Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 61 (1970)
Heft: 19

Artikel: Hydraulische Speicheranlagen im westeuropäischen Verbundbetrieb
Autor: Luder, H.A. / Goldsmith, K.
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-915977

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: 15.07.2025

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

BULLETIN

DES SCHWEIZERISCHEN ELEKTROTECHNISCHEN VEREINS

Gemeinsames Publikationsorgan des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins (SEV)
und des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE)

Hydraulische Speicheranlagen im westeuropäischen Verbundbetrieb [1])

Von *H. A. Luder*, Laufenburg, und *K. Goldsmith*, Zürich

1092 - 1095

622.311.161(4-15):621.311.21

1. Einleitung

Der westeuropäische Verbundbetrieb hat sich im wesentlichen aus einer Zusammenarbeit zwischen den hydraulischen und thermischen Energieproduzenten entwickelt. Die in den Berggebieten — besonders in der Schweiz — während der Sommermonate anfallenden Überschüsse von hydraulischer Energie bewirkten die Drosselung der thermischen Energieerzeugung in den benachbarten Gebieten. Ein während der Winterzeit auftretender Mangel an hydraulischer Energie wird zum Teil durch Überschüsse aus thermischen Quellen gedeckt. Der bilaterale Energieaustausch zwischen Nachbarunternehmungen hat seit den dreissiger Jahren stark an Bedeutung zugenommen. Dies führte allmählich zu einer Verflechtung aller westeuropäischen Netze. Heute sind acht Länder und weitere Gebiete elektrisch zu einer Einheit miteinander verbunden. Die gesamte parallel geschaltete installierte Leistung beträgt etwa 135 000 MW, und die Jahreshöchstlast wird Ende 1969 beinahe den Wert von 100 000 MW erreichen. Der Verlust an hydraulischer Energie, welche im Verbundnetz nicht verwertet werden konnte, hat im Jahre 1967 nur 0,03 % der gesamten hydraulischen Erzeugung betragen.

Der zunehmende Bedarf an regelbarer Energie im Verhältnis zu der von der Hydraulizität abhängigen Energieerzeugung aus Laufkraftwerken hat in den Berggebieten zum Bau von Speicherkraftwerken geführt, und zwar von:

a) Saisonspeichern, welche die Zuflüsse ihres Einzugsgebietes (Schneeschmelze) vom Sommer- auf das Winterhalbjahr verlagern können.

b) Saison-Pumpspeichern, welche teilweise von natürlichen und teilweise von tiefer gefassten Zuflüssen gefüllt werden. Das Fassungsvermögen dieser Speicher erlaubt eine Verlagerung vom Sommer- auf das Winterhalbjahr.

c) Tages-Pumpspeichern, welche nur über ein beschränktes Fassungsvermögen verfügen (Pump- und Turbinenbetrieb für kurze Zeitperioden) und thermische Energie zur täglichen Füllung der Speicher benötigen.

Die Tages-Pumpspeicher, welche kurzfristig zum Einsatz kommen, werden an Bedeutung zunehmen. Sie sind betrieblich von dem sie speisenden thermischen System abhängig. Ihre Erstellung stellt verglichen mit anderen Anlagen kleinere Ansprüche an die lokalen geographischen und hydrologischen Verhältnisse. Die Baukosten sind niedrig. Pumpspeicher im allgemeinen stellen deshalb einen integrierenden Bestandteil der thermischen Erzeugung dar. Sie können aus geographischen Gründen auch ausserhalb eines Netzes liegen und sind allgemein nicht frei verfügbar für den westeuropäischen Verbundbetrieb. Die hier aufgeführten Bemerkungen über die Rolle der Speicheranlagen im Verbundbetrieb beschränken sich deshalb im wesentlichen auf Saisonspeicher mit und ohne Pumpmöglichkeit.

2. Eigenschaften der Saisonspeicher

Ein Saisonspeicher dient zur Veredlung der aus natürlichen Zuflüssen gewonnenen Energie, d. h. die Energie wird in einer bestimmten Zeitperiode gespeichert, und zwar meistens im Sommer. In dieser Zeit haben die Versorgungsgebiete wegen der Verfügbarkeit grosser Zuflüsse in den hydraulischen Laufkraftwerken und der relativ niedrigen Belastung thermischer Grundlastwerke ein überschüssiges Energieangebot. Die gespeicherte Energie wird alsdann im Winter während des grössten Verbrauches dem Netz zur Verfügung gestellt. Diese Energie kann aber auch zur Dekkung von kurzfristig auftretenden Lastspitzen eingesetzt werden.

Die Wertigkeit der für den Bedarf im Netz erzeugten Energie ist von der Tageszeit abhängig. Die Spitzenenergie ist teurer, weil die für ihre Produktion notwendigen Anlagen nur für kurze Zeit in Anspruch genommen werden können. Die festen Kosten dieser Anlagen können nur auf kleine Energiemengen verteilt werden. Die Energieproduktion aus diesen Anlagen ist durch die kurzfristige Benützung teuer. Dagegen ist die Produktion von Bandenergie billiger. Das Umwandeln durch Pumpspeicherung von Band- in Spitzenenergie bedeutet deshalb eine zwei- bis dreifache Aufwertung des Energiepreises. Wenn die Bandenergie tatsächlich erzeugt werden muss, so verlangt dieses Umwandeln den Einsatz von Speicherpumpen. Falls diese Bandenergie nicht erzeugt werden muss, d. h. der Wasserzufluss gefasst und also gespeichert wird, so geschieht dies durch die Verwendung eines Saisonspeichers.

[1]) Für die «Konferenz für Spitzenstromdeckung» vom 18.–20. November 1969 in Budapest, eingereichte Arbeit.

Es gibt auch Kombinationen beider Mittel, unter anderem z. B. das Pumpen von natürlichen Zuflüssen über Wasserscheiden oder das Übertragen von erzeugter Bandenergie durch Pumpbetrieb in einen örtlich getrennten Speicher, wobei dieser Speicher noch dazu von natürlichen Zuflüssen aufgefüllt werden kann. Ebenso gibt es Speicher, welche aus einem tieferliegenden Einzugsgebiet für eine gewisse Zeit über eine zusätzliche nicht regulierbare Laufwasserkomponente verfügen. Diese Zuflüsse überschreiten das Speichervermögen während einer bestimmten Zeitspanne und werden unterhalb des Speicherbeckens gefasst und zur Erzeugung von Bandenergie verwendet. Eine Verallgemeinerung der Betriebsweise der Saisonspeicheranlagen ist nicht möglich und deshalb von Fall zu Fall verschieden.

Da die Ausnützung eines Saisonspeichers einen nicht-reversiblen Prozess darstellt (keine Restitution verbrauchter Wassermengen), werden die Speicherbecken dementsprechend dimensioniert. Das Fassungsvermögen entspricht meistens einer Benützungsdauer von 1000 bis 1800 Vollaststunden pro Jahr, verglichen mit 4 bis 5 Vollaststunden pro Tag für Pumpspeicher. Die durchschnittliche Benützungsdauer für die Saisonspeicherbecken der Schweiz entspricht etwa 1170 Vollaststunden oder einem Jahresbenützungsfaktor von 13,4 %. Die Laufwasserkomponente kann das Energieerzeugungsvermögen einer Anlage, in Vollastbetriebsstunden ausgedrückt, mehr als verdoppeln. Dies ist in den Daten von Tabelle I für vier neuere Speicheranlagen in der Schweiz ersichtlich, wobei eine davon auch mit Saisonspeicherpumpen ausgerüstet ist.

Die Saisonspeicher Westeuropas sind im Verhältnis zu den grossen Speicherseen der Welt klein (der Niedere Euphrat in der Türkei fasst z. B. 14 000 GWh, der Bratsk in Russland 23 000 GWh). Westeuropa besitzt keine grossen Flüsse, die sich für eine Speicherung eignen, deshalb müssen künstliche Speicher in den Berggebieten gebaut werden. Der grösste Speichersee der Schweiz (Grande Dixence) hat ein Fassungsvermögen von 400 Millionen m³ und einen Energieinhalt von 1600 GWh; die Benützungsdauer beträgt aber mit 2340 h im mittleren hydrographischen Jahr das Doppelte des Durchschnittes. Die nächstgrössten Seen haben einen Energieinhalt von nur rund 550 GWh (Mauvoisin und Valle di Lei), während von den übrigen 90 Saisonspeichern der Schweiz nur einer, und zwar derjenige von Mattmark, den Energieinhalt von 300 GWh überschreitet. Der Energiehaushalt muss deshalb sorgfältig geführt werden, um den besten Einsatz dieser wertvollen Quellen von geregelter Energie zu gewährleisten.

Energieerzeugungsvermögen einiger Anlagen

Tabelle I

Anlage	Mattmark	Emosson (Summe von 2 Speichern)	Hinterrhein	Vorderrhein
Reihenfolge der Grösse, bezogen auf den Energieinhalt	6	4	10	5
Installierte Leistung (MW)	236	341	331	331
Speichervermögen (GWh)	319	520	224	353
Benützungsdauer des Speichers (h)	1360	1520	680	1070
Mittlere jährliche Energieerzeugung (GWh)				
Winter	378	565	446	460
Sommer	189	69	513	301
Jahr	567	634 [1])	959	761
Benützungsdauer (h)	2400	1860	2890	2300

[1]) Die Netto-Energieerzeugung ist wegen Pumpenbedarf auf 460 GWh beschränkt (1350 Vollaststunden).

Die Baukosten der grösseren Saisonspeicherwerke waren bisher verhältnismässig niedrig. Die Investitionskosten von Anlagen in der Grössenordnung von 300 bis 400 MW erreichten ungefähr sFr. 2000.— pro kW was bei einer mittleren Wasserführung einen Energiepreis von durchschnittlich 6,5 Rp./kWh ergibt. Dieser Preis ist 30 % höher als derjenige der in der Schweiz produzierten Laufwasserenergie. In thermischen Gebieten ist jedoch die Preisdifferenz zwischen Band- und Spitzenenergie 2 bis 2½ mal grösser. Die Saison- und Tagespumpspeicher stellen deshalb ein wirtschaftliches Mittel zur Spitzenbedarfsdeckung dar. Der weitere Ausbau und Einsatz hat sich von diesem Gesichtspunkt aus entwickelt. Durch die wachsenden Baukosten und die Erschöpfung ausbaufähiger Projekte geht aber der Bau neuer Saisonspeicher in der Schweiz dem Ende entgegen. Es ist deshalb zu erwarten, dass nach dem Jahre 1976 keine weiteren Saisonspeicher mehr erstellt werden. Auch in den übrigen Alpengebieten werden wahrscheinlich ausschliesslich Pumpspeicher gebaut.

Technisch haben die alpinen Speicheranlagen die gleichen Charakteristiken wie die hydraulischen Hochdrucklaufwerke. Insbesondere zu erwähnen sind das rasche und verlustarme Anpassen an Lastschwankungen, das schnelle Anfahren (1...2 min vom Stillstand zu Vollast), die dauernde Einsatzbereitschaft und die hohe Betriebssicherheit und Verfügbarkeit. Die Saisonspeicher eignen sich deshalb nicht nur zur Spitzenlastdeckung, sondern auch zur Anpassung an kurzfristige Lastschwankungen und damit auch zur Leistungs-Frequenzregulierung im Verbundbetrieb.

Der rasche Einsatz bei Störungen hat zur Folge, dass die Speicherkraftwerke einen Teil der verfügbaren Betriebsreserve übernehmen. Diese Störungsaushilfen sind in den letzten Jahren wichtiger geworden und werden zu einer Neuorientierung des Energieverkehrs zwischen den zusammengeschlossenen europäischen Netzen führen.

3. Saisonspeicher im Produktionsbild des Landes

Die geographische Lage der Schweiz hat den Ausbau von Saisonspeichern im Hochgebirge, welche zur Hauptsache im Süden des Landes liegen, ermöglicht. Der gesamte Nutzraum dieser Anlagen überschreitet heute 4 Milliarden m³. Davon entfallen etwa die Hälfte auf die 15 grössten Anlagen. Die zur Verfügung stehenden grossen Gefälle ergeben ein relativ hohes Energiepotential (für die wichtigsten Speicher im Durchschnitt etwa 3,5 kWh/m³ Speichervermögen). Der Landesdurchschnitt liegt aber nur bei 1,8 kWh/m³. Das total verfügbare Speichervermögen des hydrographischen Jahres 1967/68 (Oktober bis September) beträgt 7300 GWh oder

[2]) Eingeschlossen sind die 8 Mitglieder der Union für die Koordination der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie (UCPTE), die über die folgenden relativen Speichervermögen verfügen: Schweiz 32 %; Italien 32 %; Frankreich 28 %; Österreich 7 %; Westdeutschland 1 %; Belgien, die Niederlande und Luxemburg 0 %. Totales Speichervermögen der UCPTE-Länder 22,9 TWh.

Energieversorgungslage der Schweiz

Tabelle II

	Winter-energie GWh	Sommer-energie GWh	Totale Energie GWh
Hydraulische Energieerzeugung	12 603	16 799	29 402
davon aus Speicherkraftwerken [1])	5 421	556	5 977
aus Laufwasserkraft (Laufwerke und Speicherwerke)	7 182	16 243	23 425
Thermische Energieerzeugung	974	176	1 150
Landesverbrauch	12 685	12 525	25 210
Ausfuhrüberschuss	892	4 450	5 342
Landesproduktion	13 577	16 975	30 552
Energieverkehr mit dem Ausland	4 892	5 194	10 086

[1]) 78 % des Speichervermögens werden im Winter (1. Oktober bis 31. März), 8 % im Sommer (1. April bis 31. Mai) entnommen. Der Speicherinhalt betrug am Anfang des hydrologischen Jahres 96 % des Fassungsvermögens, während nur 86 % ausgenutzt wurden.

32 % der gesamten Speicherkapazität Westeuropas [2]). Ende 1968 betrug die total installierte Leistung in der Schweiz 8750 MW, davon 6220 MW in Speicherwerken (71 %). Die Speicherbewirtschaftung spielt deshalb im Energieproduktionsbild des Landes eine wesentliche Rolle. Diese wirkt sich auch auf die Gestaltung des Energieverkehrs mit dem Ausland aus.

Die folgende Darstellung ergibt ein Bild über die Energieversorgungslage der Schweiz für das hydrographische Jahr 1967/68 (Tabelle II).

Die Speicherkraftwerke erzeugten im Winter 40 %, im Sommer aber nur 3,3 % der Landesproduktion. Praktisch wird die Sommerenergie nur in den ersten zwei Monaten der Sommerperiode, d. h. in den Monaten April und Mai, erzeugt. An einem Durchschnittstag im Winter bestehen etwa 75 % des Landesenergiebedarfes aus Bandenergie und nur 25 % aus regelbarer Spitzenenergie, so dass also in gewissen Zeiten von den Speichern her ein bedeutender Überschuss von regelbarer Energie vorhanden ist. Dieser Überschuss wird ausländischen Unternehmungen zur Deckung ihrer Bedarfsspitzen zur Verfügung gestellt, und im Austausch wird Nachtbandenergie eingeführt. Thermische Energie wird lediglich zur Ergänzung des Bedarfes verwendet. Im Sommer steht hingegen praktisch keine regelbare Saisonspeicherenergie zur Verfügung, mit Ausnahme kleiner Restbeträge für Regulier- und Reservezwecke. Es besteht aber ein wesentlicher Überschuss an Laufwasserenergie, welcher exportiert werden kann. Die inländischen Sommerbedarfsspitzen werden durch tägliche Kompensation aus kleinen Zwischenspeichern, welche von Laufwasser gespiesen werden, gedeckt. Das Volumen der ausgetauschten Energiemenge mit dem Ausland im Winter- und Sommerhalbjahr ist beinahe gleich gross (36 %, resp. 31 % der Landesproduktion). Wie beschrieben ist aber das Austauschbild verschieden.

4. Saisonspeicher im Verbundbetrieb

Ende 1968 betrug die parallel geschaltete Leistung der 8 UCPTE-Länder 85 GW, der Jahresenergieverbrauch betrug ca. 465 000 GWh. Der Bedarf an geregelter Energie beträgt ungefähr ⅓ dieses Wertes oder ca. 140 000 GWh. Das gesamte verfügbare Speichervermögen beträgt aber nur 22 900 GWh. Somit müssen 86 % des Spitzenenergiebedarfes mit anderen Mitteln erzeugt werden, d. h. mit Pumpspeichern, Gasturbinen oder auch mit konventionellen thermischen Anlagen. Offensichtlich besteht deshalb ein Bedarf für jede Energiemenge, welche gespeichert werden kann.

Infolge der verschiedenen klimatischen Verhältnisse im Sommerhalbjahr und den unterschiedlichen Betriebsbelangen in Westeuropa kann das gesamte Speichervermögen nur selten voll ausgenützt werden. So lag zum Beispiel die mögliche Erzeugung während der Füllungsperiode 1968 (April bis September) 6 % über dem langjährigen Mittelwert, und trotzdem wurde Ende September ein Speicherfüllungsgrad von nur 85,2 % (19 500 GWh) erreicht.

Im Frühjahr zeigt sich ein Unterschied im Einsatz der Speicher in den Voralpen und denjenigen in den Hochalpengebieten. Bei den Speichern in den mittleren Höhenlagen beginnt die Füllung bereits Ende März, bei den Speichern in den Hochalpen aber erst Ende Mai. Deshalb sind in den Speichern der Vorgebirge Europas bereits neue regelbare Energiemengen vorhanden, während der Inhalt der Hochgebirgsspeicher noch abnimmt. Der totale Füllungsgrad sämtlicher Speicher im Verbundnetz fällt deshalb nicht unter 27 %. Diese Tatsache würde eine intensive Ausnutzung der Speicher in den ersten Monaten des Jahres erlauben.

Der Lastverteiler hat die Möglichkeit, die Speicher zur Spitzendeckung und für die Leistungs-Frequenzregelung einzusetzen sowie auch als Reserve für regelbare Energie zu benützen. Diese Probleme erfordern eine sorgfältige Vorbereitung der Prognose über die hydraulischen Verhältnisse. Der sehr kleine Anteil an gespeicherter Energie gegenüber dem Bedarf des Verbundnetzes lässt für die Speicherbewirtschaftung keine allgemein gültige Regel zu. Man bemüht sich, die Speicher nur während der höchsten Belastung voll einzusetzen.

5. Betriebliche Gesichtspunkte

Der Energieverkehr mit dem Ausland bietet die Möglichkeit, die schweizerischen Saisonspeicher besser auszunützen als dies im Inselbetrieb des Landes der Fall wäre. Dadurch wird eine freiere Speicherbewirtschaftung erzielt.

Der Einfluss der Speicherproduktion in der jährlichen Landesenergieerzeugung ist in Fig. 1 dargestellt. Die speicherbaren Zuflüsse (A) beginnen im März anzusteigen und erreichen im Juli ihr Maximum. Es ist zu bemerken, dass diese Zuflüsse nie ganz zum Stillstand kommen. Der Leistungsbedarf des Landesnetzes erreicht das Maximum im Dezember. Unter Einfluss des Energieaustausches mit dem Ausland bilden sich zwei andere Maximalwerte in der total erzeugten Energie (E), einer im Februar und der andere im Juli. Der Maximalwert im Winter wird durch den Einsatz von Saisonspeichern gedeckt (C), derjenige im Sommer von Laufwasserenergie und der Laufwasserkomponente der speicherbaren Zuflüsse (B—C).

Die Entnahme aus den Speichern beträgt insgesamt nur 90 % des ursprünglichen Inhaltes. Ein Teil des Restbetrages (etwa 5 %) besteht aus nicht benutzbarem Volumen und aus Rückstellungen für Reservezwecke. Die teilweise Wiederauffüllung während des Winters wird als Tagesenergie entnommen. 72,5 % der Gesamtentnahme erfolgt in den vier

Monaten Dezember bis März. Dies entspricht 65 % der ursprünglichen Füllung. Anfangs April erreichen die Speicher einen Füllungsgrad von 22 % des maximalen Speichervolumens. Es obliegt dem Lastverteiler, zu entscheiden, wie weit er die Speicher entleeren will. Fig. 2 zeigt die Bewirtschaftung von zwei Saisonspeichern im Monat April 1969.

Der Tagesbetrieb eines Saisonspeichers, welcher eine wesentliche Laufwasserkomponente aufweist, ist aus Fig. 3 ersichtlich. Der Hauptspeicher wird während der Tagesbedarfsspitze eingesetzt. Der Zwischenspeicher erhält einen regelmässigen Zufluss, und sein Speichervermögen genügt, um die Laufwasserkomponente bei den Tages- und Abendbedarfsspitzen zu ergänzen. Somit erreicht die totale Produktion praktisch die maximal mögliche Leistung der eingesetzten Maschinen. Aus dieser Darstellung eines Sommertages

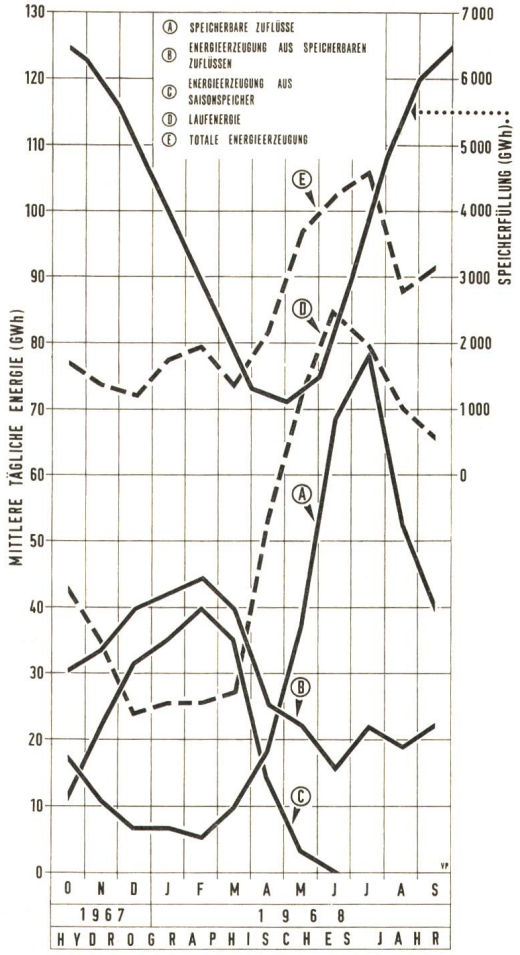


Fig. 1
Energieerzeugung in der Schweiz

ist ersichtlich, dass der Einsatz des Hauptspeichers möglich war.

Fig. 4 stellt das Energieproduktionsbild der Schweiz für einen typischen Wintertag dar. Die Speicherwerke erzeugen 70 % der Tagesenergie. Während der Schwachlastzeit wird die Differenz zwischen Bedarf und Erzeugung durch Einfuhr von Bandenergie gedeckt. Während des Tages wird der Leistungsüberschuss als Spitzenenergie ausgeführt. Die bessere Ausnützung und die Veredelung der Energieproduktion der Speicherkraftwerke sind aus der Figur ersichtlich. Das Diagramm illustriert besonders die Ausgleichsfunktion im internationalen Verbundbetrieb.

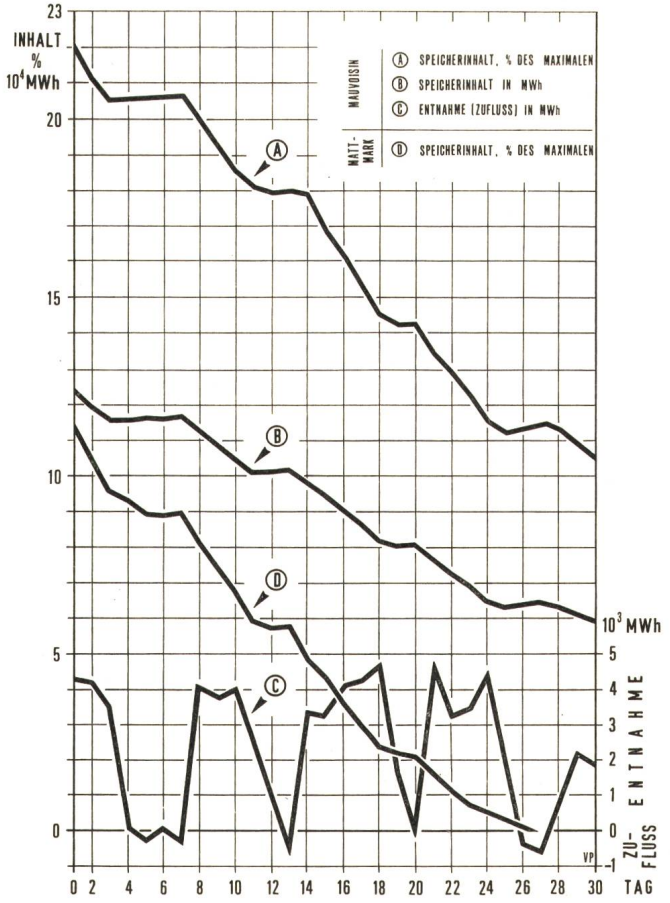


Fig. 2
Bewirtschaftung der Naturspeicher Mauvoisin und Mattmark im April 1969

6. Schlussfolgerungen

Die Saisonspeicher der Alpengebiete spielen eine bedeutende Rolle in der Deckung der Spitzenlast im westeuropäischen Verbundnetz. Ihre Anpassungsfähigkeit an die Betriebserfordernisse leistet auch einen wichtigen Beitrag an die Betriebsreserve und an die Leistungs-Frequenzregelung. Das Speichervermögen ist aber im Verhältnis zum Verbrauch von

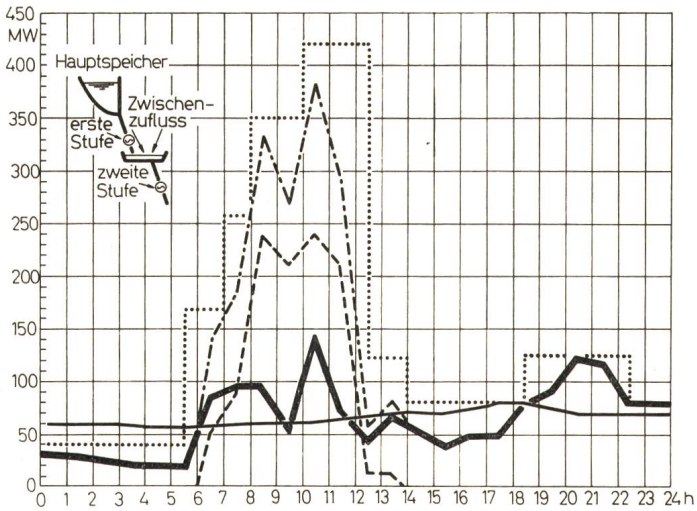


Fig. 3
Ausnützung eines Naturspeichers mit Zufluss von Laufenergie
(Montag, 16. Juni 1969)

Laufenergieproduktion; Zwischenzufluss;
Totalproduktion; Speicherproduktion;
max. mögliche Leistung mit den eingesetzten Maschinen

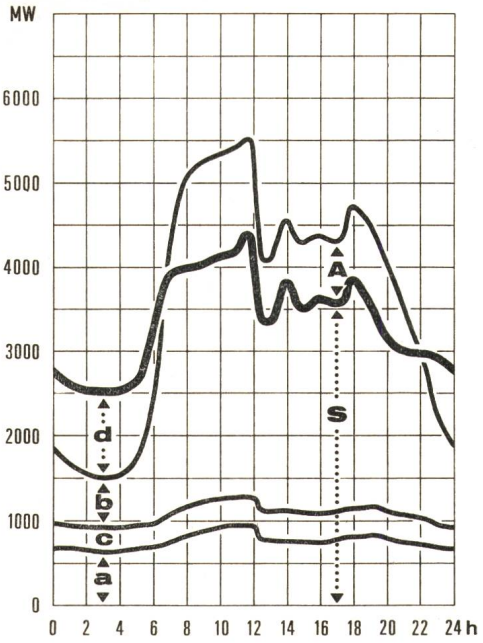


Fig. 4
Typisches Energie-Produktionsbild der Schweiz für einen Wintertag
(Mittwoch, 19. Februar 1969)

a Produktion der Laufkraftwerke; *b* Produktion der Saisonspeicher; *c* Produktion der thermischen Kraftwerke; *d* Einfuhrüberschuss; *A* Ausfuhrüberschuss; *S* Landesbedarf

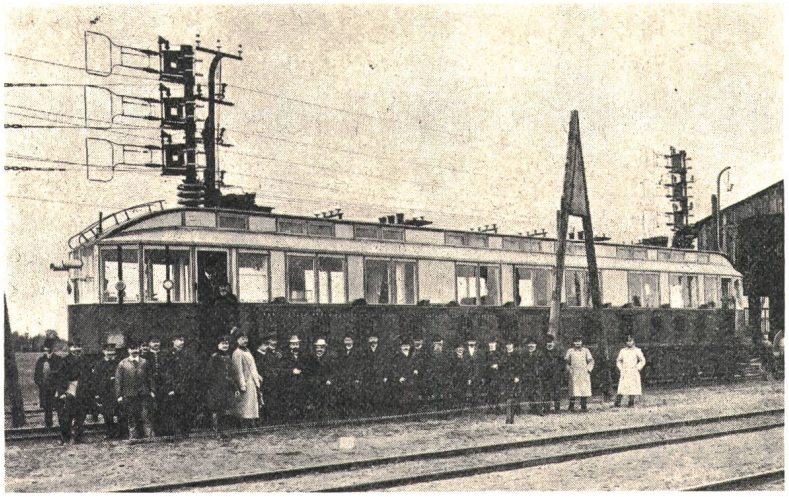
geregelter Energie klein. Die Ausbaumöglichkeiten der Speicheranlagen sind fast erschöpft. Durch die Zunahme der Nennleistung der Produktionseinheiten im Verbundnetz werden die Speicher in Zukunft eher zur Deckung der Leistungsspitze und als Leistungsreserve eingesetzt. Diese Tatsache wird durch den Einbau von Umwälzpumpen, mit welchen Überschüsse von Bandenergie verwertet werden können, gefördert. Wenn aber die Benützungsdauer der Saisonspeicher nicht verkürzt wird, so wird ein Teil dieser Speicher für die Deckung des Landesverbrauches eingesetzt werden müssen. Somit werden diese nicht mehr für die Spitzendekkung und als Leistungsreserven für den Verbundbetrieb zur Verfügung stehen. Dieser Umstand bedeutet aber keine Wertverminderung der bereits gebauten oder noch zu bauenden Speicherkraftwerke. Diese werden nur auf den westeuropäischen Verbundbetrieb einen ständig kleiner werdenden Einfluss ausüben.

Adressen der Autoren:
H. A. Luder, Vizedirektor, Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG, 4335 Laufenburg, und *K. Goldsmith*, beratender Ingenieur, Elektro-Watt Ingenieurunternehmung AG, Talacker 16, 8001 Zürich.

EIN BLICK ZURÜCK

Der erste elektrische Schnelltriebwagen, 1901

1187



Siemens-Archiv und -Museum

Auf der internationalen Verkehrsausstellung 1965 in München zählten die Schnellbahnfahrten auf der Strecke München—Augsburg im 200 km/h-Tempo mit der neuerbauten Lokomotive E 03 zu den Hauptattraktionen der Ausstellung. Das stolze Siegesgefühl nach gut überstandener Fahrt wäre aber beim Passagier wohl etwas geschwunden, wenn er gewusst hätte, dass bereits vor 60 Jahren kühne Bahnpioniere bei weit weniger Sicherheitsaufwand auch schon die 200-km/h-Grenze mit einem elektrischen Schienenfahrzeug überwanden.

Nachdem im Jahre 1892 auf dem Fabrikhof des Charlottenburger Werkes von Siemens & Halske die ersten Versuchsfahrten mit einem Drehstrom-Schienenfahrzeug durchgeführt wurden, konnten am 15. Oktober 1901 endlich Fahrten der «Studiengesellschaft für elektrische Schnellbahnen» auf der 23 km langen Militäreisenbahnstrecke von Zossen bei Berlin nach Marienfelde begonnen werden. Am 17. März 1902 hiess es allerdings nach einer noch glücklich ausgegangenen 160-km/h-Fahrt, bei der der Wagen sich von den Schienen hob und ein Stück des Weges durch die Luft flog, in einem Bericht, dass der vorhandene Oberbau nicht mehr mit höheren Geschwindigkeiten als 130 km/h mit Sicherheit befahren werden könne. Nachdem dann die Strecke wesentlich verbessert wurde, konnten im Herbst 1903 die Versuchsfahrten wieder aufgenommen werden.

Es gab zwei Drehstrom-Triebwagen, einen von der AEG und einen von Siemens & Halske, wobei es letzterem Anfang Oktober gelang, 201 km/h zu fahren. Etwas später fuhren dann beide Wagen 210 km/h als Höchstgeschwindigkeit. Der Siemens-&-Halske-Triebwagen hatte ein Gesamtgewicht, ohne Personen, von 90,5 t. In den zwei dreiachsigen Drehgestellen waren jeweils 2 Fahrmotoren, läufergespeiste Drehstromasynchronmotoren, eingebaut, die jeweils die beiden äusseren Achsen eines Drehgestelles antrieben. Interessanterweise waren die Läufer dieser Motoren fest auf die Radachsen aufgepresst, während die Ständer auf den Lagerschilden ungefedert aufgesetzt waren. Die Leistung eines jeden der 4 Fahrmotoren betrug beim Anfahren 750 PS und bei voller Drehzahl 250 PS, so dass der Triebwagen über eine Anfahrleistung von 3000 PS verfügte.

Der Energiefluss ging von der dreiphasigen Hochspannungsfahrdrahtleitung mit einer verketteten Spannung von 10 kV über Bügelstromabnehmer, drei jeweils übereinander an einem der beiden Trägermasten angeordnet, zu zwei Transformatoren, denen Hochspannungsschalter und -sicherungen vorgeschaltet waren. Von den Niederspannungswicklungen wurde die elektrische Energie über Stern/Dreieck-Schalter und Motorschutzschalter den Schleifringen der Fahrmotoren zugeführt. Wenn auch heute diese Schnellbahn-Versuchsfahrten wegen ihrer dreiphasigen Stromversorgung etwas belächelt werden, so darf doch gesagt werden, dass diese den Grundstein zu einer technischen Entwicklung gelegt haben, die heute nicht mehr wegzudenken ist.

F. Gitschger