

**Zeitschrift:** Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins :  
gemeinsames Publikationsorgan des Schweizerischen  
Elektrotechnischen Vereins (SEV) und des Verbandes Schweizerischer  
Elektrizitätswerke (VSE)

**Band:** 64 (1973)

**Heft:** 8

**Artikel:** Überlegungen, welche die Bernischen Kraftwerke zum Einführen der  
132-kV-Spannungsebene bewogen haben

**Autor:** Strickler, H.R.

**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-915542>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

### **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. [Voir Informations légales.](#)

### **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. [See Legal notice.](#)

**Download PDF:** 18.10.2024

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

# Energie-Erzeugung und -Verteilung

## Die Seiten des VSE

### Die Einführung einer neuen Spannungsebene zwischen 100 und 150 kV

Am 18. Januar 1973 führte der VSE innerhalb eines kleinen Kreises von Mitgliedwerken einen Gedankenaustausch über die Einführung einer neuen Spannungsebene durch. Wir geben nachstehend die Referate vollumfänglich wieder. Br

#### Überlegungen, welche die Bernischen Kraftwerke zum Einführen der 132-kV-Spannungsebene bewogen haben

Von H. R. Strickler

Die BKW haben, wie Sie inzwischen erfahren haben dürften, kürzlich die Einführung einer Spannungsebene mit einer Nennspannung von 132 kV, entsprechend einer höchsten Betriebsspannung von 145 kV, beschlossen. Diese Spannung figuriert unter den von der CEI genormten Spannungen, d. h., sie ist auf internationaler Ebene bereits normalisiert. Dagegen wurde sie bisher in den schweizerischen Regeln nicht aufgeführt. Da die Bernischen Kraftwerke zusammen mit den Elektrizitätswerken der Städte Bern und Basel über ein ausgedehntes 150-kV-Netz verfügen, scheint dieser Beschluss dem uneingeweihten Aussenstehenden nicht auf Anhieb verständlich. Ich bin deshalb ersucht worden, Ihnen die Gründe und Überlegungen auseinanderzusetzen, die zum bedeutungsvollen Entschluss geführt haben.

Als Ausgangspunkt dient die Prognose über die Entwicklung des Bedarfs an elektrischer Energie im Kanton Bern für die nähere und fernere Zukunft. Der Darstellung der Fig. 1 ist zu entnehmen, dass die Energieabgabe an das allgemeine Netz der BKW im Jahre 1946 571 Mio kWh betrug und 12 Jahre später, 1958, bereits 1193 Mio kWh. Wiederum 12 Jahre später, im Jahre 1970 erreichte diese Abgabe 2279 Mio kWh. Mit anderen Worten, in jeweils 12 Jahren verdoppelte sich die Energieabgabe ins allgemeine Verbrauchernetz. Hält dieser Trend an, so ist für das Jahr 1982 ein Allgemeinverbrauch von etwa 4600 Mio kWh zu erwarten. Das heisst aber nichts anderes, als dass die BKW bis zum Jahre 1982 für die Gewährleistung der Allgemeinversorgung Verteilanlagen im gleichen Ausmass zu erstellen haben wie seit ihrer Gründung im Jahre 1898. Angesichts des entsprechenden hohen Investitionsbedarfes haben die BKW seit Jahren intensiv Studien durchgeführt, um einen zweckmässigen Ausbau des Netzes festlegen zu können. Grosses Gewicht wurde dabei der Wirtschaftlichkeit des künftigen Netzes beigemessen.

Der Ausbau umfasst alle Teile des Verteilnetzes, unter anderem auch das sogenannte obere Verteilnetz, das den Energietransport von den Stützpunkten 220 und 380 kV zu den das 16-kV-Netz speisenden Unterstationen bewerkstel-

ligt (im französischen Sprachgebrauch: réseau de répartition).

Dasselbe besteht heute bei den BKW aus einem 150-kV-Netz, das aus dem ehemaligen 150-kV-Verbundnetz hervorgegangen ist und zudem dem Energietransport für die Stadtwerke Bern und Basel dient; ferner umfasst es ein dicht vermaschtes 50-kV-Netz, das auch einige direkte Abnehmer in dieser Spannung versorgt.

Mit Rücksicht auf die bestehenden Anlagen ergaben sich drei Möglichkeiten zum Ausbau des oberen Verteilnetzes:

1. Schwergewicht auf dem Ausbau des 50-kV-Netzes unter teilweiser Beibehaltung des 150-kV-Netzes zur Speisung des ersteren bzw. teilweisem Umbau auf 220 kV.

2. Schwergewicht auf dem Ausbau eines neuen Verteilnetzes mit einer Nennspannung zwischen 100 und 150 kV bei fortschreitender Reduktion der 50-kV-Anlagen und teilweisem Umbau des alten 150-kV-Transportnetzes auf höhere Spannungen (220 und 380 kV).

3. Aufbau eines oberen Verteilnetzes vorwiegend in 220 kV, wobei sowohl das 150-kV-Netz als auch das 50-kV-Netz teilweise beibehalten werden.

Die Bestimmung des künftigen oberen Verteilnetzes erfolgte in zwei Schritten.

1. Auswahl der grundsätzlichen Lösung aus den erwähnten drei Varianten, wobei die Wahl auf die zweite Möglichkeit fiel.

2. Untersuchung darüber, ob der Ausbau des oberen Verteilnetzes in 150 kV im Sinne des bestehenden weitergeführt werden soll oder ob eine in der Nähe liegende Spannung noch günstigere Resultate zeitigen könnte.

Dabei hat sich erwiesen, dass die Spannung 132 kV nach CEI tatsächlich bedeutende Vorteile bietet, und die BKW haben sich schliesslich auf diese Spannung festgelegt. Ich möchte nun im folgenden auf die beiden Schritte etwas näher eingehen.

Zunächst zur Wahl zwischen 50, 100...150 oder 220 kV. Das heutige 50-kV-Netz der BKW entspricht der Reihe 45 kV nach CEI mit der höchsten Betriebsspannung 52 kV. Eine Leistungssteigerung durch Erhöhung der Spannung wäre nur durch Totalumbau auf Reihe 60 kV, höchste Betriebsspannung 72,5 kV, möglich, was aus wirtschaftlichen Gründen nicht in Frage kommt. Bei Beibehaltung des 50-kV-Netzes bleibt also nur die strommässige Verstärkung. Das 50-kV-Netz besteht heute noch überwiegend aus Regelleitungen. Betonmastenleitungen sind erst in den letzten Jahren im grösseren Ausmass erstellt worden. Ebenso sind nur wenige 50-kV-Kabelstrecken vorhanden. Ein Teil der Unterstationen 50/16 kV ist veraltet und muss auf jeden Fall vollständig neu gestaltet werden. Bei den zuletzt gebauten Anlagen wurde die Möglichkeit eines späteren Umbaus auf höhere Spannung bereits eingeplant. Die Tatsache, dass einerseits die Verstärkung des bestehenden 50-kV-Netzes im grossen Stil bei den BKW noch nicht richtig angelaufen ist und andererseits bereits bei der Planung der Anlagen mit einer höheren Spannung gerechnet wurde, versetzen heute die BKW in die glückliche Lage, dass sie sich beim weiteren Vorgehen nicht allzustark nach bereits getätigten Investitionen richten müssen. Eine Liquidation des gesamten 50-kV-Netzes ist jedoch nicht vorgesehen, einzelne Teilnetze mit kleinen Leistungen werden auf jeden Fall diese Spannung beibehalten. Somit besteht die Möglichkeit, vorhandenes Material weiterhin sinnvoll einzusetzen.

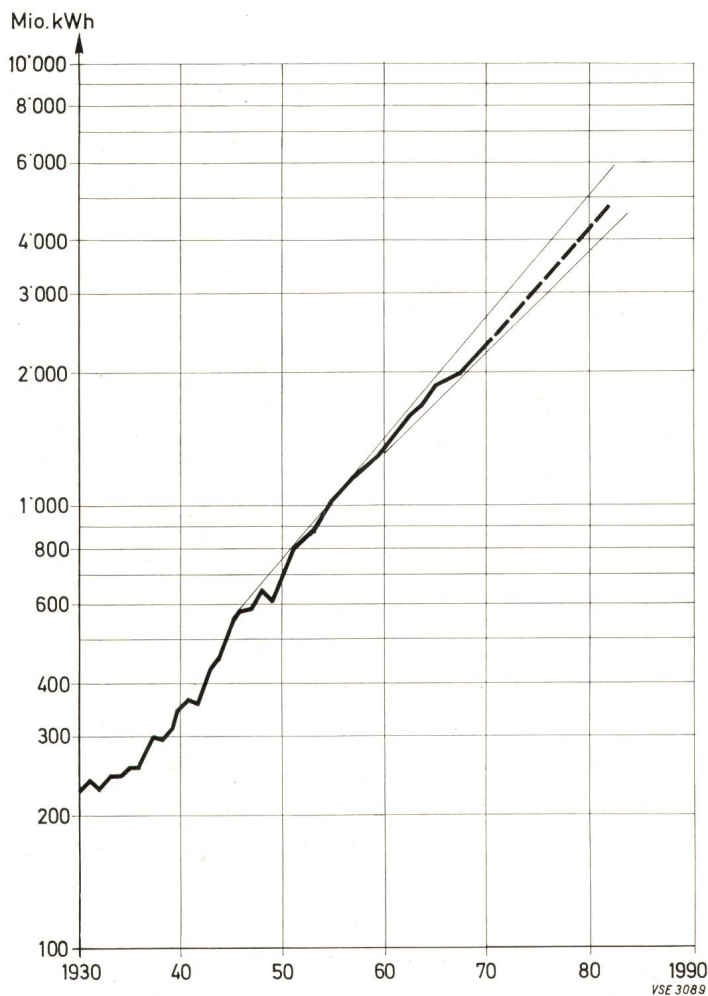


Fig. 1  
Entwicklung der Energieabgabe in das allgemeine Netz der BKW  
(Logarithmische Darstellung)

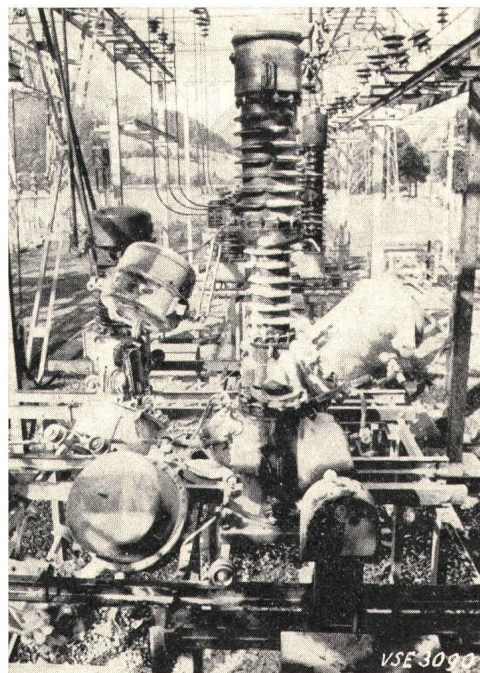


Fig. 2

Die in Zukunft notwendige Leistungsfähigkeit eines oberen Verteilnetzes in 50 kV bedingt den überwiegenden Einsatz von Betonmastenleitungen. Dieselben Betonmastenleitungen können aber ohne grossen Mehraufwand auch für 132 kV ausgelegt werden und verfügen dabei über etwa die dreifache Leistungsfähigkeit gegenüber 50-kV-Leitungen. Es ergibt sich damit eine Reserve an Übertragungskapazität, die bei den in einem späteren Zeitpunkt zu erwartenden hohen Leistungen sehr willkommen sein wird, während mit 50 kV der leistungsgerechte Ausbau mehr und mehr auf Schwierigkeiten stossen wird.

Das obere Verteilnetz wird zusehends in dichter überbaute Gebiete hineingreifen. Eine zunehmende Verkabelung wird in Zukunft nicht zu umgehen sein. Die Untersuchung zeigt, dass für Nennleistungen über etwa 40 – 60 MW die Verkabelung mit 132 kV bereits billiger zu stehen kommt als mit 50 kV.

Bei Leitungslängen ab etwa 10 km und voller Belastung der Leitungen wird der Spannungsabfall auf 50-kV-Leitungen so gross, dass mit den BKW-Normaltransformatoren 50/16 kV die 16-kV-Spannung nicht mehr genügend ausreguliert werden kann.

Das 50-kV-Netz der BKW wird isoliert betrieben, d. h. weder direkt noch über Drosseln oder Löschspulen geerdet. Dadurch können Störungen über weite Strecken übertragen werden und an andern Stellen Sekundärstörungen verursachen. Eine besondere Gefahr stellt die Neigung dieses Systems zu Kippschwingungen dar. Die Folgen einer solchen Erscheinung sehen Sie in Fig. 2, wobei normalerweise zwei Anlagen betroffen werden (Doppelerdschluss), da erst dann der automatische Schutz eingreifen kann.

Als wirksame Abhilfemassnahme kommt die halbstarre oder starre Erdung in Frage. Doch stösst dieselbe bei den BKW auf grosse Schwierigkeiten, weil die Transformatoren 150/50 kV in Stern/Dreieck geschaltet sind und die Transformatoren 50/16 kV wohl eine Stern/Stern-Schaltung aufweisen, wegen der fehlenden Dreieckwicklung und damit ver-

bundenen hohen Null-Impedanz für die Erdung aber nicht geeignet sind. Für die Erdung müssen daher die Transformatoren ersetzt oder künstliche Nullpunkte geschaffen werden. Die damit verbundenen hohen Kosten tragen praktisch nichts zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit des Netzes bei.

Aus dem Gesagten ist bereits erkennbar, dass bei den in Zukunft zu erwartenden Leistungen Technik und Realisierbarkeit zugunsten der 100...150-kV-Lösung und gegen die 50-kV-Lösung sprechen.

Andererseits scheidet die Heranziehung des 220-kV-Netzes für Aufgaben des oberen Verteilnetzes bei den bis 1990 in Frage kommenden Leistungen an den hohen Kosten für Freileitungen und Stationen sowie an den Kosten zur Beherrschung des Problems der kapazitiven Blindlast bei Kabelanlagen. Die 220-kV-Lösung wurde deshalb auch fallengelassen.

Nach diesen Erläuterungen technischer Natur möchte ich noch die wirtschaftliche Seite beleuchten und beginne mit den Freileitungen, die, wie wir später sehen werden, von ausschlaggebender Bedeutung sind. Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit verwenden wir die Gesamtkosten pro Kilometer Freileitung, d. h. die Summe aus den Erstellungskosten und den kapitalisierten Verlustkosten.

$$K_T = K_E + K_V$$

Gesamtkosten = Erstellungskosten + Kapitalisierte Verlustkosten

In den Fig. 3-7 sind die Gesamtkosten der zu vergleichenden Leitungen in Funktion der Leistung eingetragen.

Der Berechnung liegt die 132-(145-)kV-Variante zugrunde, die als Vertreter einer Spannung im Bereich von 100...150 kV dient, was für den 1. Schritt, der eine Grobschätzung 50-100...150-220 kV darstellt, genügt.

Bei der Leistung handelt es sich um deren Maximalwert, wobei mit einer Jahresverlust-Stundenzahl von 3000 h/Jahr und einem Verlustenergiepreis von 5 Rp./kWh gerechnet wird.

Fig. 3 zeigt den Vergleich von 50-kV-Leitungen, wobei die Regelleitungen einzeln oder in einem vermaschten Netz - dargestellt als Parallelleitungen - bis 60 MVA besser abschneiden als Betonmastenleitungen. Oberhalb 60 MVA bestehen geringe Unterschiede.

Fig. 4 vergleicht 132-kV-Leitungen, wobei besonderes die einsträngige Betonmastenleitung mit Bündelleitern  $2 \times 300 \text{ mm}^2 \text{ Al}$  hervorsteicht. Da sich später ein Bündel  $2 \times 400 \text{ mm}^2 \text{ Al}$  noch als günstiger erwies, haben ihn die BKW als Norm gewählt. Der Vergleich mit anderen Lösungen fällt noch stärker zugunsten der Bündellösung aus, wenn noch ein- oder zwei Stränge 16 kV mitgeführt werden.

Fig. 5 vergleicht Betonmastenleitungen 50 kV und 132 kV. Abgesehen vom Leistungsbereich bis 40 MVA sind die 132-kV-Leitungen dem 50-kV-System weit überlegen.

In Fig. 6 wird versucht, durch parallel geschaltete 50-kV-Betonmastenleitungen die Wirtschaftlichkeit gegenüber dem 132-kV-System zu verbessern, was, wie gezeigt, nicht gelingt (zu hohe Erstellungskosten).

In Fig. 7 sind die 50-kV-Regel- und Betonmastenleitungen, 132-kV-Betonmastenleitungen und 220-kV-Gittermastenleitungen einander gegenübergestellt (letztere zur Abgrenzung des 132-kV-Einsatzgebietes nach oben). Die wirt-

schaftlichen Einsatzbereiche für Zwecke des oberen Verteilnetzes sind demnach

bis 40 MVA für Regelleitungen 50 kV

40...250 MVA für Betonmastenleitungen 132 kV

Daraus ist zu schliessen, dass für unabsehbare Zeit die 132-kV-Spannungsebene die wirtschaftlichste Lösung für die Freileitungen darstellt.

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines ganzen Netzteils wurden Erstellungskosten und Verlustkosten vieler Varianten hinsichtlich Spannungsebene und Aufbau berechnet. Einen Ausschnitt aus den Ergebnissen sehen Sie in Fig. 8. Aufgetragen sind die vergleichbaren Kosten, d. h. die Erstellungskosten abzüglich der Verlusteinsparung, in Funktion der den Jahren 1975 bis 1990 entsprechenden Leistungen. Hervorgehoben sind neben der 50-kV-Variante zwei 132-kV-Varianten. Die eine der letzteren (3b) erweist sich bereits bei den ab 1975 einzusetzenden Leistungen, die andere (4b) ab 1980 als wirtschaftlicher als die 50-kV-Variante. Die Sprünge in den Kurven sind bedingt durch den Einsatz eines weiteren Stützpunktes, was bei der 50-kV-Variante schon 1980, bei den 132-kV-Varianten aber erst 1985 notwendig

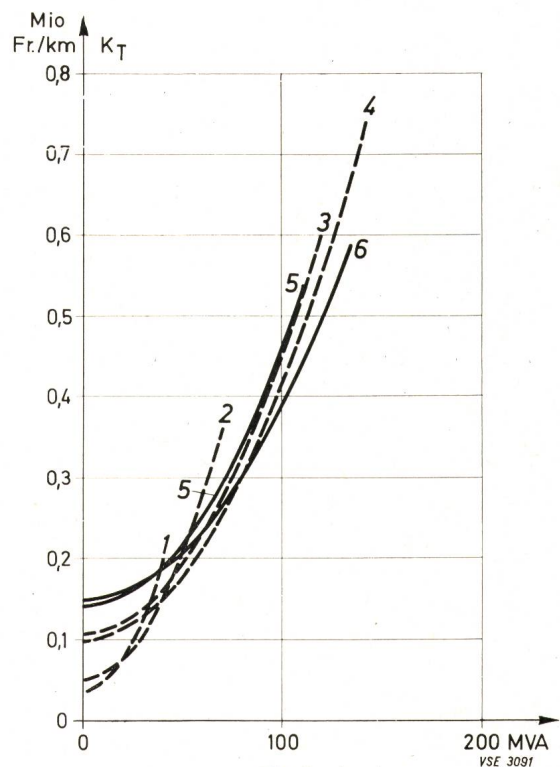


Fig. 3  
Gesamtkosten  $K_T(N)$  von Freileitungen  
50 kV-Leitungen

Bewertung der ohmschen Verluste X  
Bewertung der induktiven Blindleistung —  
Bewertung der kapazitiven Blindleistung —  
Preis der kWh 5 Rp  
Preis der kVarh — Rp  
Benutzungsdauer quadratisch 3000 h

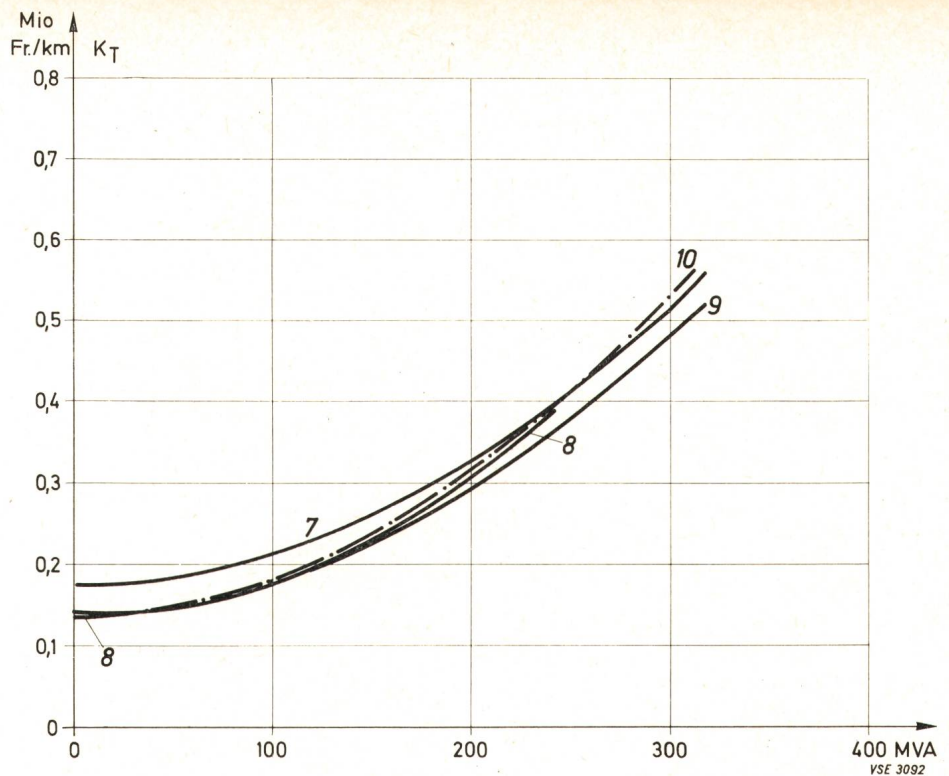
Var.	Spg. kV	Maste	Leiter	Stränge
1	50	Holz	$1 \times 185^2$	Al 1
2	50	Holz	$2 \times 150^2$	Al 2
3	50	Holz	$3 \times 185^2$	Al 3x1 *)
4	50	Holz	$4 \times 150^2$	Al 2x2 **)
5	50	Beton	$2 \times 300^2$	Al 2
6	50	Beton	$2 \times 400^2$	Al 2

\*) 3 - einsträngige Regelleitungen parallel  
\*\*) 2 - zweisträngige Regelleitungen parallel

Fig. 4  
Gesamtkosten  $K_T(N)$  von Freileitungen  
145 kV-Leitungen

Bewertung der ohmschen Verluste X  
Bewertung der induktiven Blindleistung —  
Bewertung der kapazitiven Blindleistung —  
Preis der kWh 5 Rp  
Preis der kVarh — Rp  
Benützungsdauer quadratisch 3000 h

Var.	Spg.kV	Maste	Leiter	Stränge
7	145	Beton	2x300 <sup>2</sup> Al	2
8	145	Beton	1x600 <sup>2</sup> Ad	1
9	145	Beton	1x(2x300 <sup>2</sup> ) Al	1
10	145	Gitter	2x300 <sup>2</sup> Ad	2



ist, weil die wesentlich grössere Leistungsfähigkeit des 132-kV-Netzes eine bessere Verteilung der Last auf vorhandene Stützpunkte ermöglicht. Die Einbeziehung der Unterstationen in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen führt also zu keinen wesentlich anderen Resultaten, als wie sie schon bei den Leitungen gefunden wurden.

Der Grund ist darin zu suchen, dass 132-kV-Schaltfelder wohl teurer sind als 50-kV-Schaltfelder, infolge der grösseren Leistungsfähigkeit der Leitungen aber weniger Felder erstellt werden müssen. Auch hier erweist sich deshalb die Lösung mit Bündelleitern als vorteilhaft.

Zusammenfassend darf festgehalten werden, dass ein Netz mit einer Nennspannung von 100 bis 150 kV gegenüber einem 50-kV-Netz wesentliche Vorteile aufweist, nämlich:

- Höhere Wirtschaftlichkeit
- Wesentlich höhere Leistungsfähigkeit
- Grössere Reserve
- Grössere Betriebssicherheit bzw. geringere Aufwendungen für die Erstellung der gleichen Sicherheit

Da andererseits, wie bereits gesagt, eine Spannung von 220 kV nicht in Frage kommt, fiel damit die Wahl auf das 100...150-kV-Netz.

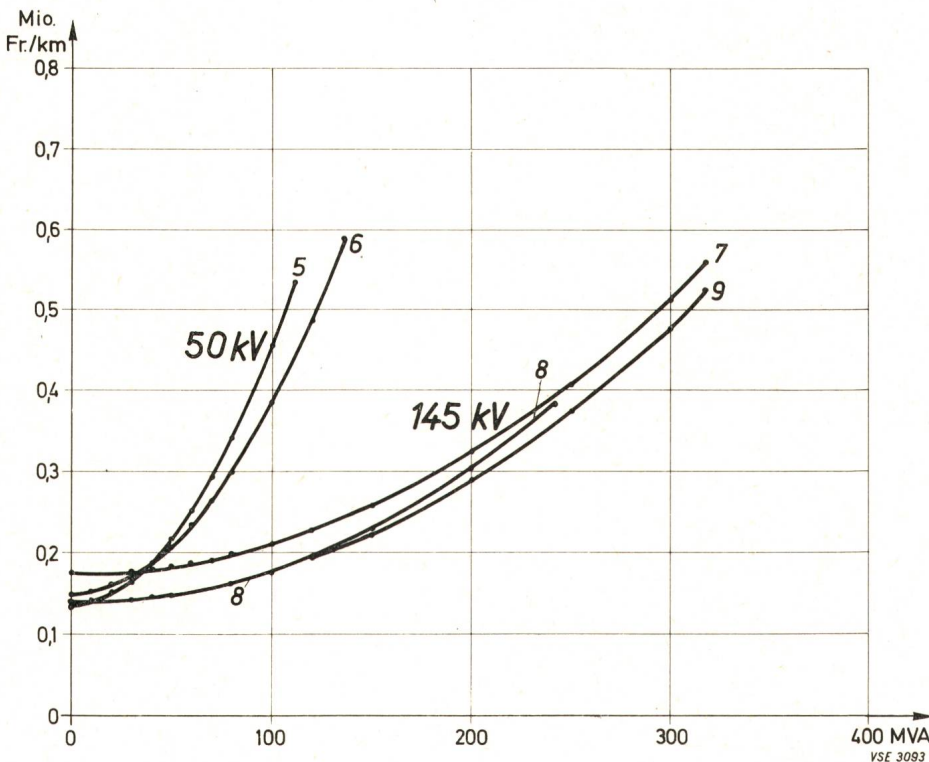


Fig. 5  
Gesamtkosten von Freileitungen  
Betonmastleitungen 50 und 145 kV

Bewertung der ohmschen Verluste X  
Bewertung der induktiven Blindleistung —  
Bewertung der kapazitiven Blindleistung —  
Preis der kWh 5 Rp  
Preis der kVarh — Rp  
Benützungsdauer quadratisch 3000 h

Var.	Spg.kV	Maste	Leiter	Stränge
5	50	Beton	2x300 <sup>2</sup> Al	2
6	50	Beton	2x400 <sup>2</sup> Al	2
7	145	Beton	2x300 <sup>2</sup> Al	2
8	145	Beton	1x600 <sup>2</sup> Ad	1
9	145	Beton	1x(2x300 <sup>2</sup> ) Al	1

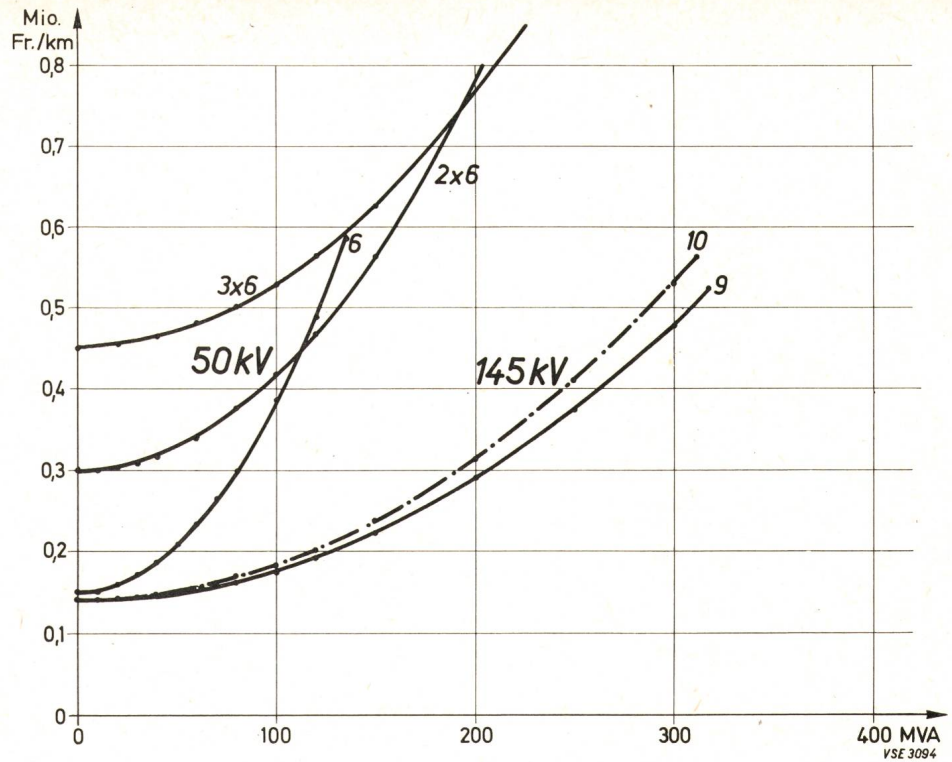
Fig. 6

**Gesamtkosten von Freileitungen**  
**Parallel geschaltete 50 kV-Betonmastenleitungen**

Bewertung der ohmschen Verluste X  
 Bewertung der induktiven Blindleistung —  
 Bewertung der kapazitiven Blindleistung —  
 Preis der kWh 5 Rp  
 Preis der kVarh — Rp  
 Benützungsdauer quadratisch 3000 h

Var.	Spg.kV	Maste	Leiter	Stränge
6	50	Beton	2x400 <sup>2</sup> Al	2
2x6	50	Beton	4x400 <sup>2</sup> Al	4 *
3x6	50	Beton	6x400 <sup>2</sup> Al	6 **)
9	145	Beton	1x(2x300 <sup>2</sup> ) Al	1
10	145	Gitter	2x300 <sup>2</sup> Ad	2

\*) 2-zweisträngige Betonmastleitungen parallel  
 \*\*) 3-zweisträngige Betonmastleitungen parallel



Für die BKW war darunter aber nicht unbedingt eine bloße Erweiterung des bestehenden 150...(170)-kV-Netzes zu verstehen. Im Gegenteil, es war im zweiten Schritt unserer Untersuchung abzuklären, ob nicht besser eine in der Nähe liegende Nennspannung in Frage kommen konnte. Nach CEI sind ebenfalls die Werte 110 (123) kV und 132 (145) kV genormt, und zwar im Gegensatz zu 150 kV als bevorzugte Werte. Für alle drei Werte existieren die sogenannte volle Isolation bzw. die reduzierte Isolation, welche letztere nur bei starrer Erdung verwendet werden darf (Erdungsfak-

tor  $\leq 0,8$ ). Die Tabelle in Fig. 9 gibt einen Überblick über die Spannungen und die zugehörige Isolation, gekennzeichnet durch die Stossfestigkeit und die 50-Hz-Prüfspannung.

Das ehemalige 150-kV-Transportnetz der BKW wurde für die Spannungsebene 150 (170) kV ausgelegt. Bedingt war diese Spannung durch den ehemaligen Verbundbetrieb 150 kV und den Abtransport der KWO-Energie in dieser Spannung. In Innertkirchen musste die Betriebsspannung auf Werten von 155 kV gehalten werden, um im nördlichen Teil des Netzes noch eine annehmbare Spannung einhalten zu

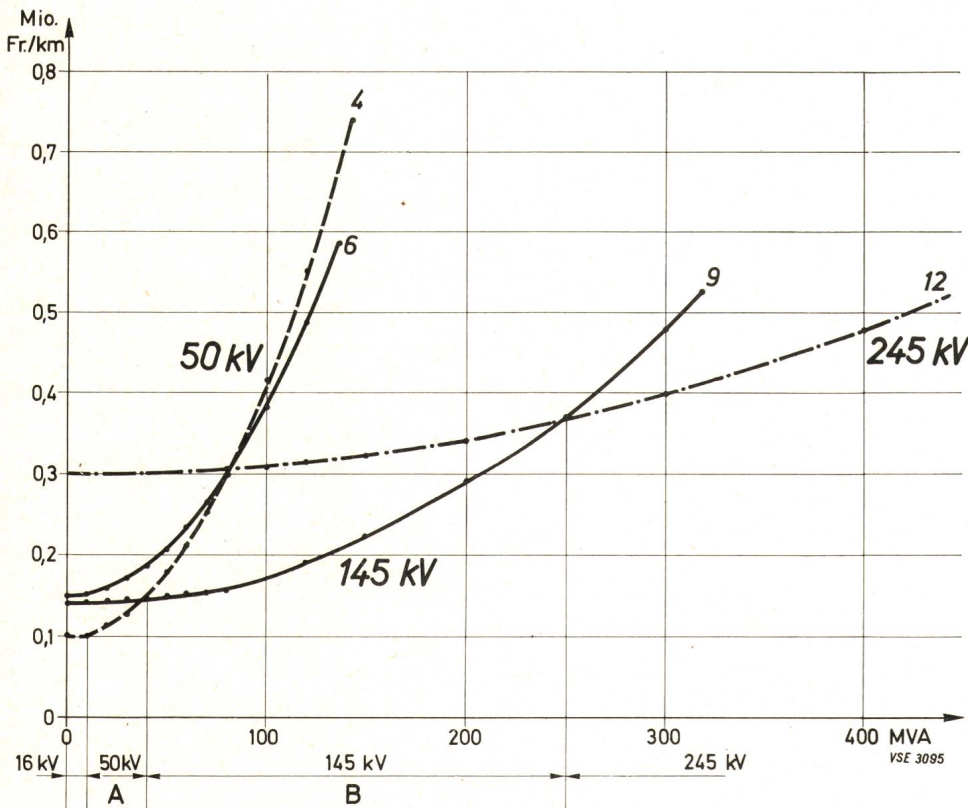


Fig. 7  
**Gesamtkosten von Freileitungen**  
**Wirtschaftlicher Einsatzbereich 50, 145, 245 kV**

Bewertung der ohmschen Verluste X  
 Bewertung der induktiven Blindleistung —  
 Bewertung der kapazitiven Blindleistung —  
 Preis der kWh 5 Rp  
 Preis der kVarh — Rp  
 Benützungsdauer quadratisch 3000 h

können. Im Mittelland schwankte die Betriebsspannung zwischen 140 und 145 kV und erreichte nur ausnahmsweise 148 kV.

Wenn wir also die Spannung in Zukunft auf maximal 145 kV begrenzen, um das preisgünstige 132-kV-Material einsetzen zu können, so bedeutet das praktisch nichts anderes als die Fortführung der bisherigen Betriebsweise. Andererseits wäre eine gute Ausnutzung des 150-(170-)kV-Materials nicht möglich, da die Spannungsbereiche der Transformatoren der BKW im Mittelland Spannungen über 150 kV nicht zulassen. Ferner ist zu beachten, dass die 150-kV-Leitungen den Regeln hinsichtlich Isolation dieser Spannungsebene nicht entsprechen, sondern die Spannungsfestigkeit unter Regen ziemlich stark unterhalb dem geforderten Wert liegt. Der Aufwand für eine Erhöhung der Betriebsspannung wäre also im Vergleich mit der erzielbaren Leistungssteigerung viel zu gross.

Der Übergang auf die Nennspannung 132 kV bedeutet demnach für das noch verbleibende 150-kV-Netz nur eine Anpassung des zukünftig einzubauenden Materials an die

Nennspannung kV	höchste Betriebsspannung kV	Stosshaltespannung kV		50-Hz-Prüfspannung kV	
		volle Isolation	reduzierte Isolation	volle Isolation	reduzierte Isolation
110	123	550	450	230	185
132	145	650	550	275	230
150	170	750	650	325	275

Fig. 9  
Spannungen nach CEI

tatsächlichen Erfordernisse. Als weiterer Punkt kommt hinzu, dass im 150-kV-Netz trotz starrer Erdung bisher die volle Isolation zur Anwendung gelangte. Beim 132-kV-Netz steht der Verwendung der reduzierten Isolation nichts entgegen. Die Isolation kann damit um zwei Stufen reduziert werden, nämlich von der Stossfestigkeit 750 kV über 650 kV (wenig gebräuchlich) auf 550 kV. Vorausgesetzt ist lediglich eine starre Erdung, die aber für die Weiterverwendung aller Transformatoren 220/150 kV und 150/50 kV bei den BKW ohnehin notwendig ist.

Andererseits stellt sich die Frage, ob nicht für das obere Verteilnetz die Spannung 110 kV eingeführt werden könnte, wie das z. B. in der BRD geschieht.

Diese Spannung kommt in Frage, wenn zu einer nichtstarreren Erdung gegriffen wird (halbstarre Erdung). Die Isolation wäre in diesem Falle in erster Linie dieselbe wie beim starr geerdeten 132-kV-Netz (Stoss 550 kV) und somit auch die Kosten der Leitungen und Anlagen (ohne Erdungseinrichtung). Damit ergibt sich zum vornherein beim 110-kV-Netz bei gleichem Investitionsbedarf eine Reduktion der Leistung auf 84,5 % bzw. eine Erhöhung der Verluste auf 140 % gegenüber der 132-kV-Lösung (bei strommässig gleich ausgelegten Anlagen). Mit anderen Worten: Die 132-kV-Lösung ist der 110-kV-Lösung wirtschaftlich überlegen:

Die halbstarre Erdung des 110-kV-Netzes bedingt zudem erhöhten Isolationsaufwand am Sternpunkt des Transformators sowie zusätzliche Kosten für die Erdungsdrossel und ihre Kurzschluss- und Steuereinrichtung.

Zu beachten ist ferner, dass beim halbstarr geerdeten 110-kV-Netz die Transformatoren 220/110 kV bzw. 380/110 kV nicht mehr als Autotransformatoren, sondern als Zweiwickler ausgelegt werden müssen und daher wesentlich schwerer und teurer ausfallen. Beides verschlechtert die Wirtschaftlichkeit der 110-kV-Lösung weiter.

Es liegen alle Vorteile wirtschaftlicher und technischer Art auf der Seite der 132-kV-Lösung, mit einer Ausnahme, der Beeinflussung von Schwachstromanlagen.

Wird bei halbstarrer Erdung der Erschlußstrom an jeder Stelle des Netzes auf 3000 A begrenzt, erübrigen sich besondere Schutzmassnahmen an Schwachstromeinrichtungen zum vornherein. Dagegen ist es nicht möglich, auf diese Art die besonders wirtschaftlichen Bündelleitungen von z. B.  $2 \times 400^2$  Al zweckmässig zu schützen, da an vielen Stellen des Netzes der Erdschlußstrom kleiner ausfällt als der Nennstrom der Leitung von 1450 A.

Bei der starren Erdung des 132-kV-Netzes liegt der Erdschlußstrom wesentlich höher. Mit dieser Tatsache müssen sich die BKW auseinandersetzen. Auf Grund von Berechnungen und Erfahrungen wurden folgende Schlüsse gezogen:

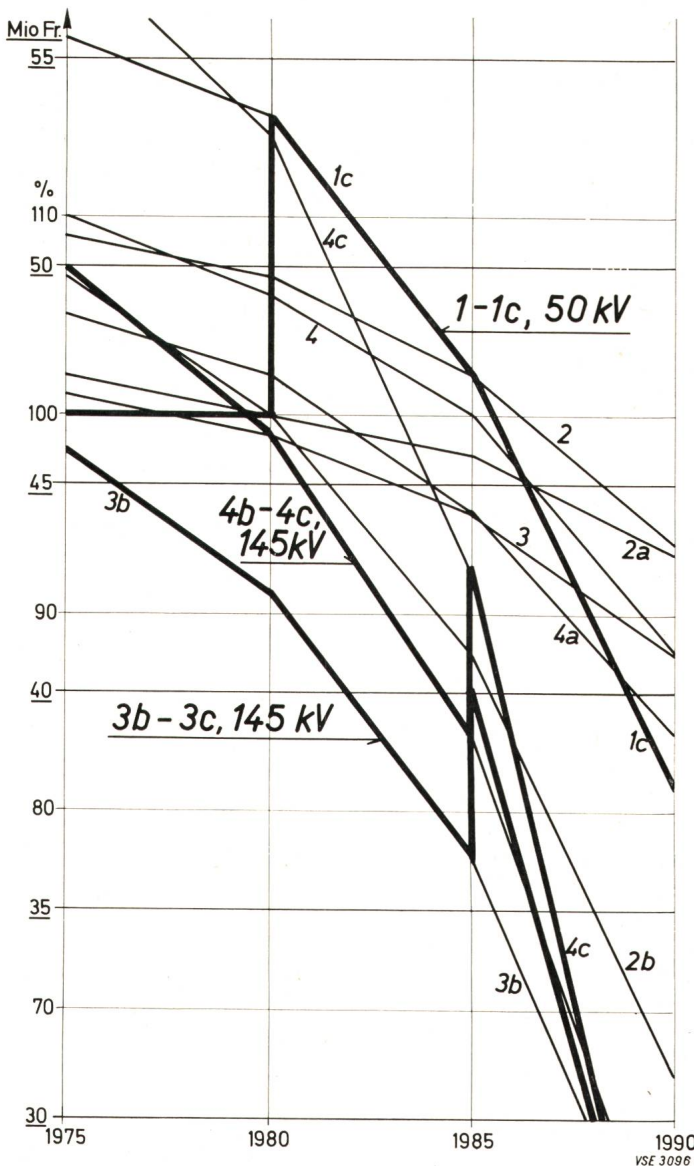


Fig. 8  
Vergleichbare Gesamtkosten der Varianten bezogen auf  
Variante I (50 kV) = 100 %  
100 %  $\approx$  Fr. 46,7 Mio  
Die interessantesten Varianten

1. Infolge der getroffenen Auslegung des 132-kV-Netzes, d. h. einsträngige Bündelleitungen 132 kV und nur ein Transformator 220/132 kV pro Stützpunkt mit einer Leistung von 250 MVA, beträgt auf weite Sicht der Erdschlußstrom maximal 15 000 A.

2. Dieser Maximalwert tritt nur in der Nähe der Stützpunkte auf, wo die Schutzmassnahmen ohnehin auf Grund der höheren Erdschlußströme des 220-kV- bzw. 380-kV-Netzes getroffen werden müssen.

3. Mit Hilfe eines gut leitenden Erdseils, entsprechend etwa einem Leiterseil, kann der Erdschlußstrom, der bei einem Überschlag am Mast über die Erde fließt, auf 60 % des totalen Stromes begrenzt werden. Der für die Beeinflussung massgebende Erdschlußstrom wird deshalb unter 9000 A liegen. Von der Fehlerstelle fließen bei der getroffenen Disposition maximal  $\frac{2}{3}$  in der Erde nach einer Richtung, so dass für die Beeinflussung von Schwachstromkabeln ein Erdstrom von höchstens 6000 A zu berücksichtigen ist.

4. Bei den mit 380-kV- oder 220-kV-Leitungen auf gleichem Gestänge angebrachten 132-kV-Leitungen sind die Schutzmassnahmen durch die oberen Spannungen bedingt.

5. Bei der zu erwartenden Verkabelung in dichter besiedelten Gebieten spielt der Erdschlußstrom eine kleine Rolle in der genannten Hinsicht.

6. Für das bestehende 150-kV-Netz sind bisher keine Schutzmassnahmen getroffen worden oder Schäden bekanntgeworden, obwohl diese Leitungen nur mit einem Stahl-Erdseil ausgerüstet sind.

Auf Grund dieser Überlegungen sind die BKW zur Auffassung gelangt, dass die Schutzmassnahmen sich mit tragbarem Aufwand durchführen lassen und die Überlegenheit des 132-kV-Systems hinsichtlich Wirtschaftlichkeit nicht in Frage stellen.

Es kommt aber noch ein anderes Problem hinzu, das spezifisch für die BKW gilt. Bei der Einführung der 110-kV-

Spannung könnten die vorhandenen Transformatoren 220/150 kV und 150/50 kV nicht mehr verwendet werden, da einerseits deren Spannungsbereich für so tiefe Werte der Betriebsspannung nicht ausgelegt ist und andererseits ihr Sternpunkt nicht für die nichtstarre Erdung isoliert ist. Es betrifft dies eine totale Kapazität von 3200 MVA mit seinerzeitigen Anschaffungskosten von 31 Millionen Franken. Dazu kommen die Spannungswandler der BKW sowie die Transformatoren und Wandler der EW Bern und Basel.

Der Wertuntergang für die Einrichtungen würde den Betrag von 20 Millionen Franken überschreiten und Neuinvestitionen von über 40 Millionen Franken bedingen, und Sie werden deshalb verstehen, dass für die BKW der Übergang auf ein nichtstarr geerdetes 110-kV-Netz nicht in Frage kommen konnte, selbst wenn relativ hohe Beträge für Schutzmassnahmen gegen Beeinflussung von Schwachstromanlagen berücksichtigt werden.

Die BKW haben sich deshalb für das starr geerdete 132-kV-Netz entschieden und die Aufnahme dieser Spannung in die schweizerischen Regeln beantragt. Die BKW können sich vorstellen, dass auch andere Werke auf Grund ihrer Untersuchungen zu ähnlichen Resultaten gelangen und sich diesem Schritt anschliessen werden. Sie sind sich jedoch bewusst, dass sich für andere Netze unter Würdigung der dortigen Verhältnisse auch andere Resultate ergeben können.

Sollte auch die 110-kV-Lösung in der Schweiz Eingang finden, so bestünde wenigstens hinsichtlich der Isolationsfestigkeit Übereinstimmung mit der BKW-Lösung.

Ich hoffe, Ihnen damit einen Einblick in die Überlegungen der BKW gegeben zu haben, und danke für Ihre Aufmerksamkeit.

**Adresse des Autors:**

H. R. Strickler, Vizedirektor der BKW, 3000 Bern.