	2	1344	222
Insgesamt:	1417	5800	6297	4805

Die Tabelle 1 läßt erkennen, wie groß noch im Jahre 1928 die Zahl der kleinen und kleinsten Betriebe, besonders der Privatbetriebe, war, und in welchem kleinem Maßstab sie an der gesamten Elektrizitätswirtschaft beteiligt waren. Die wenigen Werke mit über 10 000 kW installierter Leistung, die von der Gesamtzahl der Betriebe nur etwas über 3% ausmachen, besitzen von der gesamten installierten Leistung fast 60%. Diese Zahl hat sich seit 1928 noch mehr zugunsten der Großkraftwerke

¹ III. Unterausschuß, S. 14.

verschoben. Zu beachten ist allerdings, daß 1928 noch die Werke des Privatbesitzes, also insbesondere die mittelgroßen Werke zwischen 100—10 000 kW installierter Leistung eine verhältnismäßig gute Benutzungsdauerzahl haben, nämlich 2856 Std./Jahr¹. Man geht wohl nicht fehl, wenn man dieses günstige Ergebnis auf den vorwiegenden Dreischichtendienst in den meisten Industriezweigen zurückführt. Umfassende Zahlenangaben hierüber sind schwer erhältlich, da in den meisten Betrieben besondere Belastungskurven nicht hergestellt werden.

Da aber die Benutzungsdauer der Anlagen bei Kraftwerken von außerordentlicher Wichtigkeit ist, wie die weiter hinten folgenden Ausführungen über Stromkosten noch nachweisen werden, so sind gerade in diesem Punkte eingehende Untersuchungen angestellt worden, deren Ergebnis in den Tabellen 2 und 3 zusammengestellt ist.

Tabelle 2. Durchschnittliche Benutzungsdauer der Eigenanlagen im Jahre 1928².

Gewerbegruppe	Leistungsfähigkeit in 1000 kW	Erzeugung in 1000 kWh	Durchschnittliche Benutzungsdauer in h
Eisenerzeugende Industrie	866	3027	3495
Bergbau	1488	3969	2667
Chemische Industrie . .	855	3560	4164
Papierindustrie	328	1210	3689
Eisen- und metallverarbeitende Industrie . . .	439	586	1335
Textilindustrie	365	580	1588
Sonstige	464	793	1709

Die überaus günstigen Zahlen der kontinuierlich arbeitenden Betriebe treten in Tabelle 2 besonders hervor. Demgegenüber ist die öffentliche Stromversorgung sehr im Nachteil, da sie durch die vielen Kleinabnehmer mit ausschließlichem Lichtbedarf sehr hohe Arbeitsspitzen decken muß und infolgedessen gezwungen ist, große Kraftreserven vorzusehen.

Die Tabelle 3 gibt über die Benutzungsdauer der öffentlichen Kraftwerke Aufschluß. Wie schon aus dieser Tabelle ersichtlich, haben die größten Werke auch den günstigsten Ausnutzungsfaktor. Natürlich sind 2242 Benutzungsstunden nicht von erhebender Wirtschaftlichkeit und auch die vom Ausschuß angegebene Höchstzahl von 3025 Stunden³ ist noch weit ab von der erstrebten Zahl. Aber seit der Veröffentlichung dieser Tabellen sind auf dem Gebiete der Zusammenarbeit sehr große Fortschritte gemacht worden, die die Benutzungsdauer einiger Grundlastwerke der öffentlichen Versorgungsunternehmungen ganz wesentlich verbessert haben. So wird beispielsweise im Jahrbuch 1930 der „Vereinigung der Elektrizitätswerke“ die Benutzungsdauer der Gesamt-

¹ III. Unterausschuß, S. 22. ² III. Unterausschuß, S. 23.

³ III. Unterausschuß, S. 23, Fußnote.

anlagen der BEWAG. mit 3395 angegeben¹, obwohl hier die Verhältnisse infolge einer stark ausgeprägten Abendspitze besonders ungünstig liegen. Für das Klingenbergwerk allein werden für 1930 bereits 3891 Benutzungsdauerstunden genannt, was in Anbetracht der außerordentlich schlechten Wirtschaftslage des Jahres besonders günstig erscheint und in erster Linie auf das vorzügliche Funktionieren der zentralen Lastverteilungsstelle zurückzuführen ist².

Tabelle 3. Durchschnittliche Benutzungsdauer der Erzeugungsanlagen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung 1928³.

Größenklasse kW	Stunden
1— 100	1671
101— 1000	1735
1001— 5000	2009
5001—10000	1686
über 10000	2242

Die Tatsache der zweifellos gegebenen Möglichkeit, die vorhandenen Großkraftwerke besser als bisher auszunutzen, sollte meines Erachtens für die Weiterentwicklung entscheidend sein. Alle Versuche, die Wirtschaftlichkeit der deutschen Stromversorgung zu verbessern, müssen dahin führen, die Benutzungsdauer der Kraftanlagen zu erhöhen. Gewiß werden auch wei-

terhin technische Verbesserungen eine große Rolle spielen, und gute Betriebsleitung, sparsame Personalwirtschaft, usw. wird man nicht außer acht lassen dürfen, aber ausschlaggebend ist und bleibt die die fixen Kosten stark beeinflussende Benutzungsdauer. Wie stark gerade die fixen Kosten auf die Gestehungskosten der kWh einwirken, wird später ausführlich gezeigt werden⁴.

Bei weiterer Betrachtung dieses Gegenstandes sollte man sich davon frei halten, Vergleiche zwischen den Eigenanlagen der Industrie und der öffentlichen Stromversorgung zu ziehen. Man kann den Strombedarf einer Eisenhütte nicht mit der Versorgung etwa einer elektrisch betriebenen Bahn, die während der Nachtstunden stillsteht, oder eine schichtweise arbeitende chemische Fabrik mit einem städtischen Elektrizitätswerk mit vielen Tausenden von kleinen Lichtabnehmern vergleichen, wie es vielfach in der Tagespresse geschieht. Wichtig für die Verbesserung der Gesamtstromlieferung ist in erster Linie die öffentliche Stromversorgung, und hier sind es die großen öffentlichen oder gemischt-

¹ Vereinigung der Elektrizitätswerke: Statistik, S. 502. Dortmund 1930.

² III. Unterausschuß, S. 23.

³ Unter einer zentralen Lastverteilungsstelle versteht man den Kommandostand einer Stromerzeugungsgesellschaft mit mehreren Kraftwerken. Von dieser zentralen Stelle aus wird den einzelnen Kraftwerken angegeben, mit wieviel Maschinen sie den Betrieb führen sollen, was für Spannung zu halten ist, wann die Spitzendeckungsmittel einzusetzen sind, usw. Die BEWAG. hat eine derartige Lastverteilungsstelle im Kraftwerk Klingenberg. Die Lastverteilungsstelle des RWE. ist in Brauweiler.

⁴ Der Ausdruck „fixe Kosten“ ist hier im Sinne der herrschenden Ansicht gebraucht. Siehe Schmalenbach, E.: Grundlagen der Selbstkostenrechnung und Preispolitik, S. 33. Leipzig 1930. Weiter unten wird darauf hingewiesen, daß und warum in der Technik mit diesen nur absolut geltenden Ausdrücken nicht mehr gerechnet wird.

wirtschaftlichen Stromlieferungsgesellschaften, deren Weiterentwicklung von entscheidender Bedeutung ist.

Es sei daher der heutige Stand dieser Gesellschaften näher gekennzeichnet.

b) Die großen Elektrizitätsgesellschaften.

Der Übergang von den örtlichen Kraftwerken zu den großen Stromlieferungsgesellschaften, der sich kurz vor dem Kriege anbahnte und nach Friedensschluß stürmisch weiterentwickelte, vollzog sich, rein äußerlich gesehen, im allgemeinen entsprechend den Grenzen der einzelnen deutschen Staaten, zumal diese in fast allen Fällen den Hauptanteil des zur Errichtung der Kraftwerke, Verteilungsanlagen und Fernleitungsnetze erforderlichen Kapitals bereitstellten. Ausnahmen hiervon machen einerseits die kleinen mitteldeutschen Staaten, deren Hauptstrombelieferung allmählich von den Gesellschaften der benachbarten größeren Staaten mit übernommen wurde, andererseits Preußen, dessen zerrissene Grenzen und verschiedenartige Wirtschaftsstruktur eine einheitliche Stromversorgung bisher sehr erschwerten. Völlig aus dem Rahmen fallen die reichseigenen „Elektrowerke AG.“, die große Gebiete Mittel- und Norddeutschlands, die auch von anderen Gesellschaften mit versorgt werden, überlagern.

Nach und nach hoben sich von der Vielheit der kleinen und mittleren Versorgungsunternehmungen folgende großen Stromlieferungsgesellschaften ab:

Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke AG.
 Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen GmbH.
 Preußische Elektrizitätswerke AG.
 Berliner Städtische Elektrizitätswerke AG.
 Märkisches Elektrizitätswerk AG.
 Elektrizitätswerk Schlesien AG.
 AG. Sächsische Werke
 Bayernwerk AG.
 Württembergische Landes-Elektrizitäts-AG.
 Badische Landes-Elektrizitäts-Versorgungs-AG.
 Elektrowerke AG.

Es bestehen daneben noch mehrere Elektrizitätserzeugungs- und Versorgungsgesellschaften mit durchaus bemerkenswerter Leistung und Stromabgabe, doch handelt es sich dann durchweg um solche Werke, die nur eine örtlich beschränkte Bedeutung haben, insbesondere um die kommunalen Werke der zahlreichen Mittelstädte¹.

Preußen. Bei der großen Ausdehnung des Staates war eine einheitliche zentrale Regelung der Elektrizitätsversorgung von vornherein sehr erschwert. Dies um so mehr, als das Land in wirtschaftlicher Beziehung große Unterschiede aufweist. Punkten stärkster Verkehrs- und Wirtschafts-

¹ Eine lückenlose, ausführliche Aufstellung der einzelnen Versorgungsunternehmungen und Elektrizitätsgesellschaften findet man in dem Jahrbuch der Vereinigung der Elektrizitätswerke EV., Dortmund 1931.

zusammenballung stehen weite, große Landesteile schwacher Besiedelung und kaum nennenswerter Industrie gegenüber. Während im rheinisch-westfälischen Industriegebiet, in Berlin und einigen anderen Großstädten schon frühzeitig ein starker Strombedarf den Bau großer Anlagen verlangte, war in der überwiegend mit landwirtschaftlicher Bevölkerung besiedelten norddeutschen Tiefebene das Verlangen nach Strom noch lange Zeit recht unbedeutend. Die Folge war die Entstehung einiger Großunternehmen für Stromlieferung, die zunächst in der Hauptsache den Bedarf der in der Nähe ihrer Kraftwerke befindlichen Industrie und Ortschaften deckten, darüber hinaus aber bald auch an die umliegenden Provinzen und schließlich über die Grenzen Preußens hinaus auch an die kleineren Staaten und Hansestädte Strom abgaben.

An der Spitze dieser Gesellschaften steht das weitaus größte Elektrizitätsunternehmen Deutschlands überhaupt, die „Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke AG.“ (RWE.).

Das RWE. wurde bereits im Jahre 1898 gegründet, und zwar auf Veranlassung der Stadt Essen durch die „Elektrizitätswerke AG., vormals W. Lahmeyer & Co.“¹. Das Unternehmen, welches zunächst nur die Belieferung der Stadt Essen mit Strom als vertragliche Pflicht übernommen hatte, überschritt bereits im Jahre 1902 diese Grenze, nachdem die Großindustriellen Hugo Stinnes und August Thyssen die der Firma „Lahmeyer & Co.“ und der „Deutschen Gesellschaft für elektrische Unternehmungen“ gehörigen Aktien aufgekauft hatten. Von diesem Augenblick an hatte das RWE. einen ununterbrochenen, riesigen Aufstieg zu verzeichnen. Das starke finanzielle Fundament — neben den öffentlichen Geldgebern steht u. a. auch der Stahlwerksverband — ermöglichte im Verein mit den guten Rohstoffverhältnissen und günstigen Verträgen mit dem Staat und den kommunalen Nachbarn eine Ausdehnung, wie sie sonst privaten oder gemischtwirtschaftlichen Betrieben der Elektrizitätswirtschaft Deutschlands nirgends gelungen ist.

Heute umfaßt das Versorgungsgebiet des RWE. den größten Teil der Rheinprovinz, große Teile der Provinzen Hannover, Westfalen, Hessen-Nassau und Rheinhessen, sowie Teile von Oldenburg und vom Saargebiet². Was in den vom RWE. beherrschten Landesteilen noch an kleinen, selbständigen Werken besteht, wird sich im Laufe der nächsten Jahre wohl der allgemeinen Entwicklung entsprechend noch nach und nach dem RWE. angliedern.

Über das genannte Versorgungsgebiet hinaus, welches unmittelbar vom RWE. oder den zugehörigen Tochtergesellschaften beliefert wird, bestehen aber noch große Stromlieferungsverträge mit Hessen-Darmstadt, der „Preußischen Elektrizitätswerk AG.“ und dem „Bayernwerk“³.

¹ Passow, R.: Die gemischt privaten und öffentlichen Unternehmungen auf dem Gebiete der Elektrizitäts- und Gasversorgung und des Straßenbahnwesens, S. 5.

² Prospekt des RWE. über 60 Millionen vom 20. Januar 1930. S. 5.

³ III. Unterausschuß, S. 106.

Württemberg kann über Stuttgart versorgt werden und damit auch das Land Baden. Um eine unnötige Konkurrenz mit den Versorgungsunternehmen der Nachbargebiete zu vermeiden, sind sowohl mit Preußen als auch mit den „Vereinigten Elektrizitätswerke Westfalen GmbH.“ sowie anderen angrenzenden Unternehmen bestimmte Demarkationslinien, die die Interessengebiete gegeneinander abgrenzen, vertraglich festgelegt¹.

Das RWE. hat eine gesamte Kraftwerksleistung von rund einer Million kWh, wovon allein im Goldenbergwerk bei Köln 500 000 kW installiert sind. Das nächstgrößte Werk der Gesellschaft ist das nach neuesten Gesichtspunkten erst in diesen Tagen fertiggestellte Pumpspeicherwerk bei Herdecke/Ruhr mit einer installierten Leistung von 140 000 kW. Während das Goldenbergwerk mit Braunkohle betrieben wird, die aus der nahe gelegenen Braunkohlengrube „Vereinigte Ville“ der „Roddergrube AG.“ entnommen werden, sind alle übrigen Kraftwerke des RWE. — das Speicherwerk Herdecke natürlich ausgenommen — Steinkohlenkraftwerke. Neben den beiden genannten Werken treten aber diese Steinkohlenkraftwerke sehr an Bedeutung zurück. An dem seit 1929 im Bau befindlichen Schluchseewerk ist das RWE. mit 50% beteiligt².

Sämtliche Werke sind durch Hoch- und Höchstspannungsleitungen untereinander verbunden. Die Gesamtlänge des Netzes wurde zu Anfang dieses Jahres mit 4090 km angegeben³. Davon kommen allein auf die für eine bisher noch nicht gebräuchliche Spannung von 380 kV⁴ gebaute Südleitung 960 km. Durch diese Fernleitung, die bisher allerdings auch nur mit 220 kV betrieben wird, wird das rheinisch-westfälische Industriegebiet mit den Wasserkraftanlagen des Oberrheins und der Schweiz verbunden. Sie führt von der zentralen Lastverteilungsstelle⁵ Brauweiler nach Coblenz und über besondere Stationen in der Nähe von Frankfurt, Mannheim, Stuttgart und Biberach nach Süden. Weitere wichtige Knotenpunkte des Netzes wie Trier, Herdecke usw. stehen gleichfalls durch 220-kV-Leitungen mit Brauweiler in Verbindung. Der Anschluß mit dem Bayernwerk wird über das Umspannwerk Kelsterbach bei Frankfurt mit 100 kV, der mit dem Badenwerk über die Station Rheinau gleichfalls mit 100 kV hergestellt⁶.

Beide Verträge sehen nicht eine einseitige Belieferung seitens des RWE., sondern einen Stromaustausch vor, der beiden Teilen gerecht wird und geeignet ist, die Benutzungsdauerstunden aller zusammengeschalteten Anlagen zu verbessern, indem die Spitze relativ gesenkt wird.

¹ Passow, R.: S. 10; Prospekt RWE., S. 6; Prospekt RWE., S. 5.

² Prospekt RWE., S. 6.

³ „Münchener Illustrierte Presse.“ 25. Januar 1931.

⁴ 1 kV = 1000 Volt. Diese Bezeichnung wurde etwa im Jahre 1925 eingeführt, da die Anwendung immer höherer Spannungen eine ähnliche Abkürzung wie beim kW = 1000 Watt wünschenswert erscheinen ließ.

⁵ Siehe Erklärung auf S. 12.

⁶ „Das kommunale Elektrizitätswerk.“ Jg. 2, H. 5. Aufsatz von Pirrung, A.: Zusammenfassung der kommunalen Überlandwerke Württembergs im Rahmen der Gesamtversorgung.

Bemerkenswert für den Betrieb der Anlagen des RWE. ist, daß von den rund 2 Milliarden erzeugten kWh im Jahre 1928/29 nur ca. 132 Millionen für Licht, dagegen 1,935 Milliarden für die Industrie abgegeben wurden¹. Diese Tatsache erklärt auch den auffallend niedrigen Strompreis von 33,3 Pfg. für Lichtstrom und 15,75 Pfg. für Kraftstrom². Bei dem in der Schwerindustrie und den Kohlenzechen fast durchweg gebräuchlichen Dreischichtendienst wird bei der so außerordentlich stark überwiegenden Kraftstromlieferung die Benutzungsdauer der Anlagen derart günstig, daß sie sich äußerst vorteilhaft bei der Preisgestaltung auswirken kann.

Neben dem RWE. als der im Westen des Reichs überragenden Unternehmung ist die „Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen GmbH.“ noch hervorzuheben. Sie stellt in der Hauptsache eine Zusammenfassung der städtischen Elektrizitätswerke Dortmund, der „Westfälischen Verbands-Elektrizitätswerk Westfalen AG.“ in Dortmund und der „Elektrizitätswerke Westfalen AG.“ in Bochum dar und war gewissermaßen eine Gegenorganisation gegen Monopolbestrebungen des RWE.^{3,4}

Der Kampf zwischen den beiden Gesellschaften bzw. deren Rechtsvorgängern, datiert schon seit der Vorkriegszeit, doch erfolgte der Zusammenschluß der vorerwähnten Einzelunternehmungen zu einer GmbH. mit dem Ziele, eine stärkere wirtschaftliche Stoßkraft entfalten zu können, erst am 1. Januar 1925⁵. Seit den Festsetzungen von Demarkationslinien zwischen der „Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen GmbH.“ einerseits und dem RWE. und der PreAG. andererseits ist dem Konkurrenzkampf ein gut Teil Boden entzogen worden und die feindlichen Brüder haben durch die Gründung der „Westdeutschen Elektrizitätswirtschaft AG.“ eine Dachgesellschaft geschaffen, die ein gutes Zusammenwirken aller westdeutschen und teilweise auch süd-deutschen Elektrizitätsunternehmungen garantieren soll⁶.

Die VEW. hat eine installierte Gesamtleistung von 243 659 kW, die in 4 Steinkohlekraftwerken und einem kleinen Wasserkraftwerk untergebracht sind. Das größte Werk ist das Gemeinschaftswerk Hattingen mit einer installierten Leistung von 120 500 kW⁷.

Die Gesamtstromerzeugung betrug im Jahre 1929 über 550 Millionen kWh. Damit hatte die Stromabgabe erstmalig die halbe Milliarde

¹ Prospekt RWE., S. 7.

² Zum Vergleich die Strompreise einiger Städte mit verhältnismäßig starker Lichtstromabnahme:

Altona	53 Pf/kWh	Leipzig	45 Pf/kWh
Wiesbaden . .	50 „	Breslau	45 „
Stettin	50 „	Berlin	34 „
Hamburg . . .	45 „		

Siehe „Wirtschaftliche und sozialpolitische Tagesfragen für die Elektrizitäts-, Gas- und Wasserwirtschaft Deutschlands“. Heft 13 vom 13. Februar 1931.

³ Passow, R.: S. 45.

⁴ Dehne, G.: „Deutschlands Großkraftversorgung.“ S. 30.

⁵ III. Unterausschuß, S. 107.

⁶ VEW.-Geschäftsbericht 1929, S. 9.

⁷ VEW.-Geschäftsbericht 1929, S. 11.

überschritten und sich gegenüber der Erzeugung im ersten Geschäftsjahr verdoppelt. Wie beim RWE. hat auch im Gebiete der VEW. die Zusammenschlußbewegung große Fortschritte gemacht, so daß nur noch wenige selbständige größere Elektrizitätswerke bestehen.

Auch die VEW. hat eine Höchstspannungsleitung von 220 kV¹, die vom Gersteinwerk nach Hannover führen soll, also den Anschluß zur PreAG. bildet, und die bis Neubeckum in der Nähe von Ahlen im Regierungsbezirk Münster/Westf. bereits fertiggestellt ist². Außerdem bestehen einige Hochspannungsfertleitungen von 100 kV, die insbesondere für die Versorgung des nördlichen Teils der Provinz Westfalen errichtet wurden. Ebenso ist die Zusammenarbeit mit dem Hochspannungsnetz des RWE. durch eine 100-kV-Leitung ermöglicht.

Mit dem Beginn der Wirtschaftskrise im Jahre 1929 traten bei der VEW. erhebliche Finanzschwierigkeiten auf, die den selbständigen Fortbestand des Unternehmens stark bedrohten. Im Zusammenhang damit fanden Verhandlungen mit dem RWE. statt zwecks Übernahme der Werke, doch war eine Einigung bis Mitte 1931 noch nicht zu erzielen.

Diejenigen Teile Westfalens, die von den beiden erstgenannten Gesellschaften nicht versorgt werden, insbesondere die nördlichen Teile der Provinz, sowie die Provinzen Hessen-Nassau und Hannover und große Teile der nördlichen Länder des Reiches werden von der „Preußischen Elektrizitäts-AG.“ versorgt³. Der Anteil des preußischen Staates an der Gesellschaft beträgt ca. 90%⁴.

Der Gesellschaft gehört eine Anzahl von Kraftwerken mit insgesamt über 217 460 kW⁵. Die beiden größten sind das Braunkohlenkraftwerk Borken mit neuerdings 80 000 kW und das Steinkohlenkraftwerk Ahlem-Westf. mit etwa 50 000 kW. Von Wichtigkeit ist auch das Wasserkraftwerk Hemfurth mit über 30 000 kW installierter Leistung. Der PreAG. ist als Tochtergesellschaft das Torfkraftwerk Wiesmoor, das einzige größere Torfkraftwerk Deutschlands, angeschlossen. Der ununterbrochene Betrieb des Werkes ist aber nur mit Steinkohlenzusatz möglich⁶. Ein neues Speicherkraftwerk mit 115 000 kW ist in Bringhausen noch im Bau und wird voraussichtlich 1932 voll in Betrieb genommen werden können.

Im Jahre 1929 betrug die Stromabgabe der PreAG. nach dem Geschäftsbericht rund 650 Millionen kWh.

Das Verteilungsnetz der PreAG. weist im allgemeinen 60-kV-Leitungen auf. Außerdem besteht eine 100-kV-Leitung von dem Kraftwerk Borken nach Aschaffenburg und eine erst 1931 fertig gewordene 220-kV-Leitung von Borken nach Lehrte, die den Anschluß an das Höchstspannungsnetz des RWE. und der VEW. herstellt. Durch den Anschluß an die 220-kV-Leitung des RWE. ist auch die Verbindung zum Badenwerk geschaffen. Gleichfalls besteht über Aschaffenburg ein Anschluß zum Bayernwerk.

¹ Siehe Bemerkung S. 15, Nr. 4. ² VEW.-Geschäftsbericht 1929, S. 8.

³ Dehne, G.: S. 92. ⁴ III. Unterausschuß, S. 112.

⁵ VdEW.: Statistik 1929, S. 56. ⁶ Windel, W.: S. 106.

Witte, Elektrizitätswirtschaft.

Wie alle übrigen Großversorgungsunternehmungen betrachtet es auch die PreAG. als ihre Hauptaufgabe, die noch bestehenden vielen kleinen Erzeugungsanlagen, die zum Teil unter den unwirtschaftlichsten Bedingungen arbeiten, zusammenzufassen. Die Übernahme geht im allgemeinen in der Form vor sich, daß die Besitzer Miteigentümer bei der PreAG. werden. Auch die größeren Städte des Gebietes gehen immer mehr dazu über, durch besondere Verträge sich der PreAG. anzuschließen, so daß ein völliges Zusammenarbeiten aller bestehenden Gesellschaften in wenigen Jahren zu erwarten ist.

Die Beziehungen und Abgrenzungen zu den Nachbargebieten sind zum großen Teil schon heute geklärt. Mit dem RWE. ist die Versorgungsgrenze, wie weiter oben bereits erwähnt, vertraglich geregelt. Die „AG. Sächsische Werke“ ist mit der PreAG. zusammen an dem Ausbau der Saaletalsperre beteiligt, so daß auch hier die Lieferinteressen auf gemeinschaftliche Basis gebracht werden konnten¹. Die städtischen Werke der Hansestädte sind durch Vertrag gehalten, ihre eigenen Versorgungsanlagen nicht mehr zu vergrößern, sondern den zusätzlichen Strom von der PreAG. zu beziehen². Ein gleicher Vertrag ist im Jahre 1929 mit der Stadt Frankfurt/Main abgeschlossen worden³. Auch an der im Januar 1930 gegründeten „Elektrizitäts-AG. Mitteldeutschland“ ist die PreAG. durch Aktienaustausch mit 26% beteiligt.

Die „Elektrizitäts-AG. Mitteldeutschland“ ist aus dem „Elektrozweckverband Mitteldeutschland“ hervorgegangen. Sie umfaßt eine große Anzahl mitteldeutscher Landkreise der thüringischen Gegend. Diese Landkreise wurden durch den von der preußischen Regierung vorgenommenen Bau der Edertalsperre, die Ausnutzung der Mainkanalisierung, gezwungen, mit dem preußischen Staat Stromlieferungsverträge abzuschließen. Um ihren Forderungen besser Geltung zu verschaffen, schlossen sie sich zunächst zu einer Interessengemeinschaft und schließlich 1929 zu einer Aktiengesellschaft zusammen⁴.

In der Provinz Sachsen bestehen keine einheitlichen, größeren Versorgungsunternehmungen. Die Braunkohlengruben haben ihre eigenen Erzeugeranlagen und die im nördlichen Teil der Provinz liegenden Städte beziehen ihren Strom aus kommunalen Werken, deren Bedeutung über die nähere Umgebung der Städte nicht hinausreicht. Über das in der Provinz Sachsen liegende Großkraftwerk Zschornowitz folgen einige Angaben bei den Bemerkungen über die „Elektrowerke AG.“.

Das in der Provinz Brandenburg dominierende Versorgungsunternehmen ist die „Märkische Elektrizitätswerk AG.“. Außer Brandenburg — Berlin hat sein eigenes Versorgungsunternehmen — werden aber noch große Gebietsteile Schlesiens, Westpreußens und Pommerns von der MEW. mit Strom versorgt⁵. Im Frühjahr 1931 ist auch das gesamte Gebiet des Freistaats Mecklenburg lt. Vertrag mit der MEW. vereinigt worden⁶.

¹ III. Unterausschuß, S. 114. ² III. Unterausschuß, S. 114.

³ Geschäftsbericht der PreAG., S. 8.

⁴ Elektrotechnischer Anzeiger. Jg. 46, Nr. 69 vom 28. August 1929.

⁵ III. Unterausschuß, S. 127.

⁶ VDI.-Nachrichten. Jg. 11, Nr. 19 v. 13. Mai 1931.

Die bisherige installierte Gesamtleistung der MEW. betrug etwa 190 000 kW. Davon sind allein in dem Braunkohlenkraftwerk Finkenheerd 130 000 kW installiert¹. Unter den übrigen Kraftwerken ist besonders das Dieselmotorenwerk Henningsdorf zu erwähnen als augenblicklich größtes Dieselmotorenkraftwerk Deutschlands. Installiert sind hier 15 000 kW. Durch die Hinzunahme der Mecklenburger Werke wird die Leistung nicht wesentlich erhöht, da hier nur die Rostocker Zentrale mit etwa 15 000 kW nennenswert ist.

Die MEW. hat eine Anzahl 100-kV-Leitungen, von denen die wichtigste die Verbindung mit dem Großkraftwerk Trattendorf der „Elektrowerke AG.“ ist. Durch diese Verbindung wird ein erheblicher Teil der Belastungsspitze gedeckt. Im Jahre 1929 betrug der Fremdstrombezug von den Elektrowerken rund 65 Millionen kWh². Eine weitere 100-kV-Leitung, die allerdings zur Zeit nur mit 50 kV betrieben wird, führt über Kyritz nach Perleberg³. Von hier aus wird in erster Linie die Verbindung nach Mecklenburg hergestellt werden.

Die Stromerzeugung der MEW. ohne Fremdstrombezug betrug im Jahre 1929 fast eine halbe Milliarde kWh⁴.

Die Stadt Berlin hat in der „Berliner Städtischen Elektrizitätswerke AG.“ ihr eigenes Stromversorgungsunternehmen. Die Besitzverhältnisse der BEWAG. haben sich vom 11. Mai 1931 grundlegend geändert, doch bleibt lt. Vertrag der Name BEWAG. bestehen. Das bisher rein städtische Unternehmen ist nunmehr eine gemischt-wirtschaftliche Gesellschaft geworden, deren Aktien zur Hälfte in den Händen eines Bankenkonsortiums sind, während die andere Hälfte der Stadt Berlin, der PreAG. und den „Elektrowerken“ gehören. Die neu geschaffene Finanzierungsgesellschaft hat den Namen „Berliner Kraft- und Licht-AG.“

Von den in Betrieb befindlichen Kraftwerken ist das erst im Jahre 1927 fertiggestellte „Klingenbergwerk“ mit 270 000 kW installierter Leistung das größte. Ihm folgt, im Herbst 1930 mit den ersten Aggregaten in Betrieb gekommen, das Westwerk, welches nach seinem völligen Ausbau 228 000 kW Leistung haben soll⁵. Der erste Ausbau sieht allerdings nur etwa die Hälfte dieser Leistung vor. Neben diesen beiden Großkraftwerken, die bezüglich ihres Betriebes den modernsten Anforderungen genügen, besitzt die BEWAG. noch sechs weitere Kraftwerke, von denen die wichtigsten Charlottenburg mit 54 000 und Moabit mit 84 400 kW sind. Das Werk Charlottenburg kann während der Spitze durch die Ruthsspeicheranlage⁶ seine Leistung um weitere 40 000 kW erhöhen.

Die Gesamtstromabgabe der BEWAG. betrug im Jahre 1930 ca. 1,291 Milliarden kWh, gegenüber der Höchstabgabe von 1,324 Milliarden

¹ Geschäftsbericht der MEW. 1929.

² VDI.-Nachrichten. Jg. 11, Nr. 19 v. 13. Mai 1931.

³ Geschäftsbericht der MEW. ⁴ VdEW.: Statistik 1929, S. 57.

⁵ ETZ.: Jg. 51, H. 14, S. 485.

⁶ Kurze Erklärung der Wirkungsweise einer Ruthsspeicheranlage siehe weiter unten.

kWh im Jahre 1929, also etwa 2,5 % weniger¹. Von dieser Gesamtabgabe entfallen fast 30 % auf Fremdstrombezug von der „Elektrowerke-AG.“².

Ein Höchstspannungsnetz, wie es alle übrigen Großversorgungsunternehmen haben, erübrigt sich für die BEWAG. infolge der geringen Ausdehnung des Versorgungsgebietes. Erwähnenswert ist in dieser Beziehung lediglich eine 100-kV-Kabelverbindung, die zwischen den Kraftwerken geplant ist. Von den Großkraftwerken Zschornowitz und Trattendorf der „Elektrowerke AG.“ führen 4 Doppelleitungen von 100 kV nach Berlin.

Die BEWAG. ist schon seit 1918 vertraglich verpflichtet, von der „Elektrowerke AG.“ Strom zu beziehen. Dieser Vertrag wurde als Gegenleistung für einen der Stadt Berlin gewährten Kredit zu Beginn des Jahres 1930 um 5 Jahre verlängert und sieht in Zukunft noch eine größere Stromabnahme vor als bisher.

An dem Fremdstrombezug ist auch die „Märkische Elektrizitätswerke AG.“ mit einer kleinen Quote beteiligt.

In den östlichen Provinzen Preußens sind nur noch in Schlesien Stromversorgungsunternehmen von einiger Bedeutung und zwar ist es hier besonders die „Elektrizitätswerk Schlesien AG.“, die große Gebiete der Provinz versorgt. Sie besitzt in Tschechnitz, Mölke und Waldenburg drei Steinkohlenkraftwerke mit insgesamt etwas über 100 000 kW Leistung³. Nutzbar abgegeben wurden im Jahre 1929 ca. 220 Millionen kWh.

Das interne Verteilungsnetz der „Elektrizitätswerk Schlesien AG.“ hat eine Spannung von 40 kV, doch besteht eine 100-kV-Verbindung mit der „Elektrowerke-AG.“, deren Hochspannungsleitung von Trattendorf nach Tschechnitz führt⁴. Eine weitere 100-kV-Leitung von Tschechnitz nach dem in Bau befindlichen Wärmekraftwerk Cosel in Oberschlesien wird zur Zeit von der „Ostkraftwerke-AG.“, an der neben den „Elektrowerken“ auch die „Elektrizitätswerk Schlesien AG.“ beteiligt ist, errichtet⁵.

Diese neue 100-kV-Leitung wird gleichzeitig eine Verbindung mit der in Oberschlesien vorherrschenden „Schlesische Elektrizitäts- und Gas-AG.“ über deren Werk Hindenburg herstellen.

Außerordentlich wichtig für die Stromversorgung der mittleren und südöstlichen Provinzen Preußens ist die Überlagerung der örtlichen Leitungsnetze durch das Hochspannungsnetz der „Elektrowerke AG.“.

Die reichseigenen Elektrowerke, deren Sitz in Berlin ist, haben in Golpa-Zschornowitz ein Großkraftwerk mit 440 000 kW Leistung in Betrieb, also nach dem Goldenbergwerk des RWE. die größte deutsche Krafterzeugungsanlage, jedoch neuzeitlicher als diese eingerichtet. Außerdem stehen in Lauta und Trattendorf noch Werke von je 130 000 kW⁶.

¹ Ähnliche, teils kleinere, teils größere Rückgänge in der Jahreslieferung 1930 weisen alle übrigen Unternehmen gleichfalls auf.

² BEWAG.-Geschäftsbericht 1930, S. 4.

³ Dehne, G.: S. 40. ⁴ III. Unterausschuß, S. 136.

⁵ VdEW.: Statistik 1929, S. 59.

⁶ Werbeschrift der „Elektrowerke AG.“, 1929.

Im Jahre 1929 wurden von der „Elektrowerke AG.“ insgesamt 2,240 Milliarden kWh Strom abgegeben¹.

Da die Kraftwerke der „Elektrowerke AG.“ alle unmittelbar neben den gleichfalls reichseigenen Braunkohlengruben errichtet sind und den in technischer Beziehung modernsten Anforderungen genügen, eignen sie sich — nicht zuletzt auch wegen ihrer günstigen zentralen Lage — vorzüglich zur Erzeugung der Grundlast. Ob das Großkraftwerk Golpa-Zschornowitz noch weiter ausbaufähig ist, ist trotz der günstigen Lage zu den verhältnismäßig großen Braunkohlenvorräten, die in Mitteldeutschland vorhanden sind und noch für einen etwa hundertjährigen Bedarf ausreichen², schwer zu sagen, da dem Vernehmen nach die zur Verfügung stehenden Wassermengen für einen noch mehr erweiterten Betrieb nicht mehr ausreichend sind. Es wäre also nötig, erforderliche Zusatzleistung von den Braunkohlengruben weg, etwa unmittelbar an der Elbe zu installieren. Ob und wie weit dies im Rahmen der deutschen Gesamtstromwirtschaft richtig ist, wird weiter unten zu untersuchen sein.

Jedenfalls ist der Einfluß der „Elektrowerke AG.“ auf die mitteldeutsche Stromversorgung schon heute von ausschlaggebender Bedeutung. Das ausgedehnte 100-kV-Netz der „Elektrowerke AG.“ hat eine Gesamtlänge von 3500 km³. Nach Berlin bestehen 4 Doppelleitungen. Mit der „AG. Sächsische Werke“ sind Verbindungen sowohl von Zschornowitz wie auch von Lauta hergestellt. Das Gebiet der Provinz Sachsen ist gleichfalls durch mehrere 100-kV-Leitungen angeschlossen, und schließlich besteht noch die bereits weiter vorn erwähnte⁴ Verbindung mit Schlesien. Mit den anderen Großversorgungsunternehmungen, insbesondere mit der PreAG., der „AG. Sächsische Werke“, der „Elektrizitätswerk Schlesien AG.“ und dem RWE. sind die Gebietsgrenzen vertraglich genau festgelegt⁵. Durch umfangreiche Stromlieferverträge mit den angrenzenden Staaten und Provinzen ist für die Zukunft den Elektrowerken eine stets steigende Abnahme gesichert.

An der für die Reichshauptstadt wichtigen Neugründung der „Berliner Kraft- und Licht AG.“ sind die Elektrowerke mit 25 Millionen Doppelstimmrechtsaktien beteiligt.

Freistaat Sachsen. Trotz der im Freistaat Sachsen ziemlich früh einsetzenden Konzentrationsbewegung bestanden im Jahre 1928 noch fast 1000 Stromerzeugungswerke als Eigenanlagen, doch konnte in den letzten Jahren eine erhebliche Abnahme der privaten Kraftanlagen

¹ VdEW.: Statistik 1929, S. 57.

² Von den im „Statistischen Jahrbuch des Deutschen Reichs 1930“, S. 4 angegebenen 22,9 Milliarden t Braunkohlenvorräten Deutschlands liegen weit mehr als die Hälfte verhältnismäßig dicht zusammen in Mitteldeutschland. Rechnet man auf die kWh durchschnittlich 2 kg Rohbraunkohle (diese Zahl bedeutet für moderne Braunkohlkraftwerke den Mittelwert), so würde selbst bei einer sehr starken Steigerung der Stromerzeugung gerade bei den Elektrowerken für absehbare Zeit mit einem Kohlenmangel nicht zu rechnen sein, wenn es gelingt, die etwas abseits liegenden Kohlenfelder mit heranzuziehen. Ähnlich liegen die Verhältnisse beim Goldenbergwerk des RWE., da das dortige Braunkohlenrevier nach der gleichen Statistik noch auf 3,7 Milliarden t Braunkohle geschätzt wird.

³ Werbeschrift der „Elektrowerke AG.“ 1929.

⁴ Siehe S. 20. ⁵ III. Unterausschuß, S. 140.

festgestellt werden, was darauf zurückzuführen ist, daß der sächsische Staat sich sehr der Elektrizitätswirtschaft angenommen hat, um so der überaus starken Zersplitterung einen Riegel vorzuschieben.

Ihren Ausgang nahm die Konzentrationsbewegung von dem Zusammenschluß von etwa 50 Gemeinden im Jahre 1912 zu dem „Verband der im Gemeindebesitz befindlichen Elektrizitätswerke“¹. Der sächsische Staat, der verhindern wollte, daß ein von Privatkapital beherrschtes Monopol für Elektrizitätswirtschaft entstehe, beugte dem vor, indem er einen großen Teil der sächsischen Braunkohlenfelder ankaupte. Im Jahre 1917 erwarb er dazu von der „Elektrizitätslieferungsgesellschaft“ in Berlin das Kraftwerk Hirschfelde, welches heute eine installierte Leistung von 145 400 kW hat².

Im Jahre 1923 wurden alle staatlichen Unternehmungen durch die Gründung der „AG. Sächsische Werke“ zusammengefaßt. Heute sind alle größeren Werke mit der einen Ausnahme der Stadt Chemnitz in dieser Gesellschaft aufgegangen oder doch mit ihr kapitalmäßig verbunden.

Insgesamt sind in den Werken der „AG. Sächsische Werke“ ca. 459 000 kW installiert³. Das größte Werk ist Böhlen mit über 200 000 kW⁴. Vor kurzem wurde der erste Ausbau des Speicherkraftwerks Niederwartha mit 70 000 kW in Betrieb genommen. Der Gesamtausbau sieht eine installierte Leistung von 120 000 kW vor. Die größte speicherbare Wassermenge umfaßt einen Energievorrat von 560 000 kWh. Das Werk übernimmt den Ausgleich der Tagesspitzen der Stadt Dresden, entlastet also Böhlen und Hirschfelde. Da das Werk in unmittelbarer Nähe der Stadt liegt, ist es gleichzeitig eine gute Momentreserve bei Störungen in den Kraftwerken und in der Fernleitung⁵.

Nutzbar abgegeben wurden im Jahre 1929 fast eine Milliarde kWh, wovon in den eigenen Werken 913 Millionen kWh erzeugt wurden⁶.

Das für die Stromverteilung wichtige Hochspannungsnetz von 100 kV ist schon heute weit ausgebaut. Nicht nur die Verbindung der einzelnen Werke und der sächsischen Großstädte unter sich ist hervorzuheben, sondern auch die Verbindungen mit den Großkraftwerken der „Elektrowerke AG.“. Sowohl Zschornowitz wie Lauta sind mit dem sächsischen Netz gekuppelt. Weiterhin besteht eine Verbindung über Jena mit der PreAG. Und schließlich ist eine 100-kV-Leitung über Zwickau und Hof zur Verbindung mit den Hochspannungsleitungen des Bayernwerkes in Bau⁷.

Die „AG. Sächsische Werke“ beliefern, wie schon oben erwähnt, im Verein mit der „Preußischen Elektrizitäts AG.“ auch den Freistaat Thüringen mit Strom. Die in Thüringen stehenden Werke, die durchweg nur geringe Bedeutung haben, dienen nur noch der Momentreserve und Spitzendeckung. Ihre Benutzungsdauer ist entsprechend gering und schwankt zwischen 1000 und 2000 Stunden. Die im Jahre 1925 er-

¹ Eichhorn, Joh.: S. 30. ² VdEW.: Statistik 1929, S. 207.

³ VdEW.: Statistik 1929, S. 58. ⁴ VdEW.: Statistik 1929, S. 207.

⁵ VDI.-Nachrichten, Jg. 10, Nr. 3 vom 15. Januar 1930.

⁶ Geschäftsbericht der „AG. Sächsische Werke“ 1929.

⁷ III. Unterausschuß, S. 119.

richtete „Thüringische Landeselektrizitätsversorgungs-AG.“ erzeugt selbst keinen Strom, sondern ordnet und besorgt lediglich die Verteilung des bezogenen Fremdstroms. Von den der Gesellschaft kapitalmäßig verbundenen thüringischen Kraftwerken ist nur die „Thüringische Elektrizitäts-Liefergesellschaft, Gotha“ mit nicht ganz 30 000 kW installierter Leistung zu erwähnen.

Einige kleinere Nebenwerke sind als Erzeugungswerke im Rahmen der deutschen Elektrizitätswirtschaft ohne jede Bedeutung¹.

Bayern. Die „Bayernwerk-AG.“, das überragende Stromversorgungsunternehmen Bayerns, wurde im Jahre 1920 gegründet. Auch sie ist ein Ausdruck des Bestrebens, die Zersplitterung innerhalb der Elektrizitätsversorgung einzudämmen. Da zu dem Zeitpunkt ihrer Gründung in Bayern genügend Erzeugungsanlagen bestanden, galt es zunächst, ein Hochspannungsnetz in zweckmäßiger Weise über Bayern zu ziehen, in welches die einzelnen Kraftwerke nach einem bestimmten Plan Strom senden sollten. Als Spannung für dieses Netz wurden 100 kV gewählt².

Entsprechend dieser Entwicklung besaß die „Bayernwerk-AG.“, deren Aktien zu 100% in den Händen des bayerischen Staates liegen, keine eigenen Erzeugungsanlagen, bis im Frühjahr der erste Ausbau des Braunkohlendampfkraftwerkes Schwandorf beendet war. Dieses Werk hat zunächst nur eine installierte Leistung von 55 000 kW³. Im übrigen bezieht die „Bayernwerk-AG.“ den Strom aus den gleichfalls staatlichen Wasserkraftwerken der „Walchenseewerk-AG.“, deren installierte Leistung 97 000 kW beträgt, und aus den vier Kraftwerken der „Mittleren Isar-AG.“ mit 80 000 kW Leistung⁴.

Die nutzbare Stromabgabe der „Bayernwerk-AG.“ betrug im Jahre 1929 ca. 600 Millionen kWh, wovon allerdings ein erheblicher Teil von der PreAG. und vom RWE. geliefert wurden⁵.

Wenn bei der Gründung der „Bayernwerk-AG.“ die Leistung der vorhandenen Kraftwerke genügte, um den Konsum Bayerns zu befriedigen, so trifft dies heute doch nicht mehr zu. Die zur Verfügung stehenden oberbayrischen Wasserkräfte genügen allein nicht mehr, um den gesamten bayrischen Energiebedarf zu bewältigen, zumal nur mit der Mindestleistung der Laufwasserkräfte gerechnet werden darf. Bei der starken Steigerung des Energiebedarfs — die mit dem Jahre 1929 einsetzende Tiefkonjunktur hemmt zwar die Entwicklung um einige Jahre, wird sie aber voraussichtlich nicht auf die Dauer aufhalten — ist sogar damit zu rechnen, daß selbst nach dem geplanten Vollausbau der gesamten deutschen Laufwasserkräfte Oberbayerns die Leistung der Wasserkraftwerke nicht imstande ist, ohne Hinzuziehung von Dampfkraftwerken den Bedarf zu decken. Schon heute beweist der Bau des Braunkohlenkraftwerkes Schwandorf und der umfangreiche Strombezug von der PreAG. und vom RWE., daß die Betriebsleitung das Zusammenwirken von Kohle und Wasser für unerlässlich hält.

¹ III. Unterausschuß, S. 120. ² III. Unterausschuß, S. 85.

³ Geschäftsbericht der „Bayernwerk AG.“ 1929.

⁴ VdEW.: Statistik 1929, S. 64. ⁵ VdEW.: Statistik 1929, S. 65.

Die „Bayernwerk-AG.“ hat das ganze rechtsrheinische Bayern mit einem 100-kV-Netz überlagert. Außerdem bestehen aber mit allen angrenzenden Stromversorgungsunternehmungen Verbindungen, die einen Stromaustausch in der Spitze oder bei Störungen ermöglichen, die aber auch stark genug dimensioniert sind, um größere, vertraglich festgesetzte Stromlieferungen zu bewältigen. Mit dem RWE. ist das Bayernwerk über die Mainkraftwerke gekuppelt; die Verbindung mit der PreAG. erfolgt über Aschaffenburg; die „AG. Sächsische Werke“ soll durch die Hochspannungsleitung über Hof angeschlossen werden; die Leitung nach Württemberg und Baden führt über Niederstotzingen¹. Zur Erhöhung der Strombezugsmöglichkeiten aus Wasserkraftwerken wurde das Tiroler Achenseewerk herangezogen².

Württemberg. Gerade in Württemberg war von früh an eine bedeutende Anzahl kleiner und kleinster Werke die eigentlichen Träger der Stromversorgung. Begünstigt durch die vielen Wasserläufe entstanden überall Selbstversorgungsanlagen, die auch heute noch zum Teil ihre Selbständigkeit behalten haben. Eine Erhebung im Jahre 1928 ergab noch über 200 rein private Werke, deren Gesamtabgabe nur 172 Millionen kWh betrug³. Demgegenüber existierten nur 67 kommunale und 9 gemischtwirtschaftliche Kraftwerke mit einer Gesamtabgabe von rund 400 Millionen kWh. Die Möglichkeit, vorhandene kleine Laufwasserkräfte wirtschaftlich ausnutzen zu können, hat diese konservative Haltung der Privatunternehmer sehr begünstigt. Aber die Notwendigkeit, die teilweise recht veralteten Anlagen einmal gründlich erneuern zu müssen, hat in letzter Zeit doch Bresche in diese Ansicht geschlagen. Besonders große Fortschritte in dieser Richtung brachte das Jahr 1929, in dem das größte privatwirtschaftliche Unternehmen, die „Neckarwerke AG.“ in Eßlingen, ein gemischtwirtschaftlicher Betrieb wurde. Weiterhin hat der Staat verschiedene Unternehmen erworben, um endlich eine großzügige Konzentration einleiten zu können. So kam es, daß die im Jahre 1928 noch 27% betragende Quote der Privatwerke bis zum März 1930 schon auf 8% gesunken war. Die Folge des zielbewußten Vorgehens der württembergischen Regierung ist, daß heute über 90% des Gesamtkonsums in öffentlicher Hand liegen oder doch von der öffentlichen Hand finanzpolitisch kontrolliert werden⁴.

Die drei größten Stromerzeugungsunternehmungen,
 das „Städt. Elektrizitätswerk Stuttgart“ mit ca. 70 000 kW
 Leistung,
 der „Bezirksverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke Biberach
 (OEW.)“ mit etwa 50 000 kW und
 die „Neckarwerke AG.“, Eßlingen mit 31 000 kW⁵
 sind vor kurzem in der „Württembergischen Landeselektrizitätsgesellschaft“ zwecks wirtschaftlichster Verteilung der erzeugten Kraft zusammengeschlossen worden. Ein zweites, gleichfalls unter staatlicher

¹ Dehne, G.: S. 122. ² III. Unterausschuß, S. 89.

³ Pirrung, A.: In der DEK., Jg. 1930, H. 5.

⁴ Pirrung, A.: In der DEK., Jg. 1930, H. 5.

⁵ VdEW.: Statistik 1929, S. 66, 60 u. 56.

Finanzaufsicht stehendes Stromversorgungsunternehmen, die „Württembergische Sammelschienen AG.“ ist von wesentlich geringerer Bedeutung.

Die „Württembergische Landeselektrizitäts-AG.“ gab im Jahre 1929 ca. 207 Millionen kWh nutzbaren Strom ab¹. Die Gesellschaft, die eigene Kraftwerke nicht besitzt, sondern nur ein Stromverteilungsunternehmen ist, betreibt eine Anzahl 100-kV-Leitungen und unterhält auch die dazugehörigen Umspannwerke. Das Hochspannungsnetz ist mit den angrenzenden Versorgungsunternehmern anderer Staaten gekuppelt. Bei Niederstötzingen ist sie mit dem Bayernwerk verbunden und in Pforzheim ist die Verbindung mit dem Badenwerk hergestellt². Daneben liefert aber auch heute schon das RWE. über das Dampfkraftwerk Heilbronn Strom nach Württemberg. Die vom RWE. stark beeinflusste „Großkraftwerk Württemberg AG.“ war es auch, die die neue Höchstspannungsleitung von 220 000 kV von Vorarlberg nach Mannheim durch Württemberg hindurch baute³. Die dem RWE. gehörenden Umspannwerke in Hoheneck und Herbertingen haben eine Übertragungsleistungsfähigkeit von 330 000 kW, wären also demnach in der Lage, selbst bei stark ansteigendem Strombedarf, diesen zu decken, ohne daß es nötig wäre, in Württemberg selbst neue Kraftwerke zu bauen.

Baden. Die Elektrizitätswirtschaft Badens hat eine gewisse Ähnlichkeit mit der Württembergs. 90 Werken öffentlichen Charakters mit einer Leistung von rund 250 000 kW und etwa 650 Millionen abgegebenen kWh stehen 252 Eigenanlagen mit nur 75 000 kW und 175 Millionen nutzbar abgegebenen kWh gegenüber. Von den vielen Eigenanlagen haben nur 13 eine installierte Leistung von mehr als 1000 kW⁴. Alle anderen Werke sind von kaum nennenswerter Größe. Die meisten privaten Werke, deren Benutzungsdauer denkbar schlecht ist, sind Wasserkraftanlagen älteren Datums, die aber nach erfolgter Abschreibung trotz der geringen Ausnutzung den Strom sehr billig erzeugen können. Mit einer Erneuerung ist in den weitaus meisten Fällen nicht zu rechnen.

Das Hauptversorgungsunternehmen Badens ist die dem badischen Staat gehörende, 1921 gegründete „Badische Landes-Elektrizitäts-Versorgungs-AG.“, das sog. „Badenwerk“⁵. Als Stromerzeugungsanlagen besitzt das „Badenwerk“ das „Murgwerk“ mit 22 000 kW, das „Schwarzenbachwerk“ mit 34 000 kW und das unbedeutende „Raumünzschwerk“⁶. Alle drei Anlagen sind Wasserspeicherwerke. Weiterhin ist die Gesellschaft stark beteiligt an der „Großkraftwerk Mannheim AG.“, deren Werk 70 000 kW installiert hat. Zusammen mit den „Kraftübertragungswerken Rheinfelden“ baut das „Badenwerk“ zur Zeit in Ryburg-Schwörstadt ein Wasserkraftwerk, das nach seiner Inbetriebnahme im Laufe des Jahres 1931 eine installierte Leistung von 90 000 kW haben wird⁷. Das größte im Bau befindliche Projekt

¹ VdEW.: Statistik 1929, S. 69. ² III. Unterausschuß, S. 92.

³ Pirrung, A.: In dem DKE, Jg. 1930 H. 5.

⁴ III. Unterausschuß, S. 93. ⁵ Dehne, G.: S. 105.

⁶ VdEW.: Statistik, S. 62. ⁷ III. Unterausschuß, S. 94.

ist jedoch das „Schluchseewerk“, an dem die „Badische Landeselektrizitätsversorgung AG.“ mit 37,5% beteiligt ist¹. Das „Schluchseewerk“ wird nach seinem völligen Ausbau in vier verschiedenen Stufen eine Gesamtleistung von 273 000 kW haben. Mit der Inbetriebnahme des ersten Abschnitts wird gleichfalls im Jahre 1931 gerechnet². An anderer Stelle werden für den völligen Ausbau 400 000 kW angegeben³. Nach der Fertigstellung aller Anlagen wird das „Badenwerk“ mit weit über 50% an der badischen Stromversorgung beteiligt sein und wird darüber hinaus noch an andere Staaten und sogar an das Ausland große Strommengen abgeben können.

Der mit den Werken Rheinfelden und Laufenburg abgeschlossene Vertrag sieht vor, daß beide Werke nicht mehr erweitert werden sollen, sondern den über ihre jetzige Leistung hinaus benötigten Strom vom „Badenwerk“ zu entnehmen haben. Ebenso dürfen beide Werke keine Hochspannungsleitungen über 100 kV errichten. Soweit außerdem in Baden noch größere Kraftwerke bestehen, sind diese ebenfalls an die Hochspannungsleitungen des „Badenwerks“ angeschlossen, so die Werke in Ludwigshafen, Pforzheim und Karlsruhe. Auch die „Pfalzwerke AG.“ bezieht den Strom, den sie aus den eigenen Werken nicht decken kann, vom „Badenwerk“. Karlsruhe hat zwar die eigenen Anlagen noch einmal erweitert, aber es ist anzunehmen, daß auch diese Stadt bei wachsendem Strombedarf auf das „Badenwerk“ zurückgreift⁴.

Bezüglich des Hochspannungsnetzes ist zu bemerken, daß eine 100-kV-Leitung, die ausschließlich dem „Badenwerk“ gehört, den ganzen Staat in der Nord-Süd-Richtung durchzieht. In Mannheim besteht ein Anschluß an die 220-kV-Höchstspannungsleitung des RWE. Mit dem württembergischen Netz ist das „Badenwerk“ von Karlsruhe und von Villingen aus gekuppelt. Darüber hinaus bestehen noch Hochspannungsverbindungen mit Frankreich und mit der Schweiz. Besonders letztere sind für die Wirtschaftlichkeit der badischen Werke von größter Wichtigkeit, da durch die gegenseitige Belieferung die Ausnutzung der vorhandenen Anlagen sehr glücklich ergänzt wird. Während die nord-schweizerischen Kraftwerke gerade im Sommer über große Energiemengen verfügen, stehen beim „Badenwerk“ in den Speicherkraftwerken im Winter größere Leistungen in Bereitschaft. Ein gegenseitiger Stromaustausch ist also für beide Teile erwünscht. Laut Vertrag hat die Schweiz im Sommer zu einem verhältnismäßig geringen Preis an das „Badenwerk“ Strom abzugeben, welcher benutzt wird, um die Speicher zu füllen. Im Winter erfolgt dann die Rücklieferung, die zwar bezüglich der Mengen nicht so groß ist, aber durch einen höheren Strompreis doch einen guten Ausgleich darstellt.

Eine Zusammenfassung der in den oben kurz besprochenen Stromversorgungsunternehmungen installierten Leistung und der von ihnen nutzbar abgegebenen Strommengen zeigt, daß ihre Bedeutung gegen-

¹ Geschäftsbericht des „Badenwerks“ 1929/30.

² Dehne, G.: S. 107.

³ Gesamtbericht der II. Weltkraftkonferenz, Bd. XI, S. 22.

⁴ III. Unterausschuß, S. 95.

über den unzähligen anderen Werken völlig überragend ist. Die nachstehende Tabelle 4, die auf Grund des statistischen Materials der „Vereinigung der Elektrizitätswerke“ für die Jahre 1929 und 1930 aufgestellt ist¹, schließt mit einer installierten Leistung von 3564922 bzw. 4040513 kW ab. Hierbei ist zu berücksichtigen, daß es sich nur um solche Werke handelt, die am Schluß des Jahres 1930 bereits in Betrieb waren. Die zahlreichen, zum Teil sehr umfangreichen Neubauten und Erweiterungen, wie das Schluchseewerk mit 273000 kW, das Westwerk mit 228000 kW, Herdecke mit 140000 kW, Brinkhausen mit 115000 kW und andere sind nur bis zu ihrem jeweiligen Stand der Betriebsfertigkeit mitgerechnet. Nach Fertigstellung aller schwebenden Bauvorhaben wird die installierte Leistung der beschriebenen 11 Großunternehmen über 4,5 Millionen kW betragen. Beachtet man weiter, daß eine Anzahl Städte wie Hamburg, München, Mannheim, weite Teile Oberschlesiens mit großem, zum Teil sehr modernen Anlagen zwar an die Großversorgungsunternehmen angeschlossen, aber in Tabelle 4 gleichfalls nicht berücksichtigt sind, so kommt einem die Vormachtstellung der Großunternehmen noch eindringlicher zum Bewußtsein. Tatsächlich sind schon heute fast alle öffentlichen Krafterzeugungsanlagen irgendwie mit den Hochspannungsnetzen der Großunternehmen gekuppelt.

Auch bei der Betrachtung der abgegebenen Arbeit kommt das Übergewicht der Großversorger stark zum Ausdruck. Der III. Unteraus-

Tabelle 4. Installierte Leistung und abgegebene Arbeit der Großversorgungsunternehmen im Jahre 1929 und 1930.

Unternehmen	Installierte Leistg. in kW		Abgegebene Arbeit in 1000 kWh	
	1929	1930	1929	1930
Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk AG.	770 493	926 593	2 627 865	2 608 756
Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen GmbH.	219 511	229 881	503 371	492 964
Preußische Elektrizitätswerke AG. . .	179 430	217 460	429 632	480 792
Berliner Städtische Elektrizitätswerke AG.	643 550	763 550	1 324 006	1 290 643
Märkisches Elektrizitätswerk AG. . .	191 317	195 685	443 792	463 051
Elektrizitätswerk Schlesien AG. . . .	87 000	103 500	218 246	225 691
AG. Sächsische Werke	398 205	457 071	917 611	848 347
Bayernwerke	131 400	186 400	604 142	588 547
Badenwerk	56 920	56 920	232 404	282 350
Württembergische Landes-Elektrizitäts-AG. ²	151 146	167 503	207 078	173 590
Elektrowerke AG.	735 950	735 950	2 240 890	2 132 471
	3 564 922	4 040 513	9 749 037	9 587 142

¹ VdEW.: Statistik 1929 und 1930.

² Die „Württembergische Landes-Elektrizitäts-AG.“ hat selbst keine nennenswerten Stromerzeugungsanlagen. Sie bezieht den Strom von dem „Bezirksverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke“, der „Neckarwerke AG.“ und den „Städtischen Elektrizitätswerken Stuttgart“, deren installierte Leistungen hier als Unterlage angenommen sind. Auch diese Angaben sind aus der Statistik der Vereinigung der Elektrizitätswerke.

schuß, der bezüglich seiner Tabellen auf 1928 basiert, gibt als Gesamtstromabgabe 27,871 Milliarden kWh an¹. Im Jahre 1929 stieg der Strombedarf auf 30,7 Milliarden kWh², während er 1930 infolge des Konjunkturrückganges etwas gefallen ist. Da, wie aus Tabelle 4 ersichtlich, die elf Großversorgungsunternehmen allein fast 10 Milliarden kWh abgeben haben, waren sie 1929 mit rund einem Drittel an der Gesamtstromlieferung beteiligt.

Die vorstehenden Zahlen über die installierte Leistung der Großunternehmen besagen, daß sie in dem Rekordjahr 1929 bei einer durchschnittlichen Benutzungsdauer ihrer Anlagen von ca. 6800 Std. den gesamten Strombedarf hätten decken können.

Die Erreichung einer derart hohen Benutzungsdauer als Durchschnitt dürfte praktisch kaum erzielbar sein, wohl aber sollte es möglich sein, die Ausnutzung der Grundlastwerke bis zu 7000 Stunden zu erhöhen. Zählt man dann noch die außerhalb der Großunternehmen vorhandenen modernen Anlagen der öffentlichen Hand und des Privatkapitals hinzu, so muß man m. E. zu dem Schluß kommen, daß man von der Investierung größerer Kapitalsummen in umfangreichen Neuanlagen solange absehen sollte, wie es möglich ist, den wachsenden Strombedarf durch Verbesserung der Benutzungsdauer der vorhandenen Anlagen zu decken.

Wie wenig es notwendig ist, völlig neue Kraftwerke zu errichten, oder gar kostspielige, noch zu bauende Wasserkraftwerke der Schweiz und Österreichs zu Deutschlands Stromversorgung heranzuziehen, wie v. Miller es in seinem Gutachten vorsieht³, wird durch das neue statistische Material der „Vereinigung der Elektrizitätswerke e. V.“⁴ ganz eindringlich vor Augen geführt.

Diese Statistik, die die Stromerzeugungs- und Versorgungsunternehmen nach der von ihnen abgegebenen elektrischen Arbeit einteilt, zeigt, daß die zur Gruppe I gehörigen 38 Unternehmen, d. h. diejenigen, die im Jahre 1930 mehr als 100 Millionen kWh abgegeben haben, eine installierte Leistung von insgesamt 5,7 Millionen kW haben. Nach ihrem völligen Ausbau werden sie etwa 7 Millionen kW besitzen. Bei einer durchschnittlichen Benutzungsdauer von etwa 5700 Stunden wären demnach diese 38 Unternehmen in der Lage, einer Stromnachfrage von 40 Milliarden kWh zu genügen. Es ist kaum anzunehmen, daß bis zum Jahre 1940 der Strombedarf diese Summe erheblich übersteigen wird. Sollte dies doch der Fall sein, dann muß darauf hingewiesen werden, daß unter den 88 Unternehmen der Gruppe II — Stromabgabe von 25 bis 100 Millionen kWh — immer noch über 20 Werke sind, die eine installierte Leistung von je über 30000 kW, zusammen sogar über 1 Million kW haben. Diese Werke sind heute schon durchweg an die Hochvoltleitungen der großen Versorgungsunternehmen angeschlossen und sind in der großen Mehrzahl modern genug, um an der allgemeinen Stromversorgung teilzunehmen.

¹ III. Unterausschuß, S. 11.

² C. Albrecht in der ETZ., Jg. 51, H. 46 vom 13. November 1930.

³ v. Miller: S. 11 und 12.

⁴ VdEW.: Statistik für das Jahr 1930, Abschn. 1.

Additional material from *Die Konzentration in der deutschen
Elektrizitätswirtschaft*, ISBN 978-3-662-31419-7,
is available at <http://extras.springer.com>



Wenn also durch eine gesunde Tarifgestaltung und durch geeignete technische Maßnahmen die Benutzungsdauer der vorhandenen Kraftwerke erhöht wird, dann genügt die heute vorhandene und in Ausbau befindliche Leistung vollkommen zur Deckung selbst eines stark gesteigerten Bedarfs.

Die Tarifpolitik bildet einen ausgedehnten Fragenkomplex für sich, der hier nicht zu erörtern ist. Es sei nur kurz darauf hingewiesen, daß durch die Abgabe billigen Nachtstroms für Mietspeicher usw. Verbesserungen der Nachtbelastungen zu erwarten sind¹. Wichtiger jedoch als diese Maßnahme sind die zur Erzielung einer möglichst gleichbleibenden, hochprozentigen Benutzung der Stromerzeugungsanlagen dienenden technischen Mittel, wie der Einbau von Speicheranlagen und Dieselmotoren. Es wird weiter unten daher eingehend über diese Möglichkeiten gesprochen werden.

Daß in diesem Zusammenhang auch eine Zusammenkupplung der Hochspannungsnetze der einzelnen Großunternehmen in einem gewissen Rahmen durchaus wünschenswert ist, wird gleichfalls noch ausgeführt werden. Die Abbildung I zeigt, wie weit zur Zeit Höchst- und Hochspannungsnetze bereits bestehen und welche Zusammenschlüsse bisher erfolgt sind².

Es bestehen in den beteiligten Kreisen wohl kaum Meinungsverschiedenheiten darüber, daß eine verständnisvolle Zusammenarbeit immer anzustreben ist und sich nur günstig auswirken kann. Ebenso dürfte das Bestreben, unrentable Betriebe auch weiterhin auszuschalten, nirgends auf ernstem Widerstand stoßen. Anders aber steht es mit der Frage, welche Grundlastwerke die Basis der Stromerzeugung bilden sollen, und ob insbesondere ausländische Wasserkräfte unbedingt im verstärkten Maße heranzuziehen sind, um die deutschen Kohlenvorräte zu schonen.

Um bei der Weiterbearbeitung dieses Fragenkomplexes einheitlich vorzugehen, wurde vor einigen Jahren die „AG. für deutsche Elektrizitätswirtschaft“ mit dem Sitz Berlin gegründet, an der sich folgende Großunternehmungen beteiligten:

Gesellschaft für elektrische Unternehmungen,
 Preußische Elektrizitäts-AG.,
 Württembergische Sammelschienen AG.,
 Württembergische Landes-Elektrizitäts-AG.,
 Badische Landes-Elektrizitäts-Versorgung AG.,
 Bayernwerk AG.,

¹ Die Einwirkung besonders günstiger Nachttarife wird allerdings oft überschätzt. Ein lehrreiches Beispiel hierfür bilden die Pariser Elektrizitätswerke. Diese haben seit 1928 einen dreigeteilten Tarif, der eine Abflachung der Abendspitze herbeiführen sollte (*Revue Générale de L'Electricité*, Jg. 15, H. 5 vom 1. VIII. 31). Der normale Preis beträgt während der Tagesstunden 0,76 Fr., in den Nachtstunden nur 0,31 Fr. und während der Spitze 1,50 Fr. Dieser hohe Spitzenstrompreis hat aber trotz allem nicht vermocht, eine merkliche Absenkung der Abendspitze herbeizuführen. In Abb. 8 ist die Pariser Kurve mit eingezeichnet. Ich verdanke diese sowie die Brüsseler Kurve dem liebenswürdigen Entgegenkommen des Herrn Obering. Dr. Schulz, der beide Kurven von einer Studienreise im Sommer 1931 mitbrachte.

² Vom VDE. herausgegeben.

AG. Sächsische Werke,
 Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk-AG.,
 Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen GmbH.,
 Elektrowerke AG.

Darüber hinaus besteht auf rein finanziellem Gebiete noch eine Unzahl von Bindungen, die zwangsläufig eine Zusammenarbeit herbeiführen. Im Rahmen dieser Arbeit würde es zu weit gehen, auf diese Zusammenhänge näher einzugehen¹.

Zur Vervollständigung des Bildes vom heutigen Stand der Elektrizitätswirtschaft und der Basis, die die Grundlage der weiteren Entwicklung bildet, soll nun zunächst ein kurzer Blick auf die zur Verfügung stehenden Energievorräte Deutschlands geworfen werden.

c) Die Energiequellen Deutschlands.

Als Energiequellen für die Erzeugung von Strom kommen in der Hauptsache nur Steinkohlen, Braunkohlen und Wasser in Frage. Die in der gesamten einschlägigen Literatur immer wieder mit angeführten Torfkräfte sind so geringfügig, daß sie ohne weiteres vernachlässigt werden können. Selbst wenn es gelingen würde, für die Aufbereitung des Torfs wirtschaftlichere Methoden ausfindig zu machen als sie heute bekannt sind, ist doch anzunehmen, daß die Fortschritte in der Steinkohlen- und Braunkohlentechnik nicht geringer sind, und daß diese Brennstoffe den gegenüber dem Torf erlangten Vorsprung auch in der absehbaren Zukunft halten werden. Alle Berechnungen über die Erzeugung elektrischer Energie aus Torf haben daher kaum mehr als theoretischen Wert, gleichviel, ob man mit einem Torfvorrat von 0,85 Milliarden cbm rechnet, wie beispielsweise Klingenberg², oder mit einem Vorrat von 70 Milliarden cbm, entsprechend 10 Milliarden t Trockentorf wie Windel³. An anderer Stelle werden 3 Milliarden t als Deutschlands Trockentorfvorräte angegeben⁴. Die großen Differenzen in den Angaben entspringen wahrscheinlich der verschiedenen Auffassung über die Verwertungsgrenze⁵.

Ebenso müßig ist es, bei dem heutigen Stand der Wissenschaft und den heutigen wirtschaftlichen Erkenntnissen Holz, Ölschiefer, Erdgas, Windkraft⁶ und Ebbe und Flut als Energiequellen für eine großzügige

¹ Eine vorzügliche Übersicht über die kapitalmäßigen Bindungen in der Elektrizitätswirtschaft geben die Karten von Hermann Gewecke: Interessengebiete und Verflechtungen der staatlichen, privaten und gemischtwirtschaftlichen Stromversorgungskonzerne. Berlin 1931.

² Klingenberg, G.: Bau großer Elektrizitätswerke, S. 39.

³ Windel, W.: S. 34.

⁴ Thierbach, B.: ETZ., H. 24 vom 12. Juni 1930.

⁵ Weiter vorn (S. 5) wurde schon darauf aufmerksam gemacht, daß unter ganz besonders gelagerten Gegebenheiten, wie sie etwa in Ostpreußen vorhanden sind, durchaus ein rentabler Kraftwerksbetrieb mit Torffeuerung durchgeführt werden kann. Für die großen Gesichtspunkte der deutschen Stromversorgung kommt aber Torf trotzdem nicht in Frage.

⁶ Die in letzter Zeit aufgetauchten Projekte über Höhenwindkraftwerke stecken noch zu sehr in den ersten Anfängen, als daß man sie wissenschaftlich beurteilen kann.

Stromerzeugung mit in Rechnung zu stellen. Auch die in der letzten Zeit immer wiederkehrenden Meldungen über große deutsche Erdölvorkommen tragen noch zu sehr den Charakter der Sensation und Spekulation, als daß man sie berücksichtigen müßte.

Bleibt also nur Kohle und Wasser.

Über die zur Verfügung stehenden Steinkohlevorräte gehen die Ansichten der Fachleute fast ebenso weit auseinander wie beim Torf. Klingenberg, der sich auf das Reichsschatzministerium stützt, gibt für 1000 m Teufe rund 150 Milliarden t an¹. Insgesamt hat das Reichsschatzministerium bis zu 2000 m Teufe einen Steinkohlevorrat von 305 Milliarden t errechnet. Windel, der sich auf das statistische Jahrbuch des Deutschen Reichs von 1927 beruft, rechnet bis zu einer Teufe von 1000 m mit 90,340 Milliarden t^{2,3}. C. Albrecht kommt zu einem sicheren Vorrat von „nur“ 85 Milliarden t⁴. Aber alle diese Schätzungen stimmen darin überein, daß wir für die nächsten 600 Jahre noch keine erheblichen Sorgen über mangelnde Urenergien zu haben brauchen. Man sollte also ruhig die deutschen Steinkohlevorräte „bis auf weiteres“ als unerschöpflich betrachten. Wenn aber auch eine Erschöpfung der Steinkohlevorräte in absehbarer Zeit nicht in Frage kommt, so verlangt doch die Schonung des Wertes unserer Kohlenbestände gebieterisch größte Sparsamkeit. Jede ersparte t Kohle kann anderweitig Nutzen bringen⁵.

Nicht so günstig steht Deutschland bezüglich seiner Braunkohlevorräte da. Diese werden auf 9—22 Milliarden t geschätzt⁶. Bei gleichbleibender Förderung von ca. 140 Millionen t/Jahr würde dies bedeuten, daß spätestens in 150 Jahren unsere Braunkohlevorräte erschöpft wären. Legt man die niedrigste Schätzung zugrunde, so kommt man schon nach 64 Jahren zum Nullpunkt, wobei zu berücksichtigen ist, daß schon mehrere Jahre vorher die Fördermöglichkeiten stark nachlassen würden. Diese sehr geringe Zeitspanne gibt doch zu Bedenken Anlaß und sollte schon jetzt bei der Projektierung neuer Braunkohlenwerke bzw. größerer Erweiterungen der bestehenden Werke berücksichtigt werden.

Die geographische Verteilung unserer Kohlevorräte ist in Abb. 2 angedeutet⁷.

Noch schwieriger ist es, die in Deutschland vorhandenen Laufwasserkräfte bezüglich ihrer Leistung einzuschätzen. Nachstehende, dem Werk Windels entnommene Tabelle 5 kommt zu einer Gesamtleistung von 5 Millionen kW, woraus eine mögliche Arbeitsleistung von 25 Milliarden kWh — also bei einer durchschnittlichen Benutzungsdauer von 5000 Stunden — errechnet wird⁸. Zu ähnlich hohen Zahlen kommt Mattern⁹, der

¹ Klingenberg, G.: S. 39. ² Windel, W.: S. 32.

³ Das Statistische Jahrbuch des Deutschen Reichs 1930 gibt auf S. 4 noch dieselbe Menge an.

⁴ ETZ. Jg. 51, H. 50 v. 12. Dezember 1930.

⁵ Klingenberg, G.: Bau großer Elektrizitätswerke, S. 42 ff. Berlin 1924.

⁶ Statistisches Jahrbuch des Deutschen Reichs 1930.

⁷ Windel, W.: Anhang, Karte 4.

⁸ Windel, W.: S. 47. ⁹ ETZ., Jg. 51, H. 24 vom 24. Juni 1930.

24 Milliarden kWh errechnet, obwohl er für die am günstigsten arbeitenden Laufwasserwerke nur 4500 kWh Benutzungsdauer annimmt.

Tabelle 5. Ausbauwürdige Wasserkräfte Deutschlands und deren mögliche Jahresarbeit.

Land	Vorhanden kW	Mögliche Jahresarbeit in Mill. kWh
Bayern	2 200 000	12 000
Preußen und übriges Deutschland . .	1 865 000	9 325
Baden	750 000	3 750
Württemberg	185 000	925
	5 000 000	rd. 25 000

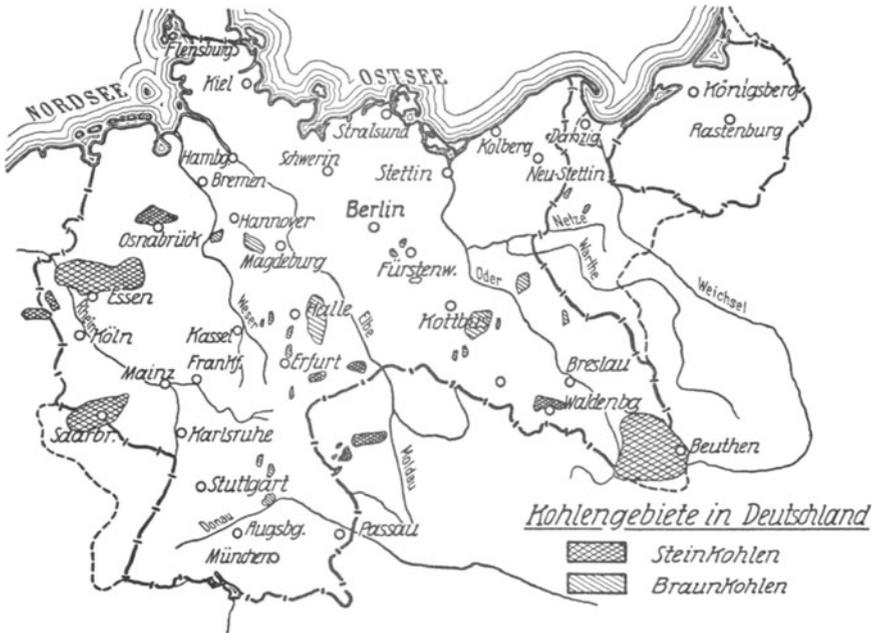


Abb. 2.

Klingenberg rechnet dagegen nur mit einer Jahresleistung von 7,6 Milliarden kWh, was einer installierten Leistung von etwa 1,5 Millionen kW entsprechen würde¹. Die niedrigste Zahl schließlich gibt das „Statistische Jahrbuch für das Deutsche Reich“ an, in dem die vorhandenen Wasserkräfte mit nur 2 Millionen PS eingesetzt worden sind. 1,1 Millionen davon sind bereits ausgebaut².

Selbst die niedrigste angenommene Laufwasserenergie würde fast ausreichen, um die von O. v. Miller verlangten 1224100 kWh Laufwasserkräfte ohne Hinzuziehung nichtdeutscher Energiequellen zu decken³.

¹ Klingenberg, G.: S. 39.

² Statistisches Jahrbuch für das Deutsche Reich 1930. Anhang, S. 43.

³ Miller, O. v.: Gutachten, S. 12.

III. Die Kosten des Stroms.

a) Die Erzeugungskosten¹.

Mehr als in irgendeinem anderen Zweig der Industrie sind in der Elektrizitätswirtschaft die Gesamtkosten abhängig von der Benutzungsdauer der Anlagen. Dies ist eine Folge des relativ sehr hohen Anteils der leistungsabhängigen Kosten, insbesondere des hohen Kapitaldienstes.

Zur Erklärung dieser Tatsache sollen im folgenden die Stromkosten einer Analyse unterzogen werden.

Wie bei allen anderen Erzeugnissen der Industrie setzen sich auch die Stromerzeugungskosten zusammen aus

1. den Betriebsbedarfsmittelkosten,
2. den Gehältern und Löhnen,
3. den Unterhaltungs- und Instandsetzungskosten,
4. den Verwaltungs- und allgemeinen Unkosten, und
5. dem Kapitaldienst.

Der Übersichtlichkeit halber wird zudem durchweg noch eine Unterteilung in Erzeugungs- und Fortleitungskosten vorgenommen.

Die Abb. 3² auf S. 34 zeigt den Anteil der einzelnen Kostenbestandteile an den Gesamterzeugungskosten. Bezogen sind die Angaben auf ein neuzeitliches Großkraftwerk, welches mit Staubkohle betrieben wird, eine Kohle von etwa 6000 WE benutzt und einen Kohlenverbrauch von ca. 0,65 kg/kWh hat.

Der ungünstige Verlauf der Kapitaldienstkurve ist in die Augen springend. Bei geringer Benutzungsdauer der Anlagen ist der Kapitaldienst geradezu von allein ausschlaggebender Bedeutung. Es ist daher

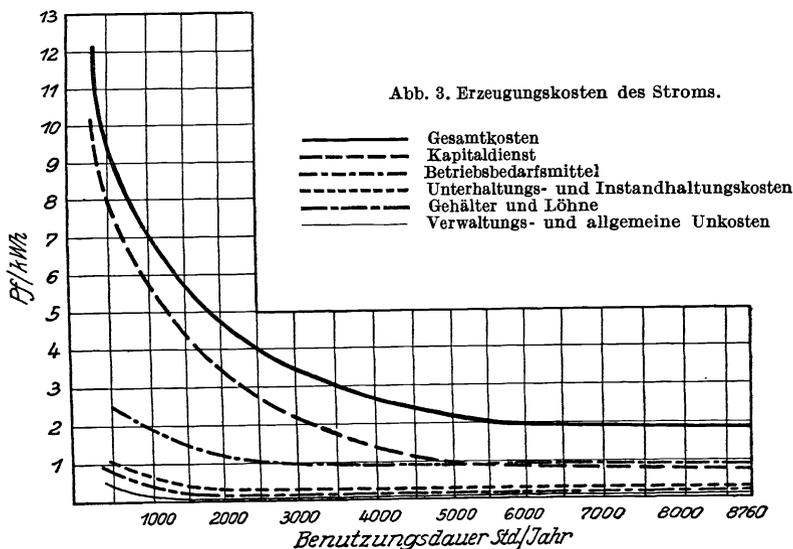
¹ In den folgenden Ausführungen soll von der allgemein üblichen Einteilung der Kosten in „fixe“ und „variable“ Kosten abgewichen werden, da diese Begriffe in Sinn und Wortlaut nicht mehr übereinstimmen, sobald man die Kosten relativ zur Erzeugungseinheit betrachtet. Die „fixen“ Kosten sind wohl, „fest“ insofern, als sie unabhängig von der Tätigkeit der Anlagen konstant bleiben, während die „variablen“ Kosten mit dem Grad der Beschäftigung steigen oder fallen, im Jahresabschluß also tatsächlich „beweglich“ erscheinen. Bei der Aufstellung der Gesteungskosten ändern sich aber gerade die „fixen“ Kosten zur Produktionseinheit, während die „variablen“ Kosten pro Produktionseinheit fast konstant bleiben. Es wird daher in der Elektrizitätswirtschaft seit einiger Zeit in Anlehnung an die tariftechnischen Begriffe „Arbeitsgebühr“ und „Leistungsgebühr“ mit „arbeitsabhängigen“ und „leistungsabhängigen“ Kosten gerechnet. Unter „arbeitsabhängigen Kosten“ versteht man hierbei diejenigen Kosten, die erst durch das tatsächliche Tätigwerden der Anlagen, durch die tatsächliche Stromerzeugung entstehen, in erster Linie also die Brennstoffkosten, Schmieröl, Kühlwasser. Diese Kosten bleiben ganz unabhängig von der Benutzungsdauer der Anlagen pro kWh praktisch konstant, sind demnach nur abhängig von der Menge der geleisteten Arbeit. Unter den „leistungsabhängigen Kosten“ sind entsprechend diejenigen Kosten zu verstehen, die mit dem bloßen Vorhandensein der Anlage schlechthin bereits vorhanden sind, gleichviel ob die Anlage benutzt wird oder nicht. Sie bleiben nur im Verhältnis zur Zeit betrachtet, konstant, ändern sich aber ganz wesentlich in Relation zur Erzeugungseinheit bei verschiedener Benutzungsdauer. — Siehe Krohne, E.: Die wirtschaftliche Erzeugung der elektrischen Spitzenkraft in Großstädten, S. 10 u. 11. Berlin 1929.

² Die Kurven der Abb. 3 sind den Betriebsberichten der BEWAG. entnommen; ebenso die folgenden Angaben über den Kohlenverbrauch pro kWh.

Witte, Elektrizitätswirtschaft.

begreiflich, daß bei allen Erörterungen über die Erzeugungskosten des elektrischen Stroms dem Anlagekapital besondere Aufmerksamkeit gewidmet wird und daß die Angaben je nach der Einstellung der betreffenden Schreiber stark differieren.

So berechnet beispielsweise O. v. Miller für Steinkohlenkraftwerke 300 RM./kW ohne Aufspannwerk¹. Diese Zahl dürfte für moderne Dampfkraftwerke heute nicht mehr haltbar sein und scheint sowohl für Steinkohlen- wie für Braunkohlenwerke sehr ungünstig angenommen zu sein. Schon Klingenberg wies darauf hin, daß es durchaus möglich wäre, Großkraftwerke mit einem Anlagekapital von ca. 200 RM./kW zu



errichten². Block legt seinen Berechnungen für Dampfkraftwerke einen Anlagewert von 275 RM./kW zugrunde³. Das für den ersten Bauabschnitt im Frühjahr 1931 fertiggestellte Westwerk der BEWAG. wurde mit etwa 250 RM./kW gebaut. Eingehend beschäftigt sich Wellmann mit den Anlagekosten in seinem für die Weltkraftkonferenz geschriebenen Aufsatz. Nach seinen Angaben, die sich auf jahrelange praktische Erfahrung stützen, beträgt das Anlagekapital für ein Großkraftwerk ausschließlich des Aufspannwerks bei einer Größe von 200 000 kW nur rund 220 RM./kW, mit Aufspannwerk ungefähr 240 RM./kW⁴.

Ähnlich liegen die Verhältnisse bei Braunkohlenkraftwerken, die im Durchschnitt etwa 20—25 RM./kW mehr Anlagekapital gegenüber den Steinkohlenwerken beanspruchen. Auch hier ist es möglich, mit einem Kapital von unter 300 RM./kW auszukommen, wie der Bau des Kraft-

¹ Miller, O. v.: Gutachten, S. 20 u. 21. ² Klingenberg: S. 3.

³ ETZ., Jg. 48, H. 16 vom 21. April 1927.

⁴ Gesamtbericht der II. Weltkraftkonferenz, Bd. IV, S. 38.

werks Plessa beweist. Plessa hat nur 34000 kW installierte Leistung, hat aber trotzdem einschließlich des Aufspannwerks nur 250 RM./kW gekostet¹.

Der Abb. 3 ist ein Anlagekapital von 300 RM./kW zugrunde gelegt.

Bei den weiteren Ausführungen wurde die Summe von 275 RM./kW als dem Durchschnitt entsprechend in Rechnung gestellt.

Wie bei den Dampfkraftwerken werden auch bei den Wasserkraftwerken die Anlagekosten ganz verschieden angegeben. O. v. Miller steht hier mit seiner Schätzung ganz im Gegenteil zu seinen Angaben über Dampfkraftwerke am niedrigsten mit 800 RM./kW². Dieselbe Summe wird von Windel genannt³. Der Wirtschaftsausschuß nennt den Betrag von 900 RM./kW⁴. Im Anhang des Ausschlußberichtes äußern sich die Sachverständigen zur Nedden und Wolfes dahingehend, daß für Wasserkraftwerke durchschnittlich 950—1700 RM./kW benötigt werden, daß es allerdings im äußerst günstigsten Fall auch möglich wäre, Hochdrucklaufwerke mit 750 RM./kW zu errichten⁵. R. Haas rechnet mit 1000 RM./kW⁶, welche Ansicht auch Th. Kromer vertritt⁷.

Unter Ausschaltung der sehr ungünstigen Angaben von zur Nedden und Wolfes dürfte der von R. Haas und Th. Kromer erst im Jahre 1930 errechnete Wert von 1000 RM./kW, gegen den bisher von fachmännischer Seite kein Widerspruch erfolgt ist, als Durchschnittswert für Wasserkraftwerke der Wirklichkeit am nächsten kommen, so daß bei den weiteren Ausführungen mit dieser Zahl gerechnet werden soll.

Die genannten Zahlen geben die Ursache der hohen Anteile des Kapitaldienstes an den Stromkosten bereits an. Verzinsung und Amortisation bilden, besonders bei schlechter Ausnutzung der Anlagen, den Hauptbestandteil der Stromkosten.

Die Amortisation bewegt sich bei Dampfkraftwerken zwischen 3 und 10%. Die höchsten Abschreibungen werden bei den Transportanlagen und Kesseln vorgenommen, die niedrigsten bei den Gebäuden. Der Durchschnitt der Abschreibungsquoten beträgt etwa 7%. Die Verzinsung dürfte im Mittel 8% betragen⁸. Demgegenüber stehen bezüglich der Abschreibung die Wasserkraftwerke sehr viel günstiger da, wenn man auch nicht von einer „ewigen“ Lebensdauer ernstlich sprechen kann⁹. Eine durchschnittliche Amortisationsquote von 3% wird der Praxis am nächsten stehen. Bei gleicher Verzinsung macht also der Kapitaldienst bei Wasserkraftwerken 11%, bei Dampfkraftwerken 15% aus. Auf die durchschnittlichen Anlagekosten bezogen bedeutet das bei Wasserkraftwerken je kW und Jahr 110 RM., bei Dampfkraftwerken 41,25 RM.

¹ ETZ., Jg. 51, H. 51 vom 18. Dezember 1930.

² Miller, O. v.: Gutachten, S. 20. ³ Windel, W.: S. 18.

⁴ III. Unterausschuß, S. 70. ⁵ III. Unterausschuß, S. 21.

⁶ ETZ., Jg. 51, H. 19 vom 8. Mai 1930.

⁷ Kromer, Th.: Betrachtungen über die Wirtschaftlichkeit neuzeitiger Kraftwerke, S. 3. Freiburg.

⁸ Die angegebenen Abschreibungsquoten und Verzinsungen entsprechen der bei der BEWAG. gehandhabten Geschäftspraxis des Jahres 1929. Für das Jahr 1931 mit seiner anormalen Wirtschaftslage dürfte der Zinssatz zu niedrig sein.

⁹ III. Unterausschuß, S. 74.

Neben dem überragenden Anteil, den der Kapitaldienst an den Erzeugungskosten des Stromes hat, bleiben die Kosten für die Betriebsbedarfsmittel, insbesondere also für die Kohle von ausschlaggebender Bedeutung. Man kann heute bei den üblichen Vorzugstarifen für Kraftwerkskohlen und einer mittleren Entfernung von etwa 300—400 km den Kohlenpreis frei Werkslagerplatz mit ca. 15—18 RM. einsetzen. Der Verbrauch schwankt in gut geleiteten, modernen Werken zwischen 0,6—0,7 kg/kWh. Der Brennstoffpreis je kWh beträgt demnach 1—1,25 Pf. Bei größerer und gleichmäßiger Benutzungsdauer der Kesselanlagen wird die Zahl noch etwas günstiger.

Die übrigen Betriebsbedarfsmittel, wie Schmieröl, Wasser, Wischbaumwolle usw. erfordern demgegenüber nur relativ wenig Geld.

Da die Kohlenkosten je kWh nahezu konstant sind, wenigstens bei einigermaßen guter Ausnutzung der Anlagen, also zu den arbeitsabhängigen Kosten gehören, verläuft die Betriebsbedarfsmittelkurve in der Abb. 3 fast waagrecht, wodurch bei höherer Benutzungsdauer gegenüber den Wasserkraftwerken auch ein höherer kWh-Preis entsteht.

Die Gehälter und Löhne spielen in der Elektrizitätswirtschaft, besonders aber bei den Erzeugungskosten, keine so große Rolle wie in der übrigen Industrie. Besonders die Gehälter sind im allgemeinen ganz unabhängig von der Benutzungsdauer der Anlagen und können als konstant angesehen werden. Die Löhne, deren Anteil aber auch außerordentlich gering ist und im Durchschnitt nicht einmal 5% ausmacht, sind etwas elastischer, da man hier eher die Möglichkeit hat, bei schlechter Wirtschaftslage einen Teil der Arbeiter zu entlassen.

Die Unterhaltungs- und Instandhaltungskosten sowie die Verwaltungs- und allgemeinen Unkosten bewegen sich gleichfalls in so niedrigen Grenzen, daß sie bei überschlägigen Rechnungen vernachlässigt werden können.

Die zuletzt angegebenen Kostenbestandteile sind für alle Kraftwerksarten mit geringen Unterschieden im wesentlichen die gleichen. Bezüglich der Kohlenkosten wäre noch zu erwähnen, daß bei Braunkohlenkraftwerken, die zumeist in unmittelbarer Nähe der Braunkohlenfelder liegen, die Kohlenkosten je kWh ganz wesentlich billiger sind als bei Steinkohlenwerken. Rechnet man mit einer Rohbraunkohle von etwa 2000 cal bei einem Preis von 2,50 RM./t, so wird die kWh bei einer Benutzungsdauer von ca. 4000 Stunden, wie sie bei Grundlastwerken heute allgemein erreicht wird, nur 0,5 Pf. Brennstoffkosten erfordern. Diese Preise schwanken allerdings je nach der Art der Kesselanlagen. Block errechnet die Braunkohlenkosten/kWh bei 4000 Benutzungsdauerstunden zu 0,62 Pf.¹ Bei Verwendung hochwertigerer Steinkohlen, wie sie heute allerdings immer mehr abkommt, verschiebt sich das Verhältnis noch weiter zu Ungunsten der Steinkohlenkraftwerke.

Die Erzeugungskosten des Stroms werden nach folgender Formel berechnet:

$$k = \frac{a \cdot p}{t_j} = b^*$$

¹ ETZ., Jg. 48, H. 16 vom 21. April 1927.

* Die Entwicklung der Formel ist in dem Werk von K r o h n e zu finden: Die wirtschaftl. Erzeugung der elektrischen Spitzenkraft in Großstädten. S. 10 ff. Berlin 1929.

In Worten:

$$\text{Kosten/kWh} = \frac{\text{Anlagewert/kW Verzinsung}}{\text{jährliche Benutzungsdauer}} + \text{Betriebsbedarfsmittelverbrauch}$$

Bei überschlägigen Rechnungen können beim letzten Glied der Gleichung (b) die unwesentlichen Kostenbestandteile, wie Schmieröl, Wasser usw. vernachlässigt werden, ohne daß man sich eines großen Fehlers schuldig macht.

Berechnen wir auf Grund der oben ermittelten Einzelwerte nach dieser Formel für verschiedene Benutzungsdauer sowohl für Dampfkraftwerke wie für Wasserkraftwerke die Erzeugungskosten, so ergeben sich folgende Werte in Pf.:

$$\text{Steinkohlenkraftwerke: } k = \frac{275 \cdot 13}{t_j} + 1,25$$

$$\text{Braunkohlenkraftwerke: } k = \frac{300 \cdot 15}{t_j} + 0,5$$

$$\text{Wasserkraftwerke: } k = \frac{1000 \cdot 11}{t_j} + 0$$

Die Tabelle 6 zeigt die Einzelwerte für verschiedene Benutzungsdauer (t_j) errechnet und zusammengestellt. Zur besseren Veranschaulichung sind diese Werte in Abb. 4 graphisch dargestellt.

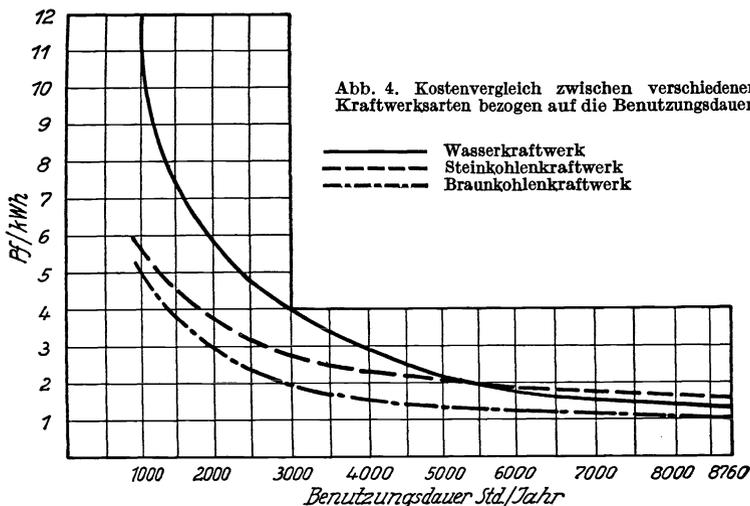
Tabelle 6. Stromerzeugungskosten in verschiedenen Kraftwerksarten.

Benutzungsdauer t_j Stdn.	Kosten in Pf.		
	Steinkohlenkr.	Braunkohlenkr.	Wasserkkr.
1000	5,38	5,00	11,00
2000	3,31	2,75	5,50
3000	2,63	2,00	3,66
4000	2,28	1,63	2,75
5000	2,08	1,40	2,20
6000	1,90	1,25	1,83
7000	1,84	1,14	1,57
8000	1,77	1,06	1,37

Die Abbildung zeigt, daß erst bei einer Benutzungsdauer von ca. 5500 Stunden der Wasserkraftstrom mit den gleichen Kosten zu erzeugen ist wie der Steinkohlenkraftstrom. Am billigsten produzieren Braunkohlenkraftwerke, die selbst bei voller Ausnutzung von den Wasserkraftwerken an Wirtschaftlichkeit nicht erreicht werden. Die weit verbreitete Meinung, daß Wasserkraftwerke in allen Fällen günstiger arbeiten als Dampfkraftwerke läßt sich jedenfalls auf Grund der mit Durchschnittswerten aufgestellten Tabelle nicht aufrecht erhalten.

Es verschiebt sich die Lage der Kurven zueinander in solchen Fällen, in denen infolge besonders günstiger oder ungünstiger Bedingungen die

Kosten des Stroms stark vom Durchschnitt abweichen, doch bleibt für die Gesamtheit der Elektrizitätswirtschaft immer der Durchschnitt maßgebend.



b) Die Verteilungskosten.

Die Abb. 5 gibt einen Überblick über die Zusammensetzung derjenigen Kosten, die durch die Weiterleitung des im Kraftwerk erzeugten Stroms zum Konsumenten entstehen. Allgemein gültige Feststellungen für diesen Teil der Kosten werden indes nicht gemacht werden können, da das örtliche Verteilungssystem von den besonderen Gegebenheiten abhängt und infolgedessen zu verschieden ist. Die Abbildung ist auf Grund des Berliner Verteilungnetzes aufgestellt¹.

Besonderes Interesse verdient hier die Lage der Kurve für die Umformung des Drehstroms in Gleichstrom. Die durch die Umformung des Stroms entstehenden Kosten sind in der Tat sehr beträchtlich, da wertvolle und umfangreiche Anlagen hierfür erforderlich sind und auch ein verhältnismäßig hoher Anteil von Gehältern und Löhnen entsteht.

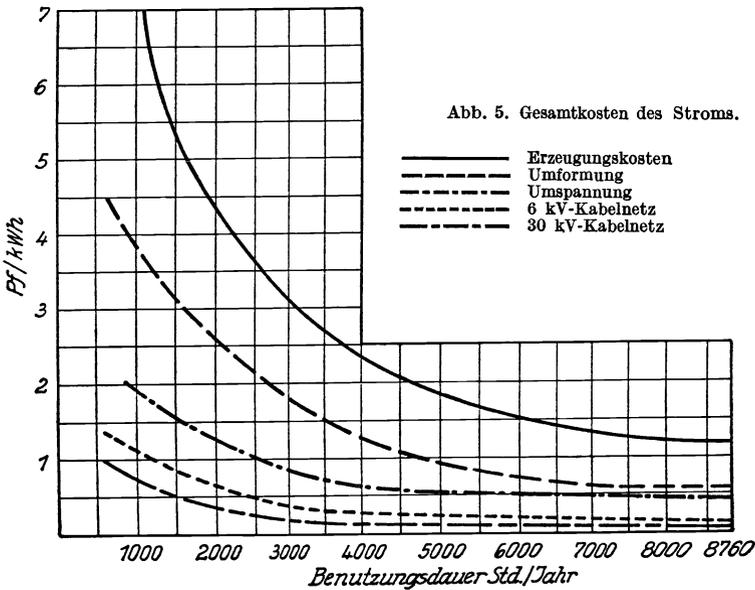
Bemerkenswert sind auch die verhältnismäßig niedrigen Kosten des Mittel- und Niederspannungsverteilungsnetzes, was seine Ursache darin hat, daß die Abschreibungsquoten der an sich sehr teuren Kabel sehr niedrig gehalten werden können.

Trotz der hohen Umformkosten hat man in Berlin das Vorhaben, das gesamte Netz auf Drehstrom forciert umzuschalten, fallen lassen, da einerseits die Umschaltung selbst sehr große Kapitalmengen verschlingt, andererseits aber auch der Gleichstrom mit seinen Batterien

¹ Die Kurven der Abbildung sind den Betriebsberichten der BEWAG. entnommen.

als Momentreserve eine sehr sichere Versorgungsart darstellt, die besonders angesichts der Belastungsdichte in Berlin sehr wichtig ist.

Da die örtlichen Verteilungnetze für die Gesamtelektrizitätswirtschaft nur von untergeordneter Bedeutung sind, soll hier nicht näher auf sie eingegangen werden.



c) Die Fernleitungskosten.

Während die Verteilung des Stroms innerhalb eng umrissener Versorgungsgebiete von der Hochvoltsammelschiene bis zum letzten Verbraucher schwer auf einen gemeinsamen Nenner zu bringen ist, liegen die Verhältnisse für diejenigen Kosten, die durch die Fortleitung des Stroms auf weite Strecken und zur Verbindung großer Versorgungsgebiete entstehen, wesentlich klarer. Infolge ihrer Wichtigkeit für den weiteren Aufbau unserer Elektrizitätswirtschaft ist ihnen gerade in den letzten Jahren seitens der beteiligten Kreise erhöhte Aufmerksamkeit gewidmet worden, so daß man für ihre Errechnung recht zuverlässige Unterlagen hat.

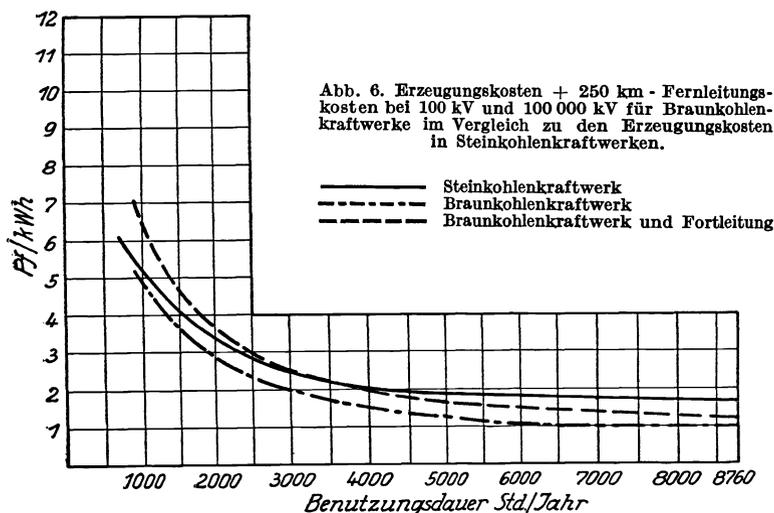
Sie sollen im folgenden kurz analysiert werden.

Die Fernleitungsanlagen bestehen aus den Freileitungen und den zugehörigen Abspannwerken. Vielfach werden auch die Aufspannwerke zu den Fernleitungsanlagen gerechnet. Da diese jedoch auch bei rein städtischen Netzen von einigem Ausmaß erforderlich sind, kann man sie eher als einen wichtigen Bestandteil der Kraftwerke bezeichnen. Sie sind daher in dieser Arbeit bereits bei der Berechnung der Erzeugungskosten berücksichtigt worden.

Die Übertragungskosten setzen sich wieder zusammen aus dem Kapitaldienst und den Betriebskosten, wozu noch die Leitungs- und Arbeitsverluste kommen.

Da es im Rahmen dieser Arbeit zu weit führen würde, für die vielen verschiedenen Hochspannungen konkrete Werte zu errechnen, sollen für die wichtigste Spannung, und zwar für 100 kV, die Übertragungskosten festgestellt werden.

Für eine Übertragung von 100 000 kW bei 100 kV und einer Entfernung von 200 km genügt für einfache Verhältnisse eine Doppelleitung von $2 \cdot 3 \cdot 120 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$. Die Kosten einer solchen Leitung werden von v. Miller je km mit 30 000 RM. angegeben¹. Dieser Wert dürfte



nur für außerordentlich günstiges Terrain zutreffen. In der Praxis wird man durchschnittlich etwas mehr Kapital benötigen. Block rechnet bei annähernd gleichen Voraussetzungen und Aluminiumleitungen mit 50 000 RM./km². Bei 200 km und 30 000 RM./km würde also ein Kapital von 6 Millionen benötigt werden. Für Abschreibung, Verzinsung, Unterhaltung und Betrieb werden nach allgemein herrschender Ansicht in wirtschaftlich normalen Zeiten 12% berechnet, was im vorliegenden Falle Jahreskosten von 720 000 RM. bedeuten würde. Auf kW umgerechnet ergeben sich demnach 7,20 RM./kW und Jahr.

Für das Abspannwerk einschließlich Phasenschieber wird man etwa 45 RM./kW in Anrechnung bringen müssen, also ein Anlagekapital von 4,5 Millionen RM. Kapitaldienst und Betrieb des Abspannwerks

¹ Miller, O. v.: Gutachten, S. 21.

² ETZ., Jg. 48, H. 16 vom 21. April 1927.

erfordern im Mittel ca. 15%, im Jahr demnach insgesamt 675 000 RM. oder 6,75 RM./kW.

Kapitaldienst und Betrieb der gesamten Fernleitungsanlagen erfordern demnach folgende Kosten:

Freileitung . . .	7,20 RM./kW und Jahr
Abspannwerk . .	6,75 „ „ „
	13,95 RM./kW und Jahr.

Diese Kosten werden noch erhöht durch die elektrischen Leitungsverluste, die je nach der Benutzungsdauer verschieden sind. Vielfach hat man diese Leitungsverluste zu hoch eingeschätzt. Auf Grund neuerer Berechnungen sind sie mit 7—8% einzusetzen, wozu noch etwa 2,5% Verluste im Abspannwerk kommen, so daß die gesamten elektrischen Verluste mit 10% berechnet werden können¹.

Auf Braunkohlenkraftwerke mit 300 RM./kW Anlagekapital und 15% Kapitaldienst bezogen, würden die Leitungsverluste demnach eine Mehrinvestierung von 3 Millionen und einen Kapitaldienst von 4,5 RM./kW bedeuten. Die Gesamtkosten der Fernleitung betragen somit 13,95 + 4,5 = 18,45 RM./kW, wobei die Verlustarbeit noch nicht einmal berücksichtigt ist.

Die Erzeugungskosten würden sich demnach durch die 200 km lange Fernleitung für die kWh erhöhen bei

1000 Benutzungsdauerstunden um	1,85 Pf.
2000 „ „	0,93 „
3000 „ „	0,62 „
4000 „ „	0,46 „
5000 „ „	0,37 „
6000 „ „	0,31 „
7000 „ „	0,26 „
8000 „ „	0,23 „

Trägt man die so gefundenen Werte in Abb. 4 ein (s. Abb. 6), so zeigt sich, daß bis zu einer Benutzungsdauer von 3000 Stunden die Erzeugung am Konsumort im Steinkohlenkraftwerk billiger ist als der Fernstrombezug von einem 200 km entfernten Braunkohlenkraftwerk. Fernstrom aus einem Wasserkraftwerk kommt schon bei dieser verhältnismäßig geringen Entfernung praktisch selbst für eine Benutzungsdauer von 8760 Stunden nicht mehr in Frage.

Im vorstehenden Beispiel ist angenommen, daß die Fernleitung während der angegebenen Stundenzahl 100%ig ausgenutzt wird, was allerdings in der Praxis nie vorkommen wird.

Bei besonders schwierigen Versorgungsgebieten, deren Stromzufuhr mit größter Betriebssicherheit vor sich gehen muß, wird man sich kaum mit einer einzelnen Doppelleitung zufrieden geben, sondern man wird den Strom durch mehrere Doppelleitungen beziehen, wie beispielsweise die Reichshauptstadt, die den auf Grund von Verträgen von den Elektrowerken zu beziehenden Fernstrom durch vier Doppelleitungen erhält.

Nimmt man an, daß für derart gegebene Verhältnisse zwei Doppelleitungen für die Übertragung von je etwa 80 000 kW errichtet worden

¹ Schulze in der ETZ., Jg. 48, H. 43 vom 27. Oktober 1927.

sind, so werden die oben angegebenen Kosten wesentlich höher. Der Kapitaldienst und die Betriebskosten verdoppeln sich entsprechend von 13,95 auf 27,90 RM./kW/Jahr. Dazu kommen wieder die Leitungsverluste, entsprechend einem Mehraufwand an Kapital im Kraftwerk von 4,8 Millionen, und bei 15% Kapitaldienst, eine zusätzliche Kosten-erhöhung von 7,20 RM./kW/Jahr, zusammen also 35,10 RM./kW/Jahr.

Die kWh erhöht sich demgemäß bei verschiedenen Benutzungsdauern wie folgende Tabelle zeigt:

Tabelle 7. Stromerzeugungskosten + Fernleitungskosten für die Übertragung von 160 000 kW auf 200 km bei 100 kV.

Benutzungsdauer <i>a</i>	Kosten			Summe c + d
	Steinkohlenkr. <i>b</i>	Braunkohlenkr. <i>c</i>	Fernleitung <i>d</i>	
1000	5,38	5,00	3,51	8,51
2000	3,31	2,75	1,76	4,51
3000	2,63	2,00	1,17	3,17
4000	2,28	1,63	0,88	2,51
5000	2,08	1,40	0,70	2,10
6000	1,90	1,25	0,58	1,83
7000	1,84	1,14	0,50	1,64
8000	1,77	1,06	0,44	1,50

Also erst bei 5000 Benutzungsstunden wird in diesem Falle der Fernstrom billiger als der am Orte des Konsums selbsterzeugte Strom. Derartige Benutzungsdauerzahlen werden für Fernstrom aber nur in den seltensten Fällen erreicht, zumal wenn es sich um städtische Anlagen handelt, deren Belastungskurven stets tief einschneidende Nachttdäler aufweisen.

Wie vorsichtig man — vom gesamtwirtschaftlichen Standpunkt aus betrachtet — beim Abschluß von Fernstromlieferungsverträgen sein muß, möge noch folgende Überlegung beweisen.

Angenommen, zwei Versorgungsunternehmen hätten vollkommen gleichwertige, moderne Krafterzeugungsanlagen von gleicher installierter Leistung von etwa 700 000 kW. Die Anlagen des einen Unternehmens A mögen inmitten eines Braunkohlenreviers liegen, die des anderen B sollen Steinkohlenkraftwerke inmitten eines sehr dichten Versorgungsgebietes sein. Gemäß Vertrag muß letzteres Unternehmen vom ersteren eine Jahresarbeit von 750 Millionen kWh bei einer Gesamtabgabe von 2 Milliarden kWh beziehen.

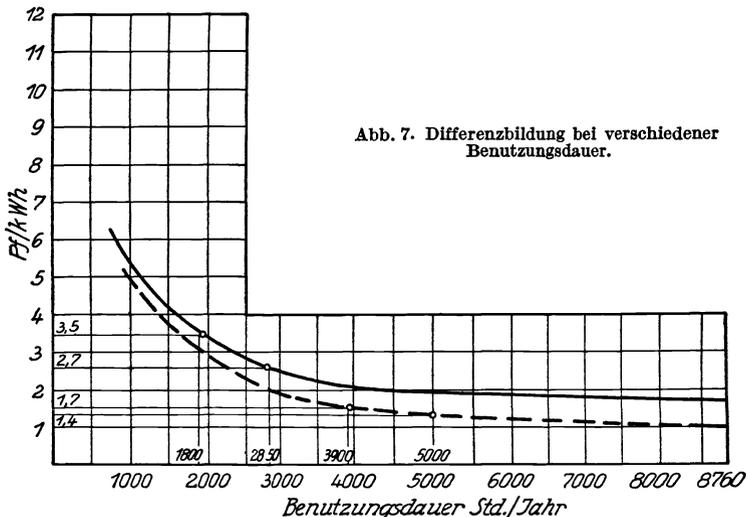
Könnte Unternehmen B die 2 Milliarden kWh selbst erzeugen, so hätten die Werke eine durchschnittliche Benutzungsdauer von 2850 Stunden. Da sie aber gezwungen sind, 750 Millionen von Unternehmen A zu beziehen, haben die Steinkohlenwerke nur eine durchschnittliche Benutzungsdauer von 1800 Stunden.

Wie Abb. 7 zeigt, kostet bei 2850 Stunden die kWh im Steinkohlenkraftwerk 2,7 Pf., bei 1800 Stunden dagegen 3,5 Pf. Die geringere Stromabgabe bringt also dem Unternehmen B einen zusätzlichen

Verlust von 0,8 Pf./kWh. Das bedeutet bei 1,250 Milliarden kWh einen jährlichen zusätzlichen Verlust von 10 Millionen R.M.

Das Unternehmen A möge einschließlich der 750 Millionen kWh für Unternehmen B eine Gesamtabgabe von 3,5 Milliarden kWh haben. Dementsprechend wäre die Benutzungsdauer durchschnittlich 5000 Stunden. Würde Unternehmen A die Abgabe an Unternehmen B einstellen, dann hätte es bei 2,75 Milliarden kWh eine durchschnittliche Benutzungsdauer von etwa 3900 Stunden. Im Braunkohlenkraftwerk kostet bei 5000 durchschnittlichen Benutzungsstunden die kWh 1,4 Pf., bei 3900 Stunden dagegen etwa 1,7 Pf. Der zusätzliche Verlust bei Unternehmen A beträgt also bei 2,75 Milliarden kWh nur 8,25 Millionen R.M.

Der Gesamtwirtschaft beider Unternehmen entsteht also durch die ungünstige Ausnutzung der Anlagen des Unternehmens A ein Verlust



von jährlich 1,75 Millionen R.M. In diesem Falle wäre das Stromlieferungsabkommen übersteigert.

Es erscheint notwendig, darauf hinzuweisen, daß vorstehendes Beispiel nur dann Gültigkeit hat, wenn die Anlagen bereits vorhanden sind. Die allgemein anerkannte Ansicht, daß die Hauptarbeit in den am wirtschaftlichsten arbeitenden Grundlastwerken zu leisten ist, wird davon nicht berührt.

Weiter vorn¹ wurde darauf hingewiesen, daß bei einer Entfernung von 3—400 km von der Kohlengrube der Brennstoffpreis pro kWh etwa 1—1,25 Pf. beträgt. O. v. Miller rechnet in seinem Gutachten mit 1,2 Pf./kWh loco deutscher Grenze². Von der Grenze bis zum Verbrauchsort wird der Strom noch entsprechend teurer, zumal, wenn

¹ S. 36. ² Miller, O. v.: Gutachten, S. 26.

derart gewaltige Übertragungsanlagen errichtet werden müssen, wie sie von v. Miller vorgesehen sind¹. Von allen deutschen, hier zur Debatte stehenden Großerzeugungsanlagen liegen die Berliner Werke vielleicht am ungünstigsten zu den Kohlenrevieren und doch ist selbst in diesem Fall der Kohlenbezug billiger als der von v. Miller angegebene Strompreis für außerdeutschen Bezug bis zur Grenze².

Also selbst bei den für Wasserkraftwerke so günstigen Zahlen v. Millers bleiben größte Bedenken gegen die Heranziehung der österreichischen Wasserkräfte für den deutschen Strombedarf bestehen, zumal in den Alpen erst neu zu errichtende Werke ein Riesenkapital beanspruchen würden³.

Die vorstehenden Ausführungen und Berechnungen haben gezeigt, daß Wasserkraftwerke und Dampfkraftwerke durchaus gleichwertig nebeneinanderstehen, und daß es nicht richtig ist, den Strom über zu weite Entfernungen zu schicken. Der billigen Wasserkraft stehen hohe Anlagekosten der Wasserkraftwerke gegenüber, der „teure“ Kohlenverbrauch in Dampfkraftwerken wird durch geringeren Kapitaldienst ausgeglichen.

Immer wieder stößt man bei der Betrachtung der Stromerzeugungs- und Fortleitungskosten auf den außerordentlich großen Einfluß der leistungsabhängigen Kosten, insbesondere auf die überragende Stellung des Kapitaldienstes. Diese Tatsache muß man sich vor Augen führen, wenn man den weiteren Ausbau der deutschen Elektrizitätswirtschaft projiziert.

Im ersten Abschnitt der vorliegenden Arbeit wurde gezeigt, daß die vorhandenen Kraftwerke nach Beendigung der bereits in Angriff genommenen Erweiterungsbauten durchaus in der Lage sind, den Strombedarf Deutschlands zu decken, sofern es gelingt, die Erzeugungsanlagen so stark auszunutzen, daß eine hohe Benutzungsdauer erreicht wird. Man darf nicht außer acht lassen, daß das Kapital für die Anlagekosten dieser vorhandenen Werke und Übertragungseinrichtungen bereits verbraucht ist und die dadurch entstandenen Kapitaldienstanteile an den Stromkosten aufgebracht werden müssen, gleichviel, ob das Werk gut oder schlecht ausgenutzt wird. Deshalb sollte man nur mit Vorsicht daran gehen, neue Großkraftwerke zu errichten, sondern das ganze Augenmerk auf eine hochprozentige Ausnutzung der vorhandenen Werke richten. Bei älteren Werken wird infolge der schlechteren technischen Voraussetzungen eine Verbesserung der Benutzungsdauer die kWh-Kosten nicht so weit herunterdrücken, daß eine Rentabilität gegenüber Fernstrom herauspringt. Solche Werke wären unter allen Umständen bei einem planmäßigen weiteren Ausbau der deutschen Gesamterzeugung nach und nach auszuschalten. Aber gerade die Erzeugungsanlagen der Großunternehmen und vieler städtischer Werke lassen sich durch geeignete Maßnahmen zur Verbesserung der Benutzungsdauer noch viel rentabler gestalten, als es bisher der Fall ist.

¹ Miller, O. v.: Gutachten, Plan 21. ² Siehe Berechnungen, S. 36.

³ Siehe darüber auch die scharfe Abweisung des Millerschen Gutachtens in der Sonderschrift: „Das RWE. in der deutschen Elektrizitätswirtschaft“ von Koepchen, A. Essen 1930.

Bezüglich des Fremdstroms ist nochmals zu betonen, daß auch heute noch die Betriebssicherheit der Fernleitungen durchaus nicht als 100%ig anzusehen ist. Ganz besonders können Absatzgebiete mit hoher Belastungsdichte, wie sie Berlin und andere Großstädte des Reichs darstellen, keineswegs völlig auf eigene Kraftwerksanlagen verzichten¹. Die Ausführungen Neustätters in der ETZ. unterstreichen diese Forderung eher, als daß sie sie abschwächen².

IV. Spitzenausgleich und Benutzungsdauer als Kernfragen der weiteren Konzentration.

a) Allgemeines.

Die Betrachtungen über die Zusammensetzung der Stromerzeugungs- und Fortleitungskosten haben mit großer Deutlichkeit gezeigt, daß nicht die arbeitsabhängigen, sondern die leistungabhängigen Kosten den Ausschlag geben. (Siehe Abb. 3³). Der Kapitaldienst des Anlagewertes, der zur Deckung der im Tages- und Jahresmaximum angeforderten Leistung aufgebracht werden muß, beeinflußt die Stromkosten derart überragend, daß selbst die sonst so wichtigen Betriebsbedarfsmittelkosten weit dahinter zurückstehen. Damit wird aber auch ersichtlich, daß eine möglichst gleichmäßige und hohe Ausnutzung der Anlagen Vorbedingung zur Rentabilität eines Elektrizitätswerks wird.

Die Wichtigkeit der Faktoren „Spitzendeckung“ und „Benutzungsdauer“ wurde dementsprechend von den Elektrizitätswirtschaftlern sehr frühzeitig erkannt und ist demgemäß seit Jahrzehnten der Mittelpunkt aller Erwägungen über Konzentration in der deutschen Stromversorgung. In den grundlegenden Werken von Klingenberg, Windel, Krohne usw. nehmen die Erörterungen über diesen Punkt einen weiten Platz ein. Wenn trotzdem erst seit Beendigung der Inflation mit besonderer Energie das Thema der Spitzendeckung angefaßt worden ist, so liegt das zum Teil an der bereits oben geschilderten Entwicklung der Elektrotechnik, deren Erkenntnisse früher ein Zusammenwirken räumlich großer Wirtschaftsgebiete kaum gestatteten, zum anderen aber auch daran, daß erst die Nachkriegsjahre die dringliche Forderung nach äußerster Sparsamkeit und damit nach einer besseren Ausnutzung der Werke durch Anwendung geeigneter Mittel zur Abflachung der unrentablen Abendspitzen in den Vordergrund rückten.

Die Wichtigkeit der Spitzendeckung veranlaßte den „Verband deutscher Elektrotechniker“, dieses Thema als alleinigen technischen Besprechungspunkt für seine Jahreshauptversammlung 1927 aufzustellen. Eine Anzahl Wissenschaftler und Praktiker der Elektroindustrie und Elektrizitätswirtschaft äußerte sich hier über die Möglichkeiten

¹ Rehmer, M. u. E. Rühle in der ETZ., H. 32 vom 7. Juli 1930.

² ETZ., Jg. 51, H. 39 vom 25. September 1930.

³ Über „arbeitsabhängige“ und „leistungsabhängige“ Kosten siehe Bemerkung auf S. 33.

der Spitzendeckung¹, und von hier über die II. Weltkraftkonferenz bis zur Gegenwart ist die Debatte über Spitzendeckung und Benutzungsdauer nicht mehr abgebrochen worden.

Die Frage nach dem wirtschaftlich wirksamsten Mittel zur Spitzendeckung läßt sich nicht allgemein lösen, sondern muß den jeweiligen örtlichen Verhältnissen angepaßt werden. Je nachdem, ob es sich um Gegenden intensiven oder extensiven Verbrauchs handelt, ob Flachland

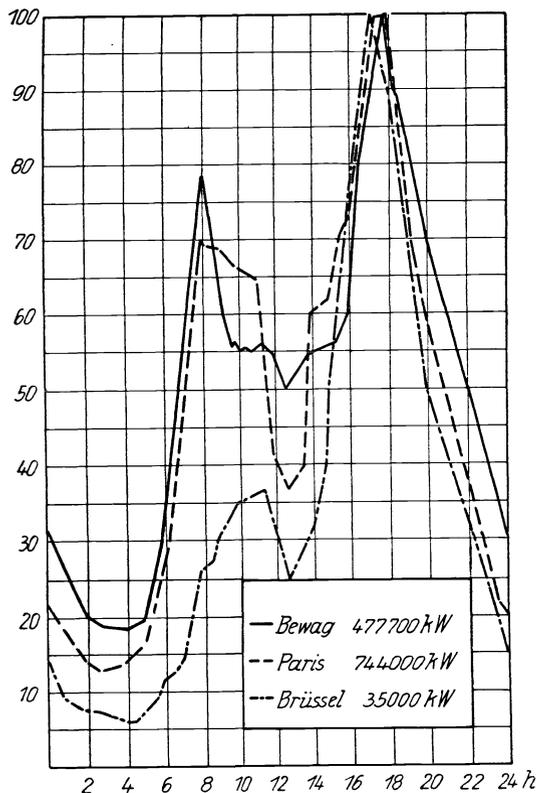


Abb. 8. Tagesbelastungskurve von Berlin, Paris und Brüssel.

ungünstig hier der Verlauf der Tagesbelastung ist, zeigt die Abb. 8, welche die maximalen Belastungskurven der Städte Berlin, Paris und

oder Gebiete mit schnellfließenden Laufwasserkräften zur Erörterung stehen, ob Drehstrom oder Gleichstrom verwandt wird, wird auch das Mittel zur Spitzendeckung verschieden sein.

Die Abb. 3 zeigt aber auch, daß bei der Untersuchung, welches Mittel am besten zur Spitzendeckung heranzuziehen ist, die arbeitsabhängigen Kosten wie Brennstoff, Öl, Wasser usw. vernachlässigt werden können. Da das Spitzendeckungsmittel seine Leistung nur während einer verhältnismäßig kurzen Zeitspanne zur Verfügung stellen muß, spielen die Anlagekosten und der dadurch festgelegte Kapitaldienst eine völlig ausschlaggebende Rolle.

Ganz besonders wichtig ist die Abflachung der täglichen Belastungskurve in solchen Verbrauchsgebieten, deren Konsumenten in der Hauptsache Lichtstrom entnehmen, also insbesondere in den Städten. Wie

¹ Reichel, E.: Hydraulische Spitzendeckung. Berdelle: Spitzendeckung und Belastungsausgleich durch elektrische Speicherbatterien. Gercke, N.: Spitzendeckung mit Großdieselmotoren. Peucker: Spitzenkraftlieferung aus der Fernversorgung. Gosebruch, W.: Erzeugung von Spitzenstrom für großstädtische Elektrizitätsversorgung. Köbler, K.: Veredelung von Überschufkraft in hydraulischen Pumpspeicherwerken. Ruths, J.: Spitzendeckung in Großkraftwerken. Sämtliche Vorträge erschienen in dem Sonderheft der Elektrotechnischen Zeitschrift vom 30. Juni 1927.

Brüssel darstellt¹. Der steil ansteigenden, schmalen Abendspitze steht ein tief einschneidendes Tal während der Nachtstunden gegenüber, das eine Ausnutzung mit gleichmäßiger Grundlast verhindert.

Es gilt also, die Abendspitze abzuflachen und Nachtlast zu schaffen.

Die Mittel hierfür liegen einerseits auf dem Gebiete des Tarifwesens, andererseits bestehen sie in technischen Einrichtungen. Die Gestaltung der Tarife mit Sondervergünstigungen für Nachtstromabnahme und dergleichen gehört nicht in diese Arbeit und soll daher nicht erörtert werden².

Technische Mittel zur Spitzendeckung sind:

1. Brennstoffspeicherung.
2. Dampfspeicherung.
3. Speicherung der elektrischen Energie.
4. Pumpspeicherwerke.
5. Zusammenschalten großer Netze.

Die ersten vier Möglichkeiten zum Spitzenausgleich will ich als interne Spitzendeckung bezeichnen, da sie innerhalb eines Unternehmens vorgenommen werden können. Die fünfte Art der Spitzendeckung erfordert im Sinne einer Gesamtzentralisation ein Zusammengehen zweier oder mehrerer Versorgungsunternehmungen, soll hier demgemäß als externes Spitzendeckungsmittel bezeichnet werden.

Wenn ich schon weiter oben (Seite 27 ff.) darauf hinwies, daß man von der Errichtung neuer Krafterzeugungsanlagen tunlichst Abstand nehmen sollte, solange durch Verbesserung des Ausnutzungsfaktors der vorhandenen Werke der Strombedarf gedeckt werden kann, so soll bei der folgenden Erörterung der einzelnen Spitzendeckungsmöglichkeiten gezeigt werden, daß die Anwendung der internen Spitzendeckungsmittel sich den gegebenen, örtlichen Besonderheiten sehr viel besser anschmiegen kann und daher einen größeren Einfluß auf die Verbesserung des Wirkungsgrades der einzelnen Kraftwerke haben wird als das externe Spitzendeckungsmittel des Zusammenschaltens großer Netze.

b) Interne Mittel zur Spitzendeckung.

1. Brennstoffspeicherung.

Gemäß der Gesamtentwicklung waren zunächst die Eigentümer der Krafterzeugungsanlage auch bemüht, gleich von sich aus die un-

¹ Die drei Kurven sind, um einen Vergleich besser zu ermöglichen, nach Prozentzahlen einander angeglichen. Beachtenswert ist die äußerst schmale und steile Abendspitze der Pariser Belastung, die noch dazu, absolut genommen, rund 35% höher ist, als die Berliner Abendspitze. (744 000 kW : 477 700 kW.) Auch das tief einschneidende Tal während der Mittagsstunden, eine Folge der lang ausgedehnten Pariser Mittagspause, wirkt sich für die Pariser Werke sehr ungünstig aus. Die ganz außerordentlich unwirtschaftliche Kurve Brüssels entsteht durch den verhältnismäßig geringen Anteil der Industrie.

² Die in Abb. 8 dargestellte Pariser Kurve zeigt, daß die Tarifgestaltung bei der Absenkung der Abendspitze sich nur sehr wenig auswirkt. Siehe Bemerkung 1, S. 29.

günstige Ausnutzung ihrer Anlagen durch geeignete Mittel zu beheben. Der „natürlichste“ Weg schien in früheren Jahren ohne weiteres die Erweiterung der Erzeugungsanlagen zu sein. Man stellte ein weiteres Turbinen- und Generatorenaggregat auf und glaubte, damit den besten Weg gegangen zu sein. Die erst bedeutend später einsetzenden rein wirtschaftlichen Erwägungen wiesen dann darauf hin, daß man mit der Erweiterung der Anlagen mitunter gerade den verkehrtesten Weg gegangen war.

Aber nur mitunter. Auch heute noch ist die Erweiterung der Werke zur Deckung der täglichen Spitze ohne weiteres überall da gegeben, wo billige Energiequellen in genügender Menge vorhanden sind, also in erster Linie bei Laufwasserwerken, deren Wassermengen selbst den größten Bedarf mit Sicherheit decken. Hier wird unter normalen Verhältnissen das Werk in seinem baulichen Teil gleich von vornherein so groß bemessen, wie die garantiert sicheren Wassermengen an Leistung hervorbringen können. Notwendig werdende Erweiterungen erfordern demnach nur die Auffüllung des Maschinenparks, wobei mit einer genügenden Reserve für Maschinenstörungen und Reparaturen zu rechnen ist.

Anders steht es mit Kraftwerken, die auf Kohle angewiesen sind. Hier ist die Entscheidung, ob man sich zur Erweiterung der eigentlichen Kraftwerksanlagen entschließen soll, nicht immer leicht. Es ist auch schwer, allgemein gültige Regeln hierfür aufzustellen, da es kaum zwei Kraftwerke gibt, deren Wirtschaftlichkeit sich soweit ähnelt, daß die Berechnungen für das eine Werk auch für das andere Werk volle Gültigkeit haben. Soweit es sich nur darum handelt, in vorhandenen Gebäudeteilen die installierte Leistung durch Aufstellung einer neuen Einheit zu erhöhen, wird man wohl allgemein diesen Weg beschreiten, da die erforderlichen Anlagekosten nicht so hoch sind. Auch bei notwendigen Erweiterungsbauten wird vielfach nicht so viel Kapital beansprucht wie bei vollständigen Neuanlagen, da viele Arbeiten, wie Planieren usw., meist schon vorher erledigt sind und mit benutzt werden können. Trotzdem wird man mit einem Anlagekapital von 200—225 RM./kW rechnen müssen.

Ausschlaggebend für die Entscheidung wird im allgemeinen die Breite der Spitze sein, die abzuflachen ist. Ein Spitzendampfkraftwerk wird seiner Natur entsprechend immer nur eine sehr geringe Anzahl von Benutzungsstunden haben. Übersteigt die Benutzungsdauer eine gewisse Grenze, etwa 1500 Stunden, so wird man kaum noch von einem ausgesprochenen Spitzenkraftwerk sprechen können, zumal die Stromkosten bei dieser Benutzungsdauer schon ziemlich normale Höhen annehmen¹. Es wird also immer darauf ankommen, wie man die Ausnutzung des Spitzenwerks beurteilt. Glaubt man, daß eine erweiterte Stromabnahme eine günstige Ausnutzung des Werkes ergeben wird, so wird man sich doch für ein Dampfspitzenkraftwerk entscheiden.

Eine dahingehende Entscheidung wurde beispielsweise von der BEWAG. getroffen, wo auf Grund genauer Berechnungen festgestellt

¹ Kromer: S. 20.

wurde, daß die billigste Deckung der für die nächste Zukunft zu erwartenden Spitzenlast der Bau eines weiteren Dampfkraftwerks, des Westwerks, sei¹. Die Berechnungen hatten ergeben, daß bei gleichen Anlagekosten trotz eines 65—80%igen höheren Kohlenaufwands, wie er durch die örtlichen Verhältnisse bedingt ist, ein Wasserspitzenkraftwerk, das als Pumpspeicherwerk an der Havel gedacht war, nur bis zu etwa 350 Benutzungsstunden wirtschaftlicher als ein Dampfkraftwerk arbeitet. Da man aber zur Deckung der höchsten Tagespitzen die Ruthsspeicheranlage im Kraftwerk Charlottenburg und die Batterien zur Verfügung hatte, mußte man unbedingt damit rechnen, daß die Nutzungsdauer dieses Werkes eine höhere werden würde. Man entschloß sich daher, neben dem vorhandenen Klingenbergwerk, das die Grundlast trägt, ein zweites Dampfkraftwerk zu errichten.

Eine weitere Möglichkeit, den Vorzug einer billigen Brennstoffspeicherung auszunutzen, ist die Steigerung der Überlastbarkeit von Turbinen, Generatoren und Kesseln. Eine solche Überlastungsfähigkeit² ist heute technisch ohne Frage durchführbar. So können beispielsweise Turbinen durch Steigerung der Dampfzufuhr oder durch Einleitung des Frischdampfes in eine spätere Stufe der Beschauelung eine bedeutend hohe Überlastbarkeit aushalten. Konstruktiv jedenfalls bedeutet es wenig Schwierigkeiten, die Überlastbarkeit sogar bis zu 75% zu steigern, ohne daß der Wirkungsgrad der Turbinen dabei erheblich gesenkt wird³. Die durch eine solche Erhöhung der Überlastbarkeit erforderlichen Mehrkosten sind verhältnismäßig gering. Eine Vergrößerung der Kondensatorenanlage wird man im allgemeinen nicht vornehmen, sondern lieber eine Verringerung des Wirkungsgrades während der kurzen Dauer der Spitzendeckung in Kauf nehmen.

Schwieriger ist es, die Überlastbarkeit der Generatoren zu erhöhen. Man kann hier durch Niedrighalten der Kühllufttemperatur bestenfalls auf eine 20%ige Überlastbarkeit kommen. Im übrigen müßte der Generator größer gewählt werden.

Auch bei den Kesseln wird die Erzielung einer größeren Überlastbarkeit technisch möglich sein, ohne daß sie viel mehr Anlagekosten erfordern, zumal moderne Kesselanlagen heute nicht mehr so sehr von Belastungsunterschieden abhängig sind, wie das früher der Fall war. Bei einer geforderten Überlastbarkeit von 150—160% werden wohl einige Teile des Kessels größer berechnet werden müssen, aber es ist nicht erforderlich, den gesamten Kessel prozentual zur Überlastbarkeit zu vergrößern.

Die durch die konstruktiven Änderungen notwendigen Anlagekosten werden mit nur etwa 40—47 RM./kW angegeben⁴.

¹ Rehmer, M.: Zur Zukunft der Berliner Elektrizitätsversorgung, S. 15.

² Unter Überlastungsfähigkeit versteht man die Möglichkeit, die für eine bestimmte Leistung konstruierte und gebaute Maschine mit einer höheren Leistung zu betreiben.

³ Mayer, H. in den BBC.-Nachrichten vom November/Dezember 1930, S. 289.

⁴ BBC.-Nachrichten, 1930, S. 297.

Demgegenüber muß betont werden, daß selbst eine geringere Verschlechterung des Wirkungsgrades der maschinellen Anlagen die kWh nicht unwesentlich teurer macht, daß also beispielsweise ein schlechteres Vakuum von keinem verantwortungsbewußten Betriebsleiter auf die Dauer hingenommen werden kann. Außerdem lassen sich gerade an den Turbinen und Kesseln nachträglich derartige einschneidende Änderungen kaum vornehmen, so daß sie bei einer später in Erscheinung tretenden Überschreitung der vorhandenen Leistung durch die Spitze nicht mehr mit den eben erwähnten niedrigen Anlagekosten durchgeführt werden können. Trotz der verhältnismäßig niedrigen Kosten wird sich demnach die Spitzendeckung durch Überlastbarkeit aus rein betriebstechnischen Gründen nirgends einbürgern.

Es muß überhaupt bezweifelt werden, ob eine Überlastbarkeit der Maschinen- und Kesselanlage als Spitzendeckung im Sinne der Abflachung der täglichen Belastungsspitzen angesehen werden kann, denn sie hat zunächst zur Voraussetzung, daß alle Betriebsmittel voll ausgenutzt in Betrieb sind, kommt also nur in den wenigen Tagen der winterlichen Jahresspitze in Betracht. Die besonders in Städten auch im Sommer stets vorhandene ungünstige Tagesbelastung mit der schmalen, hohen Abendspitze kann durch die Überlastbarkeit der vorhandenen Aggregate durchaus nicht wirtschaftlich ausgeglichen werden, da es wärmetechnisch günstiger ist, andere im Sommer stets in Reserve stehende Maschinen mit normaler Beanspruchung in Betrieb zu nehmen. Deshalb ist die Überlastbarkeit der Anlagen als Mittel zur Spitzendeckung nur für die Winterspitzen diskutabel.

Aber auch die Erweiterung bestehender Anlagen weist einen Mangel auf, der sie zum Spitzenausgleich wenig brauchbar erscheinen läßt. Wohl können durch ein Spitzendampfkraftwerk dem Grundlastwerk die Abendspitzen abgenommen werden. Aber die geringere Belastung in den Nachtstunden bleibt nach wie vor bestehen, vermindert nicht nur die Benutzungsdauer des Grundlastwerkes, sondern drückt die Wirtschaftlichkeit desselben auch noch durch mangelhafte Betriebsausnutzung herunter. Aus diesen Gründen wird man gerade in neuesten Zeiten nur in ganz seltenen Ausnahmefällen Dampfspitzenkraftwerke bauen¹.

2. Dampfspeicherung.

Eine große Rolle hat in den letzten Jahren die Deckung der Spitze durch Wärmespeicheranlagen gespielt. Von mehreren bekannten Anordnungen haben sich jedoch nur zwei Systeme durchgesetzt: Gleichdruckspeicher nach den Patenten von Marguerre und Hähnle und Gefällespeicher nach dem System Ruths. Die Wirkungsweise der ersteren besteht darin, daß während der Schwachlastperioden ein Vorrat heißen Wassers von Kesselsättigungstemperatur gespeichert und zu Zeiten starker Belastung unmittelbar in den Kessel gespeist wird². Der besondere Vorteil dieser Anordnung besteht darin, daß sie nur sehr

¹ Werner, R. in der ETZ., Jg. 48, H. 41 vom 13. Oktober 1927.

² ETZ., Jg. 48, H. 41 vom 13. Oktober 1927.

geringe Anlagekosten erfordert und zwar etwa 25—35 RM./kW plus Turbinenkosten¹. Ein wesentlicher Nachteil ist die sehr eingeschränkte maximale Entladefähigkeit, die nach Klingenberg nur die 1,15fache Mehrverdampfung beträgt². Nach neueren Angaben soll allerdings auch eine Mehrleistung von fast 24% zu erzielen sein³.

Diese verhältnismäßig geringe Mehrleistungsmöglichkeit dürfte auch der Grund dafür sein, daß sich Gleichdruckspeicher bisher nur wenig eingeführt haben.

Eine weitaus größere Bedeutung haben die Ruthsspeicher erlangt.

Die Wirkungsweise dieser „Gefällespeicher“ ist kurz folgende: In einen großen Speicherbehälter, der bis auf einen kleinen Dampfraum mit Wasser gefüllt ist, wird Dampf, der augenblicklich im Betrieb nicht gebraucht wird, eingeleitet. Hier kondensiert er und gibt seine Verdampfungswärme an die Wasserfüllung ab. Die Folge dieses „Ladevorganges“ ist eine Temperaturerhöhung des Wassers, wodurch gleichfalls der Druck im Behälter steigt. Die auf diese Art gespeicherte Dampfmenge kann jederzeit dem Behälter wieder entnommen werden, da bei jeder durch Öffnen der Ventile zur Turbine herbeigeführten Drucksenkung das Wasser im Speicher aufkocht, so daß die während der Ladung kondensierte Dampfmenge verlustlos in Dampf zurückverwandelt wird⁴.

Die Vorteile eines solchen Speichers lassen sich kurz wie folgt zusammenfassen:

a) Die Kesselanlagen können durch das Senken der Belastungsspitzen kleiner gehalten werden.

b) Der Wirkungsgrad einer Kesselanlage, die gleichmäßiger arbeiten kann, wird verbessert. Dabei darf allerdings nicht unerwähnt bleiben, daß bei modernen Kesseln, besonders bei solchen, die mit Kohlenstaub- oder Stockerfeuerungen ausgerüstet sind, der Verlauf der Wirkungsgradkurve über einen sehr großen Bereich fast horizontal verläuft. Die Verbesserung des Wirkungsgrades ist also nicht mehr so wesentlich.

c) Der Wärmespeicher bedeutet eine Augenblicksreserve in Störfällen, soweit es sich um Störungen im Fremdstrombezug, in parallel geschalteten Werken des eigenen Unternehmens oder in der Kesselanlage des eigenen Kraftwerks handelt. Letzteres allerdings nur, wenn nicht gerade Ladezeit ist oder die Speicher während der Spitze ohnehin in Anspruch genommen sind.

Ruths hat sich auf der weiter oben bereits erwähnten Kieler Tagung eingehend über die Wirtschaftlichkeit und die Anwendungsmöglichkeiten

¹ ETZ., Jg. 48, H. 41 vom 13. Oktober 1927.

² Klingenberg, G.: S. 51. Der Entladefähigkeit sind insbesondere durch die Höhe der Speisewassertemperatur Grenzen gesetzt. Eingehende Berechnungen über die thermischen Grundlagen der Gleichdruckspeicher finden sich bei Pauer, W.: Energiespeicherung, S. 91. Dresden und Leipzig 1928.

³ BBC.-Nachrichten. März/April 1931, S. 59.

⁴ Ruths, J. in der ETZ., Jg. 48, H. 26 vom 30. Juni 1927. Genaue Ausführungen über Gefällespeicher siehe bei Pauer, W.: Energiespeicherung, S. 113 ff. Siehe auch Sonderdruck aus der Zeitschrift Elektrizitätswirtschaft, Bd. 28, Nr. 489. Prätorius, E.: Ruthsspeicher zur Spitzendeckung und als Momentreserve in Elektrizitätswerken.

seiner Speicher ausgesprochen¹. Mit Recht weist er darauf hin, daß die Stromerzeugungskosten während der Spitze fast ausschließlich durch den Kapaldienst und nur ganz wenig durch die Brennstoffkosten bestimmt werden. Allerdings liegen die Brennstoffkosten nicht, wie von ihm angegeben², unter den Unterhaltungskosten (s. S. 36 ff. und Abb. 3). Gefordert werden muß also für das Spitzenwerk in erster Linie nicht ein wärmesparendes, sondern ein in der Anlage billiges Betriebsmittel.

Wie steht es in dieser Beziehung mit dem Ruthsspeicher? Bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit geht Ruths davon aus, daß der Preis für Wärmespeicher sich ganz nach der Breite der zu bewältigenden Spitze richtet, ein Vorteil, den er mit den Batterien und Wasserspeicherwerken gemeinsam hat. Alle drei Betriebsmittel haben den Vorteil, daß sie in erster Linie nicht leistungsabhängig bezüglich ihrer Größe, sondern arbeitsabhängig sind. Sie sind gewissermaßen der Stromabnahme gegenüber elastischer, können bei breiter Spitze eine mittlere Arbeit längere Zeit abgeben, stehen aber bei kurzer Anforderung mit einer hohen Leistung zur Verfügung³. Dieser Vorteil bei Ruthsspeicheranlagen erstreckt sich nur auf die eigentlichen Speicher, während die Spezialturbinen in ihrer Dimensionierung durch die geforderte Spitzenleistung bedingt sind.

Unter Berücksichtigung der vorerwähnten Tatsachen ergibt sich nach Ruths ein Anlagewert von 120—140 RM./kW⁴. Th. Stein gibt sogar nur 45 RM./kW an, vergißt aber dabei ganz zu erwähnen, daß zu den Speichern auch die Turbinen gehören⁵. Am zuverlässigsten scheinen die Angaben über die im Kraftwerk Charlottenburg errichtete Ruthsspeicheranlage. Wellmann nennt hierfür 204 RM./kW bei normaler Belastung und 163 RM./kW bei einer 25%igen Überlastung^{6, 7}.

Diese Kosten sind relativ sehr niedrig und stellen einen wesentlichen Vorteil der Ruthsspeicheranlagen dar, zumaleine besondere Reservestellung von Speichern im allgemeinen nicht nötig ist, wenn die Anzahl der vorhandenen Speicher infolge mehrfacher Unterteilung genügend groß ist.

Betriebs- und Unterhaltungskosten sind für die Speicheranlage sehr gering.

Diesen Vorteilen stehen aber auch einige nicht unwesentliche Nachteile gegenüber.

Schon oben wurde erwähnt, daß die zur Anlage gehörenden Spezialturbinen der Höchstleistung entsprechend dimensioniert werden müssen.

¹ ETZ., Jg. 48, H. 26 vom 30. Juni 1927.

² ETZ., Jg. 48, H. 26, S. 917, Abb. 3.

³ Genaue rechnerische Unterlagen für eine praktische Durchführung finden sich in einem Artikel der Elektrizitätswirtschaft vom April 1930. Schulz, W. und Fr. Gropp: Ruthsspeicher für Spitzenkrafterzeugung in Berlin.

⁴ ETZ., Jg. 48, H. 26 vom 30. Juni 1927, S. 922.

⁵ Gesamtbericht der Weltkraftkonferenz, Bd. 2, S. 1.

⁶ Gesamtbericht der Weltkraftkonferenz, Bd. 4, S. 34. Über den Begriff Überlastung siehe S. 49, Bemerkung 2.

⁷ Die Verschiedenheit der Angaben über das Anlagekapital beruht wahrscheinlich zum Teil darauf, daß die Vollastentladedauer verschieden eingesetzt ist. Man sollte deshalb die Kapitalkosten bei Speichern grundsätzlich nicht nur auf RM./kW sondern auch auf die Kapazität beziehen.

Die Turbinen erfordern aber auch größere Wartungs- und Bedienungskosten, und eventuell sogar eine Reserve, wenn man nicht bei den terminmäßigen Grundüberholungen und sonstigen Reparaturen oder Störungen auf einen großen Teil der Leistung verzichten will.

Ein in dem Bericht von Th. Stein erwähnter Vorteil, daß man den Ruthsspeicher unmittelbar in die Nähe des intensiven Verbrauchs rücken kann, ist nur sehr bedingt richtig¹. Da Wärmespeicher an die Kesselanlage des Kraftwerks gebunden sind, müssen sie auch in der Nähe des Kraftwerks errichtet werden. Diese sind aber sehr häufig nicht „im Innern der Stadt“ aufgestellt. Jedenfalls können Dieselmotoren und Batterien, wie in den beiden folgenden Abschnitten gezeigt wird, diese Forderung im weitaus größeren Maße erfüllen.

Als Momentreserve fallen Wärmespeicher bei Störungen im örtlichen Verteilungsnetz vollkommen aus, da sie nicht wie die Batterien unmittelbar vor dem Konsumenten stehen.

Der wesentlichste Nachteil von Wärmespeicheranlagen ist aber der, daß sie zwar die Abflachung der abendlichen Spitzen übernehmen, andererseits aber nicht dazu beitragen können, während der geringen Nachtbelastung den Wirkungsgrad der Turbinen des Grundlastwerks durch Stromabnahme zu verbessern, da sie zwar den überschüssigen Dampf den Kesseln während der Nachtstunden abnehmen, aber den Turbinen keine Last bringen.

3. Speicherung der elektrischen Energie.

Die Speicherung elektrischer Energie in Großbatterien hat in früheren Jahren eine sehr große Rolle gespielt, weniger als Mittel zur Deckung der Belastungsspitze als zur Reservestellung in Störungsfällen.

In neuerer Zeit hat man aber erkannt, daß man im Akkumulator ein Mittel besitzt, das allen Anforderungen an einen guten Belastungsausgleich gerecht wird.

Wie kein anderes Spitzendeckungsmittel ist die Batterie im erhöhten Maßstab arbeitsabhängig, so daß sie sich der Spitze gut anpassen kann. Die Bemessung der Batterie richtet sich also nicht nach der Höhe der Leistung, die im Maximum zu bewältigen ist, sondern sie wird nur bedingt durch die abzugebende Arbeit. (Siehe Abb. 9.²)

Abb. 9 veranschaulicht, wie außerordentlich sich diese Tatsache auf die Gesteungskosten der Batterie auswirkt.

Ist t die Basis der zu bewältigenden Spitze, L die Spitzenleistung, und die Dreiecksfläche F die zu liefernde Arbeit, so braucht die Batterie keineswegs für eine Abgabe von $t \cdot L$ kWh beschafft zu werden, sondern ihre Größe kann um so viel vermindert werden, als die Multiplikation des Produktes $t \cdot L$ mit einem

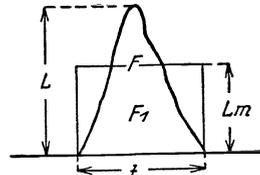


Abb. 9.

Faktor c , der die Form der Spitze berücksichtigt, ausmacht. Bei den normalen Abendspitzen unserer Großstädte beträgt c etwa 0,52—0,58,

¹ Gesamtbericht zur II. Weltkraftkonferenz, Bd. 11, S. 199.

² Berdelle in der ETZ., Jg. 48, H. 26 vom 30. Juni 1927.

was besagt, daß die Größe der Batterie nur etwa der Hälfte der Leistung oder, bei gleicher Leistung, etwa der Hälfte der Entladedauer, entspricht, und ihr notwendiges Arbeitsvermögen nur die Fläche F_1 abgeben muß.

Über die Anlagekosten von Batterien werden häufig zu hohe Zahlen genannt. So berechnet beispielsweise Zimmermann¹ 485 RM./kW, während auf der mehrfach erwähnten Kieler Tagung 400 RM./kW angegeben wurden². Beide Werte dürften heute nicht im entferntesten mehr stimmen. Vielmehr beträgt der Preis nach neuesten Angaben³ bei zweistündiger Vollastentladedauer nur noch etwa 260 RM./kW für Großbatterien⁴.

Bei der Berechnung des Kapitaldienstes ist zu berücksichtigen, daß die Batterien bis zu 30 Jahren halten und lediglich die positiven Platten zweimal ausgewechselt werden müssen. Das Altblei geht dabei nicht verloren. Die Wartungskosten können sehr gering eingesetzt werden.

Bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der elektrischen Speicherung ist fernerhin zu bedenken, daß sowohl die Maschinenanlage des Kraftwerks als auch das Leitungsnetz, die Umspannwerke, Stützpunkte usw. nicht mehr für die Spitzenströme, sondern nur bis zu der Leistungsgrenze zu bemessen sind, von welcher ab die Speicheranlage die Energielieferung übernimmt.

Der Brennstoffverbrauch im Kraftwerk vermindert sich aber nicht nur um den gleichen Faktor, sondern darüber hinaus bewirkt die elektrische Speicherung eine wesentliche Verbesserung des Kesselwirkungsgrades dadurch, daß sie nicht nur die Abendspitzen dem Kraftwerk erspart, sondern während der geringen Nachtbelastung durch die notwendige Aufladung der Batterien den Grundlastwerken eine sehr erwünschte Nachtarbeit bringt, welche die Belastung der Kessel gleichmäßiger gestaltet und den nur mit geringer Leistung mitlaufenden Maschinensätzen die Möglichkeit einer Regulierung verschafft, die sonst bei einer gewissen Minimalbelastung fast zur Unmöglichkeit wird⁵.

Es zeigt sich also, daß die Stromspeicherung ein vorzügliches Mittel zur Entlastung der Erzeugerwerke und des Leitungsnetzes ist.

¹ Elektrizitätswirtschaft, Jg. 28, Nr. 476.

² ETZ., Jg. 48, H. 26 vom 30. Juni 1927.

³ ETZ., Jg. 52, H. 34/35 vom 20. und 27. August 1931. Livonius, E. M. v. und H. Wolle: Die Wahl der nach Art und Größe zweckmäßigsten Spitzenkraftquelle.

⁴ Siehe Bemerkung 7 auf S. 52.

⁵ Sowohl die Batterien wie auch die noch zu besprechenden Pumpspeicherwerke bedürfen nach jeder Benutzung (Entladung) einer neuen Füllung (Ladung). Diese Ladung wird während der Nachtstunden, oder, wenn die Zeit nicht reicht, auch in den Mittagsstunden vorgenommen, also zu einer Zeit, in der die Grundlastwerke sehr schlecht belastet sind und daher unwirtschaftlich arbeiten. Durch die infolge der zusätzlichen Stromanforderung erhöhte Belastung wird der Wirkungsgrad sowohl der Kessel wie der Turbinen besser, wodurch wieder die Kosten der während der Nacht erzeugten kWh verringert werden. Der Strom zum Aufladen der Batterien bzw. zum Auffüllen der Wasserspeicher kann aus diesem Grunde sehr billig eingesetzt werden.

Dazu kommt, daß die Batterien tatsächlich unmittelbar vor den letzten Verbraucher gestellt werden können, wobei vorhandene Räumlichkeiten in weitgehendster Weise benutzt werden können, ohne daß Umbauten erforderlich sind. Sie stellen damit die wirksamste Momentreserve dar, die man in der Elektrizitätswirtschaft kennt. Nicht nur, daß sie keine Anlaufzeit brauchen, vielmehr sich automatisch in Störungsfällen zuschalten, sondern auch ihre enorme Überlastbarkeit, die es gestattet, den fünf bis sechsfachen Normalstrom für kurze Zeit zu entnehmen, macht sie zur vielseitigsten Ergänzung des Kraftwerksbetriebes¹.

Die vorgenannten Vorteile der Batteriespeicherung rücken die Frage nahe, ob es sich wirtschaftlich nicht auch vertreten läßt, Batterien in Drehstromnetze einzuschalten.

Eine dahingehende Berechnung wurde von Gosebruch durchgeführt². Wenn man auch die Zahlen, welche die Kosten für 1927 angaben, heute nicht mehr zugrundelegen kann, da sie den heutigen sehr viel niedrigeren Batteriekosten nicht mehr entsprechen, so bleibt doch von Bedeutung, daß der Unterschied zwischen dem für Gleichstromgebiete errechneten kW-Preis und dem kW-Preis für Drehstromgebiete nur 49 RM./kW beträgt. Bei den heutigen günstigeren Preisen und dem verbesserten Wirtschaftlichkeitsfaktor sowohl der Umformer wie auch der Batterien dürfte der Kostenmehrbetrag höchstens 30 RM./kW ausmachen.

Dieser Mehrpreis ist so gering, daß in Anbetracht der sonstigen Vorzüge der Batterie: Abflachung der Belastungskurve, Entlastung des Netzes einschl. der Abspannwerke, betriebssichere, hochüberlastbare Momentreserve im Gleichstromgebiet usw., sich eine Verwendung im Drehstromgebiet durchaus rechtfertigen läßt.

Dazu kommt, daß die Umformung von Gleichstrom in Drehstrom, die bisher nur mit großen Verlusten möglich war, auf Grund der neueren Erfahrungen sich mittels Gleichrichter sehr wirtschaftlich gestalten läßt³.

¹ Wie bereits S. 49 unter Fußnote 2 bemerkt wurde, versteht man unter Überlastungsfähigkeit die Möglichkeit, die für eine bestimmte Leistung konstruierte und gebaute Maschine mit einer höheren Leistung zu betreiben. Im Normalfall vertragen Maschinen derartige Überbelastungen nur bis zu 10—25% und dann auch nur kurzzeitig. Eine Ausnahme bilden die Gleichrichter neuerer Bauart, die bis zu 100% Mehrleistung gegenüber der normal vorgesehenen Höchstleistung (Nennleistung) ohne Schwierigkeiten bewältigen. Ruthsspeicher lassen eine 50%ige Überlastung zu. Bei Batterien ist es möglich, die Überlastung bis zum 6fachen der Nennleistung zu steigern, ohne eine Zerstörung der Batterie befürchten zu müssen. Wenn eine Batterie beispielsweise eine Kapazität von 6000 Amperestunden hat und normalerweise diese 6000 Amperestunden in dreistündiger Entladung abgibt, so kann doch in Störungsfällen die gesamte Kapazität der Batterie in einer halben Stunde entnommen werden. Elektrische Speicher werden daher oft in Fachkreisen als „Katastrophenreserve“ bezeichnet.

² ETZ., Jg. 48, H. 26 vom 30. Juni 1927.

³ Die Umformung des Drehstroms in Gleichstrom erfolgte bis vor wenigen Jahren durchweg nur vermittels Umformer, d. h. durch rotierende Maschinen, deren Wirkungsgrad (Verhältnis der aufgenommenen zur abgegebenen Arbeit) bestenfalls 93% betrug. Seit etwa 1910 wurden eingehende Versuche mit Quecksilberdampfgleichrichtern gemacht, die keine rotierenden Teile haben und bei den in Deutschland üblichen Spannungen mit einem Wirkungsgrad von 95% arbeiten. Dieser Wirkungsgrad steigt mit zunehmender Spannung noch wesentlich und

Kesselring hat auf der Tagung des VDE. in Frankfurt a. M.¹ in seinem Vortrag „Die technischen und wirtschaftlichen Aussichten für den Synchrongleichrichter“ darauf hingewiesen, daß sich Umformungen von Drehstrom in Gleichstrom und umgekehrt bei einem Wirkungsgrad von 99% erzielen lassen². Wenn diese Zahl heute vielleicht noch etwas phantastisch anmutet, so geht man doch wohl kaum fehl in der Annahme, daß die technischen Möglichkeiten der sehr jungen Gleichrichterwissenschaft noch ganz bedeutende Verbesserungen erwarten lassen, so daß die von Kesselring und auch M. Schenkel angegebenen Resultate sicher in nicht allzuferner Zukunft auch praktisch durchgeführt werden können.

4. Spitzendeckung durch Dieselmotoren.

Die Verwendung von Dieselmotoren zur Spitzenkrafterzeugung war lange Zeit gehemmt durch die hohen Kapitalkosten, die der Bau von Dieselmotorenwerken erforderte. Erst in der neuesten Nachinflationszeit ist es gelungen, Großdieselmotoren durch die Heraufsetzung der Drehzahl und Fortlassung der Kompressoren geldmäßig wettbewerbsfähig zu machen³. Es trifft deshalb durchaus nicht zu, wenn immer noch gesagt wird, daß die Anlagekosten gegenüber einem Dampfkraftwerk nicht geringer seien⁴. Die von den „Hamburgischen Elektrizitätswerken“ in Neuhoft errichtete Dieselanlage beanspruchte nur etwa 200 R.M./kW⁵ und für das Werk Hennigsdorf der Märkischen Elektrizitätswerke AG. wird ein Kostenaufwand von 225 R.M./kW angegeben⁶. Demgegenüber rechnen Krohne mit 260 R.M./kW und Kromer sogar mit 320 R.M./kW⁷. Die von Krohne angegebene Zahl dürfte der praktischen Durchführung am nächsten liegen. Da der Kapitaleinsatz etwa die gleiche Höhe hat wie bei den Dampfkraftwerken, ist der Bau von Dieselmotorenanlagen zur Spitzendeckung vom wirtschaftlichen Standpunkt aus durchaus berechtigt, zumal wenn die Werke in Gebieten liegen, die die Fracht

erreicht bis zu 98%. Dazu kommt, daß Gleichrichter gegenüber Netzschwankungen völlig unempfindlich sind, was vom Umformer nicht gesagt werden kann. Nachdem die in den ersten Jahren der Verwendung von Gleichrichtern häufig auftretenden Betriebsstörungen überwunden waren, werden Gleichrichter seit 1925 für den Betrieb von elektrischen Bahnen fast ausschließlich angewandt. Bisher war es jedoch nicht möglich, durch Gleichrichter auch umgekehrt Gleichstrom in Drehstrom umzuformen.

Die Entwicklung des Quecksilberdampfgleichrichters ist mit der reinen Gleichrichtung von Drehstrom aber durchaus noch nicht abgeschlossen. Die Forschung der letzten Jahre hat die Möglichkeit vorbereitet, sog. Umrichter zu schaffen, die Gleichstrom auch in Drehstrom bei einem sehr guten Wirkungsgrad zurückformen können. Die von Kesselring angedeutete Lösung zeigt nur einen Weg. Es laufen aber zur Zeit noch andere Versuche, die dem gleichen Ziel zusteuern.

¹ VDE.-Tagung in Frankfurt a. M. am 21.—23. Juni 1931.

² Siehe auch M. Schenkel u. J. v. Issendorf in der Siemenszeitschrift 1931, S. 142.

³ Elektrizitätswirtschaft, Nr. 509 vom Juni 1930.

⁴ Gesamtbericht der II. Weltkraftkonferenz, Bd. 11, S. 11.

⁵ ETZ., Jg. 48, H. 26 vom 30. Juni 1927.

⁶ Elektrizitätswirtschaft, Nr. 509 vom Juni 1930.

⁷ Krohne, E.: S. 17. Kromer, C. Th.: S. 26.

des Öls nicht zu hoch werden lassen. Nach Krohne schneiden sich die Preiskennlinien von Dieselmotorenkraftwerk und Dampfkraftwerk bei etwa 350 Benutzungsstunden¹.

Aus dem Vorgesagten geht hervor, daß Dieselmotoren in bestimmten Gegenden, besonders in den Flachlandversorgungsgebieten der norddeutschen Tiefebene, und in Gebieten extensiver Bewirtschaftung durchaus rationell sein können. Sie haben zudem den großen Vorteil, daß sie in kleinen Einheiten ohne große Bauerfordernisse über das ganze Netz verteilt werden können, so daß sie in weitgehender Weise den örtlichen Verhältnissen angepaßt werden können. Sie ermöglichen damit also eine günstige Lage zu den Verbrauchsschwerpunkten.

Ein weiterer wesentlicher Vorteil des Dieselmotors liegt darin, daß er ebenso wie die Batterie fast unmittelbar vor dem Verbraucher stehen kann, also nicht nur Ersparnisse im Kraftwerk, sondern auch in großen Teilen des Netzes bringt.

Als Momentreserve hat sie allerdings den Nachteil, daß sie nicht wie die Batterie automatisch in Störungsfällen die Stromversorgung übernimmt, sondern eine gewisse Zeit zum Anlaufen braucht, die jedoch nur wenige Minuten beträgt.

Als weiterer Nachteil muß erwähnt werden, daß Dieselmotoren nichts zur Vermeidung der Belastungstäler während der Nacht tun können².

5. Wasserspeicherwerke.

Als letztes internes Spitzendeckungsmittel seien die Wasserspeicherwerke genannt. Sie haben von Jahr zu Jahr an Bedeutung gewonnen und stehen heute mehr denn je im Mittelpunkt des Interesses.

Vorbedingung für Wasserspeicherwerke ist eine geeignete Landschaft, die in der Nähe der Versorgungsgebiete einen hügeligen Charakter aufweisen muß, der ein genügend großes Gefälle für den Antrieb der Wasserturbinen ermöglicht. Weiter ist wesentlich, daß das Speicherwerk günstig zum Verbrauchsgebiet liegt, damit kostspielige Fernleitungen, die den ohnehin teuren Spitzenstrom noch unwirtschaftlicher machen würden, nicht errichtet zu werden brauchen.

Sind diese beiden Vorteile nicht im ausreichenden Maße vorhanden, so können auch andere Überlegungen dazu führen, Wasserspeicherwerke zur Bewältigung der Spitzen zu verwenden. Insbesondere dann, wenn die großen Wasserspeicher neben der Energielieferung zur Stromerzeugung auch noch andere Arbeiten zu verrichten haben. So beispielsweise haben bei der Projektierung der zur Zeit in Bau befindlichen Saaletalsperren die Gedanken an einen Hochwasserschutz eine große Rolle gespielt. Außerdem soll das Talsperrenwasser noch zur Aufhöhung der Elbe dienen, soweit dies für die Elbschiffahrt notwendig ist. Da

¹ Krohne, E.: S. 16.

² Gercke, M. u. A. Babbwarth: Neueste Entwicklung des Dieselmotors unter besonderer Berücksichtigung seiner Verwendung für Spitzenkraftwerke. Berlin 1930. Danielewicz, K.: Die Bedeutung der Dieselmotoren für die Volkswirtschaft unter besonderer Berücksichtigung der deutschen Verhältnisse. Berlin 1930. Schwarzböck, J.: Rationeller Dieselmotorenbetrieb. Berlin 1927.

das Reich und Preußen, die beide Aktionäre der Saaletalsperren sind, auf eine Verzinsung aus den Werken verzichtet haben, da sie genügend Vorteile aus der Elbregulierung erhoffen, wird der Kapitaldienst natürlich bedeutend heruntergedrückt¹.

Derartige oder ähnliche Verbindungen von Ausnutzungsmöglichkeiten sind bei Wasserspeicherwerken auch an der Tagesordnung. Speicherwerke mit natürlichem Zufluß bestehen daher auch schon an vielen Orten seit längerer Zeit. Neuerdings gewinnen diese Speicherwerke aber noch erheblich an Bedeutung dadurch, daß man sie mit umfangreichen Pumpsanlagen versieht, die den angeschlossenen Kraftwerken nicht nur die abendliche Spitze abnehmen, sondern ebenso wie die Batterien eine willkommene Nachtbelastung bieten, indem während der Nachtstunden die Staubecken mit dem billigen Nachtstrom

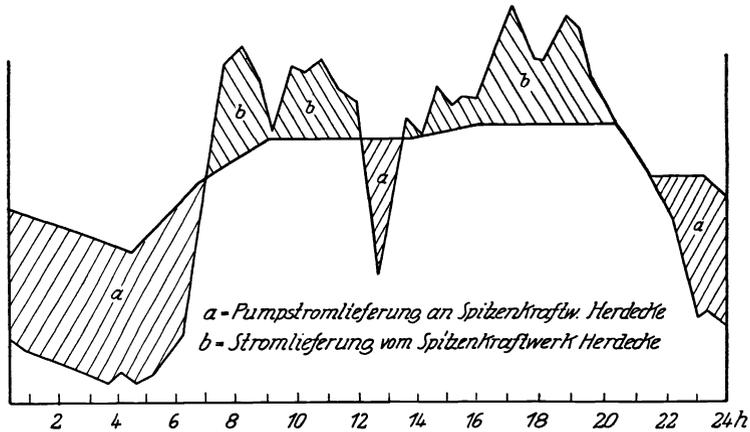


Abb. 10. Belastungskurve der RWE.

aufgefüllt werden². Dieser Vorteil war auch die Ursache, daß man schließlich zu reinen Pumpspeicherwerken überging.

Dieser Entschluß wird zunächst befremden, da, wie weiter oben bereits erwähnt (S. 35), Wasserspeicherkraftwerke einen großen Kapitalaufwand erfordern. Die Kosten für reine Pumpspeicherwerke sind jedoch wesentlich niedriger, da die Speicher bei einigermaßen günstigen, d. h. hohen Gefällen, verhältnismäßig klein ausfallen können³. Die vorrätige Wassermenge braucht nur für einige wenige Stunden auszureichen, muß dann aber in der Lage sein, eine hohe Leistung zu bewältigen.

Wie günstig die Belastungskurve durch ein Pumpspeicherwerk beeinflusst werden kann, zeigt die dem Vortrag von A. Koepchen entnommene Abb. 10⁴. Ähnlich wie bei der Batteriespeicherung werden die Täler und Spitzen des Belastungsgebirges in fast idealer Weise ab-

¹ ETZ., Jg. 51, H. 43 vom 23. Oktober 1930.

² Siehe S. 54, Bemerkung 5. ³ ETZ., Jg. 49, H. 16 vom 19. April 1928.

⁴ Sonderschrift des RWE., Abb. 7.

geflacht. Die dadurch ermöglichte wirtschaftlichere Betriebsführung in den Grundlastwerken bildet einen so großen Vorteil, daß selbst höhere Anlagekosten mit in Kauf genommen werden können¹. Bei größeren Versorgungsgebieten, in welchen es möglich ist, das Pumpspeicherwerk dicht an das Verbrauchsgebiet heranzurücken, werden außerdem noch Ersparnisse in dem Fernleitungsbau und den Umspannanlagen erzielt.

Auch als Momentreserve bilden Pumpspeicher eine wichtige Ergänzung der Erzeugungsanlagen, wenngleich die Anlagen eine gewisse Zeit zur Inbetriebsetzung benötigen.

Einen großen Nachteil bilden bei Pumpspeicherwerken die durch die Pumparbeit und den Turbinenbetrieb hervorgerufenen Verluste. Diese werden recht verschieden beurteilt. Zimmermann rechnet mit 50% Verlust², R. Haas und Th. Kromer geben 40% Verlust an³, während neuere Berechnungen nur noch mit etwa 35% Verlusten rechnen⁴. Eine genaue Aufstellung der Einzelverluste gibt A. Maas in seinem Bericht für die II. Weltkraftkonferenz⁵. Die Arbeitsverluste sind also noch wesentlich höher als bei der Batteriespeicherung.

Wenn dennoch den Pumpspeicherwerken immer größere Bedeutung zugemessen wird, so liegt das mit daran, das man sie für eine sehr große Leistung bauen kann.

Die Anlagekosten der Pumpspeicherwerke sind mehrfach Gegenstand eingehender Untersuchungen gewesen. R. Haas und Th. Kromer haben versucht, eine allgemein gültige Formel für die Grenze der Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherwerken aufzustellen⁶. Sie sind zu dem Resultat gekommen, daß bei einer Benutzungsdauer von 1000 Stunden ein Pumpspeicherwerk nicht mehr als 440 RM./kW kosten darf, um einem neuen Dampfspitzenwerk ebenbürtig zu sein⁷. Dabei ist angenommen, daß das Speicherwerk sehr günstig in der Nähe der vorhandenen Fernleitungen liege. Der Kohlenpreis spielt bei der Kostenberechnung eine sehr wichtige Rolle, da er die Pumparbeit kostenmäßig sehr beeinflußt. Bei Pumpspeicherwerken, die abseits von schon vorhandenen Freileitungen oder vom Verbrauchsgebiet liegen, sinkt die Grenze der Wirtschaftlichkeit entsprechend der Entfernung, so daß die oben angegebenen Kosten von 440 RM./kW nicht mehr zutreffen⁸. Bei der Projektierung von Pumpspeicherwerken ist man im allgemeinen zu niedrigeren Ziffern gekommen. So wird von M. Rehmer das Anlagekapital für ein an der Havel gelegenes Speicherwerk zu 300 RM./kW errechnet⁹, eine Zahl, die auch O. v. Miller in seinem Gutachten angibt¹⁰. Für das Schluchseewerk werden 430 RM./kW angegeben, doch ist es ein offenes Geheimnis, daß diese Summe infolge der unerwartet schwie-

¹ Gesamtbericht der II. Weltkraftkonferenz, Bd. 11, S. 9.

² Elektrizitätswirtschaft, Nr. 476, S. 69, Februar 1929.

³ ETZ., Jg. 49, H. 16 vom 19. April 1928. ⁴ Rehmer, M.: S. 15.

⁵ Gesamtbericht der II. Weltkraftkonferenz, Bd. 11, S. 31.

⁶ ETZ., Jg. 49, H. 16 vom 19. April 1928.

⁷ ETZ., Jg. 49, H. 16 vom 19. April 1928.

⁸ Siehe die Berechnungen von H. Schulze, in der ETZ., Jg. 51, H. 40 vom 2. Oktober 1930.

⁹ Rehmer, M.: S. 15. ¹⁰ Miller, O. v.: Gutachten, S. 20.

rigen Fundamentierungsarbeiten bei weitem nicht ausreicht¹. Auch die Pumpspeicheranlage des RWE. in Herdecke dürfte wesentlich mehr als 440 RM./kW gekostet haben, doch sind zuverlässige Zahlen hierüber nicht zu erhalten.

Da die Pumpspeicheranlagen eine sehr lange Lebensdauer haben, können die Abschreibungen sehr niedrig gehalten werden, so daß die jährlichen Kapitaldienstquoten nicht sehr hoch sind.

Zur Zeit ist eine Anzahl großer Pumpspeicheranlagen in Bau.

Weiter oben wurden schon die Saaletalsperren erwähnt, deren Kraftanlagen als Spitzenkraftwerk gedacht sind und dementsprechend mit Pumpenanlagen versehen sind. Man rechnet mit einer täglich vierstündigen Abgabe von Spitzenstrom, während das Aufpumpen ungünstigenfalls etwa 9 Stunden dauern wird. Die Gesamtbenutzungsdauer nimmt man mit 1250 Stunden an. Abnehmer sollen insbesondere Thüringen und die „AG. Sächsische Werke“ sein². Ein anderes Pumpspeicherwerk Mitteldeutschlands ist das Speicherwerk Niederwartha, welches vor kurzem in Betrieb gekommen ist. Das Werk gehört der „Energieversorgung Großdresden AG.“ Die größte speicherbare Wassermenge stellt einen Energievorrat von 560 000 kWh dar. Der Gesamtausbau umfaßt eine installierte Leistung von 120 000 kW.

Das Werk übernimmt den Ausgleich der Tagesspitzen der Stadt Dresden und entlastet damit die Spitzen der Kraftwerke Böhlen und Hirschfelde. Da das Werk in unmittelbarer Nähe der Stadt liegt, ist es gleichzeitig eine gute Momentreserve bei Störungen in den Kraftwerken und Freileitungen³.

Die PREAG. besitzt an der Edertalsperre bei Hemfurth ein Wasserspeicherwerk mit Rückpumpmöglichkeit, welches rund 40 000 kW installiert hat. Da dieses Werk für die Spitzendeckung des Braunkohlenkraftwerks Borken nicht mehr ausreicht, wird ein weiteres, reines Pumpspeicherwerk bei Bringhausen für eine installierte Leistung von 115 000 kW errichtet⁴.

Eine bedeutende Pumpspeicheranlage hat das RWE. bei Herdecke geschaffen. Hier war schon früher zur Klärung des Ruhrwassers ein Stausee, der Hengsteysee, angelegt worden. Das niedrige Gefälle des Stausees wurde zum Antrieb eines kleinen Kraftwerks benutzt. Neuerdings hat das RWE. nun oberhalb des Stausees ein großes Speicherbecken anlegen lassen, welches vermittels Pumpen nachts gefüllt wird und dessen so gespeicherte Energie ein Kraftwerk mit 140 000 kW Leistung betreibt⁵. Dieses Werk ist im Frühjahr 1931 in Betrieb gekommen.

Ein Wasserspeicherwerk aller größten Ausmaßes, das Schluchseewerk, ist seit 1928 noch im ersten Ausbau. Bauherren sind in der Hauptsache das RWE. und die Badenwerke. Nach seiner Fertigstellung soll das Schluch-

¹ Kromer, Th.: S. 22, Fußnote. ² ETZ., Jg. 51, H. 43 vom 23. Oktober 1930.

³ VDI.-Nachrichten, Jg. 10, Nr. 3 vom 15. Januar 1930.

⁴ Gesamtbericht der II. Weltkraftkonferenz, Bd. 11, S. 18.

⁵ ETZ., Jg. 51, H. 21 vom 22. Mai 1930.

seewerk rund 400 000 kW¹ — nach anderen Angaben 273 000 kW² — installierte Leistung haben³. Auch hier soll zu dem natürlichen Speicherwerk ergänzend eine Pumphanlage treten.

Nach dem Vorhergesagten muß die Wahl des örtlichen Spitzendeckungsmittels den einzelnen Stromversorgungsunternehmungen überlassen bleiben, da es kaum zwei Fälle gibt, die vollkommen gleichgeschichtet sind, allgemein gültige Normen also nicht aufgestellt werden können, wie es denn überhaupt Fernstehenden schwer fallen muß, die besonderen Gegebenheiten völlig zu übersehen.

Bei breiten, nicht zu hohen Spitzen wird im allgemeinen dem Dampfkraftwerk der Vorzug zu geben sein, wenn nicht besonders günstige, geographische Verhältnisse den Betrieb eines Pumpspeicherwerks, gegebenenfalls mit Nebenfunktionen ratsam erscheinen lassen. Bei kurzzeitigen, hohen Spitzen ist in gebirgigen, oder auch nur in hügeligen Geländen das Pumpspeicherwerk wohl immer das geeignetste Mittel.

Da, wo noch Gleichstrom verwendet wird, was in Deutschland in vielen Städten noch der Fall ist, dürfte in erster Linie die elektrische Speicherung in Frage kommen, die gegenüber allen anderen Speicherarten wohl die meisten Vorteile aufzuweisen hat, und bei Verbesserung des Wirkungsgrades der Gleichrichter, bzw. der Rückumformung in Drehstrom noch eine große Zukunft haben wird.

In den großen Gebieten der norddeutschen Tiefebene mit ihren über weite Landesteile verzweigten Mittelspannungsnetzen kommt in erster Linie die Verwendung von Dieselmotoren in Frage.

c) Externe Mittel zur Spitzendeckung.

Im vorhergehenden Abschnitt wurde gezeigt, daß es für die einzelnen Großversorgungsunternehmungen eine große Anzahl von Möglichkeiten gibt, um die ungünstigen Belastungskurven ihrer Anlagen zu verbessern und damit ihren Grundlastwerken zu einer besseren Wirtschaftlichkeit zu verhelfen. Daß innerhalb dieser Versorgungsunternehmungen, die durchweg auch räumlich große Gebiete beherrschen, ein verständiger Lastausgleich zwischen den einzelnen vorhandenen Erzeugungsanlagen durch Fernversorgung abseits liegender kleinerer und mittlerer Verbrauchszentren herbeigeführt wird, ist offensichtlich. Auch da, wo die Erzeugungsanlagen verschiedener Großversorgungsunternehmungen räumlich dicht zusammenliegen oder sich gar, wie im Falle der Elektrowerke, mit ihren Versorgungsgebieten überlagern, wird man durch Stromlieferungsverträge, die das Optimum der Gesamtwirtschaftlichkeit zum Ziele haben, durch Fernstrom eine erhebliche Verbesserung in der Benutzungsdauer der vorhandenen Grundlastwerke erzielen können⁴. Die oben durchgeführten

¹ Gesamtbericht der II. Weltkraftkonferenz, Bd. 11, S. 22.

² Dehne, G.: S. 107.

³ Gesamtbericht der II. Weltkraftkonferenz, Bd. 11, S. 22.

⁴ Siehe auch A. Peucker in der ETZ., Jg. 48, H. 26 vom 30. Juni 1927.

Untersuchungen über die Erzeugungs- und Fernleitungskosten haben ja auch bewiesen, daß bis zu Entfernungen von 200 km der Fernbezug von Strom aus rationell einwandfrei arbeitenden Großkraftwerken durchaus wirtschaftlich ist.

Darüber hinaus wird aber in der neuesten Zeit vielfach die Forderung erhoben, den Zusammenschluß der deutschen Versorgungsnetze, ja sogar des europäischen Höchstspannungsnetzes — das noch nicht mal in den Anfängen existiert und auch technisch noch auf Schwierigkeiten stößt — zu bewirken¹.

Man hat vielfach auf die in anderen Staaten erzielten Erfolge hingewiesen und mit großem Eifer die Nachahmung empfohlen. Ganz besonders die amerikanischen Verbundbetriebe wurden immer als Vorbild hingestellt.

Es besteht kein Zweifel, daß in den Vereinigten Staaten die Verbundwirtschaft zu einer weitgehenden Senkung der Belastungsspitzen geführt hat. Bei einer genauen Betrachtung der Ursachen dieses wirtschaftlichen Erfolges stellt sich jedoch heraus, daß eine Übertragung auf deutsche Verhältnisse nur einen sehr hinkenden Vergleich darstellen und durchaus nicht einen gleichen Erfolg ergeben würde².

Einige Beispiele mögen das beweisen. Der Verbundbetrieb der „Southeastern Power and Light Co.“ umfaßt die Stromversorgung der Staaten Alabama und Georgia, sowie Teile der Staaten Mississippi und Florida. Bei einem Hochspannungsnetz von über 8000 km Länge und einer Leistung von nicht ganz 1 Million kW versorgt die Gesellschaft doch nur 4 Millionen Einwohner mit Strom. Der Reichtum der Laufwasserkräfte der genannten Staaten gestattet eine gleichmäßige Verteilung von vielen kleinen und mittleren Wasserkraftwerken³, so daß die Inanspruchnahme der einzelnen Kraftwerke von einer Anzahl Lastverteilerstellen aus den örtlichen Erfordernissen entsprechend vorgenommen werden kann. Eine zentrale Hauptverteilerstelle in Birmingham (Alabama) veranlaßt nur den Kraftaustausch zwischen den einzelnen Gebieten, sofern besondere Witterumstände dies erforderlich machen. Bedenkt man, daß das Versorgungsgebiet fast so groß wie ganz Deutschland ist und eine außerordentlich geringe Bevölkerungsdichte hat, so wird ersichtlich, daß die riesigen, kostspieligen Fernleitungen nur außerordentlich geringe Ströme übertragen und den Kapitalaufwand — zumal bei dem reichlichen Vorhandensein von guten Laufwasser-

¹ Frank, R.: ETZ., Jg. 50, H. 27 vom 4. Juli 1929. Gosebruch, W.: ETZ., Jg. 52, H. 22 vom 28. Mai 1931. Oliven, O.: auf der II. Weltkraftkonferenz.

² Reglin, G.: Montreal, in der ETZ., Jg. 51, H. 45 vom 6. November 1930. Kanadas weiße Kohle im Jahre 1929. Hamm, A.: Die amerikanische Elektrizitätswirtschaft im Jahre 1929. ETZ., Jg. 51, H. 26 vom 26. Juni 1930. Hawkins, C. B.: Electrical World, Bd. 92, S. 725, The Southeastern Power and Light Co., Reglin, G.: Kanadas hydroelektrische Fortschritte im Jahre 1928. In der ETZ., Jg. 50, H. 45 vom 7. November 1929.

³ Die installierte Leistung der Southeastern Power and Light Co. verteilt sich auf 47 Werke. Davon ist nur das noch in Bau befindliche Kraftwerk Muscle Shoals am Wilson-Dam mit 180 000 kW als Großkraftwerk anzusprechen. Von den übrigen 46 Werken sind 35 Wasserkraftanlagen und 13 Dampfkraftwerke. Siehe C. B. Hawkins in der Electrical World, Bd. 92, S. 725.

kräften — in keiner Weise rechtfertigen. Nur ein reiches Land kann sich diesen Luxus leisten¹.

Ganz anders liegen die Verhältnisse bei dem der Bedeutung nach größten Zusammenschluß amerikanischer Versorgungsunternehmen, der in den Oststaaten südlich von New York besteht. Hier ist die Belastungsspitze bei den einzelnen Gesellschaften — beteiligt sind die „Philadelphia Electric Co.“, die „Pennsylvania Power and Light Co.“ und der „Public Service Electric and Light Co. of New Jersey“ — so verschieden in der Zeit, daß bedeutende Ersparnisse gar nicht ausbleiben können. Im Pennsylvanienetz ist die tägliche Höchstlast infolge der starken Industrie in den Morgenstunden und die Jahresspitze im Oktober. In den beiden anderen Netzen ist die tägliche Spitze am Nachmittag, die Jahreshöchstlast im Dezember. Zu diesen an sich schon ausschlaggebenden Vorteilen kommt noch die verhältnismäßig große räumliche Ausdehnung Ost-West, die eine zeitliche Verschiebung der täglichen Belastungsspitzen um fast zwei Stunden mit sich bringt².

Schon diese wenigen Angaben über die Art der Zusammenarbeit zeigen, daß wir in Deutschland nicht im entferntesten ähnliche Verhältnisse haben. Die Ost-West-Verschiebung der äußersten, für eine Zusammenarbeit in Betracht kommenden Punkte macht kaum eine halbe Stunde aus, ergibt also nur eine geringe Möglichkeit, sich in der Spitze gegenseitig auszuhelfen. Tatsächlich fallen die täglichen Spitzen der deutschen Großunternehmungen durchweg in die gleichen Abendstunden, wie die vielfach herausgegebenen Belastungskurven³ zeigen. Schließlich darf auch nicht übersehen werden, daß Deutschland infolge seiner besonderen Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft über eine große Anzahl modernster und wirtschaftlichster Großkraftwerke verfügt, die, da nun einmal vorhanden, auch ausgenutzt werden müssen, deren Wirtschaftlichkeit durch einen übertriebenen Fernstrombezug, zumal aus dem Ausland, nur herabgemindert würde.

Ein anderes Auslandsbeispiel, das oft zum Vergleich herangezogen wird, ist das energische Vorgehen der englischen Regierung, die eine völlige Zusammenarbeit aller englischen Elektrizitätsunternehmungen anstrebt und zu diesem Zweck eine besondere Kommission eingesetzt hat. Der Plan dieser Kommission sieht ein inniges Zusammengehen der gesamten Stromversorgungsunternehmungen vor^{4, 5}.

Die Fernleitungen, die durchweg 132 kV Spannung haben sollen, sollen nur zum Ausgleich dienen, damit die in den einzelnen Werken

¹ Hawkins, C. B.: Electrical World, Bd. 92, S. 725, The Southeastern Power and Light Co.

² Beck in Elektrotechnik und Maschinenbau, Jg. 46, H. 28 vom 8. Juli 1928. Dehne, G. in der ETZ., Jg. 49, H. 20 vom 17. Mai. Die Leitungsverluste lassen sich selbst bei sehr langen Leitungsnetzen auf höchstens 10% einschränken.

³ BEWAG.-Kurve im Geschäftsbericht 1930. RWE.-Kurve in der ETZ., Jg. 51, H. 49 vom 4. Dezember 1930. EWAG.-Kurve in der Sonderschrift der Elektrowerke 1931.

⁴ Report of the Committee appointed to review the National Problem of the Supply of Electrical Energy. (Weir-Bericht) London 1926.

⁵ Siehe auch Deutscher Volkswirt, Jg. 1, S. 365, Aufsatz von J. Marschak: Das englische und das deutsche Elektrizitätsproblem.

zu haltende Reserve möglichst klein sein kann. Wasserkräfte sind nur für etwa einzwanzigstel der geforderten Leistung vorhanden. Da zudem die Hauptindustrieregionen mit den Steinkohlengebieten zusammenfallen, also auch den intensivsten Verbrauch haben, soll von einer besonders betonten Benutzung der Wasserkräfte abgesehen werden. Wasser für die Kondensation ist bei den Dampfkraftwerken ebenfalls genügend vorhanden, so daß die nach dieser Richtung gemachten Einwände hinfällig sind.

Die Ausgleichsleitungen sollen erreichen, daß in den nächsten Jahren nur wenige Werke neu zu erstellen sind, und zwar rechnet man mit 12 Werken, die für den endgültigen Ausbau noch erforderlich sind.

Das Netz braucht zum Ausgleich nur etwa einfüntel der erzeugten Arbeit zu befördern. Demzufolge sind die Leitungen nur Einfachleitungen und ihre Zahl auf das mindeste beschränkt. Innerhalb der einzelnen Industriegebiete sind die Leitungen ebenso wie die Umspannwerke sehr viel häufiger. Neue Maschinensätze sollen möglichst nur da montiert werden, wo auch der Verbrauch stattfindet. Mit einer beträchtlichen Steigerung des Ausgleichstroms zwischen den einzelnen Industriegebieten wird nicht gerechnet. Die vorgesehenen Einfachleitungen werden demnach noch lange ausreichen.

Aus Gründen der Betriebssicherheit sind die Umspannwerke durch je zwei Leitungen verbunden; bei Einfachleitungen demnach durch Ringleitungen. Da, wo große Zentralen sind, sind die Ringe miteinander verbunden. Solche Knotenpunkte sind zum Beispiel Dalmarnock, Barton und Hams Hall. Das gesamte Netz soll etwa 4800 km haben. Ein Zentralamt kontrolliert alle weiteren Bauten, um die Einheitlichkeit und Wirtschaftlichkeit aller Maßnahmen sicherzustellen. (Abb. 11.)¹

Dieser englische Plan entspricht sicher viel mehr den deutschen Verhältnissen als die amerikanischen Konzentrationsbeispiele. Im Gegensatz zur amerikanischen Verbundwirtschaft muß aber darauf hingewiesen werden, daß England als Versorgungsgebiet sehr viel kleiner ist als das Gebiet des Deutschen Reichs. Es sei erwähnt, daß allein das RWE. ein Hochvoltnetz von 4100 km hat, wovon über 1500 km 220-kV-Leitungen sind². Auch ist die allgemeine Lage der Elektrizitätswirtschaft in England viel weniger übersichtlich als bei uns. Zur Zeit besteht in der englischen Stromversorgung eine Unzahl von Unternehmungen nebeneinander, die mit verschiedenen Spannungen, Frequenzen, Tarifen usw. arbeiten. Allein in London gibt es annähernd 80 verschiedene Gesellschaften, die die Stadt mit Strom versorgen. Diese Verhältnisse drängen viel mehr nach einer einheitlichen Regelung als bei uns, wo tatsächlich schon seit vielen Jahren darauf hingearbeitet wird, die Elektrizitätswirtschaft wenigstens technisch auf möglichst einfache und überall anwendbare Formeln zu bringen.

¹ ETZ., Jg. 52, H. 4 vom 22. Januar 1931.

² Prospekt des RWE. vom 20. Januar 1930. Sonderschrift des RWE. (A. Koepchen) 1930.

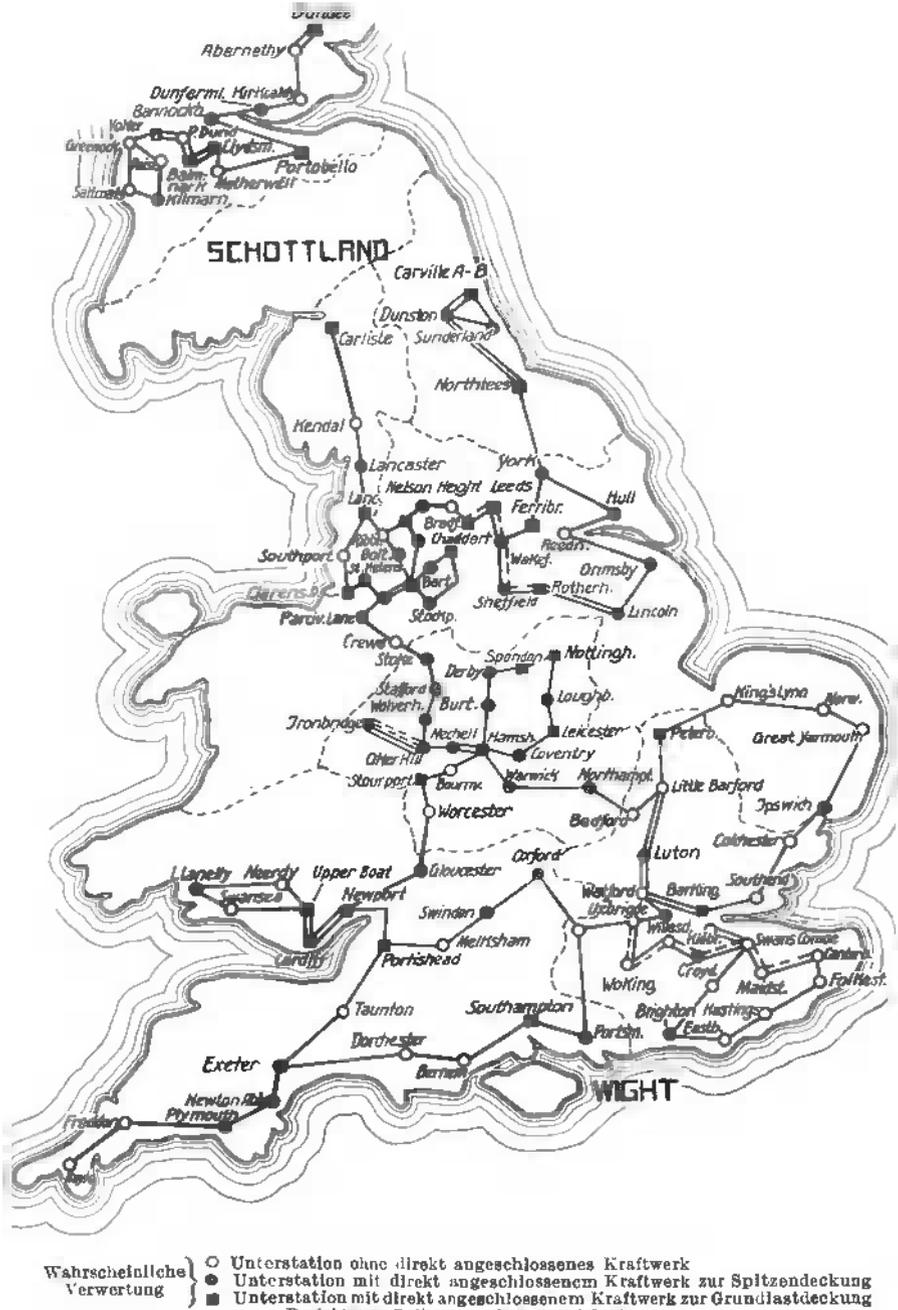


Abb. 11. Das britische 132 kV-Netz.

Immerhin enthält der englische Plan Gedanken, die auch für uns Gültigkeit haben, ohne daß sie gerade neu wären. Insbesondere ist es die Idee der gegenseitigen Reservehaltung, die durch die Verbundleitungen verwirklicht werden kann. Man rechnet im allgemeinen in Kraftwerken mit 15% Maschinenreserve für Störungen, Grundüberholungen und sonstige große Reparaturen. Diese Reservehaltung wird geringer, wenn Großversorgungsunternehmen mehrere moderne

Kraftwerke haben, auf deren Maschinenpark sie bei unvorhergesehenen Ausfällen zurückgreifen können. Ein Unternehmen mit einer größeren Anzahl von Erzeugungsanlagen wird, auf die Summe der installierten Leistungen bezogen, kaum noch eine nennenswerte Reserve nötig haben.

Es bleibt also noch die Verbundwirtschaft zwecks Beseitigung der Belastungsspitzen.

Es wurde schon erwähnt, daß die Belastungskurven unserer deutschen Versorgungsunternehmen sowohl täglich wie auch im Jahre die Spitzen zur gleichen Zeit haben. In Abb. 12 ist eine Anzahl Belastungskurven aus verschiedenen Gebieten des Deutschen Reichs zusammengestellt. Es zeigt sich, daß eine wesentliche Entlastung durch weit hergeholtten Spitzenstrom kaum eintreten kann, da alle Spitzen zusammenfallen, die Werke demnach ihre Maschinen selbst brauchen.

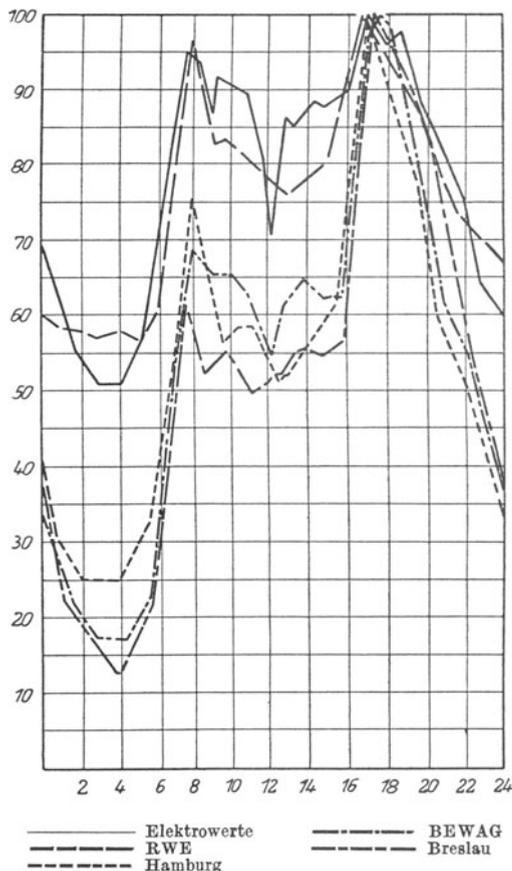


Abb. 12. Tagesbelastungskurven verschiedener Werke.

Die einzelnen Versorgungsunternehmen werden also immer auf die internen Spitzendeckungsmöglichkeiten zurückgreifen müssen, die eine Abflachung der Belastungskurve in einem viel stärkeren Maßstabe ermöglichen, wie Abb. 10 für das RWE. eindringlich darstellt.

Die vorhergehenden Ausführungen zeigen, daß die besonders in Laienkreisen von einer weiteren Konzentration unserer Elektrizitätswirtschaft gehegten Hoffnungen bezüglich einer starken Verbesserung der Allgemeinwirtschaftlichkeit und damit verbundenen Tarifiermäßigung

gerade von einer weiteren Ausgestaltung des Netzes am wenigsten erfüllt werden können. Wenn trotzdem einem weiteren Zusammenschluß der einzelnen Großunternehmungen das Wort geredet wird, so nur deshalb, weil, wie Abb. I zeigt, unser Hoch- und Mittelspannungsnetz schon soweit durchgebildet ist, daß nur noch verhältnismäßig wenig neue Ausgleichsleitungen zu errichten sind. Das erforderliche Kapital wird nicht so hoch sein, daß es sich nicht lohnte, die immerhin doch vorhandenen Möglichkeiten zur verstärkten Reservestellung auszunutzen.

Viel wichtiger ist es, daß vor dem Bau neuer großer Kraftwerke eine Zentralstelle die zweckmäßigste Lösung genau untersucht. Mit der Gründung der „AG. für deutsche Elektrizitätswirtschaft“ ist die für derartige Überlegungen prädestinierte Stelle bereits geschaffen.

d) Zentrale Lastverteilung.

Neben der erwähnten Zentralstelle, die für die zweckmäßigste Erweiterung der Erzeugungs- und Fortleitungsanlagen die günstigsten Lösungen vorzuschlagen hätte, wäre es nach dem weiteren Zusammenschluß des deutschen Mittel- und Hochspannungsnetzes erforderlich, eine zentrale Lastverteilungsstelle einzurichten, deren Aufgabe es wäre, für einen gleichmäßigen Lastausgleich zu sorgen. Die wichtigsten Grundregeln für die Durchführung der Lastverteilung ergeben sich zwangsläufig aus den vorgehenden Berechnungen.

Die Erzeugung der Grundlast wäre denjenigen Werken zuzuweisen, die bei genügender Größe und modernsten Einrichtungen mit der höchsten Wärmeausnutzung arbeiten, bzw. bei Laufwasserkraftwerken muß die Belastung so gehalten werden, daß die anfallende Energie voll ausgenützt wird. Weniger gut arbeitende Dampfkraftwerke und Wasserkraftwerke mit Speichern müßten für die Hauptbelastungszeit und die breite Basis der Spitzen zur Verfügung stehen. Pumpspeicherwerke, Batterien, Ruthsspeicher- und Dieselanlagen hätten für die Bewältigung der Spitze zu sorgen. Pumpspeicher und Batterien schließlich müßten noch zur Leistungsaufnahme zu Zeiten schwacher Belastung der Grundlastwerke herangezogen werden¹.

Es ist selbstverständlich, abweichend von diesem Schema, eine große Anzahl von Kombinationen möglich, die mit Hinsicht auf die bereits vorhandenen Kraftwerksanlagen geradezu erforderlich sind. Bei dem augenblicklichen Strombedarf und dem tatsächlichen Stand des Ausbaus der Stromerzeugungsanlagen der großen Versorgungsunternehmungen bestehen Schwierigkeiten in der Stromversorgung wohl überhaupt nicht. Und auch die nächsten Jahre werden wohl infolge der langjährigen Wirtschaftskrise den Strombedarf noch nicht so steigern, daß eine zentrale Lastverteilungsstelle für Ausgleich sorgen müßte. Erst spätere Jahre werden in einigen Gebieten Schwierigkeiten in der Stromversorgung bringen, die es ratsam erscheinen lassen werden, vor Errichtung neuer Kraftwerke durch Vermittlung einer Lastverteilungsstelle den

¹ Kühn: Lastverteilung in vermaschten Netzen. Referat auf der Tagung der Studiengesellschaft für Höchstspannungsanlagen am 11.—12. November 1930.

Strom von Grundlastwerken zu beziehen, die in anderen Gebieten stehen, aber noch nicht bis zum Letzten ausgenutzt sind.

Die technischen Möglichkeiten einer für ganz Deutschland maßgebenden Zentrallastverteilungsstelle sind durchaus gegeben. Insbesondere sind die Fernverständigungseinrichtungen heute so weit entwickelt, daß in dieser Richtung mit Schwierigkeiten nicht zu rechnen ist¹.

Einzelne Stromversorgungsunternehmen haben sich schon derartige Lastverteilungsstellen geschaffen und damit die besten Erfahrungen gemacht. So hat das RWE. in Brauweiler eine große Kommandostelle eingerichtet, bei welcher nicht weniger als 6 Drehstromleitungen für eine Betriebsspannung von 220 kV und 19 Leitungen für 110 kV zusammenstoßen. Von hier aus wird die Lastverteilung für das sehr ausgedehnte Gesamtversorgungsgebiet des RWE. vorgenommen und überwacht².

Auch die BEWAG. hat für ihr dichtvermaschtes, riesiges Kabelnetz im Kraftwerk Klingenberg eine mit den modernsten Mitteln der Technik eingerichtete Lastverteilungsstelle, deren Aufgabe es ist, die Betriebsmittel der einzelnen Kraftwerke und Verteilungsanlagen im rechten Augenblick einzusetzen oder herauszunehmen. Im allgemeinen fährt in Berlin Klingenberg die Grundlast, das Westwerk übernimmt die Versorgung in den Hauptbelastungszeiten und die Ruthsspeicheranlage in Charlottenburg sowie die in den Umformwerken der Innenstadt untergebrachten Batterien übernehmen die Spitzendeckung. Durch das Wirken der Lastverteilungsstelle ist in die Stromversorgung der Hauptstadt eine große Stetigkeit hineingekommen, die die Wirtschaftlichkeit der gesamten Anlagen bedeutend erhöht hat³. Selbst bei unvorhergesehenem, plötzlichem Strombedarf, wie etwa bei am Tage heraufziehenden Gewittern, die infolge der allgemeinen dunklen Wolken fast stets einen sprunghaft steigenden Strombedarf mit sich bringen, ermöglicht der vorzüglich arbeitende Nachrichtendienst das Anfahren zusätzlicher Maschinen ohne Hast.

V. Die weitere Entwicklung.

Der Weg, den die weitere Entwicklung der deutschen Elektrizitätswirtschaft zu gehen hat, ist durch die Feststellungen der Abschnitte III und IV gezeigt.

Immer wieder muß darauf hingewiesen werden, daß es sich nicht darum handeln kann, etwas grundsätzlich Neues zu schaffen, sondern daß es gilt, auf dem bereits vorhandenen Fundament weiterzubauen und die inzwischen erworbenen Erkenntnisse dabei zu verwerten. Unter Berücksichtigung der vorhandenen Stromerzeugungsanlagen und Fernleitungen sowie der vertraglich festgelegten Abgrenzung der Versorgungsgebiete ist demgemäß zunächst dafür Sorge zu tragen, daß die Aus-

¹ Neustätter: Die Verständigung zwischen Lastverteilungsstellen. ETZ., Jg. 50, H. 11 vom 14. März 1929.

² Münchener Illustrierte Presse vom 25. Januar 1931.

³ Fleischer, W. in den Mitteilungen der VdEW. 1929/30.

nutzung der zur Bewältigung der Grundlast dienenden Kraftwerke sehr viel besser wird, als dies zum Teil heute der Fall ist. Die Betrachtungen auf Seite 27 ff. haben gezeigt, daß wir für die nächste Zukunft noch über genügend viele neuzeitlich eingerichtete Werke verfügen, die als Grundlastwerke in Frage kommen. Dabei ist es von untergeordneter Bedeutung, soweit es sich um vorhandene Anlagen handelt, welcher Art die für die Grundlast vorgesehenen Werke sind. Auf jeden Fall sollte jedes vorhandene, nach wirtschaftlich und technisch einwandfreien Grundsätzen errichtete Werk zur Bewältigung der Grundlast herangezogen werden. Diese Forderung muß gestellt werden, um durch gesteigerte Produktivität den bereits bestehenden, unabwendbaren Kapitaleinsatz tragbar zu machen. Soweit es sich hierbei um neue Werke handelt, wie etwa bei den Berliner Großkraftwerken Klingenberg und Westwerk, die in Größe und Einrichtung allen Anforderungen gewachsen sind, werden Bedenken hiergegen kaum auftreten. Bei älteren Werken wird man die durch Tilgung und Abschreibung entstandenen Erleichterungen der Kapitallast einer eventuellen Verschlechterung auf technischem Gebiet gegenüberstellen müssen. Entsprechen die arbeitsabhängigen Kosten, insbesondere der Brennstoffverbrauch, nicht mehr hochgestellten Anforderungen, so kann selbst bei starker Verringerung der leistungsabhängigen Kosten eine Heranziehung zur Grundlastdeckung nicht mehr in Frage kommen, da der von großen neuzeitlichen Werken gelieferte Strom nicht nur in fast allen Fällen billiger sein wird, sondern unter allen Umständen eine Schonung der vorhandenen Kohlenvorräte bedeutet. Ältere Wasserkraftwerke, bei denen, wie in Abschnitt III gezeigt, die arbeitsabhängigen Kosten außerordentlich gering sind, stehen günstiger da und können bis zur notwendig werdenden Erneuerung der Maschinen stets zur Grundlastherzeugung benutzt werden.

Die weitere Zuweisung der Stromerzeugung gemäß der täglichen Belastungskurve sollte je nach den örtlichen Gegebenheiten genau berechnet und etwa entsprechend der in Abb. 13 dargestellten Lösung vorgenommen werden¹. Das bedeutet, daß für die über die Grund- und Mittellast hinaus notwendige Bewältigung der Spitzenlast neben den eben erwähnten älteren Kraftwerken in erster Linie die internen Spitzendeckungsmittel angewendet werden sollen. Ganz allgemein genommen fällt den Pumpspeicherwerken und Batterien hierbei die größere Rolle zu, da sie allein in der Lage sind, den Grundlastwerken die notwendige Nachtlast zu verschaffen². In großen Drehstromgebieten des Flachlandes kommt die Verwendung von Ruthsspeichern wegen ihrer verhältnismäßig geringen Anlagekosten und die Eingliederung von Dieselmotoren wegen der Möglichkeit einer günstigen Verteilung in Frage. Wie bereits in Abschnitt IV ausgeführt, wird es durch eine den jeweiligen örtlichen Verhältnissen entsprechende Anwendung der Spitzendeckungsmöglichkeiten erreicht werden können, daß die durchschnittliche Benutzungsdauer der Grundlastwerke auf 5—6000 Stunden steigt.

¹ In Anlehnung an E. Krohne, S. 58. ² Siehe Ausführungen S. 54.

Der Strom für die letzte Spitze wäre durch Ausgleichsleitungen von benachbarten Unternehmungen zu beziehen, wobei vorausgesetzt ist, daß diese Nachbarunternehmen nicht gerade zur gleichen Zeit ihren gesamten Maschinenpark für den eigenen Strombedarf einsetzen müssen. Dabei wird man es wohl den heutigen Großunternehmen überlassen, den richtigen Weg selbst zu finden. Die Einpressung in einen Zwangsplan würde nur zu einer starren Form führen, unter der sich leicht ein unzumutbares Vorgehen verbergen könnte. Eine zwanglose, aber doch wirksame Zusammenarbeit ist auch ohnedem durch den ständigen Meinungsaustausch auf den Tagungen des VDI., des „Verbandes Deutscher Elektrotechniker“, sowie durch den Zusammenschluß in der „Vereinigung der Elektrizitätswerke e. V.“, der „AG. für deutsche

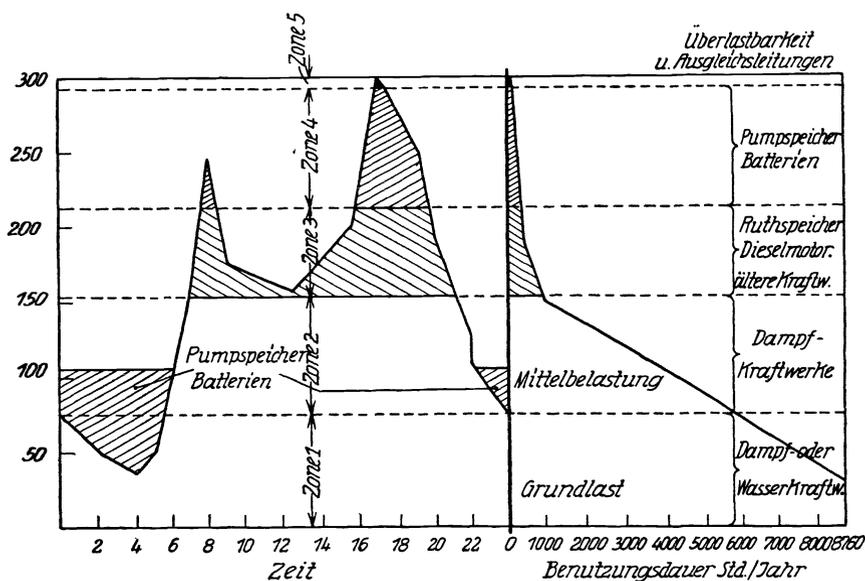


Abb. 13.

Elektrizitätswirtschaft“ und der vielfachen kapitalmäßigen Bindungen gegeben. Durch diese mehr wissenschaftliche Zusammenarbeit ist in großen Zügen ein einheitlicher Wille gewährleistet und bleibt die weitere Entwicklung bei aller Elastizität doch zielbewußt.

Bei der Projektierung zukünftig notwendiger Erzeugungsanlagen und Fernleitungsnetze hat man vielfach die starke Aufwärtsentwicklung der deutschen Wirtschaft in den Jahren 1927—29 zur Richtschnur genommen und demgemäß mit einem jährlichen Zuwachs des Strombedarfs von 10—20% gerechnet. Die Jahre seit 1929 haben aber gezeigt, daß diese stürmische Aufwärtsentwicklung nur vorübergehend war. Die Notwendigkeit, das in den zehn Jahren des Krieges und der Inflation auf allen Wirtschaftsgebieten Versäumte möglichst schnell nachzuholen, hat in den Nachinflationjahren bis 1929 das Wirtschaftstempo

in hohem Maße beschleunigt. Industrie und Handel waren über Erwarten gut beschäftigt und benötigten dementsprechend viel Strom. Ende 1928 und Frühjahr 1929 war der Rückstand im großen ganzen aber doch aufgeholt, insbesondere war der Aufbau der industriellen Produktionsanlagen vollendet. Es ist nicht anzunehmen, daß nach Überwindung der gegenwärtigen Weltwirtschaftskrise die weitere Entwicklung unserer Wirtschaft wieder so steil ansteigen wird wie in den Jahren 1927—29. Dementsprechend sind auch die Zukunftspläne, die auf der Basis der Fortentwicklung der Nachinflationszeit aufgestellt wurden, zu revidieren. Andererseits erscheint die Angabe v. Millers, mit 34 Milliarden für einen Zeitpunkt, „der später liegt als 1935“¹ etwas niedrig. Besonders im Hinblick auf eine evtl. weitere Elektrisierung größerer Teile unseres Eisenbahnnetzes, die mit Sicherheit anzunehmen ist — seit Anfang 1931 ist die Strecke Stuttgart—München in Bau und zu Beginn des Jahres 1932 wurde die Elektrisierung der Wannesebahn in Auftrag gegeben — dürfte ein höherer Strombedarf zu erwarten sein². Selbst bei einem nur 3%igen jährlichen Zuwachs kommt man für das Jahr 1940 auf ca. 40 Milliarden kWh Strombedarf.

Wie ich schon weiter vorn ausführte³, würde bei geeigneter und ausreichender Anwendung von hydraulischen und elektrischen Speichern die in Deutschland installierte Maschinenleistung der Kraftwerke, rein theoretisch gesehen, vollauf ausreichen, diesen Bedarf zu decken. Es muß jedoch damit gerechnet werden, daß eine durchschnittliche Benutzungsdauer von ca. 6000 Stunden nicht bei allen für die Grundlastbewältigung vorgesehenen Werken erreicht wird. Dies um so mehr, als die für eine hohe Benutzungsdauer günstige in drei Schichten arbeitende

¹ Miller, O. v.: S. 2.

² Zuverlässige Zahlen über die Elektrisierung der deutschen Staatsbahnen sind schwer zu bekommen. In der Zeitschrift Elektrische Bahnen, Jg. 4, H. 6 vom Juni 1928 werden aber in einem Aufsatz „Die Elektrisierung der Eisenbahnen vom Standpunkt der Volkswirtschaft“ von M. Heyd mann analoge Zahlen über die Elektrisierung der italienischen Bahnen veröffentlicht. Demnach werden für das 16 000 km große italienische Bahnnetz jährlich 1,2 Milliarden kWh benötigt. Nimmt man für das deutsche Eisenbahnnetz eine gleiche Verkehrsleistung an, so erhält man für das ca. 54 000 km (Statistisches Jahrbuch des Deutschen Reichs für 1930, S. 161) lange deutsche Netz einen Gesamtstrombedarf von rund 3,8 Milliarden kWh jährlich. Die deutsche durchschnittliche Verkehrsleistung dürfte allerdings etwas höher liegen.

Es ist nicht anzunehmen daß bis 1940 ein so großer Teil des Bahnnetzes auf elektrischen Betrieb umgestellt wird, daß hierfür eine über die angemessene Strombedarfsziffer hinausgehende Arbeit berücksichtigt werden müßte, zumal der Geldbedarf für die Umstellung von Dampf- auf elektrischen Betrieb ein sehr hoher ist. Angaben hierüber finden sich gleichfalls in der Zeitschrift „Elektrische Bahnen“, Jg. 6, H. 6 vom Juni 1930 in einem Aufsatz von W. Wechmann: „Betrachtungen über den elektrischen Zugbetrieb im Vergleich zum Dampfbetrieb.“ Wechmann errechnet für ortsfeste Anlagen und rollendes Material zusammen ein notwendiges Kapital von 150 Millionen RM. für je 200 Millionen kWh. Für 3,8 Milliarden kWh jährlichen Stromverbrauch betrüge die entsprechende Summe demnach 2,85 Milliarden RM. Die durch die Elektrisierung der Staatsbahnen zu erzielenden Ersparnisse werden im gleichen Aufsatz bezüglich der Unterhaltungskosten der Triebfahrzeuge gegenüber den Dampflokomotiven von der italienischen Staatsbahnverwaltung mit 50% angegeben.

³ S. 28 ff.

Industrie gegenüber dem Maximumjahr 1929 in den kommenden Jahren schwerlich einen höheren Beschäftigungsgrad und damit einen größeren Strombedarf haben wird, wogegen die die Benutzungsdauer sehr ungünstig beeinflussenden Abendspitzen durch weiteres Eindringen der Verwendung von Elektrizität in den Privathaushalten eher noch erhöht werden. Man wird also, wenn man die für das Jahr 1940 erforderliche Leistung der Kraftwerke errechnen will, höchstens mit einer durchschnittlichen Benutzungsdauer von 4000 Stunden rechnen können. Das bedeutet, daß im Jahre 1940 mindestens eine technisch und wirtschaftlich einwandfreie Leistung von 10 Millionen kW vorhanden sein muß.

Wie aus den zusammenfassenden Ausführungen am Schluß des Abschnittes II b hervorgeht¹, werden die großen Stromerzeugungs- und Lieferungsgesellschaften nach Beendigung der bereits in der Ausführung begriffenen Bauvorhaben über eine installierte Leistung von rund 7 Millionen kW verfügen. Hierzu kommen noch ca. 2 Millionen kW städtischer oder sonst in der Ausdehnung der Lieferung begrenzter Werke. Alle übrigen Stromerzeugungsanlagen von geringerer Größe werden im Laufe der nächsten 10 Jahre mit wenigen Ausnahmen gegenüber dem Bezug von größeren Unternehmungen voraussichtlich nicht mehr rentabel genug sein, um eine Erneuerung oder Erweiterung des Maschinenparks zu rechtfertigen. Es wäre demnach über den heutigen Bestand und die in Bau begriffenen Werke hinaus in den nächsten 10 Jahren noch eine weitere Leistung von etwa 1 Million kW zu installieren.

Bei der Beantwortung der Frage, wo diese Leistung am günstigsten zu erstellen ist, ist es notwendig, den Bedarfsschwerpunkt, das Vorhandensein der Urenergie und die Kosten gegeneinander abzuwägen.

Allgemein weise ich nochmals darauf hin², daß die Hinzuziehung schweizer und österreichischer Wasserkräfte angesichts der in Deutschland noch vorhandenen Wasserkräfte und Steinkohlevorräte keine Notwendigkeit darstellt.

Soweit der Süden Deutschlands in Frage kommt, wird man zweckmäßigerweise die noch ausnutzungsfähigen Laufwasserkräfte der rechten Donauzuflüsse, insbesondere der Iller und des Lechs zur Stromerzeugung heranziehen. An den beiden Flüssen lassen sich noch drei mittelgroße Laufwasserkraftwerke von etwa je 30 000 kW mit Pumpspeichieranlagen errichten³. Da in strengen Wintern stets mit einem mehr oder weniger großen Ausfall der Stromlieferung aus Wasserkraftwerken zu rechnen ist, wäre eine starke Erweiterung des ganz modernen Braunkohlenkraftwerks Schwandorf auf etwa 150 000 kW und eine Verstärkung der städtischen Nürnberger Werke um ca. 50 000 kW zu empfehlen. Mit diesen vier Werken und mit den ihrer Vollendung entgegengehenden Werken am Schluchsee und bei Ryburg-Schwörstadt dürfte Süddeutschland genügend Krafterzeugungsanlagen haben⁴.

¹ S. 27 ff. ² S. 28 ff. ³ So auch v. Miller: Plan 19.

⁴ Miller, O. v., berücksichtigt in seinem Gutachten nicht, daß Ryburg-Schwörstadt bereits eine Leistung von 90 000 kW hat und daß das Schluchseewerk nach seinem vollendeten Ausbau 273 000 kW installierte Leistung besitzen wird. (Siehe Gutachten v. Miller, Plan 19.) Nach seinem Plan würde Süd-

Der Westen und Südwesten Deutschlands besitzt durch den großzügigen Ausbau der Erzeugungs- und Fortleitungsanlagen des RWE. in Zusammenarbeit mit dem „Badenwerk“ und der „Württembergischen Landeselektrizität AG.“ weitverzweigte Versorgungsmöglichkeiten, die, nachdem nunmehr Ryburg-Schwörstadt und Herdecke in Betrieb gekommen sind und das Schluchseewerk der Fertigstellung entgegengeht, auch für die nächsten Jahre einem gesteigerten Bedarf gerecht werden können. Etwa notwendig werdende Verstärkungen der installierten Leistung der Grundlastwerke werden sich am billigsten durch entsprechende Erweiterungen der bestehenden größeren Dampfkraftwerke durchführen lassen. Die großen Dampfkraftwerke, die unmittelbar auf der Steinkohle errichtet sind, wie das Gersteinwerk bei Dortmund, das Wehrdener Werk bei Saarlouis und andere, bei denen infolge Fortfalls eines weiteren Kohlentransports auch die arbeitsabhängigen Kosten etwas niedriger sind als im Abschnitt III¹ für Steinkohlenkraftwerke berechnet, sind für Grundlastlieferung und deshalb auch für notwendig werdende Erweiterungen besonders günstig, zumal sie auch im Zentrum intensiver Verbrauchsgebiete liegen. Eine Vergrößerung der installierten Leistung dieser Werke von insgesamt 200 000 kW wird mit verhältnismäßig geringen Mitteln, d. h. etwa 275 RM./kW, ohne weiteres möglich sein. Auch eine Erweiterung der auf den westdeutschen Braunkohlenfeldern errichteten Großkraftwerke, insbesondere der Braunkohlenkraftwerke Fortuna und Weisweiler um etwa 100 000 kW ist zu erwägen. Entsprechend der Verstärkung der Grundlastwerke müßte das große Pumpspeicherwerk Herdecke zur Schaffung von Nachtlast um ca. 60 000 kW verstärkt werden. Durch diese Verstärkungen wird das bereits projektierte und auch von v. Miller² verlangte Speicherwasserwerk an der Our überflüssig.

Das Rückgrat der mitteldeutschen Stromversorgung bilden die Braunkohlenkraftwerke der reichseigenen „Elektrowerke AG.“. Zusammen mit den Großkraftwerken Berlins und den Werken der PreAG. und der „AG. Sächsische Werke“ verfügen die mittleren Gebietsteile des Reichs über eine außerordentliche große installierte Leistung, die bei den meistens geringen Entfernungen zu den nachbarlichen Stromversorgungsgebieten noch den Vorteil hat, einen guten Ausgleich für die höchsten Tagesspitzen zu ermöglichen. Durch den Bau der Pumpspeicherwerke bei Niederwartha und Bringhausen und der gleichfalls zur Stromerzeugung herangezogenen Saalekräfte wird in den Jahren bis 1940 auch eine ausreichende Nachtbelastung der Grundlastwerke vorhanden sein und im Zusammenhang damit eine genügende Abflachung der Belastungsspitzen. Bei einer notwendig werdenden zusätzlichen Leistung käme neben dem Braunkohlenkraftwerk Hirschfelde

deutschland einmal teilweise vom Ausland abhängen (100 000 kW aus der Schweiz und 300 000 kW aus Oberösterreich), zum anderen so stark auf Wasserkraftwerke angewiesen sein, daß für den Fall eines strengen Winters tatsächlich lange, kostspielige Fernleitungen zur Verbindung mit den West- und Mitteldeutschen Kraftwerken unbedingt erforderlich sind.

¹ Siehe S. 37 ff. ² Miller, O. v.: Plan 19.

in erster Linie das für den ganzen Gebietsbereich sehr zentral gelegene Steinkohlenkraftwerk Chemnitz in Frage. Von einer wesentlichen Verstärkung der übrigen Braunkohlenkraftwerke wird man nicht nur angesichts der verhältnismäßig geringen Braunkohlenvorräte Abstand nehmen müssen, sondern auch mit Hinblick auf die im Gebiet der reichseigenen Werke bestehende Knappheit an Wasser¹. Zur Erzeugung von Spitzenkraft könnte neben der Erweiterung der oben erwähnten drei Speicherwerke um insgesamt etwa 100 000 kW noch die Wasserkräfte des Harzes bis zu 50 000 kW ausgenutzt werden².

In Schlesien steht wie im westdeutschen Industriegebiet die Erweiterung der bestehenden Dampfkraftwerke, die hier durchweg mit Steinkohle betrieben werden, im Vordergrund. Eine weitere Installation von etwa 100 000 kW in den drei Kraftwerken Kosel, Mülke und Tschechnitz und ein entsprechender Ausbau der Boberkräfte als Pumpspeicherwerk von etwa 50 000 kW würden der angenommenen Bedarfssteigerung genügen.

Schließlich wären in den norddeutschen Gebieten die weit abseits von größeren Kraftwerken liegenden städtischen Versorgungszentren wie Königsberg, Elbing, Stettin, Hamburg, Kiel usw. bei stärkerem Grundlastbedarf entsprechend zu erweitern. Die Spitzendeckung würde hier in erster Linie durch Batterien herbeigeführt werden, gegebenenfalls auch durch Dieselmotoren.

Bezüglich der über den heutigen Bestand hinaus erforderlichen Fernleitungen muß darauf hingewiesen werden, daß in den Jahren seit Beendigung der Inflation eine große Anzahl von Höchst- und Hochspannungsleitungen gebaut worden ist. Die Abb. 1 zeigt, daß es sich bei dem weiteren Ausbau des Netzes nur um die Errichtung einer Anzahl von Ausgleichsleitungen zur gegenseitigen verstärkten Reservestellung handeln kann³. Insbesondere sind neue 220-kV-Leitungen, nachdem das RWE. eine solche Höchstspannungsleitung von Ibben-

¹ Klingenberg, G.: S. 521 ff.

² Miller, O. v., bewertet (Plan 19) die Ausbaufähigkeit der Bodekräfte mit 100 000 kW. Ein solcher Ausbau würde infolge der verhältnismäßig geringen Gefälle und Wassermengen außerordentlich teuer kommen.

³ Miller, O. v. verlangt (Plan 20 und 21) angesichts der vorgesehenen großen Zuschlußleitung aus Tirol und der Schweiz ein kostspieliges Höchstspannungsnetz über ganz Deutschland. Wie aus den Gesamtausführungen der vorliegenden Arbeit hervorgeht, wird dieses Netz ebenso wie die Stromlieferung aus dem Ausland nicht für notwendig gehalten. Auch die von O. v. Miller verlangten 220-kV-Stichleitungen nach Hamburg, Rendsburg, Neustrelitz und Oldenburg können fortgelassen werden, da hierfür in den nächsten Jahren die Notwendigkeit nicht gegeben erscheint. Ebenso könnte der von O. v. Miller vorgeschlagene 220-kV-Ring vom RWE. über Harbke, Zschornowitz, Burgk, Nürnberg fortgelassen werden. Der zu erwartende Strombedarf bis 1940 rechtfertigt allein noch nicht diese teure Anlage. In den meisten Fällen wird die Erweiterung des bestehenden 100-kV-Netzes genügen. Wenn schon eine Erweiterung des 220-kV-Netzes in Betracht gezogen wird, so scheint es eher gegeben, eine reine Ost-West-Verbindung vom Westdeutschen Industriegebiet über Mittelddeutschland zum Oberschlesischen Kohlengebiet in Erwägung zu ziehen, als die Verbindung mit dem Süden, der, ebenso wie der Westen über so reichliche Erzeugungsanlagen verfügt, daß die teure 220-kV-Leitung nicht genügend ausgenutzt würde.

bühren bis in die Schweiz hinein zur Verbindung seiner Großkraftwerke errichtet hat, nur noch zum Anschluß des Schluchseerwerks erforderlich.

Dagegen wird eine große Anzahl von 110-kV-Leitungen erforderlich sein, um die verlangte gegenseitige Reservestellung der Großunternehmen restlos durchführen zu können. Schließlich machen die vorgeschlagenen Kraftwerkserweiterungen auch die Errichtung von Fernleitungen innerhalb der einzelnen Versorgungsgebiete notwendig. Die Spannung dieser Leitungen schwankt je nach dem bisherigen Aufbau zwischen 30 und 80 kV¹.

Unter Zugrundelegung des vorstehend Gesagten ergeben sich die in Tabelle 8 zusammengestellten Gesamtkosten des weiteren Ausbaus unserer Elektrizitätswirtschaft bis zum Jahre 1940.

Tabelle 8. Anlagekosten der neu zu errichtenden bzw. zu erweiternden Kraftwerke und Leitungen².

	Größe der zu errichtenden Anlagen	Einheitskost. RM./kW	Gesamtkost. in 1000 RM.	Summe
I. Kraftwerke				
Laufwasserkr.	—	—	—	
Gem. Wasserkr.	350 000 kW	400	140 000	
Braunkohlenkr.	225 000 „	300	67 500	
Steinkohlenkr.	475 000 „	275	130 625	
	1050 000 kW			338 125
II. Leitungen				
220 kV-Doppell.	120 km	95 000	11 000	
110 „ „	2000 „	30 000	60 000	
110 „ -Einfachl.	4500 „	18 000	81 000	
30—80 kV-Leitung.	2500 „	14 000	35 000	
				187 000
III. Transformatorstationen usw. ca. 35%				
			rd.	183 000
				708 125

Die Gesamtsumme der für den Ausbau unserer Elektrizitätswirtschaft erforderlichen Kapitalien für die nächsten 10 Jahre betrüge demnach nicht ganz eine dreiviertel Milliarde RM. nach Geldwert und Kostenhöhe des Jahres 1931. Dazu kämen noch die schwer feststellbaren Kosten

¹ Die Länge der 110- und 30—80-kV-Leitungen entspricht im wesentlichen den von O. v. Miller in seinem Gutachten (S. 21) aufgestellten Forderungen.

² Die große Differenz zwischen den Zahlen O. v. Millers und den vom Verfasser hier angegebenen Zahlen (3663 Millionen RM. gegen 708,125 Millionen RM.) über die erforderliche zusätzliche Kraftwerksleistung erklärt sich einmal daraus, daß O. v. Miller, dessen Gutachten im Jahre 1930 erschien, seine Aufstellungen auf Basis des Jahres 1925 vornahm. Dadurch blieb der in den Jahren von 1925—30 von der Elektrizitätswirtschaft durchgeführte gewaltige Ausbau der Kraftwerke unberücksichtigt. Gerade in diesen Jahren wurde eine große Anzahl neuer Kraftwerke errichtet, bzw. ältere Anlagen erweitert. Zum anderen kommt in der Differenz aber auch zum Ausdruck, daß vorliegend zur Vermeidung von nicht unbedingt notwendigen Kapitalanlagen in neuen Werken mit einer höheren Benutzungsdauer der vorhandenen Anlagen gerechnet wird.

der Beschaffung von Batterien, Ruthsspeichern und Dieselmotoren, die den örtlichen Verhältnissen entsprechend noch über das ganze norddeutsche Gebiet zu verteilen wären. Alles in allem könnte mit einem Kapitalbedarf von 1 Milliarde aber der Gesamtplan durchgeführt werden, ohne daß zu befürchten ist, daß zu irgendeiner Zeit ein Mangel an Leistung vorhanden wäre¹.

Jedenfalls besteht keine Veranlassung, ausländische Kraftwerke, die noch dazu vorläufig nicht vorhanden sind, für unsere Stromversorgung mit heranzuziehen, solange wir selbst über einen vorzüglich aufgebauten Apparat zur Befriedigung des Strombedarfs verfügen. Selbst der in einigen Jahrhunderten vielleicht zu erwartende Mangel an Urenergien sollte uns heute noch nicht dazu führen, uns, wenn auch nur teilweise, in einem so wichtigen Wirtschaftserfordernis, wie es die Belieferung mit Strom ist, vom Ausland abhängig zu machen.

Alle diese Überlegungen können nur als richtunggebend gelten und müssen je nach der tatsächlichen Entwicklung des Strombedarfs geändert werden. Die Forderung nach größter Sparsamkeit verlangt aber, daß nach Fertigstellung der in Bau befindlichen Anlagen nur dann weitere Kraftwerke und Leitungen errichtet werden, wenn eine wirtschaftlichere Ausnutzung der vorhandenen Anlagen nicht mehr möglich ist.

Alle weiteren Projekte sollten unter freiwilliger Zusammenarbeit, wie sie sich bereits im weiten Maßstab angebahnt hat, erfolgen. Die immer wieder gestellte Forderung nach der Staatsaufsicht ist durch die Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft in ihrer Bedeutung sehr zurückgegangen, da die Kapitalverquickung und die starke Beteiligung der öffentlichen Hand an den Großversorgungsunternehmen heute schon zu einer verständnisvollen Zusammenarbeit mit der Privatwirtschaft geführt hat. Reich, Länder und Gemeinden haben sich durch diese Beteiligungen eine wirtschaftliche Kontrollmöglichkeit im weiten Umfange bereits geschaffen, ohne daß ein obrigkeitlicher Zwang, der eine Behinderung der Privatinitiative bedeuten könnte, vorliegt. Jedenfalls ist zu hoffen, daß alle weiteren Schritte nur in Gemeinschaftsarbeit aller Beteiligten zum Besten der deutschen Volkswirtschaft getan werden.

¹ Der für eine eventuelle Elektrisierung der Reichsbahnen erforderliche Kapitalbedarf ist in obiger Summe nicht mit enthalten, da dieses Projekt als reines Reichsbahnprojekt ein Sondervorhaben darstellt. Eine zusätzliche Kraftwerksleistung oder Errichtung besonderer Höchstspannungsleitungen wäre für die nächsten Jahre aber auch bei forcierter Elektrisierung nicht notwendig, wie in Anmerkung 1, S. 71 zum Ausdruck gebracht. Zusätzliches Kapital wäre nur erforderlich für die Beschaffung elektrischer Triebwagen, den Bau von Leitungsschienen, Gleichrichterwerken usw., also alles Einrichtungen, die niederspannungsseitig installiert werden müßten.

Literaturverzeichnis.

- Klingenberg, G.: Bau großer Elektrizitätswerke. Berlin 1924.
- Schwarz, Goldschmidt & Co. (W. Windel): Aufbau und Entwicklungsmöglichkeiten der europäischen Elektrizitätswirtschaft. Berlin 1928.
- Unterausschuß für Gewerbe, Industrie, Handel und Handwerk: (III. Unterausschuß): Die deutsche Elektrizitätswirtschaft. Berlin 1930.
- Miller, O. v.: Die Versorgung der Städte mit Elektrizität. Darmstadt 1896.
- Reichselektrizitätsversorgung. Gutachten für das Reichswirtschaftsministerium. Berlin 1930.
- Gesamtbericht der II. Weltkraftkonferenz:
- Band IV: Wellmann, W. E. und Mitarbeiter: Wege zur Planung wirtschaftlicher Dampfkraftwerke.
- Stone, E. C.: Planing Power System Development.
- Band XI: Gleichmann, Wöhrle usw.: Wasserkraftpumpwerke für Energiespeicherung in Deutschland, ihre Eingliederung in die Energieverteilung und ihre wirtschaftliche Gestaltung unter besonderer Berücksichtigung des selbsttätigen Betriebes.
- Wöhrle, Gleichmann, Reichard, Berdelle usw.: Wahl und Aufteilung der Antriebskraft in großen Energieversorgungsanlagen unter Berücksichtigung der Energiespeicherung und der Spitzenkrafterzeugung.
- Bodenseher u. Gabler: Die Pumpspeicherung im Rahmen einer großstädtischen Elektrizitätsversorgung.
- Frenne u. Stein: Betriebsergebnisse und Aussichten der Ruthsspeicher.
- Band XIV: Menge und Mitarbeiter: Die technische und wirtschaftliche Beherrschung des Energieflusses in einfach und mehrfach gekuppelten Netzen.
- Rüdenberg und Mitarbeiter: Elektrische Probleme der Energieübertragung auf große Entfernung.
- Szilas: Die Wirtschaftlichkeit von Fernleitungen.
- Band XV: Aldoph und Mitarbeiter: Der Belastungsfaktor der Elektrizitätswerke und seine Beeinflussung durch die verschiedenen Stromverbraucher.
- Vereinigung der Elektrizitätswerke: Statistik für das Jahr 1929. Dortmund 1930.
- Statistik für das Jahr 1930. Dortmund 1931.
- Statistisches Jahrbuch für das Deutsche Reich. Berlin 1930.
- Uppenborn, F.: Die Versorgung von Städten mit elektrischem Strom. Festschrift für die Versammlung Deutscher Städteverwaltungen. Berlin, München 1891.
- Festschrift zur XXXV. Hauptversammlung des Vereins Deutscher Ingenieure. Berlin 1894.
- Birrenbach, H.: Die Stromversorgung der Großindustrie. Berlin 1913.
- Ruppel: Das Entstehen der elektrischen Kraftübertragung Lauffen-Frankfurt und seine Einwirkung auf die Entwicklung der Elektrotechnik. Frankfurt-Main 1916.
- Schiff, E.: Staatliche Regelung der Elektrizitätswirtschaft. Tübingen 1916.
- Rehmer, M.: Zur Zukunft der Berliner Elektrizitätsversorgung. Sonderschrift der BEWAG. Berlin 1928.
- Rehmer, M. u. E. Krohne: Entwicklung der Stromversorgung der BEWAG in Vergangenheit, Gegenwart und Zukunft. Berlin 1930.
- Krohne, E.: Die wirtschaftliche Erzeugung der elektrischen Spitzenkraft in Großstädten. Berlin 1929.
- Dehne, G.: Deutschlands Großkraftversorgung. Berlin 1928.

- Eichhorn, J.: Die staatliche Elektrizitätsversorgung in Sachsen und Bayern. Leipzig 1926.
- Kromer, Th.: Betrachtungen über die Wirtschaftlichkeit neuzeitiger Kraftwerke. Freiburg/Br. 1930.
- Passow, R.: Die gemischt privaten und öffentlichen Unternehmungen auf dem Gebiete der Elektrizitäts- und Gasversorgung und des Straßenbahnwesens. Berlin 1912.
- Büggeln, H.: Elektrische Großwirtschaft unter staatlicher Mitwirkung in Württemberg. Stuttgart 1916.
- Die Entwicklung der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft in Deutschland. Stuttgart 1930.
- Fischer, R.: Die Elektrizitätsversorgung, ihre volkswirtschaftliche Bedeutung und ihre Organisation. Leipzig 1916.
- Ritter, E.: Die öffentliche Elektrizitätsversorgung in Deutschland. Berlin 1917.
- Hochström, N.: Die öffentliche Elektrizitätsversorgung als Einnahmequelle für den Staat. Stuttgart 1916.
- Hosiosky, J.: Die Leistungen der kommunalen Elektrizitätswerke und ihre steuerrechtliche Stellung. Berlin 1930.
- Berthold, R.: Die Konzentrationsbewegung in der Elektrizitätsindustrie und die Großbanken. Berlin 1922.
- Gewecke, H.: Interessengebiete und Verflechtungen der staatlichen, privaten und gemischtwirtschaftlichen Stromerzeugungskonzerne. Berlin 1931.
- Siegel: Die Preisstellung beim Verkaufe elektrischer Energie. Berlin 1906.
- Thierbach, Br.: Fernkraftpläne. Nahkraftwerke und Einzelkraftstätten, ihr Geltungsbereich und ihre gegenseitigen Grenzlinien. Berlin 1917.
- Gilles, P.: Die Elektrizität als Triebkraft in der Großindustrie und die Frage der Kraftversorgung im rheinisch-westfälischen Industriebezirk. Berlin 1910.
- Leisse, W.: Die Energiewirtschaft der Welt in Zahlen. Sonderheft des Instituts für Konjunkturforschung. Berlin 1930.
- Müller, R.: Untersuchung der Aufwandsgestaltung der Elektrizitätserzeugung und Ableitung der aus deren Eigenart sich ergebenden Maßnahmen zwecks Erhöhung der Wirtschaftlichkeit. Berlin 1931.
- Pauer, W.: Energiespeicherung. Dresden 1928.
- Brandt, G.: Englische Elektrizitätswirtschaft. Berlin 1928.
- Report of the Committee appointed to review the National Problem of the Supply of Electrical Energy. (Weir-Bericht) London 1926.
- Jones, E. D.: The Administration of Industrial Enterprises. New-York 1925.
- Dunlop, D. N.: Power Resources of the World. World - Power - Conference. London 1929.
- Quigley: Electrical Power and National Progress. London 1925.
- Stewart: Organisation and Administration of the Electricity Undertaking. London 1927.
- The Electrical Times: Power Station Operation. London 1926.
- Compagnie Parisienne de Distribution d'Electricité: Tarifs normaux et Tarifs réduits. Paris 1927.
- Gercke, M. und A. Bannwarth: Neueste Entwicklung des Dieselmotors unter besonderer Berücksichtigung seiner Verwendung für Spitzenkraftwerke. Berlin 1930.
- Danielewicz, K.: Die Bedeutung der Dieselmachine für die Volkswirtschaft unter besonderer Berücksichtigung der deutschen Verhältnisse. Berlin 1930.
- Schwarzböck, J.: Rationeller Dieselmachinesbetrieb. Berlin 1927.
- Engels, H.: Handbuch des Wasserbaues. Leipzig 1926.
- Föhl, C.: Über die Ladung von Ruthsspeichern. Ingenieur-Archiv. Berlin 1930.
- Wasserwirtschaftliche Vereinigung: Kanäle und Talsperren im mittleren Deutschland. Braunschweig 1920.
- Jahresbericht der A.G.-Reichskohlenverband für das Geschäftsjahr 1930/31. Berlin 1931.
- Verband Deutscher Elektrotechniker e. V.: Statistik der Elektrizitätswerke in Deutschland nach dem Stande vom 1. April 1913. Berlin 1913.
- Werbeschrift der Elektrowerke A. G. 1929.

- Sonderdruck der Elektrowerke A. G.: Erweiterungsbauten 1929/30.
 Sonderdruck der Elektrowerke A. G. für die zweite Weltkraftkonferenz.
 Berlin 1931.
- Sonderdruck der RWE.: Das RWE. in der deutschen Elektrizitätswirtschaft.
 A. Koepchen. Essen 1930.
- Kühn: Lastverteilung in vermaschten Netzen. Referat der Tagung der Studien-
 gesellschaft für Höchstspannungsanlagen am 11.—12. November 1930.
- Fleischer, W.: Lastverteilung bei der BEWAG. Sonderdruck. Berlin 1930.
- Geschäftsberichte:
 Berliner Städtische Elektrizitätswerke AG. 1930.
 Hamburgische Elektrizitätswerke AG. 1928/29.
 Markische Elektrizitätswerke AG. 1929.
 Elektrowerke AG. 1928.
 Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG. 1929.
 AG. Sächsische Werke. 1929.
 Preußische Elektrizitäts-AG. 1929.
 Schlesische Elektrizitäts- und Gas-AG. 1930.
 Bayernwerke AG. 1929.
 Badische Landeselektrizitätsversorgung AG. 1929/30.
- Prospekt über neue Inhaberaktien der Rheinisch-Westfälischen Elektrizitäts-
 werke AG. Januar 1930.
- Zeitschriften:
 Elektrotechnische Zeitschrift (ETZ). Jg. 1925—31.
 Der deutsche Volkswirt. Jg. 1—5 (1927—31).
 Magazin der Wirtschaft. Jg. 5—6 (1930/31).
 VDI-Nachrichten. Jg. 9—11 (1929—31).
 Elektrizitätswirtschaft. Mitteilungen der Vereinigung der Elektrizitätswerke
 e. V. Jg. 1928—30.
 Revue Générale de L'Electricité. Jg. 14, H. 14 vom 4. Oktober 1930.
 BBC-Nachrichten. Jg. 17—18, (1930/31).
 Elektrotechnischer Anzeiger. Jg. 45—46 (1928/29).
 Elektrizitätsverwertung. Jg. 2 (1927/28).
 Elektrische Bahnen. Zentralblatt für den elektrischen Bahnbetrieb. Jg. 4—6.
 (1928—30).
 Siemenszeitschrift. 1929—31.
 Ruhr- und Rhein-Wirtschaftszeitung. Jg. 11, H. 3 vom 17. Januar 1930.
 Elektrotechnik und Maschinenbau. Jg. 46 H. 28 vom 8. Juli 1928.
 Das kommunale Elektrizitätswerk. Jg. 2 (1930).
 Wirtschaftliche und sozialpolitische Nachrichten für die Elektrizitäts-, Gas-
 und Wasserwirtschaft Deutschlands. (Elgawe-Tagesfragen.) Jg. 3, Nr. 64/65
 vom 12. und 15. August 1929.

Außer der vorstehend angegebenen Literatur verdanke ich viele Anregungen und Kenntnisse meiner Stellung als Obergeringenieur bei der „Berliner Städtische Elektrizitätswerke AG.“ Die in dieser Eigenschaft gewonnenen Erfahrungen konnte ich bei der vorliegenden Arbeit im weiten Umfange verwerten. Herrn Dr. Krohne bin ich für die von ihm gegebenen Fingerzeige zu großem Dank verpflichtet.

Ganz besonders möchte ich aber meinen Dank dem Herrn Staatssekretär z. D. Prof. Dr. J. Hirsch für die von ihm erteilten Ratschläge aussprechen.