

**Zeitschrift:** Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins  
**Herausgeber:** Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke  
**Band:** 63 (1972)  
**Heft:** 18

**Artikel:** Die elektrische Speicherheizung : Gleichzeitigkeitsfaktoren auf den einzelnen Verteilungsebenen  
**Autor:** Anders, P. / Stoy, B.  
**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-915735>

### **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:** 17.02.2026

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

zustreben. Schäfer (D) wies darauf hin, dass Komfort und «better living» keine identischen Begriffe darstellen. Wir müssen nicht Komfort, sondern gesünderes Klima schaffen. Dazu benötigen wir das vollintegrierte Gebäude, was die Zusammenarbeit von Planern, Architekten, Bauingenieuren usw. zur Voraussetzung hat. Greiner (USA) verdeutlichte dies mit dem folgenden Ausspruch:

Wenn ein Architekt ein Haus allein baut, fällt es zusammen.

Wenn der Ingenieur es tut, muss man es wieder abreißen.

Nur aus Kooperation und Koordination kann Vernünftiges entstehen. Wie Hardy (GB) ausführte, ist es unsinnig, in einem milden Klima ein vollverglastes Haus zu bauen, das dann infolge der freien Wärme «free heats» gekühlt werden muss. Es wäre in diesem Falle besser, eine andere Lösung als das vollverglaste Haus zu suchen.

Nun, der Vortragssaal in Göteborg war klimatisiert. Bei den zur Zeit des Kolloquiums herrschenden Temperaturen war dies äusserst angenehm. Dieses Klima hat viel zum Erfolg der Veranstaltung mit beigetragen. J. Mutzner

## Die elektrische Speicherheizung – Gleichzeitigkeitsfaktoren auf den einzelnen Verteilungsebenen

Von P. Anders und B. Stoy

### 1. Vorbemerkungen

#### 1.1 Gegenstand der Untersuchung

Die vorliegende Untersuchung beschäftigt sich ausschliesslich mit der elektrischen Speicherheizung, da zurzeit in der Bundesrepublik Deutschland (BRD) andere elektrische Heizsysteme nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Vielfach wird angenommen, die elektrische Speicherheizung weise einen hohen Gleichzeitigkeitsfaktor auf, der auch bei einer grossen Anzahl von Anlagen nicht wesentlich von  $g_{Aw} = 1$  abweichen könne. Es ist das Ziel dieser Arbeit, Erfahrungswerte und Messergebnisse vorzulegen, die zeigen sollen, dass entgegen dieser Annahme ein weitaus grösserer Prozentsatz an Speicherheizleistung als erwartet von den Verteilungsnetzen aufgenommen werden kann. Die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Netzaufwendungen, auf Netzplanung und Netzgestaltung sollen nicht diskutiert werden. Hierzu sei auf die Berichte von Gilson und Weber auf diesem Kolloquium sowie auf das von der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) herausgegebene Buch «Aktivierung und Planung von Netzen für allelektrische Versorgung», an dem massgebende Fachleute der deutschen Elektrizitätswerke mitgewirkt haben, verwiesen.

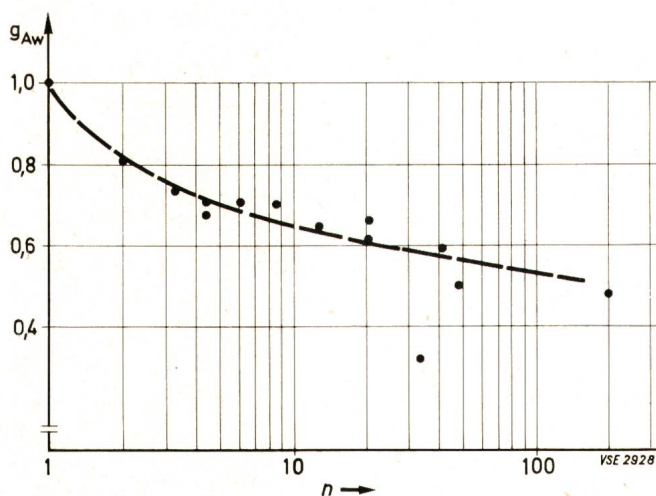


Fig. 1  
Gleichzeitigkeitsfaktoren der als Vollraumheizung betriebenen elektrischen Direktheizung (USA, Schweden, Dänemark, BRD)  
 $n$  = Anzahl Abnehmer

Ebenso soll in dieser Arbeit nicht die von einigen deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) geübte Praxis behandelt werden, bei allelektrischen Wohnungen einige Nebenräume (Küche, Bad, Diele) sowie evtl. das Schlafzimmer mit einer elektrischen Direktheizung auszustatten. Die Erfahrung zeigt, dass diese Direktheizung während der Nachtaufladezeit nicht in nennenswertem Umfang in Betrieb ist. Auch zur Tageszeit ist sie in den Belastungskurven dieser Haushalte kaum festzustellen.

Zur Beurteilung ihres Gleichzeitigkeitsfaktors können weitergehende Erfahrungen anderer Länder (Fig. 1) kaum herangezogen werden, da diese sich auf eine Vollraumheizung stützen, es sich im vorliegenden Fall jedoch nur um eine Beheizung von Nebenräumen handelt, die mit abgesenkter Temperatur, nur periodisch oder überhaupt nicht vorgenommen wird.

#### 1.2 Definition des Gleichzeitigkeitsfaktors

In den von der VDEW herausgegebenen «Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft» wurden die in der Energiewirtschaft gebräuchlichen Fachausdrücke gesammelt und allgemeingültig definiert.

Diese Begriffsbestimmungen legen den Gleichzeitigkeitsfaktor wie folgt fest:

$$g = \frac{P_{\max}}{\sum P_{\max i}} \quad \begin{array}{l} \text{Höchstlast in einer Zeitspanne} \\ \text{Summe der Höchstlasten aller Abnehmer} \\ \text{in der Zeitspanne} \end{array}$$

In der vorliegenden Arbeit wird, wie nachfolgend ausführlich zu begründen ist, abweichend von dieser Definition der Gleichzeitigkeitsfaktor wie folgt eingeführt und als Abgrenzung gegenüber der üblichen Definition der Index «Aw» beigefügt:

$$g_{Aw} = \frac{P}{P_{Aw}} \quad \begin{array}{l} \text{Last der Speicherheizung in einem Netzbereich} \\ \text{Anschlusswert (Aw) der Speicherheizung} \\ \text{in diesem Netzbereich} \end{array}$$

Nach Meinung der Verfasser ist es notwendig, von der allgemeingültigen Begriffsbestimmung des Gleichzeitigkeitsfaktors abzuweichen, um bereits in der Definition deutlich zu machen, dass gerade das Wissen um den Anteil des Anschluss-



wertes der Speicherheizung in der Netzlast von grosser Bedeutung ist. Zudem wird in der Literatur und in fachlichen Diskussionen zu Problemen der elektrischen Speicherheizung der Begriff Gleichzeitigkeitsfaktor fast ausschliesslich im Sinne der hier abgewandelten Definition benutzt. Aus diesem Grunde erscheint ihre Beibehaltung einer besseren Verständigung wegen vorteilhaft. Dafür sprechen auch ausführlichere Überlegungen, die zeigen, dass gerade bei der elektrischen Speicherheizung die «Summe der Höchstlasten» und der «Anschlusswert» nur geringfügig voneinander abweichen. Eine andere Bezeichnung, wie etwa der ebenfalls von der VDEW festgelegte Verbrauchsfaktor ( $v_i = P_{\max} / P_{AW}$ ), kann deshalb nicht sinnvoll sein.

In der Definition des Gleichzeitigkeitsfaktors  $g_{AW}$  wird allgemein die Last  $P$  betrachtet und die Höchstlast  $P_{\max}$  nur als Sonderfall behandelt.

Die Gründe ergeben sich aus den besonderen Bedingungen der Speicherheizung. Die EVU hatten den Gedanken der elektrischen Speicherheizung aufgegriffen, um ein ausgeprägtes

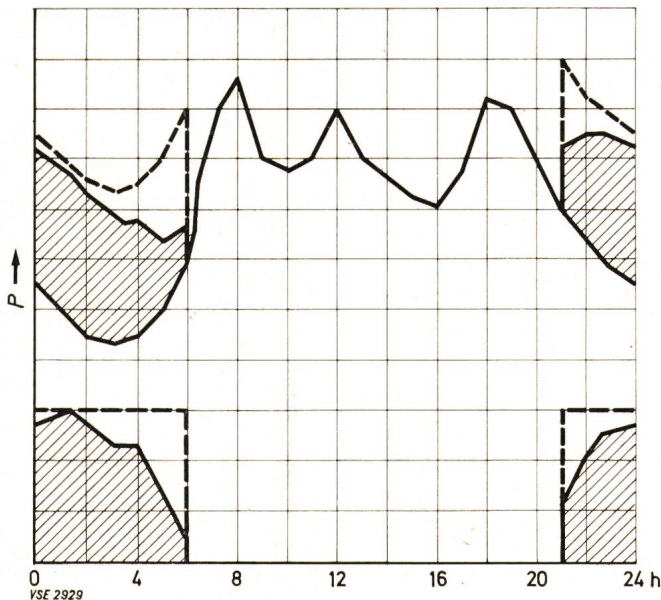


Fig. 2  
Nachtlast und Heizlast

Nachtlast in den Belastungskurven der Verteilernetze aufzufüllen und somit ungenutzte Versorgungskapazitäten auszulasten. Um eine Belastung durch Festkosten zu vermeiden, muss gewährleistet sein, dass der Belastungszuwachs durch die elektrische Speicherheizung nicht zu einer Spitzenbildung in der Belastungskurve führt.

Die Fig. 2 zeigt, dass in den kritischen Bereichen der Schwachlasttalflanken der Einfluss der Speicherheizung besonders beobachtet werden muss. Bei der elektrischen Speicherheizung kann der Gleichzeitigkeitsfaktor deshalb nicht nur für die auftretende höchste Heizlast interessant sein, sondern er muss auch in dem kritischen Bereich zu Beginn und zum Ende der Freigabezeit gesondert betrachtet und angegeben werden.

Die theoretischen Überlegungen zum Gleichzeitigkeitsfaktor werden nur auf die kältesten Tage des Normaljahres bezogen. Wird ein Maximalwert  $g_{AW}(\max)$  angegeben, bezieht sich dieser entweder auf die Nachtaufladezeit oder die Tagesnachladezeit dieser Tage.

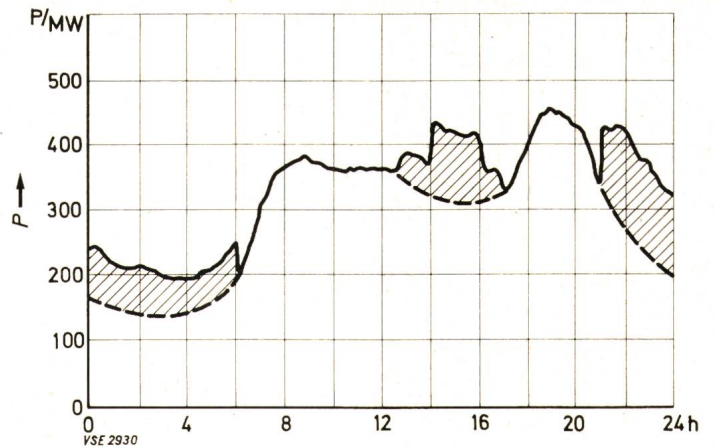


Fig. 3  
Heizlastermittlung aus der geschriebenen Belastungskurve eines grösseren Versorgungsbereiches

### 1.3 Ermittlung des Gleichzeitigkeitsfaktors

Die in dieser Ausarbeitung angegebenen Gleichzeitigkeitsfaktoren wurden der Literatur entnommen oder aus in der Literatur angegebenen Belastungskurven ermittelt. Zusätzlich standen eine grössere Anzahl von Messergebnissen und Belastungskurven aus dem Unternehmen, in dem die Verfasser tätig sind und auch aus anderen EVU zur Verfügung.

Geschriebene Belastungskurven sind bezüglich der aufgetretenen Heizlast im allgemeinen einfach zu interpretieren, da sowohl der Lastzuwachs wie der Lastabfall zu Beginn und zum Ende der Freigabezeit augenfällig in Erscheinung treten. Der Verlauf der Heizlast kann im Vergleich mit Belastungskurven ohne ausgeprägte Heizlast des selben Versorgungsbereiches geschätzt werden (Fig. 3 und 4), wobei sorgfältig darauf geachtet werden muss, dass gleiche Randbedingungen

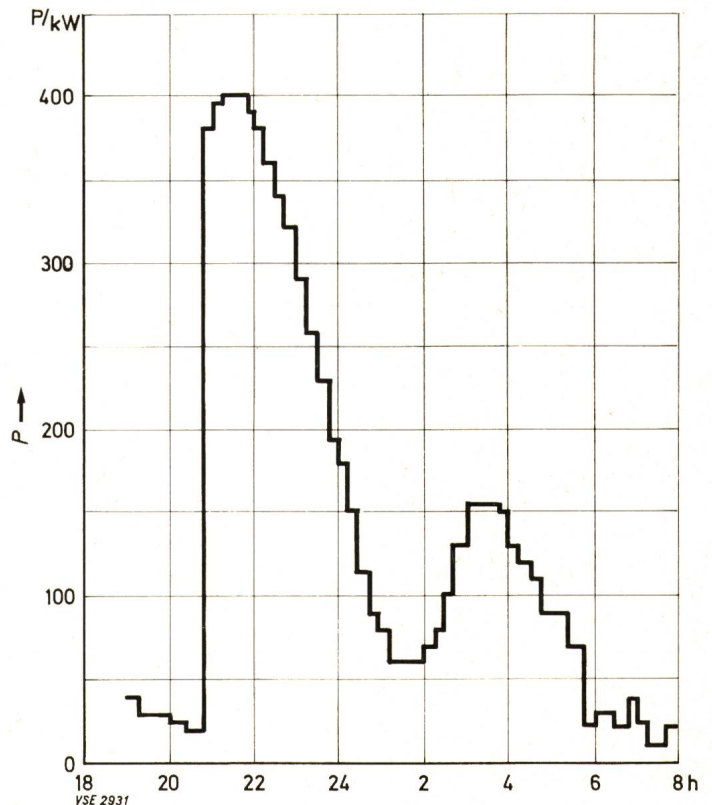


Fig. 4  
Belastungskurve einer Ortsnetzstation  
Handsteuerung  
 $P_{AW} = 355 \text{ kW}$ ,  $G_{AW \max} = 1$



(Wochentag, Jahreszeit, Aussentemperatur, Gebietsstruktur usw.) vorliegen müssen.

Da dennoch die Sicherheit dieser Methode Grenzen hat, werden immer die ungünstigsten Werte angegeben. Bei mehreren Belastungskurven der 110-kV-Netzebene lagen nur stündlich ermittelte Leistungswerte vor. Die deshalb in grösserem Masse mit Ungenauigkeiten behafteten Ergebnisse werden nach der sicheren Seite hin genannt.

Neben diesen Fehlermöglichkeiten, die in der Auswertungsmethode begründet sind, muss bei der Bewertung der vorgelegten Messergebnisse berücksichtigt werden, dass Belastungskurven einzelner Tage durch viele Zufälligkeiten geprägt sein können. Da jedoch auch der Anschlusswert der elektrischen Speicherheizung kaum genau und immer nur zu niedrig angegeben werden kann (Tests ergaben, dass bis zu 10 % des Anschlusswertes nicht oder erst nach einem Jahr bekannt waren), dürfte der Einfluss aller dieser Unsicherheiten sich zum grossen Teil ausgleichen.

## 2. Einflussgrössen, die den Gleichzeitigkeitsfaktor der elektrischen Speicherheizung bestimmen

Gegenüber Gerätegruppen, deren Einfluss auf die Netzbelastung vor allen Dingen durch unterschiedliche Benutzungsgewohnheiten der Gerätebetreiber geprägt ist, weist die elektrische Speicherheizung wesentliche Besonderheiten auf. Zum einen ist der Zeitbereich, in dem die Speichergeräte zugeschaltet werden können, von den EVU fest vorgegeben. Zum anderen sollten die Geräte derart ausgelegt sein, dass sie bei Auslegungstemperatur (tiefste mittlere Tagestemperatur der entsprechenden Klimazone) den vollen Zeitbereich (Freigabezeit) benötigen. Hieraus könnte nun gefolgert werden, dass die elektrische Speicherheizung in jedem Fall bei Aussentemperaturen, die im Bereich der Auslegungstemperatur liegen, zu hundert Prozent ( $g_{AW} = 1$ ) zugeschaltet sein müsse. Dies müsste sogar bei höheren Aussentemperaturen eintreten, wenn keine Leistungsstufung und nur Zuschaltung der Geräte zu Beginn der Freigabezeit möglich wären.

Tatsächlich ist dies nicht der Fall. Auch bei sehr niedrigen Aussentemperaturen werden insbesondere die höheren Netzebenen nicht in dem Masse belastet, wie es auf Grund der im Netzbereich installierten Speicherleistung erwartet werden könnte. Die Einflussgrössen, auf die diese Tatsache zurückgeführt werden kann, lassen sich grob in die nicht steuerbaren und in die steuerbaren Einflussgrössen einteilen.

### 2.1 Nicht steuerbare Einflussgrössen

Hier sind vor allen Dingen anzuführen:

1. Speicherheizungsanlagen werden heute noch nach den für die Zentralheizung geschaffenen «Regeln für die Berechnung des Wärmebedarfs von Gebäuden» DIN 4701 ausgelegt. Die DIN 4701, die nicht berücksichtigt, dass der stündliche Wärmebedarf schwächer als linear mit sinkender Aussentemperatur ansteigt, enthält beachtliche Sicherheiten und wird gerade für die elektrische Speicherheizung überarbeitet werden müssen. Auf Grund dieser Sicherheiten werden Speicherheizungsanlagen, die vom Benutzer in der Leistung gesteuert werden können, fast nie mit voller Leistung eingeschaltet sein.
2. Bei Speicherheizungsanlagen, bei denen auch die Nebenräume (Küche, Diele, Bad) Speichergeräte erhalten, sind erfahrungsgemäss immer einige Geräte nicht in Betrieb;

eine Beobachtung, die auch bei Schlafzimmern gemacht wurde.

3. Bei Speicherheizungsanlagen in Einfamilienhäusern mit einer grösseren Anzahl von beheizten Räumen kann gleichfalls damit gerechnet werden, dass immer einige Geräte abgeschaltet sind.
4. Ein, wenn auch geringer, Prozentsatz von Anlagen wird nicht in Betrieb sein, da deren Besitzer verreist sind.
5. Errechneten Leistungswerten, die jeden Zahlenwert annehmen können, steht ein Geräteprogramm gegenüber, dessen Leistungswerte nur grob gestuft sind. Wird zum Beispiel für einen Raum eine Speicherleistung von 3200 Watt errechnet, muss ein Gerät von 4000 Watt eingesetzt werden. Diese Tendenz wird noch verstärkt durch die Neigung der Installateure, «Sicherheiten» einzuplanen.

In einzelnen Fällen sollen durch die Einflüsse 1 bis 4 Gleichzeitigkeitsfaktoren bis  $g_{AW} = 0,7$  möglich gewesen sein.

Dennoch muss vor einer Überbewertung der Einflussgrössen 1 bis 4 gewarnt werden. Da fast alle EVU Aufladesteuerungen vorschreiben, wird die Bedeutung des Einflusses nach Pkt. 1 zurückgehen. Den Angaben, wonach die Einflussgrössen nach Pkt. 2 und 3 zu niedrigen Gleichzeitigkeitsfaktoren führten, stehen ebensolche Angaben gegenüber, wonach dieser Einfluss nicht oder nicht in nennenswertem Umfang vorhanden ist. Den Verfassern liegen Messungen in einer Bungalow-Siedlung (Speicherleistung 628 kW, 19 kW/We) mit Vollspeicherheizung (kein Direktheizanteil) vor, in der selbst bei Aussentemperaturen von  $\vartheta_a = +5^\circ\text{C}$  alle Geräte in Betrieb waren. Allgemein gilt dies für die Nachladung am Tage, die bei einzelnen EVU möglich ist. So wurde beobachtet, dass selbst, wenn während der Nachtauladungszeit nicht alle Geräte zugeschaltet waren, in der Nachladezeit die installierte Leistung voll in der Belastungskurve festgestellt werden konnte. Hier sind jedoch Entwicklungen im Gange, wonach durch die Aufladesteuerung die Nachladezeit erst freigegeben wird, wenn die Ladezeit in der Nacht voll ausgeschöpft ist. Der Einflussgrösse nach Pkt. 4 sollte keine allzugrosse Bedeutung beigemessen werden. Es ist ja gerade der besondere Vorteil der elektrischen Heizung, in diesen Fällen einen einfachen, sicheren Betrieb mit Temperaturabsenkung zu ermöglichen. Dann ist jedoch gegenüber einer Temperaturdifferenz von  $32^\circ\text{grd} \leq \Delta \vartheta \leq 37^\circ\text{grd}$  (je nach Klimazone) nur noch Heizwärme für  $17^\circ\text{grd} \leq \Delta \vartheta \leq 23^\circ\text{grd}$  aufzubringen.

Es bleibt festzustellen, dass die nicht steuerbaren Einflussgrössen 1 bis 4 in ihrem Einfluss nicht überschätzt werden dürfen. Durch ihren Einfluss sollte insgesamt höchstens eine Senkung des Gleichzeitigkeitsfaktors bis maximal 10 % erwartet werden. Dagegen übt Pkt. 5 einen weit grösseren Einfluss aus, der im folgenden bei den steuerbaren Einflussgrössen berücksichtigt werden muss.

### 2.2 Steuerbare Einflussgrössen

Den weitaus grössten Einfluss auf die Gleichzeitigkeitsfaktoren der elektrischen Speicherheizung nehmen die EVU mit Steuerungsmassnahmen, deren erste Aufgabe die Anpassung der Heizlast an das verfügbare Belastungstal ist. Hier sind vor allem zu nennen:

1. Forderung von Aufladesteuerungen bestimmter Eigenschaften;
2. Zeitliche Staffelung der Freigabezeiten.



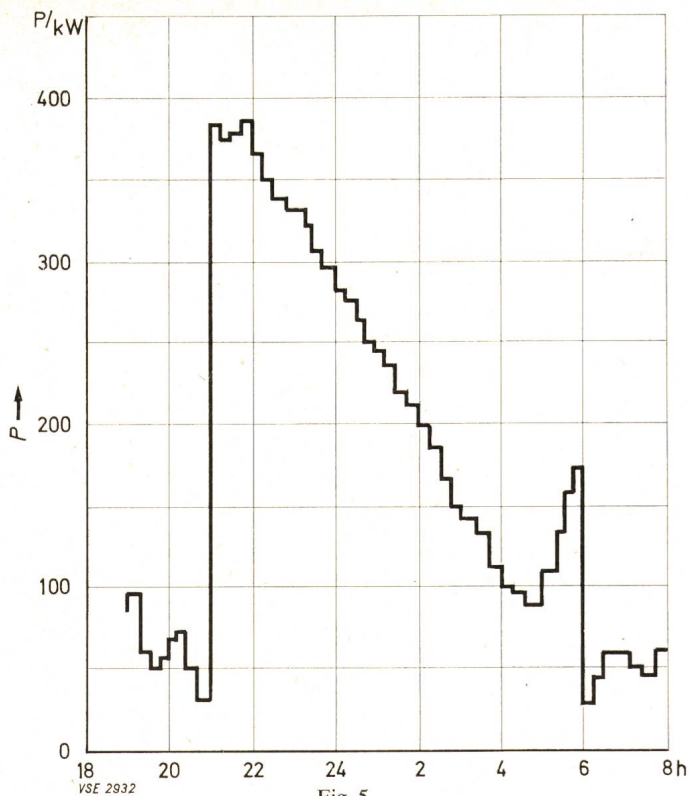


Fig. 5  
Belastungskurve einer Ortsnetzstation  
Aufladesteuerung ohne Zeitverschiebung  
 $P_{AW} = 395 \text{ kW}$ ,  $G_{AW \max} = 1$

Das Wirksamwerden dieser Massnahmen hängt von einer systembedingten, nicht steuerbaren Eigenschaft der elektrischen Speicherheizungsanlagen ab. Durch unterschiedliche Auslegung und Nutzungsweise enthalten einzelne Geräte auch bei niedrigsten Aussentemperaturen immer noch bedeutende Restwärmemengen und werden bereits kurze Zeit nach Ladebeginn durch den Kerntemperaturbegrenzer oder die Aufladesteuerung abgeschaltet. Die Gründe hierfür liegen vor allem in einer Überdimensionierung der Geräte, die sowohl von der Wärmebedarfsrechnung wie von der üblichen Geräteauswahl nach der «sicheren Seite» herrührt (nicht steuerbare Einflussgrößen nach 2.1, Pkt. 1 und 5).

Die Fig. 4 und 5 zeigen die Heizlast zweier Ortsnetztransformatoren bei einer mittleren Tagestemperatur  $\vartheta_a = -7^\circ\text{C}$ . Bereits nach wenig mehr als einer Stunde geht die Heizlast auf Grund des erwähnten Einflusses deutlich zurück. Dieser Rückgang ist bei den Anlagen mit Aufladesteuerung und Restwärmeerfassung, die ein Aufschaukeln des Restwärmehaltes der Geräte dämpfen, weniger stark ausgeprägt, aber immer noch vorhanden.

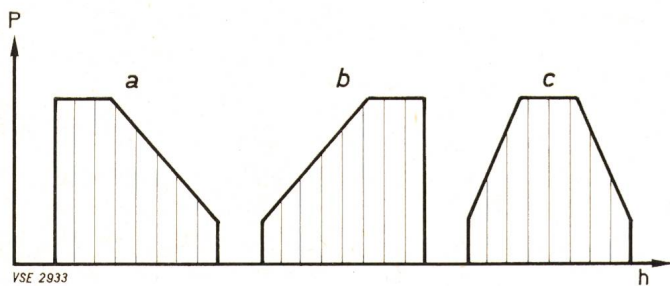


Fig. 6  
Heizlastkurven bei verschiedenen Aufladesteuerungen  
(prinzip. Darstellung)

- a Aufladesteuerung ohne Zeitverschiebung
- b Aufladesteuerung mit Zeitverschiebung
- c Aufladesteuerung mit Spreizung

## 2.2.1 Einfluss der Aufladesteuerungen<sup>1)</sup>

Über den Einfluss der Aufladesteuerungen auf einen optimalen Belastungsausgleich wurde bereits auf dem UNIPED-Kolloquium «Elektrische Raumheizung» 1968 in Berlin berichtet. An dieser Stelle soll deshalb nur kurz der Einfluss der Aufladesteuerungen auf den Gleichzeitigkeitsfaktor diskutiert werden.

Für Speicherheizungsanlagen, die der vollständigen Wohnungsbeheizung dienen, fordern heute fast alle EVU Aufladesteuerungen. Eine einfache Einteilung kann in Aufladesteuerungen ohne Zeitverschiebung zum Ende der Freigabezeit, in Aufladesteuerungen mit Zeitverschiebung und in spreizende Aufladesteuerungen erfolgen. Es sind Entwicklungen im Gange, um in Zukunft auch leistungssteuernde Aufladesteuerungen einsetzen zu können. Fig. 6 zeigt die Charakteristik von Heizlastkurven einer Vielzahl von Anlagen mit gleichartiger Aufladesteuerung unter Einschluss des unter 2.2 genannten vorzeitigen Abschaltens einzelner Geräte oder Anlagen.

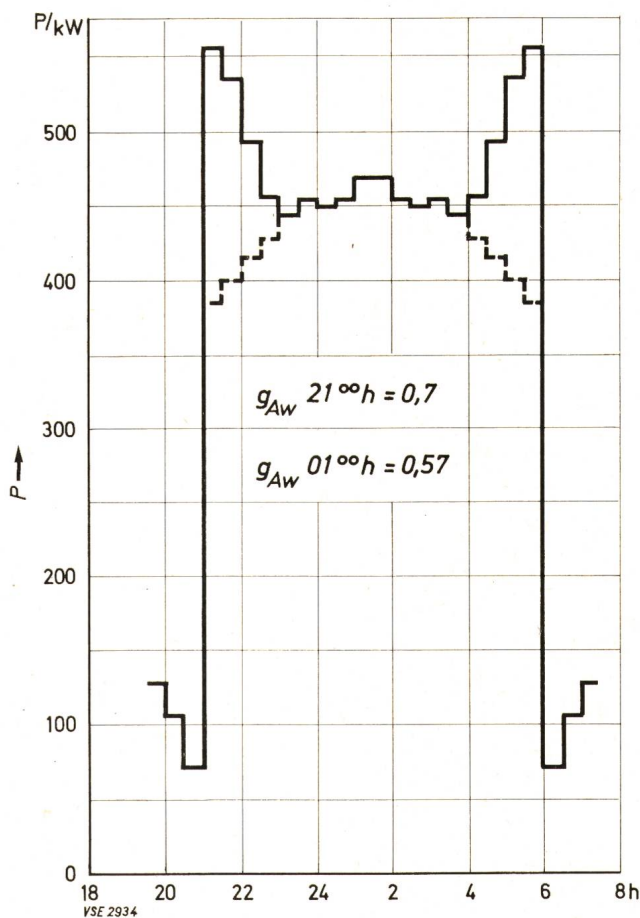


Fig. 7  
Summenkurve, gebildet aus der Belastungskurve nach Fig. 5 und der zu dieser spiegelsymmetrischen Belastungskurve

Durch die unterschiedlichen Heizlastkurven lassen sich Kombinationen von Aufladesteuerungen vorteilhaft zum Belastungsausgleich und zur Senkung des Gleichzeitigkeitsfaktors ausnutzen. In Fig. 7 wurde der Belastungskurve der Fig. 5 (Aufladesteuerung ohne Zeitverschiebung) ihre spiegelsymmetrische Belastungskurve (Aufladesteuerung mit Zeitverschiebung) überlagert. Ein deutlicher Rückgang des Gleichzeitigkeitsfaktors ist festzustellen, jedoch ist die Kurvenform

<sup>1)</sup> In diesem Bericht wird einheitlich der Begriff «Aufladesteuerung» verwendet, auch wenn es sich in einzelnen Fällen um Aufladeregelungen handelt.



für einen optimalen Belastungsausgleich noch nicht voll geeignet. Der gestrichelte günstigere Belastungsverlauf ergäbe sich ohne den Belastungsanstieg zum Ende der Freigabezeit.

In Fig. 8 wird eine prinzipielle Darstellung des Einflusses der Kombination von Aufladesteuerungen mit und ohne Zeitverschiebung auf den Gleichzeitigkeitsfaktor einer Vielzahl von Speicherheizungsanlagen gegeben. Die vorliegenden Messungen zeigen, dass, wie unter 2.2 erläutert, je nach Auslegung und Nutzungsweise der Anlagen nur 50 % bis 90 % Ausnutzung der maximal möglichen Arbeitsaufnahme erreicht werden.

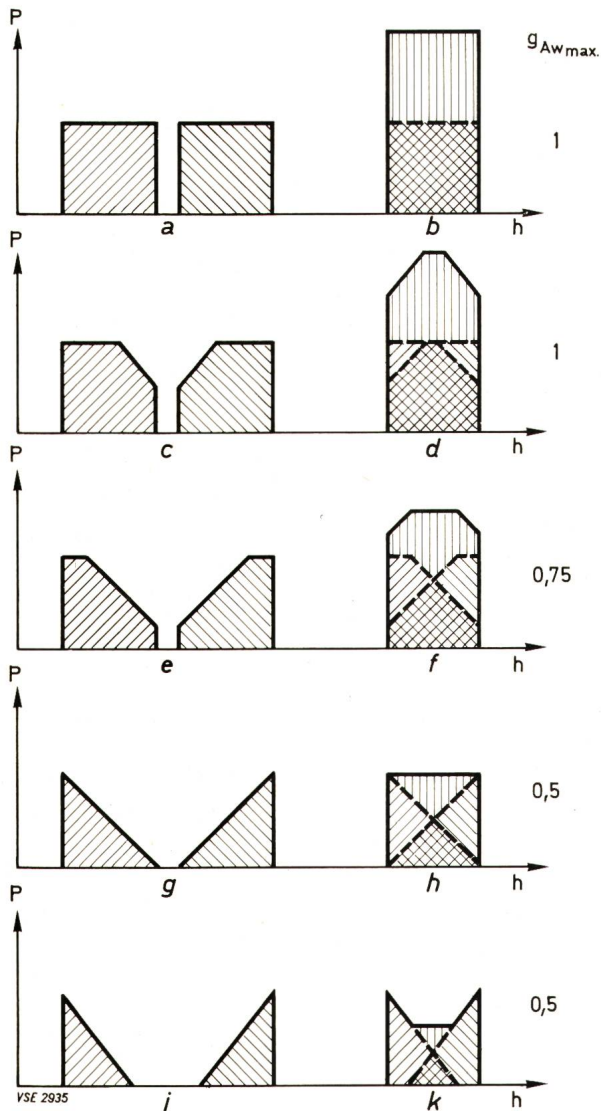


Fig. 8

Theoretische Überlagerung zweier Heizlastgruppen mit Aufladesteuerungen mit und ohne Zeitverschiebung. Abhängigkeit des maximalen Gleichzeitigkeitsfaktors von der Ausnutzung der möglichen Arbeitsaufnahme

Je nachdem, ob die Ausnutzung 90 %, 75 % oder 50 % des theoretischen Wertes beträgt, ergeben sich die Belastungskurven c), e) und g) in Fig. 8. Bei einer Durchmischung vieler Anlagen kommt das Kurvenpaar e) den mittleren Verhältnissen in der Praxis am nächsten. Die Kurvenpaare a) und i) sind zur Vervollständigung und Abgrenzung des betrachteten Ausnutzungsbereiches angegeben.

Bei einer Überlagerung der jeweiligen Belastungspaare entstehen am kältesten Tag die Kurven d), f) und h). Der betrachtete Fall d) weist zwar einen Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{Aw(max)} = 1$  auf, jedoch entspricht die Form der Heizlastkurve schon

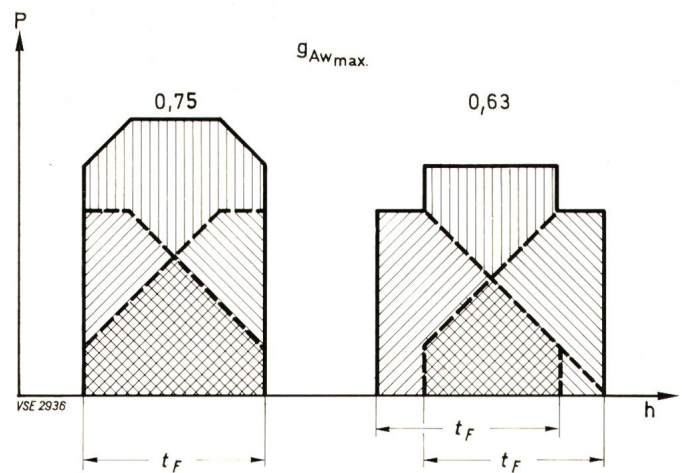


Fig. 9

Einfluss der zeitlichen Staffelung zweier Heizlastgruppen mit Aufladesteuerungen mit und ohne Zeitverschiebung auf den Gleichzeitigkeitsfaktor ( $t_F$  = Freigabezeit)

gut dem Schwachlasttal, das aufgefüllt werden soll. Dies kann gekennzeichnet werden durch den Gleichzeitigkeitsfaktor zu Beginn (und am Ende) der Freigabezeit  $g_{Aw} = 0,75$ . In den Fällen f) und h) wird zwar ein besserer Gleichzeitigkeitsfaktor, jedoch eine weniger günstige Heizlastkurve erreicht.

Unter Einschluss des Falles k) in diese Betrachtung kann als Ergebnis festgestellt werden, dass Gleichzeitigkeitsfaktoren  $g_{Aw(max)} = 0,5$  erreicht werden können, wenn nur der Einfluss von Aufladesteuerungen mit und ohne Zeitverschiebung berücksichtigt wird.

## 2.2.2 Einfluss der zeitlichen Staffelung der Freigabezeiten

Stehen Schwachlasttälern zur Verfügung, deren Zeitbereich grösser ist als die maximale Ladezeit der einzelnen Speicherheizungsanlagen, ohne dass am Anfang und am Ende die gesamte Heizlast aufgenommen werden könnte, kann eine zeitliche Verschiebung (Staffelung) der den einzelnen Anlagen

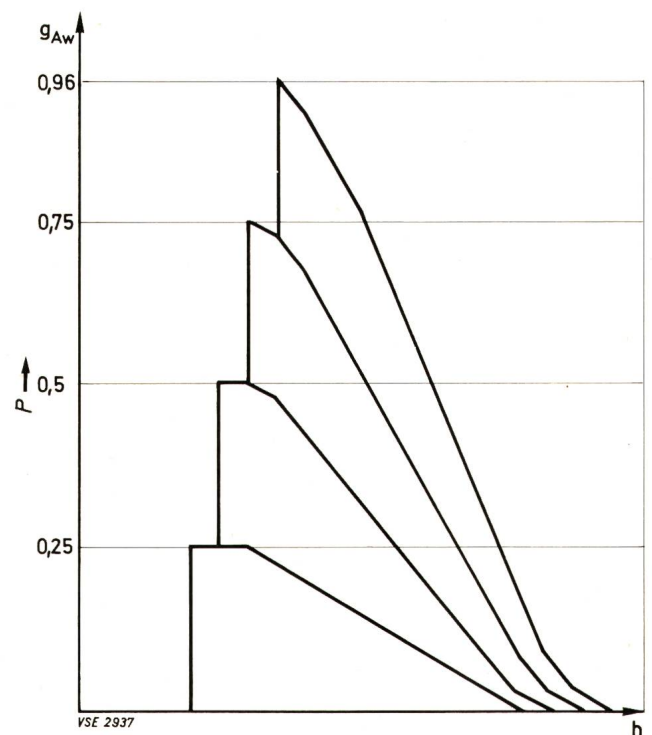
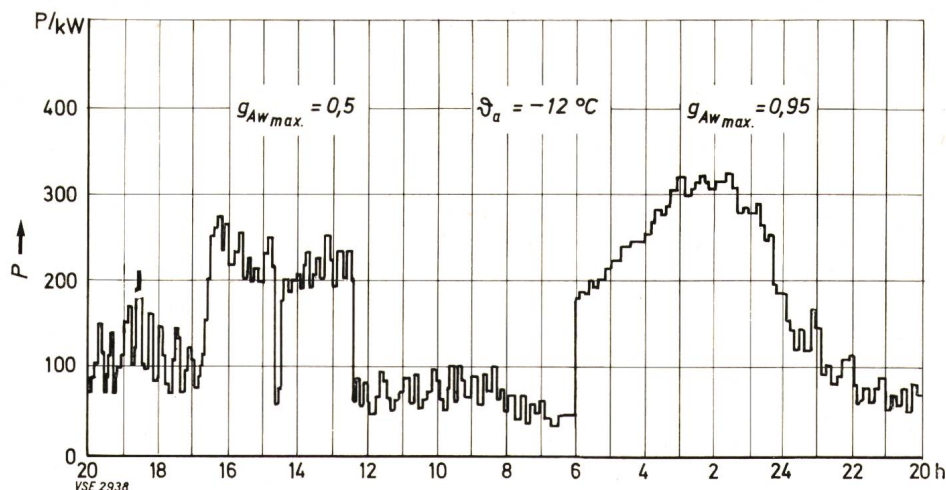


Fig. 10

Zeitliche Staffelung der Heizlast in 4 Gruppen

Fig. 11  
Belastungskurve einer Ortsnetzstation



gewährten Aufladezeit zu einer besseren Anpassung der Heizlast an den Belastungsverlauf und zu einer Verringerung des Gleichzeitigkeitsfaktors führen.

Fig. 9 zeigt, wie eine zeitliche Verschiebung (Staffelung) bei Kombination von Aufladesteuerungen mit und ohne Zeit-

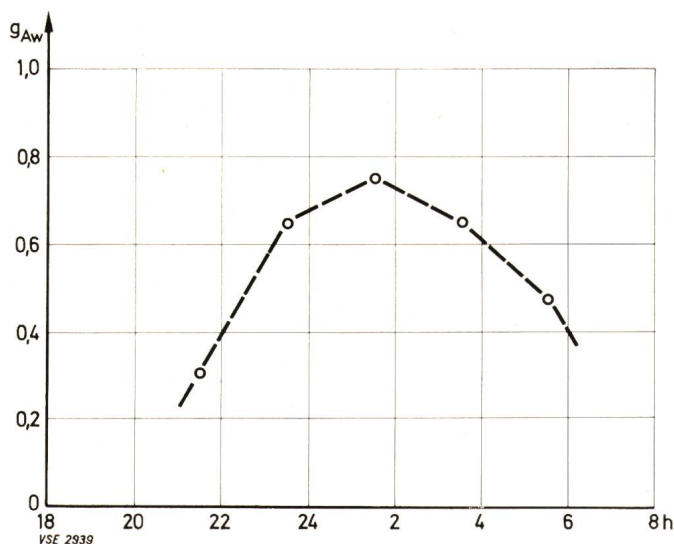


Fig. 12  
Mit Tonfrequenzrundsteuerung ermittelte Gleichzeitigkeitsfaktoren der rundgesteuerten Heizlast in einem grösseren Versorgungsbereich ( $P_{AW} = 80 \text{ MW}$ ,  $\theta_{a} = -10 \text{ °C}$ )

verschiebung zu einer Senkung des Gleichzeitigkeitsfaktors von  $g_{AW}(\max) = 0,75$  auf  $g_{AW}(\max) = 0,63$  führt. Dass auch zu Beginn und zum Ende der Freigabezeit der Gleichzeitigkeitsfaktor auf  $g_{AW} = 0,5$  gesunken ist, zeigt, dass ein Auseinanderziehen der Heizlast im kritischen Flankenbereich der zugeordneten Gesamtbelastungskurve möglich ist.

Eine zeitliche Staffelung bei gleichartiger Aufladesteuerung (Fig. 10) führt zu einer deutlichen Verringerung des Gleichzeitigkeitsfaktors zu Beginn der Freigabezeit — hier auf  $g_{AW} = 0,25$  — und zu der gewünschten Verschiebung des Heizlastmaximums in Richtung des Schwachlastminimums, jedoch sinkt der Gleichzeitigkeitsfaktor der maximalen Heizlast nur geringfügig.

Eine besonders wichtige Rolle übernimmt die Staffelung, wenn vom EVU Nachladestunden (meist 2 h) während der Tageszeit gewährt werden. Da das Tagesschwachlasttal weit weniger ausgeprägt ist als das nächtliche Schwachlasttal, kommt es hier am ehesten zu einer Kapazitätserschöpfung.

Hier wird weitgehend versucht werden müssen, die Aufladezeit einzelner Gruppen völlig zu trennen (Fig. 11). Nur so sind Gleichzeitigkeitsfaktoren  $g_{AW}(\max) = 0,5$  und darunter zu erreichen.

### 2.2.3 Zusammenwirken der Einflussgrössen nach 2.2.1 und 2.2.2

Wirken die unter 2.2.1 und 2.2.2 angeführten Einflussgrössen zusammen, so wird das Ergebnis von der Durchmischung der Aufladesteuerungen und von dem Umfang der zeitlichen Staffelung abhängen. Fig. 12 zeigt die in einem Teilgebiet eines westdeutschen EVU mit Hilfe der Tonfrequenzrundsteuerung ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren einer rundsteuerbaren Heizlast von etwa 80 MW. Eine gute Anpassung der Heizlast an die Belastungskurve und ein Gleichzeitigkeitsfaktor der maximalen Heizlast von  $g_{AW}(\max) = 0,75$  zeigen den Erfolg der in diesem Versorgungsgebiet schon frühzeitig durch das EVU erfolgten Einflussnahme auf die Aufladesteuerungen und einer wirksamen zeitlichen Staffelung durch Einsatz einer Tonfrequenzrundsteueranlage.

Fig. 13 gibt die Schwankungsbreite der Gleichzeitigkeitsfaktoren zu Beginn und zum Ende der Freigabezeit und zur

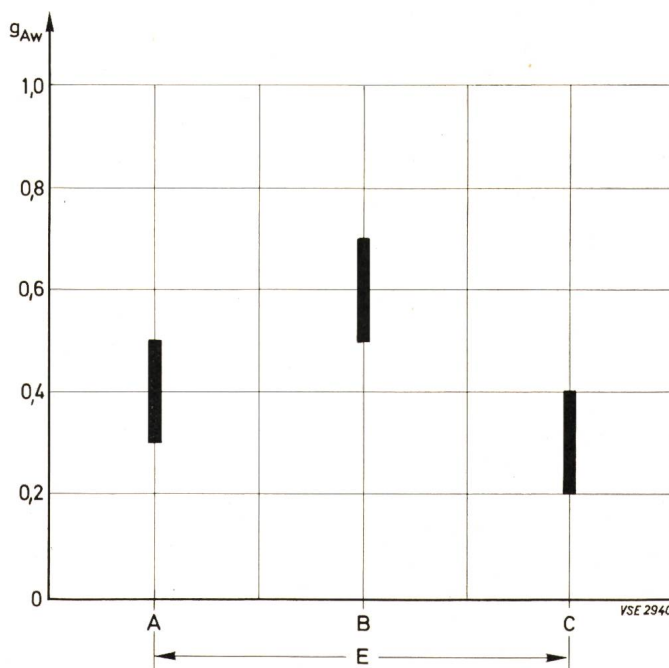


Fig. 13  
Schwankungsbreite der Gleichzeitigkeitsfaktoren der 110-kV-Netzebene ( $\theta_{a} = -7 \text{ °C}$ )  
A = Beginn B = Maximum C = Ende E = Freigabe



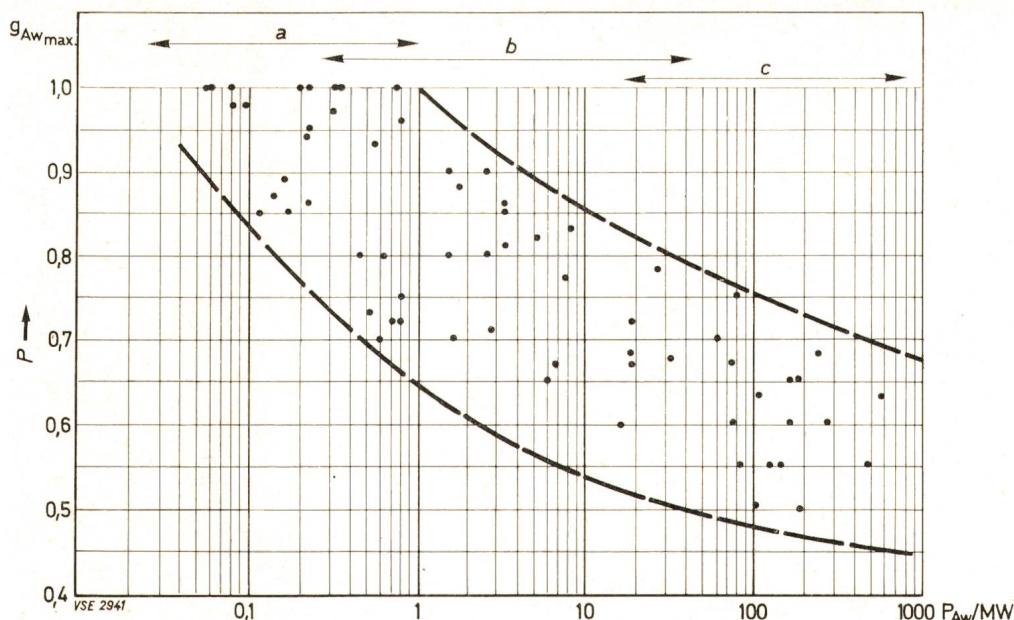


Fig. 14  
Gleichzeitigkeitsfaktoren der  
maximalen Heizlast in der BRD  
a Niederspannungsbereich  
b Mittelspannungsbereich  
c Hochspannungsbereich

Zeit der maximalen Heizlast an. Innerhalb dieser Schwankungsbreite liegen 80 % der Werte, die aus den Belastungskurven der 110-kV-Netzebene mehrerer Tage mit niedrigen Tagesmitteltemperaturen und mehrerer Teilgebiete eines westdeutschen EVU ermittelt wurden.

### 3. Der Gleichzeitigkeitsfaktor der elektrischen Speicherheizung auf den einzelnen Verteilungsebenen

Der Übersichtlichkeit wegen wurde auf gesonderte Darstellungen der einzelnen Verteilungsebenen verzichtet. Dagegen wurden in Fig. 14 die Gleichzeitigkeitsfaktoren der maximalen Heizlast in der Hauptladezeit über der zugehörigen Anschlussleistung aufgetragen. Diese Darstellungsweise vermittelt ein geschlosseneres Bild. Es ist zudem im Einzelfall ohne weiteres möglich, aus der Übertragungskapazität der einzelnen Netzebenen und -elemente eine Zuordnung zur Anschlussleistung zu finden. In dieser Figur sind sämtliche den Verfassern zur Verfügung stehenden Unterlagen ausgewertet. Die Mehrzahl der Angaben entstammt Messperioden, die die kältesten Tage des Normaljahres einschliessen. Bei einigen wenigen Werten, die der Literatur entnommen wurden, fehlten erläuternde Angaben.

Drei Ergebnisse erscheinen bemerkenswert:

1. Der Zusammenhang zwischen Gleichzeitigkeitsfaktor und inst. Speicherleistung ist nicht sehr straff, d. h. die Gleichzeitigkeitsfaktoren weisen eine grosse Schwankungsbreite auf.
2. Bei inst. Speicherleistungen kleiner 100 kW muss heute mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von  $g_{Aw(max)} = 1$  gerechnet werden.
3. Bei einer sehr grossen Anzahl von Speicherheizungsanlagen — etwa bei einer nationalen Versorgung — wird ein Grenzwert zwischen  $g_{Aw(max)} = 0,4 \div 0,6$  nicht unterschritten werden können.

Die Begründung für diese Ergebnisse kann ohne weiteres aus Kapitel 2 hergeleitet werden:

Zu Pkt. 1: Hierfür ist verantwortlich, dass bisher bei den verschiedenen EVU und selbst in den verschiedenen

Teilbereichen einzelner EVU die Steuerungsmöglichkeiten nach 2.2 unterschiedlich und nur zum Teil angewendet wurden.

Zu Pkt. 2: Aus betrieblichen Gründen ist es bisher bei den meisten EVU unterlassen worden, für eine Durchmischung verschiedenartiger Aufladesteuerungen und eine zeitliche Staffelung auch in kleinsten Versorgungsbereichen zu sorgen. Hier wird deutlich, dass zufällige Einflüsse nur wenig zu einer deutlichen Senkung des Gleichzeitigkeitsfaktors beitragen.

Zu Pkt. 3: Der Grenzwert folgt auch aus Fig. 8 mit einer geringfügigen Beeinflussung zufälliger Art, wobei berücksichtigt werden muss, dass zusätzliche Steuerungsmassnahmen, die einer besseren Anpassung der Heizlast an das Schwachlasttal dienen (z. B. die Bildung von Heizgruppen mit spreizenden Aufladesteuerungen) nicht mehr zu einer Senkung des Gleichzeitigkeitsfaktors beitragen können (Fig. 15).

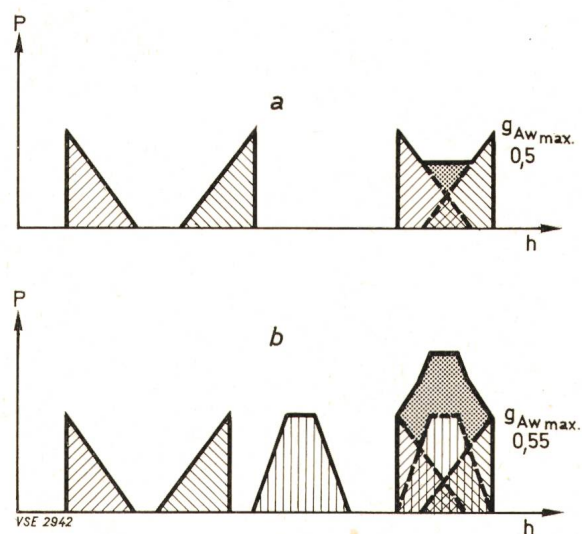


Fig. 15  
Vergleich der Gleichzeitigkeitsfaktoren bei 2 Heizlastgruppen (a) und 3 Heizlastgruppen (b), wobei die zusätzliche Heizlastgruppe die Summenlastkurve verbessern soll



#### 4. Zusammenfassung

Die Analyse der sich auf den Gleichzeitigkeitsfaktor der elektrischen Speicherheizung auswirkenden Einflussgrößen zeigt die besondere Bedeutung der steuerbaren Einflussgrößen, neben denen die nicht steuerbaren nur wenig Gewicht haben. Mit der Einflussnahme auf die zum Einsatz kommenden Aufladesteuerungen und der direkten Vorgabe der Dauer und der zeitlichen Lage der Freigabezeiten der elektrischen Speicherheizung im Schwachlastbereich stehen den EVU wirksame Massnahmen zur Verfügung, die sich flexibel und auf die jeweils besonderen Verhältnisse zugeschnitten handhaben lassen. Mit ihrer Hilfe kann der maximale Gleichzeitigkeitsfaktor in den höheren Spannungsebenen beträchtlich gesenkt werden, wobei Werte bis herab zu 0,6 erreichbar sein sollten. Ganz besonders wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass, wie Fig. 13 zeigt, auch der kritische Bereich zu Beginn und zum Ende der Freigabezeit gezielt entlastet werden kann.

Interessanterweise bilden zwei nicht vom EVU steuerbare Einflüsse die Grundlage für das Wirksamwerden der geschilderten Steuerungsmassnahmen. Es sind dies die Sicherheiten, die Wärmebedarfsrechnungen nach der DIN 4701 enthalten, und die Leistungsstufung der Geräte. Sollten in Zukunft einmal die Speicherheizungsanlagen besser dem tatsächlichen Wärmebedarf angepasst werden können, werden die Gleichzeitigkeitsfaktoren der maximalen Heizlast sicher grösser werden.

Die bisherigen Betrachtungen bezogen sich immer auf die kältesten Tage des Normaljahres. In Diskussionen wird gerne auf Winter mit einer Folge von Tagen, deren mittlere Aussentemperaturen weit unterhalb der Auslegungstemperatur liegen, hingewiesen, die zwar selten «Jahrhundertwinter» seien, mit denen aber ein EVU rechnen müsse. Es soll hier nicht diskutiert werden, ob überhaupt Versorgungseinrichtungen für diese seltenen Fälle ausgelegt sein müssen. Es soll nur betrachtet werden, welche Auswirkungen ein «Jahrhundertwinter» auf den Gleichzeitigkeitsfaktor auf Basis der vorliegenden Erfahrungswerte haben kann. In Fig. 16a ist eine theoretische Heizlastkurve, bestehend aus 6 gestaffelten Heizgruppen mit einem Anteil von 50 % Aufladesteuerungen mit und 50 % Aufladesteuerungen ohne Zeitverschiebung dargestellt. Der Ausnutzungsfaktor betrage 62 % bei einer Aussentemperatur von  $\vartheta_a = -10^\circ\text{C}$ . Der maximale Gleichzeitigkeitsfaktor ergibt sich zu  $g_{AW}(\max) = 0,67$ . Bei einer Aussentemperatur  $\vartheta_a = -20^\circ\text{C}$  (Jahrhundertwinter) vergrössert sich die Temperaturdifferenz zur Raumtemperatur um 33,3 % gegenüber dem Wert bei der Aussentemperatur  $\vartheta_a = -10^\circ\text{C}$ . Eine entsprechende prozentuale Zunahme des Ausnutzungsfaktors führt zu etwa 83 %. Für diesen Wert ist in Fig. 16b ebenfalls unter den obengenannten Voraussetzungen die theoretische Heizlastkurve dargestellt. Der maximale Gleichzeitigkeitsfaktor ergibt sich in diesem Fall zu  $g_{AW}(\max) = 0,95$ . Es zeigt sich also, dass bei der angenommenen optimalen Durchmischung der verschiedenen Einflussgrößen der Gleichzeitigkeitsfaktor zur voraussichtlichen Zeit des Schwachlastminimums zwar gegen 1 geht, jedoch immer noch eine deutliche Entlastung der Flankenbereiche möglich ist.

Inwieweit eine Erhöhung des Gleichzeitigkeitsfaktors im «Jahrhundertwinter» Schwierigkeiten im Netzbetrieb bringen kann, wollen und können die Verfasser in diesem Rahmen nicht behandeln. Sie glauben jedoch, die Voraussetzungen des

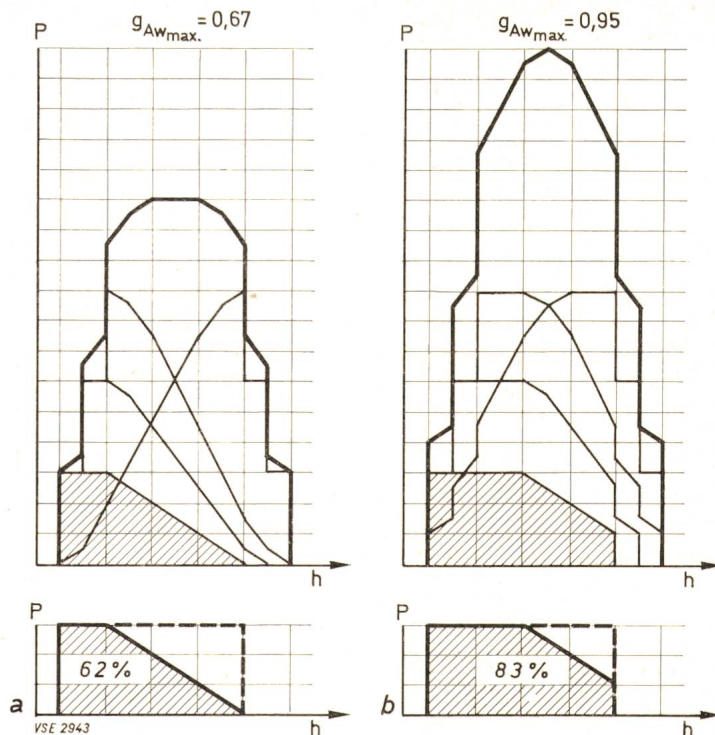


Fig. 16  
Gegenüberstellung der Heizlastkurven aus 6 Heizlastgruppen  
(Aufladesteuerungen mit und ohne Zeitverschiebung: 1 : 1; jeweils  
3 Gruppen gestaffelt) bei unterschiedlicher Ausnutzung der möglichen  
Arbeitsaufnahme

Gleichzeitigkeitsfaktors der elektrischen Speicherheizung so ausführlich dargelegt zu haben, dass bei Kenntnis der jeweiligen besonderen Verhältnisse eines EVU ohne weiteres Massnahmen zur Verbesserung der Belastungsverhältnisse und zur vorbeugenden Verhütung von Schwierigkeiten im Betrieb ableitbar sind. Da bei tiefsten Aussentemperaturen die elektrische Energie beliebter Lückenbüsser ist und der unkontrollierte Anteil an Direktheizung einen wesentlichen Einfluss auf die Belastungsverhältnisse der Netze nimmt, sollte nicht übersehen werden, dass jeder allelektrisch Versorgte als möglicher Direktheizer entfällt und dass dann die Versorgung um so sicherer sein kann, je mehr Kunden allelektrisch versorgt werden.

#### Literatur

- Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Band 1. Herausgeber: Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW), 1961
- Dotzenrath W., Hochwind E., Jüttemann H., Meisner R., Meyer K.-D., Mohr G., Nagel H., Piehl E., Ramusch A., Rüßmann A., Schwarz J., Stroh O. und Wehn R.: Aktivierung und Planung von Netzen für allelektrische Versorgung. Herausgeber: Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW), 1970
- Kalischer P., Kirn H. und Stoy B.: Auflade- und Entladeregeln von Speicherheizungen. Auf dem UNIPED-Kongress «Elektrische Raumheizung» 1968 in Berlin vorgelegter Bericht
- Gilson W.: Analyse des Belastungsverlaufs bei Elektrizitätsversorgungsunternehmen für Städte, regionale und gemischte Versorgung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 21(1971)11, S. 660...670
- Jüttemann H.: Elektrospeicherheizung in Düsseldorf. Elektrizitätswirtschaft 67(1968)5, S. 111
- Kaufmann W., Hagenmeyer E. und Nedele W.: Erfahrungen mit der elektrischen Speicherheizung im Elektrizitätsversorgungsnetz der Stadt Stuttgart. Elektrizitätswirtschaft 70(1971)12, S. 321...328
- Kirn H.: Steuerung elektrischer Speicherheizungen zur günstigen Ausnutzung der Lasttäler. Elektrizitätswirtschaft 65(1966)16, S. 518...521
- Niehage G.: Der Einfluss der allelektrischen Versorgung auf die Gestaltung und Auslegung der Verteilernetze. Elektrizitätswirtschaft 68(1969)22, S. 733...736
- Piehl E. und Wehn R.: Elektroheizung und Netzbelastung. Energie 20(1968), S. 115...119
- Richert H.: Elektrospeicherheizung und Nachtlasttal. Elektrizitätswirtschaft 66(1967)17, S. 508...513

#### Adresse der Autoren:

P. Anders und B. Stoy, Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG, D-43 Essen