Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 72 (1981)

Heft: 21

Artikel: Rückblick auf die Entwicklung im Bau elektrischer Grossmaschinen

Autor: Abegg, K.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-905161

Nutzungsbedingungen

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

Conditions d'utilisation

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

Terms of use

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

Download PDF: 09.12.2025

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

BULLETIN des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
de l'Association Suisse des Electriciens
des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke
de l'Union des Centrales Suisses d'Electricité

Elektrotechnik und Elektronik
Electrotechnique et électronique

Rückblick auf die Entwicklung im Bau elektrischer Grossmaschinen [1])

Von K. Abegg

621.313;

1. Einleitung

Die Entwicklung im Bau elektrischer Grossmaschinen ist eng gekoppelt mit der Entwicklung des Elektrizitätsbedarfes und ganz allgemein mit der wirtschaftlichen Entwicklung. Es sei deshalb an den Verlauf des Elektrizitätsbedarfes in der Schweiz erinnert sowie an den Einsatz an Primärenergie zu dessen Deckung. Diese Entwicklung ist typisch für die industrialisierten Länder und die sog. Schwellenländer, d.h. Entwicklungsländer mit rasch zunehmender Industrialisierung. Blickt man auf den Stromverbrauch im 20. Jahrhundert zurück, so können 4 Phasen festgestellt werden:

– eine erste Phase mit relativ starker Zunahme des Stromverbrauches um einen Faktor 4 bis 1930,

– eine durch die Weltkrise und den 2. Weltkrieg gekennzeichnete Periode schwachen Verbrauchswachstums um nur einen Faktor 2 bis 1950,

– eine erneut starke Wachstumsphase mit einer Verbrauchssteigerung um einen Faktor von beinahe 3 bis 1970 und

– die bekannte Diskussionsphase der 70er und 80er Jahre mit einem Wachstum von 38% in 10 Jahren, aber auch mit dem Slogan: «Kraftwerke? – nein danke; bei mir kommt der Strom aus der Steckdose!»

Während bis in die 60er Jahre der Elektrizitätsbedarf weitgehend mit der einheimischen «weissen Kohle», der Wasserkraft, gedeckt werden konnte, zeichnen sich seit 1970 die Grenzen in der hydraulischen Energiegewinnung ab. Die schweizerische Wasserkraftnutzung zeigt im laufenden Jahrhundert den typisch logistischen Kurvenverlauf. Der Elektrizitätsverbrauch jedoch folgte diesem Verlauf bis heute nicht, so dass man gezwungen ist, alternative Primärenergien zu nutzen. Dank Kernenergie war es bisher möglich, den zusätzlichen Strombedarf sicher und wirtschaftlich zu decken und die starken Schwankungen des Wasserkraftangebotes auszugleichen.

In der Schweiz werden demzufolge vor allem zwei Arten von Grossmaschinen zur Elektrizitätserzeugung benötigt: Hydrogeneratoren in Wasserkraftwerken und Turbogeneratoren in Kernkraftwerken. Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich auf diese beiden Maschinenarten, wobei der grosse Bereich der Spezialmaschinen, wie Einphasengeneratoren, Phasenschieber, Dieselgeneratoren, Kurzschlussgeneratoren usw., bewusst unberücksichtigt bleibt, obwohl auf diesem Gebiet nicht minder wichtige Entwicklungsarbeit geleistet wurde.

Der rasch steigende Elektrizitätsbedarf in allen Industrieländern führte zu höheren Produktionseinheiten, da es mit einer Vielzahl kleiner Einheiten nicht möglich gewesen wäre, die Nachfrage rechtzeitig und wirtschaftlich zu decken. Grössere Einheitsleistungen führen ihrerseits zu höherer Ausnützung des verfügbaren Materials mit allen damit zusammenhängenden Problemen. Im folgenden soll zunächst kurz auf die Parameter eingegangen werden, mit denen der Fortschritt im elektrischen Grossmaschinenbau beurteilt werden kann. Anschliessend wird untersucht, wo die Hauptprobleme bei der Steigerung der Ausnützung liegen und wie sie generell gelöst wurden. Anhand von Beispielen aus dem Turbogeneratoren- und Hydrogeneratorenbau wird gezeigt, wie diese Probleme maschinenspezifisch angepackt wurden.

2. Parameter zur Beurteilung des Fortschritts im elektrischen Grossmaschinenbau

Die Scheinleistung einer rotierenden elektrischen Maschine lässt sich relativ einfach aus den wichtigsten Einflussgrössen berechnen:

$$S = fAB\,(D_R^2\,L)\,n \qquad (1)$$

Dabei bedeuten:

- A *Ankerstrombelag* in A pro Meter Bohrungsumfang, als Mass für die elektrische Ausnützung der Maschine.
- B *Luftspaltinduktion* in T, als Mass für die magnetische Ausnützung der Maschine.
- D_R^2L Mass für das *Aktivvolumen* in m³, gegeben durch den Rotordurchmesser D_R und die aktive Eisenlänge L, als Mass für die Maschinengrösse bzw. für den Materialbedarf.
- n *Nenndrehzahl* in U/min, der wichtigste mechanische Einflussfaktor.

[1]) Vortrag vom 7. Juli 1981 an der ETH Zürich, im Rahmen des Kolloquiums des Institutes für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft.

f ist ein Faktor, der im wesentlichen die geometrische und mechanische Situation näher erfasst. Bei grossen Synchronmaschinen variiert er nur wenig und kann für Übersichtsbetrachtungen als konstant angesehen werden.

Als wichtigste Grösse zur Beurteilung der mechanischen Ausnützung der Maschine gilt das Produkt Aktivvolumen mal Nenndrehzahl. Je kleiner dieses Produkt bei einer bestimmten Scheinleistung ist, desto stärker ist die Maschine ausgenutzt. Es lässt sich daher eine *Ausnützungsziffer c* definieren

$$c = \frac{S}{(D_R^2\, L)\, n} = fAB \qquad (2)$$

welche eng mit der elektrischen und magnetischen Ausnützung der Maschine gekoppelt ist.

3. Hauptprobleme bei der Steigerung der Ausnützung

3.1 Elektrische Ausnützung

Die Steigerung des Strombelages A ist gleichbedeutend mit höheren Stromdichten im Wicklungskupfer und führt damit direkt zum Problem der *Leiterkühlung*. Während vor dem letzten Weltkrieg die meisten Wicklungen indirekt mit Luft an den isolierten Oberflächen gekühlt wurden, konnten die Probleme im Zusammenhang mit den zunehmenden Stromdichten in den Nachkriegsjahren durch direkte Leiterkühlung mit wirksameren Kühlmitteln weitgehend gelöst werden. Durch den Übergang von der Luft auf Wasserstoff und Wasser war es möglich, die Wärmeabgabe von wenigen Zehntel W/cm² auf ca. 10 W/cm² bei direkter Wasserkühlung zu steigern und damit die zulässigen Stromdichten um einen Faktor 4...8 zu erhöhen.

Parallel zu den zunehmenden Stromdichten wurden in den Jahren der starken Leistungssteigerungen auch die Maschinenspannungen erhöht. Während bis zu Leistungen von ca. 300 MVA Spannungen von 6...16 kV üblich sind, liegt man bei Einheitsleistungen über 1000 MVA bereits im Spannungsbereich 24...27 kV. Höhere Spannungen, zunehmend grössere aktive Eisenlängen und grössere Stromdichten stellen jedoch, trotz besserer Kühlverfahren, hohe Anforderungen an die *Wicklungsisolation*. Dies hat sich besonders in den Jahren unmittelbar nach dem Krieg gezeigt, wo mangels genügender Maschinenkapazitäten bei rasch steigender Elektrizitätsnachfrage viele Generatoren überlastet wurden, was bei den konventionellen Wicklungsisolationen auf Basis Schellack und Asphalt zu thermomechanischen Kriecherscheinungen in den Isolationen und frühzeitiger Zerstörung der Wicklungen führte. Durch die Entwicklung neuer Isolationssysteme auf Kunstharzbasis mit Verwendung von Samica und ähnlichen «integrated mica»-Produkten konnten diese Schwierigkeiten überwunden und Wicklungen fabriziert werden, die auch in langen Turbostatoren bei Betriebsspannungen über 20 kV und Betriebstemperaturen bis 150 °C eine hohe Lebenserwartung aufweisen. Während in den 50er Jahren diese neuen Isolationsverfahren noch von vielen Herstellern skeptisch beurteilt wurden, gehören sie heute im Grossmaschinenbau allgemein zum Stand der Technik.

Höhere elektrische Ausnützung führt jedoch nicht nur zu höheren ohmschen Verlusten, sondern auch zu einer Zunahme der *Zusatzverluste,* dies sowohl in den Nuten als auch in den Wicklungsköpfen. Um diese Verluste zu reduzieren und damit die Gefahr lokaler Überhitzungen zu vermeiden, ging man zur speziellen Verdrillung der Statorwicklungsstäbe über. Während bei Maschinen mit kleinen Ankerstrombelägen die seit bald 70 Jahren bekannte 360°-Verdrillung der Teilleiter im Nutbereich nach *Roebel* genügt, werden heute bei stark ausgenützten Turbogeneratoren die Wicklungsstäbe im Nutteil um 540° oder die Stirnbügel zusätzlich um 90° resp. 180° verdrillt. Weitere Massnahmen zur Reduktion der Zusatzverluste sind eine zweckmässige Gestaltung der Stirnräume mit entsprechender Beeinflussung der magnetischen Stirnfelder sowie die Verwendung nichtmetallischer Abstützelemente für die Wicklungsköpfe.

Ein letztes, nicht minder wichtiges Problem, das mit der Steigerung der elektrischen Ausnützung gelöst werden musste, waren die zunehmenden *Stromkräfte* in den Nuten und Wickelköpfen. Durch Felduntersuchungen in den Stirnräumen können die in Störfällen wie Kurzschlüssen oder Fehlsynchronisationen auftretenden kurzzeitig hohen mechanischen Beanspruchungen ermittelt und die Abstützelemente der Wickelköpfe derart gewählt und dimensioniert werden, dass heute auch diese Kräfte gemeistert werden können.

3.2 Magnetische Ausnützung

Im Gegensatz zur elektrischen Ausnützung sind im konventionellen Grossmaschinenbau der magnetischen Ausnützung enge Grenzen gesetzt. Dies ist eine Folge der magnetischen Eigenschaften der Rotorstähle und der verwendeten Elektrobleche, die nur in engen Grenzen verbessert werden konnten. Das Überschreiten der Sättigungsgrenze führt nicht nur zu einem hohen Magnetisierungsaufwand mit entsprechenden Verlusten, sondern auch zu höheren Eisenverlusten. Durch eine sorgfältige Bemessung der Flusswege im Eisen, eine genaue Berechnung des magnetischen Kreises, die Verwendung von Material relativ hoher Permeabilität im Rotor und von Elektroblechen mit kleinen spezifischen Eisenverlusten in der Grössenordnung 1,1...1,5 W/kg im Stator war es in den vergangenen 30 Jahren möglich, die Luftspaltinduktion um etwa 20 % zu erhöhen. Kornorientierte Elektrobleche mit höheren Permeabilitäten und spezifischen Eisenverlusten unter 1 W/kg werden im Bau rotierender elektrischer Maschinen wegen der drehenden Magnetisierung und der verschiedenen Flussrichtungen nur selten verwendet.

Trotz der nur bescheidenen Erhöhung der Luftspaltinduktion waren mit zunehmender Steigerung der Einheitsleistungen verschiedene Probleme zu lösen, von denen zwei besonders erwähnt werden sollen: die *Flussverdrängung* im stark gesättigten Eisen und die *Blechkörperschwingungen.*

Bei hohen Feldstärken in den Statorzähnen und im Statorjoch streut das Magnetfeld in die Nuten und in den Raum ausserhalb des Statorrückens. Dadurch werden Wirbelströme im Nutenkupfer und Abschirmströme in den Aufhängekeilen des Statorblechkörpers erzeugt, die Zusatzverluste mit entsprechenden lokalen Temperaturerhöhungen zur Folge haben. Durch Begrenzung der Teilleiterbreite in den Roebelstäben und genügenden Abstand der vordersten Teilleiterlage vom Luftspalt durch Vornuten lassen sich die Zusatzverluste im Kupfer auf zulässige Werte reduzieren. Um Heisspunkte und die Gefahr von Stromanbrennungen im Bereich der Statorblechaufhängung zu vermeiden, werden die Jochinduktionen auf etwa 1,6 T begrenzt und die Blechaufhängekeile stirnseitig elektrisch gut leitend verbunden.

Das Luftspaltfeld erzeugt auf den Statorblechkörper eine in Umfangsrichtung perodisch verteilte radiale Anziehungskraft, die den Blechkörper verformt und im Betrieb zu Schwingungen

anregt. Um die Übertragung dieser Schwingungen auf das Gehäuse und damit Vibrationen im Fundament zu vermeiden, werden die Statoren vor allem bei 2poligen Grossmaschinen elastisch im Gehäuse abgestützt.

3.3 Mechanische Ausnützung

Wie eingangs erwähnt, steigt die Ausnützungsziffer für eine bestimmte Scheinleistung in erster Linie mit rückläufigem Aktivvolumen. Dieses ist im Elektromaschinenbau mit der Drehzahl mechanisch eng gekoppelt. Die dabei auftretenden Probleme sind jedoch im Gegensatz zu den elektrischen und magnetischen Problemen in hohem Masse von der Maschinenart, ob Turbogenerator oder Hydrogenerator, abhängig. Einige Probleme im Zusammenhang mit der mechanischen Ausnützung, insbesondere bei zunehmenden Einheitsleistungen, werden in den beiden nächsten Kapiteln anhand von Beispielen erläutert.

4. Wachstumsprobleme bei 2- und 4poligen Turbogeneratoren

Seit Charles Brown im Jahr 1898 seinen ersten 6poligen Turbogenerator von 100 kVA in Betrieb gesetzt hat, sind die Einheitsleistungen dieser Maschinen innert 80 Jahren auf 1300 MW/1600 MVA, also auf das 16000fache, angestiegen. Eine ausgeprägte Stagnation ist nur während der Krise der 30er Jahre bis nach dem 2. Weltkrieg aufgetreten. Eine ähnliche Stagnation zeichnet sich heute wieder für die kommenden Jahre ab. Verfügbarkeitsprobleme im Zusammenhang mit den Materialbeanspruchungen vor allem im thermischen Bereich von Grosskraftwerken und die hohen Kosten beim Ausfall grosser Einheiten sowie die zunehmenden, zum Teil übertriebenen Forderungen an die Sicherheit besonders von Kernkraftwerken führten zu vermehrter Standardisierung und damit zu einer Verlangsamung des Wachstums der Einheitsleistungen. Wurde anfangs der 70er Jahre noch mit Einheitsleistungen von 4...6000 MW bis Ende dieses Jahrhunderts gerechnet, so liegen die gegenwärtigen Prognosen bei 1300 MW (Stagnation) bis max. 2000 MW. Dass der Trend zu hohen Einheitsleistungen nichts mit Gigantismus oder technischer Selbstbefriedigung zu tun hat, zeigt eindrücklich der Materialbedarf in Funktion der Einheitsleistung: 20 Generatoren zu je 50 MW brauchen ca. 4mal mehr Material als ein Generator von 1000 MW. Einer ähnlichen Kurve folgt der Aufwand an Fertigungsstunden. Es sind daher vorwiegend ökonomische Überlegungen, die zu höheren Einheitsleistungen führen.

Neben den erwähnten generellen Problemen zur Verbesserung der Ausnützung waren in den vergangenen Jahrzehnten im Turbogeneratorenbau eine grosse Zahl maschinenspezifischer Probleme zu lösen. So konnte in den Jahren 1950 bis 1975 die Luftspaltinduktion um ca. 20 %, der Strombelag jedoch auf das 4fache und damit die Ausnützungsziffer auf fast das 5fache gesteigert werden. Wenn man sich vor Augen hält, dass die Dimensionen der relativ rasch laufenden 2- und 4poligen Maschinen aus mechanischen Gründen beschränkt sind, dann ist leicht verständlich, warum das Kühlproblem für Turbogeneratoren absolute Priorität hat: immer mehr Verlustwärme muss aus einem bestimmten Maschinenvolumen abgeführt werden. Da andererseits die stromabhängigen Effekte mit dem Quadrat des Strombelages zunehmen, ist offensichtlich, warum unmittelbar nach dem Kühlproblem das Problem der Zusatzverluste und das mechanische Problem folgen.

4.1 Kühlung

Der Übergang von der Luft- zur Wasserstoffkühlung und später zur direkten Wasserkühlung war ausschlaggebend für die rasante Leistungssteigerung der Turbogeneratoren in den vergangenen 40 Jahren. Während vor dem letzten Krieg noch Generatoren mit indirekter Luftkühlung der Stator- und Rotorwicklungen für Scheinleistungen bis ca. 50 MVA gebaut wurden, sind heute mit direkter Luftkühlung der Rotorwicklung dreimal höhere Leistungen auf dem Markt. Untersuchungen haben ergeben, dass die Leistung mit diesem Kühlprinzip auf 200 MVA erhöht werden kann. Die ersten Maschinen dieses Leistungsbereiches sind bereits im Bau. Die einfache Luftkühlung engt damit den Bereich der wasserstoffgekühlten Maschinen mit einer Leistungsgrenze von ca. 300 MVA immer mehr ein. Die nur unwesentlich höheren Wirkungsgrade der H_2-gekühlten Generatoren (ca. 0,5 % bei Vollast, ca. 1 % bei Halblast) rechtfertigen diese Kühlart bei Generatoren unter 200 MVA nur noch in Ausnahmefällen.

Wicklungen von Turbogeneratoren über 300 MVA werden direkt gekühlt (Fig. 1). In der Statorwicklung ist das Kühlmittel Wasser, in der Rotorwicklung Wasserstoff oder ebenfalls Wasser bei Grenzleistungsmaschinen. Das Rotorkühlwasser wird am Wellenende über einen Übertrager zu- und abgeleitet. Das kalte Wasser gelangt in der Wellenmitte über ein Zentralrohr und zwei diametral gegenüberliegende Radialrohre in die zwei Kaltwasserkammern unter der Rotorkappe und von dort über eine Isolierstrecke in die Wicklung. Das Warmwasser verlässt den Rotor über die beiden um 90° versetzten Warmwasserkammern, die beiden entsprechenden Radialrohre und durch den Raum zwischen dem Zentralrohr und einem konzentrischen Aussenrohr.

Bei flüssigkeitsgekühlten Grenzleistungsmaschinen wird der Statorblechkörper direkt mit Öl gekühlt, so dass auf den explosionsgefährlichen Wasserstoff und entsprechend schwer dimensionierte Gehäuse verzichtet werden kann (Fig. 2). Im übrigen Teil des Stators wird ein inertes Gas, Stickstoff, verwendet. Durch einen Zylinder aus glasfaserverstärktem Kunstharz im Luftspalt wird der Rotor vom Statorraum getrennt, so dass einerseits die Rotor-Ventilationsverluste reduziert und andererseits durch Feuchtigkeitsüberwachungen Leckagen sofort festgestellt und lokalisiert werden können. Ein gegenwärtig untersuchtes neuartiges Konzept besteht darin, einen Teil der Statorwicklung in den Luftspalt zu verlegen und die Rotorwicklung über die ganze Rotorlänge durch Schrumpf-

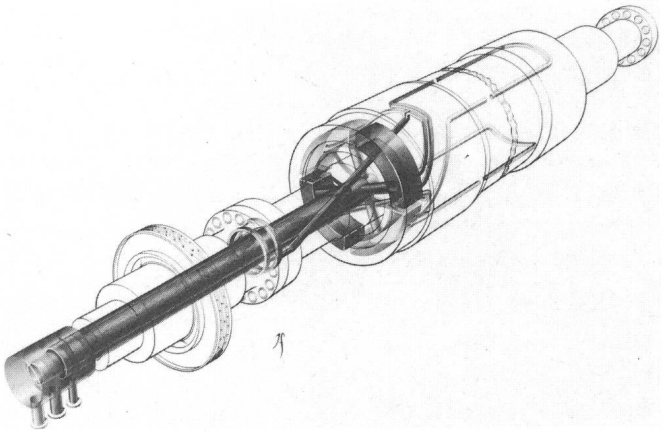

Fig. 1 Wasserkühlung der Rotoren von Turbogeneratoren > 1200 MVA

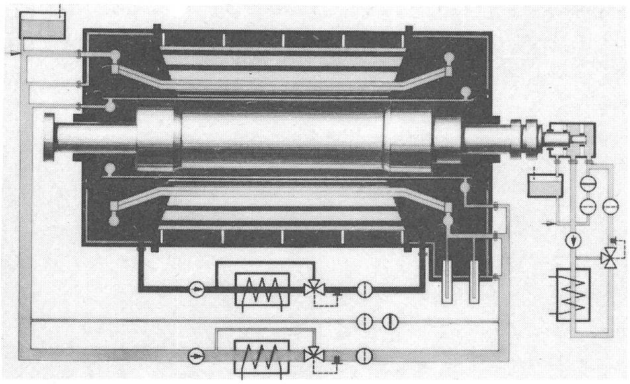

Fig. 2 Flüssigkeitskühlung grosser Turbogeneratoren
Stator-Wasserkreislauf (unten und links) kühlt Statorwicklung (Röbelstäbe und Stabverbindungen), Durchführungen, Abschirmungen im Wickelkopfbereich und einzelne Gehäuseteile. Bei zweipoligen Maschinen wird auch der Luftspaltzylinder wassergekühlt.
Rotor-Wasserkreislauf (rechts) kühlt Rotorwicklung einschliesslich Schleifringen und Verbindungsleitungen zur Wicklung.
Stator-Ölkreislauf kühlt Statorblechkörper (Joch + Zähne)

ringe zu halten. Durch die damit verbundene höhere Ausnützung des Aktivvolumens kann die Einheitsleistung flüssigkeitsgekühlter Turbogeneratoren weiter gesteigert werden.

Grösste Einheitsleistungen sind bei 2poligen Maschinen möglich durch den Bau von Kryogeneratoren mit supraleitenden Rotorwicklungen. Mehrere Prototypen von einigen MW und ein 300-MW-Turbogenerator sind zurzeit im Bau. Der Vorteil supraleitender Turbogeneratoren liegt in den kleineren Verlusten, d.h. einem etwa 0,8 % besseren Wirkungsgrad bei 2000 MVA. Ob dieser Vorteil den Bau derart komplizierter und in der Betriebsführung anspruchsvoller Maschinen in den kommenden Jahren rechtfertigt, ist jedoch noch unsicher.

4.2 Reduktion der Zusatzverluste

Die starke Erhöhung des Strombelages und damit der magnetischen Felder im Wickelkopfraum verursachen zusätzliche Verluste in aktiven und inaktiven Teilen. Die zusätzlichen Wicklungsverluste können, wie schon erwähnt, durch Sonderverdrillungen, beispielsweise durch eine Verdrillung der Leiter auch in den Wicklungsköpfen, reduziert werden. Die Streufelder können jedoch auch zu unerwünschten Überhitzungen im Blechkörper oder in den Abstützelementen führen, besonders durch Feldkonzentration an Orten mit unstetigem Konturverlauf. Damit verbunden sind nicht nur schädliche Nebeneffekte im Nennbetrieb, z.B. Verschlechterung des Wirkungsgrades und Heisspunkte mit der Gefahr von Eisenbrand, sondern auch bei anormalen Betriebsbedingungen, wie bei stark untererregtem Betrieb oder Asynchronlauf. Um derartige Effekte auszuschliessen, werden Turbogeneratoren grosser Leistung statt mit abschirmenden massiven Pressplatten mit konischen, lamellierten Pressplatten ausgeführt. Der damit erzielte stetige Feldverlauf und die gute Einführung des Stirnfeldes in den Blechkörper führen zu kleinen Verlusten in der Pressplatte und kleinen Erwärmungen von wenigen 10 K.

4.3 Mechanische Probleme

Von der Vielzahl mechanischer Probleme, die beim Bau elektrischer Maschinen zu lösen sind, sollen zwei für den Betrieb von Turbogeneratoren besonders wichtige herausgegriffen werden: das *Wickelkopfproblem* und das *Problem des mechanischen Laufverhaltens.*

Der hohe Strombelag führt besonders bei 2poligen Maschinen zu hohen Stromkräften in deren relativ grossen Wickelköpfen. Die Betriebssicherheit hängt damit wesentlich von der zuverlässigen Beherrschung dieser Kräfte ab. Während diese Probleme vor dem letzten Krieg noch vorwiegend empirisch, konstruktiv gefühlsmässig gelöst werden mussten, stehen heute Rechenverfahren und Computerprogramme zur Verfügung, die eine zuverlässige Abschätzung der Wickelkopfkräfte gestatten. Das in Figur 3 dargestellte Gitternetz für die Feldberechnung im Stirnraum eines vierpoligen Turbogenerators wurde mit einem Rechenprogramm erzeugt, das den Vorteil aufweist, dass mit schrittweiser Verfeinerung des Gitters die Feldverteilung mit zunehmender Genauigkeit ermittelt werden kann.

Mit dem gleichen Programm lassen sich auch die Kräfte auf die Wicklung mit genügender Genauigkeit berechnen. Im Leistungsbereich von 100...1000 MVA steigen die Kräfte im Wicklungskopf um den Faktor 6, im Leistungsbereich 1000...2000 MVA vom 6fachen auf das 10fache.

Dank dieser Berechnung ist es heute möglich, die Wickelkopfabstützung optimal zu gestalten und damit wesentlich zur Verbesserung der Betriebssicherheit beizutragen. Bei grossen Generatoren besteht die Wickelkopfabstützung aus einem Verbund von Ringen, Abstützwinkeln und Zuglaschen aus glasfaserverstärktem Kunststoff. Dieser Verbund ist mit Federplatten aus gleichem Material an der Pressplatte sowie am Statorgehäuse befestigt und erlaubt damit eine axiale Dehnung des Wicklungskopfes. In radialer und tangentialer Richtung nimmt der Abstützverbund die Kurzschlusskräfte auf.

Auch der Fortschritt in der Isolationstechnik hat wesentlich zur Lösung des Wickelkopfproblems beigetragen. Besonders deutlich ist dies bei den luftgekühlten Turbogeneratoren ersichtlich. Noch vor 20 Jahren wurden die meisten luftgekühlten Turbogeneratoren mit Evolventen-Wicklungen ausgeführt und mit Asphaltmikafolium isoliert. Die Wicklungsköpfe mussten in mühsamer Arbeit durch Einpassen von Distanzstücken mit Bandagen abgestützt werden, die nach einigen Jahren zum Teil wieder nachgespannt werden mussten. Heute können auch luftgekühlte Turbogeneratoren nach dem Compact-Verfahren isoliert werden, das bei kleinen und mittleren Maschinen schon lange bekannt ist (Fig. 4).

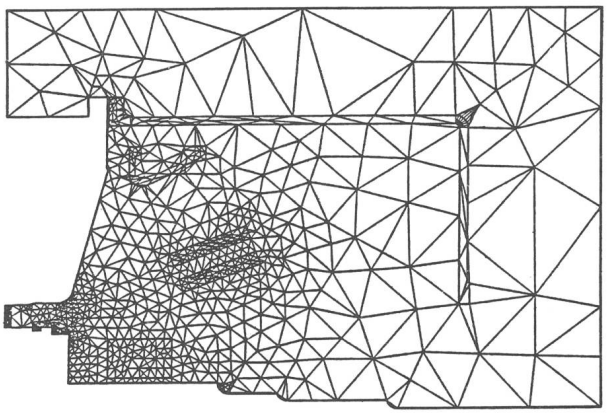

Fig. 3 Gitternetz zur Feldberechnung im Stirnraum eines 4poligen Turbogenerators

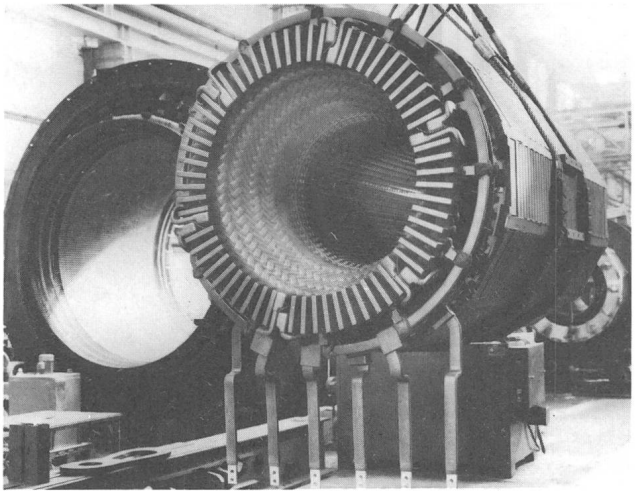

Fig. 4 Compact-Stator eines luftgekühlten Turbogenerators

Die Wicklung wird wie bei den Grossgeneratoren als Zweischicht-Stabwicklung mit Samica-Glasband isoliert, in den Statorblechkörper eingelegt, verkeilt und in den Wicklungsköpfen mit Glasgarnkordeln distanziert. Der gesamte Stator wird anschliessend unter Vakuum mit Kunstharz imprägniert und ausgehärtet. Blechkörper und Wicklung bilden dadurch eine kompakte Einheit mit vorzüglichen Eigenschaften sowohl in elektrischer als auch in thermischer und mechanischer Hinsicht.

Von grosser Bedeutung für den sicheren Betrieb von Turbogruppen ist das mechanische Laufverhalten. Da der Generator mechanisch mit der Turbine, elektrisch mit dem Netz gekuppelt ist, handelt es sich dabei um ein Systemproblem. Die einfachen Berechnungsmethoden für die kritischen Drehzahlen, die sich nur auf den Generatorrotor beschränken, genügen für Grossmaschinen schon lange nicht mehr. Sie mussten durch neue Verfahren ersetzt werden, welche den gesamten Wellenstrang mit seinen Asymmetrien, Lagerelastizitäten, Dämpfungseigenschaften usw. berücksichtigen. Eine enge Kopplung der theoretischen Basis mit den Messungen auf dem Prüfstand und im Betrieb führte besonders in der Wachstumsphase der 60er und zu Beginn der 70er Jahre zu neuen Erkenntnissen, welche heute das Auswuchten der Turbogruppen wesentlich erleichtern und gutes Laufverhalten im Betrieb auch bei Störfällen sicherstellen.

Ein Problem, das die Laufruhe nur kurzzeitig beeinflusst, aber von grösster Bedeutung für den sicheren Betrieb der Turbogruppen ist, sind die Wellenbeanspruchungen bei kraftwerksnahen Störungen und entsprechenden Netzrückwirkungen. Dieses Problem ist erst in den letzten 10 Jahren mit der Inbetriebnahme von Turbogruppen zunehmend grösserer Leistungen mit entsprechend langen und schlanken Wellensträngen aktuell geworden. Da auch die Kurzschlussleistungen der Netze stark gestiegen sind, kann der Stoss der wiederkehrenden Netzspannung unmittelbar nach einem Kurzschluss in der Nähe des Kraftwerkes den Wellenstrang zu Schwingungen anregen und hohe mechanische Drehmomente hervorrufen (Fig. 5). Im untersuchten Fall einer 4poligen Turbogruppe von 1480 MVA, 60 Hz, steigt das elektrische Drehmoment T_e beim Kurzschluss auf den doppelten Nennwert, das mechanische T_m auf etwa 1,3 pu. Dabei wurde angenommen, dass das Kraftwerk über 3 Übertragungsleitungen mit dem Netz verbunden ist, wobei in der schwächsten Leitung der Kurzschluss in Kraftwerksnähe erfolgt. Wird diese Leitung abgeschaltet, so kehrt die volle Netzspannung ruckartig zurück und versetzt dem Wellenstrang einen zweiten Drehmomentstoss. Je nach Schwingungslage des Wellenstranges im Zeitpunkt dieses Stosses können die mechanischen Drehmomente etwas verkleinert oder erheblich vergrössert werden. Wird im untersuchten Fall nach 180 ms abgeschaltet (Fig. 5b), bleibt die Turbogruppe am Netz, erleidet jedoch eine Wellenbeanspruchung vom 3½-fachen Nennwert. Wird erst nach 196 ms abgeschaltet (Fig. 5c), fällt die Gruppe ausser Tritt, erleidet jedoch nur noch einen Drehmomentstoss vom 1,3fachen Nennwert. Das Beispiel zeigt, dass mit zunehmenden Einheitsleistungen Systemanalysen immer wichtiger werden und deren Resultate einerseits soweit möglich bei der Dimensionierung der Turbogruppen, andererseits beim Schutzkonzept der gesamten Anlage berücksichtigt werden müssen.

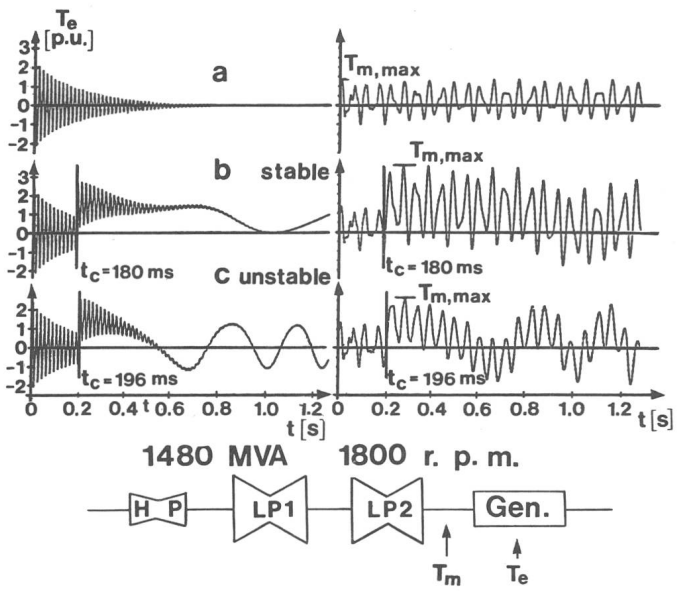

Fig. 5 Drehmomentschwingungen im Wellenstrang von Turbogruppen bei Kurzschluss in Kraftwerknähe
Elektrischer (T_e) und Wellen (T_m)-Drehmomentverlauf bei Dreiphasenkurzschluss
a ohne Fortschaltung
b mit Fortschaltung nach 180 ms (stabil)
c mit Fortschaltung nach 196 ms (unstabil)

5. Wachstumsprobleme bei Hydrogeneratoren

Das praktisch nutzbare Wasserkraftpotential der Welt wird auf mehr als 2200 GW geschätzt. Etwa ¼ davon liegt in den OECD-Ländern und wird bereits zu 45 % genutzt. Weitere 20 % des OECD-Potentials sollen durch Kraftwerke in Bau und Planung verwertet werden. Das grösste Potential mit beinahe der Hälfte der weltweit nutzbaren Wasserkräfte liegt in den Entwicklungsländern und ist erst zu 7 % ausgebaut, weitere 5 % sind im Bau und 15 % in Planung.

In der Schweiz hat die Nutzung der Wasserkräfte zur Stromerzeugung vor 100 Jahren begonnen: 1882 wurde in Lausanne das erste Wasserkraftwerk von 180 PS mit einem 105-V-Gleichstromgenerator in Betrieb genommen; 1892 folgte im Kappelerhof bei Baden das erste 400-PS-Kraftwerk mit Zweiphasengeneratoren (2 × 185 kVA, 1 kV, 200 U/min) und 1894 in Zufikon das erste Wasserkraftwerk mit Drehstromgeneratoren (270 kVA, 5 kV, 115 U/min). Die «weisse

Kohle» deckte vor 10 Jahren noch praktisch den gesamten Elektrizitätsbedarf. Mit zunehmendem Ausbau der Wasserkräfte stiegen auch die Einheitsleistungen und erreichten in der Zentrale Bitsch mit 140 MVA einen Wert, der 500mal grösser ist als derjenige der alten Generatoren in Zufikon.

Viel grössere Generatorleistungen zur direkten Nutzung der Wasserkräfte der Schweiz sind nicht mehr zu erwarten, da die Reserven weitgehend erschöpft sind und der weitere Strombedarf durch thermische Kraftwerke, vor allem Kernkraftwerke, gedeckt werden muss. Der Bedarf an Hydrogeneratoren grosser Leistungen wird daher in Zukunft in der Schweiz vorwiegend auf Pumpspeicheranlagen zur indirekten Nutzung der Wasserkraft konzentriert sein.

Die hydraulischen Gegebenheiten bedingen eine Vielzahl von Turbinenarten und damit von Bauformen der Hydrogeneratoren. Diese lassen sich nach drei Hauptkriterien klassieren:

(1) nach *Drehzahlbereichen:*
- bis ca. 300 U/min: Generatoren für Laufkraftwerke mit Kaplan-, Francis-, Rohrturbinen (Langsamläufer)
- ab ca. 300 U/min: Generatoren für Hochdruck- und Pumpspeicherwerke mit Francis- und Peltonturbinen (Schnelläufer).

Zu diesen beiden Gruppen gehören auch Motorgeneratoren und polumschaltbare Generatoren.

(2) nach *Wellenlage:* horizontal oder vertikal.

(3) nach *Lageranordnung:*
- bei horizontalen Wellen: Schildlagertypen oder Bocklagertypen
- bei vertikalen Wellen: Traglager über dem Generator, Traglager unter dem Generator mit oberem Führungslager oder ohne oberes Führungslager (Schirmtypen).

Das Wachstum der Hydrogeneratoren wird im wesentlichen durch die hydraulischen Gegebenheiten und den damit

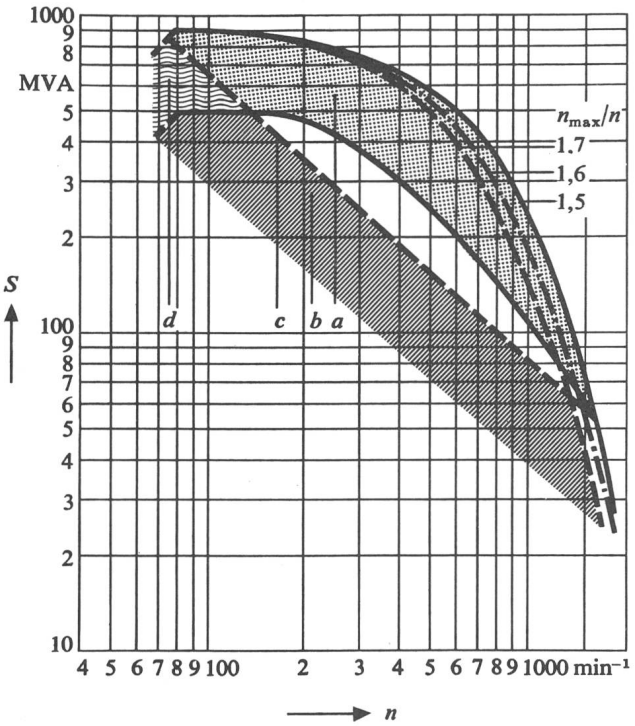

Fig. 6 Wirtschaftliche Grenzleistung *S* in Funktion der Drehzahl *n* für Motorgeneratoren in Pumpspeicheranlagen

a Bereich der direkten Stator- und Rotorwasserkühlung
b Luftkühlung (konventionell)
c untere Grenze für direkte Wasserkühlung
d Bereich für Wasserkühlung im Stator und Luftkühlung im Rotor

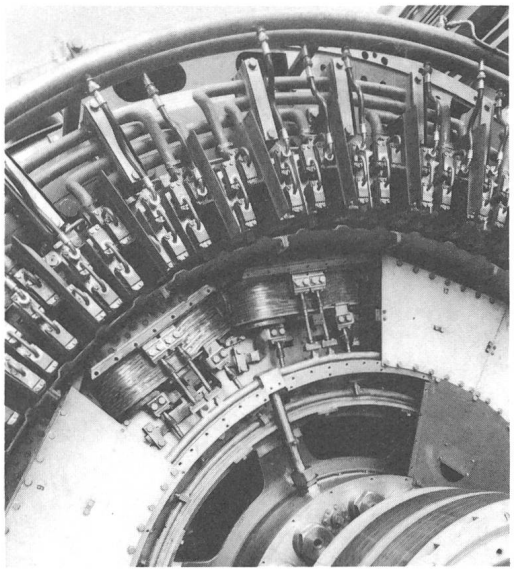

Fig. 7 Stirnpartie eines wassergekühlten Hydrogenerators

zusammenhängenden Drehzahlbereich bestimmt. Bei den Langsamläufern im Drehzahlbereich bis 300 U/min ist wegen des relativ grossen Wasserkraftangebotes und der relativ kleinen Materialbeanspruchungen das Wachstumspotential am grössten. Bei Nenndrehzahlen im Bereich von 200 U/min stiegen die Einheitsleistungen in den letzten 20 Jahren auf das 5fache. Die Schnelläufer nähern sich viel rascher der Grenzkurve für konventionelle Technik: bei 750 U/min lag das Wachstum der Einheitsleistung nur bei einem Faktor in der Grössenordnung 3. Der rasche Fortschritt bei den Einheitsleistungen langsam laufender Hydrogeneratoren ist in Brasilien am eindrücklichsten. In den letzten 20 Jahren nahmen die Leistungen von 4,3 MVA in Itapura auf 824 MVA in Itaipu zu, d.h. auf das 190fache. Dabei konnte das Leistungsgewicht von 8 auf 4 t/MVA, also auf die Hälfte reduziert werden, ähnlich wie bei der Steigerung der Einheitsleistung der Turbogeneratoren.

Beim Wachstum der Hydrogeneratoren treten vor allem Kühlprobleme, mechanische Probleme und Sonderprobleme auf, die bauformspezifisch sind. Im folgenden werden einige Beispiele aus der Vielzahl dieser Probleme kurz erörtert.

Die wirtschaftlich zweckmässige Kühlung von Hydrogeneratoren ist leistungs- und drehzahlabhängig, wie Figur 6 für Motorgeneratoren in Pumpspeicheranlagen zeigt. Konventionelle Luftkühlung deckt den Leistungs-/Drehzahlbereich von 100 MVA/1000 U/min bis 500 MVA/80 U/min. Mit direkter Wasserkühlung der Stator- und Rotorwicklung kann dieser Bereich wesentlich erhöht werden auf ca. 150–250 MVA bei 1000 U/min bis 900 MVA/80 U/min. Der Übergang von der Luft- zur Wasserkühlung ist von weiteren Parametern wie Schwungmoment, Verlustbewertung, Verfügbarkeit usw. abhängig. Im Leistungsbereich über 500 MVA eignet sich bis ca. 150 U/min am besten eine gemischte Kühlung mit direkter Wasserkühlung der Statorwicklung und konventioneller Luftkühlung im Rotor. Figur 7 zeigt die Stirnseite eines 86-MVA-Generators, 428 U/min, 12 kV mit direkter Wasserkühlung der Rotor- und Statorwicklung sowie der Statorpressplatten.

Während bei Schnelläufern grosser Leistung das Kühlproblem im Vordergrund steht, sind es bei grossen Langsamläufern vor allem mechanische und Lagerprobleme, die mit

steigenden Einheitsleistungen gelöst werden mussten. Die grossen Gehäusedurchmesser (20 m im Fall Itaipu) haben bei starrer Verankerung des Stators im Fundament schon bei relativ kleinen Temperaturdifferenzen zwischen Blechkörper und Gehäuse grosse tangentiale Druckspannungen im Blechkörper zur Folge, welche zum Auskippen der Statorbleche und zur Beschädigung der Bleche und Wicklung führen können. Das gleiche gilt für den oberen Lagerstern, dessen Zentralkörper wärmer wird als das Gehäuse. Es entstehen Druckspannungen in den Armen und tangentiale Zugspannungen im Statorgehäuse oder Fundament. Indem der Stator über Schrägblattfedern mit dem Fundament verbunden und die Arme des oberen Lagerstern über Schrägblattfedern auf dem Gehäuse abgestützt werden, können derartige Störungen vermieden werden (Fig. 8).

Wenn man sich vor Augen hält, dass die Traglager der Generatoren Itaipu eine Belastung von 4500 t aufnehmen müssen, dann ist offensichtlich, dass dem Lagerproblem mit steigenden Leistungen besondere Beachtung geschenkt werden musste. Figur 9 zeigt ein Tragsegment für hoch belastete Lager, das aus einem relativ dünnen Laufsegment besteht, welches über Bolzen unterschiedlicher Dicke und damit unterschiedlicher Federkonstante auf einem dicken Tragsegment abgestützt ist. Die Reibungswärme wirkt nur auf das dünne Laufsegment; die Bolzen und das Tragsegment befinden sich im Ölbad gleicher Temperatur. Da sich die Wärmedehnungskräfte damit nur auf einen gewissen Querschnitt im Verband Laufsegment-Bolzen-Tragsegment auswirken, ist die Deformation des Laufsegmentes wesentlich kleiner als bei konventionellen einteiligen Tragsegmenten.

Dass die Entwicklung derartiger Lager mit einem hohen Prüfaufwand verbunden ist, beweist der 600 t schwere Prüfstand (Fig. 10), mit dem die neuen Segmente geprüft wurden. Durch Versuche konnte der Nachweis erbracht werden, dass die neue Lagerkonstruktion auch bei spezifischen Belastungen, die 50 % über denjenigen der üblichen massiven Kippsegmentlager liegen, sämtliche Betriebsanforderungen erfüllt.

Sonderprobleme stellen vor allem Hydrogeneratoren, die von der bisher beschriebenen «Normaltechnik» abweichen. In diesem Zusammenhang muss auf die Generatoren für Rohrturbinen hingewiesen werden, die beim Bau von Kleinkraftwerken und bei der Erneuerung alter Anlagen häufig verwendet werden. Neben den bisher vorwiegend gebauten Anlagen mit konventionellen Generatoren ausserhalb der Wasserströmung und dem «Bulb»-Typ mit umströmtem Generator wurde im letzten Jahrzehnt der Ausführung mit durchströmten Generatoren wieder mehr Beachtung geschenkt. Escher Wyss hat dieses Prinzip neu aufgegriffen und daraus die sog. Straflo-Turbine entwickelt (Fig. 11). Der Generatorrotor sitzt direkt auf dem Turbinenrad und wird durch ein Dichtungssystem gegen das Eindringen von Wasser geschützt. Derzeit geht im umgebauten Kraftwerk «Am Giessen» des EWZ in Zürich-Höngg eine neue Maschinengruppe dieses Prinzips mit rund 1,5 MW

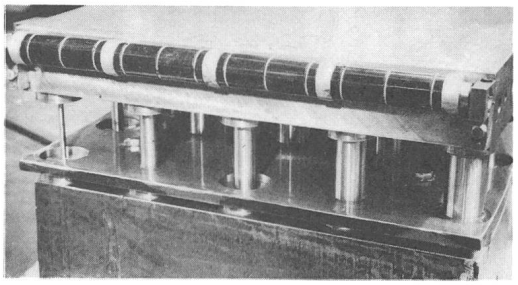

Fig. 9 Tragsegment für hochbeanspruchte Traglager

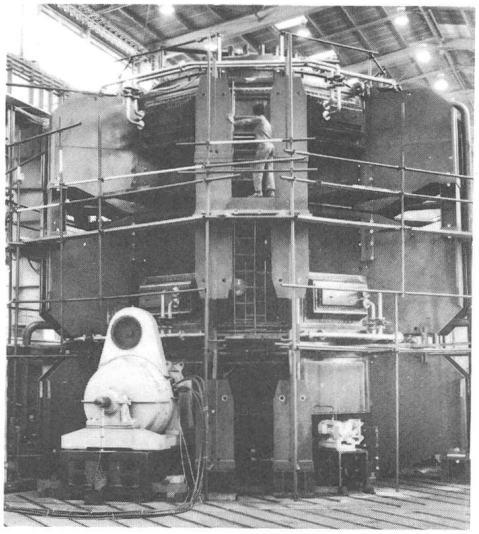

Fig. 10 Prüfstand für axiale Druckkräfte bis 3000 t

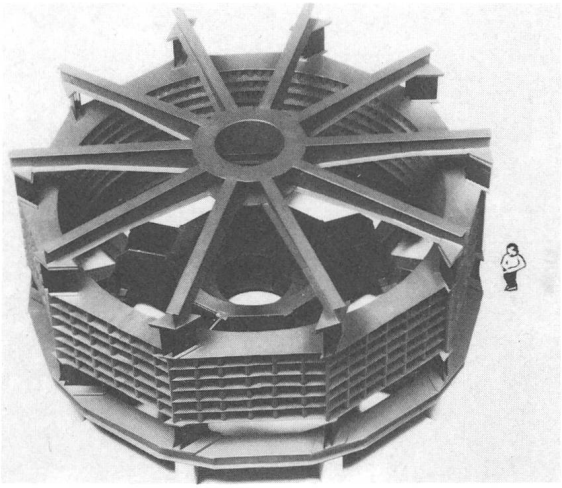

Fig. 8 Stator- und Tragsternkonstruktion für grosse Hydrogeneratoren (Modellaufnahme)

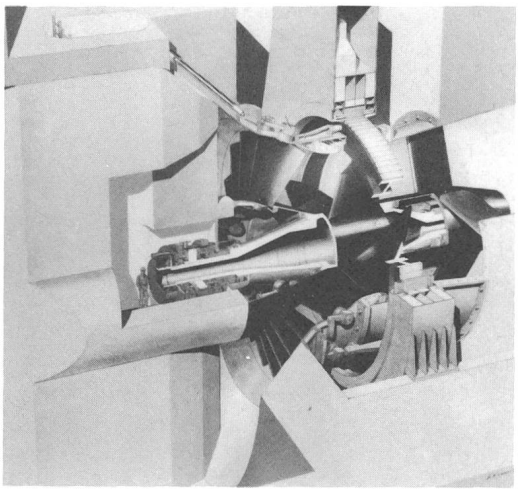

Fig. 11 Straflo-Turbine mit durchströmtem Generator

Maximalleistung in Betrieb. Das bisher grösste Straflo-Kraftwerk mit einer Maximalleistung von 20 MW/21,25 MVA soll 1983 in Annapolis/Canada den Betrieb aufnehmen.

Eine grosse Zahl maschinenspezifischer Probleme musste in den vergangenen Jahren auch bei den Einphasengeneratoren und Motorgeneratoren für Pumpspeicheranlagen gelöst werden. Bei den Einphasengeneratoren wurden vor allem bei der elastischen Statoraufhängung zur Dämpfung der auf das Fundament übertragenen doppelfrequenten Statorschwingungen Fortschritte erzielt. Bei den Motorgeneratoren lagen die Hauptprobleme beim asynchronen Anlauf und bei der Polumschaltung für verschiedene Drehzahlen im Motor- und Generatorbetrieb. Durch zweckmässige Gestaltung der massiven Pole und der Dämpferwicklung bei lamellierten Polen sowie durch geeignete Anlaufverfahren konnte der asynchrone Anlauf bis zu relativ hohen Leistungen realisiert werden. Mit steigenden Drehzahlen nimmt diese Grenzleistung von ca. 12 MVA pro Pol bei 100 U/min auf etwa 22 MVA pro Pol bei 1500 U/min zu. Auch im Bau von polumschaltbaren Maschinen konnten durch die Wahl geeigneter Polschuhkonfigurationen und durch zwei ineinander verschachtelte Statorwicklungen Lösungen gefunden werden, die sich im Betrieb bewährten.

Adresse des Autors

Karl Abegg, dipl. El.-Ing. ETHZ, Direktor im technischen Führungsstab der Konzerngruppe Schweiz, BBC Aktiengesellschaft Brown, Boveri & Cie, 5401 Baden.

Literatur

[1] *G. Neidhöfer:* Gedanken zur technisch-wissenschaftlichen Ingenieurtätigkeit, dargelegt an Lösungsbeispielen in elektrischen Maschinen. Bull. SEV/VSE 68(1977)14, S. 685...689.

[2] *G. Neidhöfer* et *M. Therby:* Développement des turbo-alternateurs de grande puissance. Quelques problèmes et leur solution particulière. Journées internationales d'étude des centrales électriques modernes à Liège (Belgique) du 14 au 18 octobre 1974. Bull. Sci. AIM 88(1975)3, p. 279...287.

[3] *K. Abegg:* Das Wachstum der Turbogeneratoren. Bull. SEV 64(1972)26, S. 1692...1703.

[4] *J. Grünenwald:* Erfahrungen mit dem flüssigkeitsgekühlten Generator Skaerbaek III. Brown Boveri Mitt. 65(1978)1, S. 36...41.

[5] *J. Grünenwald, H. Pohl* et *R. Joho:* Nouvelle conception des rotors de turbo-alternateurs refroidis à l'eau. Rapport CIGRE No. 11–07, 1980.

[6] *P. Brandl:* Stromkräfte in den Stirnverbindungen von Drehstromwicklungen. Brown Boveri Mitt. 67(1980)2, S. 128...134.

[7] *J. Grünenwald:* Massnahmen zur Erreichung hoher Verfügbarkeit und Revisionsfreundlichkeit bei Turbogeneratoren. Brown Boveri Mitt. 66(1979)6, S. 379...385.

[8] *R.H. Schuler, J. Gribet* und *J. Scheel:* Betriebserfahrungen bei Hochspannungsmaschinen mit ganzgetränkten Wicklungen. Brown Boveri Mitt. 63 (1976)8, S. 508...512.

[9] *I.M. Canay, H.J. Rohrer* and *K.E. Schnirel:* Effect of electrical disturbances, grid recovery voltage and generator inertia on maximization of mechanical torques in large turbogenerator sets. IEEE Trans. PAS 99(1980)4, p. 1357 to 1370.

[10] *W. Wyssling:* Die Entwicklung der schweizerischen Elektrizitätswerke und ihrer Bestandteile in den ersten 50 Jahren. Zürich, SEV, 1946.

[11] *K. Fiesenig* und *G. Rais:* Generatoren für grosse Wasserkraftwerke in Brasilien. Brown Boveri Mitt. 67(1980)2, S. 94...99.

[12] *N. Krick:* Der Export von Wasserkraft-Generatoren und Gesamtanlagen. Wasser, Energie, Luft 70(1978)11/12, S. 309...314.

[13] *K. Baltisberger* u.a.: Motorgeneratoren für Pumpspeicheranlagen. Brown Boveri Mitt. 65(1978)5, S. 280...291.

[14] *W. Kellenberger:* Der optimale Winkel für die Abstützung von vertikalen Wasserkraftgeneratoren mit schrägen Armen oder Blattfedern. Brown Boveri Mitt. 67(1980)2, S. 108...116.

[15] *M. Starcevic* und *F. Mez:* Die Entwicklung von grossen Traglagern für vertikale Wasserkraftgeneratoren. Brown Boveri Mitt. 67(1980)2, S. 152...153.

[16] *B. Barp:* Umbau des Kraftwerks «Am Giessen» in Zürich-Höngg. Escher Wyss Mitt. 52(1979)2, S. 39...43.

[17] *W. Meier* und *H. Miller:* Die Entwicklung zur STRAFLO-Turbine. Bull. SEV/VSE 69(1978)17, S. 943...947.

[18] *H. Miller:* Nutzen der Gezeiten. Technica 30(1981)13, S. 1206.