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: 86 (1995)

Heft: 22

Artikel: Vorschau 1995 auf die Elektrizitätsvorsorgung der Schweiz bis zum Jahr 2030 : Zukunft braucht Dialog : Dialog braucht Grundlagen

Autor: [s.n.]

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-902501

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: 08.08.2025

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

Vorschau 1995 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz bis zum Jahr 2030

Zukunft braucht Dialog – Dialog braucht Grundlagen

Entscheidungen müssen breit abgestützt sein

Das wirtschaftliche und politische Umfeld der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft hat sich in den letzten Jahren stark verändert. Die Entscheidungsfindung mit dem Ziel einer zuverlässigen, wirtschaftlichen und umweltschonenden Versorgung des Konsumenten mit Strom ist noch schwieriger geworden.

Lösungen für die verschiedenen sich stellenden Fragen müssen von der Bevölkerung mitgetragen werden, denn kostspielige und langwierige Grabenkämpfe mit unsicherem Ausgang kann sich die Schweiz in Zukunft weder politisch noch finanziell leisten. Es braucht deshalb vor den Entscheiden ein offenes Gespräch der Elektrizitätsversorgungsunternehmungen mit allen Kundengruppen, der Öffentlichkeit, der Wirtschaft und der Politik. Der VSE wird in Kürze einen entsprechenden, breiten Dialogprozess einleiten.

Mehrere der aktuellen Fragen betreffen die Deckung der künftigen Stromnachfrage auf nationaler Ebene. Vor dem Hintergrund der vom Bundesrat angestrebten Umsetzung der Konventionen von Rio und Berlin zur Reduktion des CO_2-Ausstosses und einer seit Jahrzehnten nicht mehr gekannten Arbeitslosigkeit ist das Erarbeiten von nachhaltigen Lösungen ein anspruchsvolles Unterfangen.

Die «Vorschau 95» ist eine Grundlage für den Dialog

Ein konstruktiver Dialog braucht Grundlagen verschiedenster Art. Auf den ersten Blick könnte die «Vorschau 95» als Fortsetzung der früheren Zehn-Werke-Berichte erscheinen. Ein solcher Eindruck wäre falsch.

Die «Vorschau 95» ist eine Diskussionsgrundlage und keine Prognose mit dem Ziel eines Bedarfsnachweises für neue Kraftwerke. Untersucht wurden technisch-wirtschaftliche und auch ökologische Aspekte, im vollen Wissen, dass es noch andere gibt, welche ebenfalls in einen Dialog einfliessen müssen. Sie erhebt in keinem Bereich Anspruch auf Vollständigkeit, setzt aber wichtige Massstäbe.

Die Gesamtentwicklung der Schweiz entscheidet

Heute ist im Industriesektor ein Strukturwandel im Gange, der grosse Veränderungen – seit 1990 eine deutliche Abnahme – im Stromverbrauch zur Folge hat. Auch die künftige Gesamtnachfrage nach Strom ist aufs engste mit der Entwicklung unseres Landes verbunden. Die in der «Vorschau 95» untersuchten Szenarien gehen von einer langfristig positiven Wirtschaftsentwicklung aus, bei der auch die industrielle Produktion in der Schweiz weiterhin eine Rolle spielt. Die Szenarien decken daher – trotz einer erheblichen Spannweite – nur einen Teil der möglichen Entwicklungen ab. Bleibt die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Industrie erhalten, so ist der Stromverbrauch höher, als wenn die Industrie weiter ins Ausland abwandert. Eine Aussprache über das Ziel der langfristigen Wirtschaftsentwicklung steht deshalb am Anfang des Dialogs über die künftige Stromversorgung der Schweiz.

Die Abnahme des Stromangebots erfordert Massnahmen für die Zukunft

Dank der Vorsorge der Elektrizitätsunternehmungen decken langfristige Strombezugsverträge mit dem Ausland heute zusammen mit Wasserkraftwerken und den fünf inländischen Kernkraftwerken die Stromversorgung der Schweiz bis über die Jahrtausendwende umweltfreundlich ab. Wenn diese Bezugsrechte jedoch auslaufen und die fünf Kernkraftwerke ihr Lebensende erreichen, so fehlt dieser Strom. Steigt der Stromverbrauch stärker, so wird die Lücke grösser und tritt bereits nach 2010 ein. Stagniert oder sinkt der Stromverbrauch, so öffnet sie sich später und das Manko ist weniger gross. Einen Ersatzbedarf für die bestehenden Kraftwerke gibt es aber so oder so.

Im Zentrum des Dialogs steht die Frage: Welches sind die besten Lösungen für die Stromproduktion der Zukunft?

Es ist für die Entwicklung unseres Landes wichtig, dass die Stromversorgung nicht kurzfristig mit wirtschaftlich und ökologisch unbefriedigenden Mitteln sichergestellt werden muss. Der Bericht beschreibt mehrere, stark unterschiedliche Lösungsvarianten mit den jeweiligen Vor- und Nachteilen. Kraftwerke können im Inland oder – mit zusätzlichen Leitungen – im Ausland stehen. Strom kann fossil (Gas, Öl, Kohle), nuklear oder mit erneuerbaren Energien produziert werden. Diese Varianten sind aufgrund ihrer wirtschaftlichen, ökologischen und versorgungstechnischen Gegebenheiten miteinander zu vergleichen.

Wir zählen auf die Mitwirkung aller Betroffenen bei dieser anspruchsvollen Aufgabe!

November 1995 *Der Vorstand des VSE*

Der für die Erarbeitung dieses Berichtes erweiterten Kommission für energiewirtschaftliche Fragen des VSE gehörten an:

Dr. *Heinz Baumberger*, NOK, Vorsitz
Dr. *Irene Aegerter*, VSE
Dr. *Edgar Amthauer*, EGL
Dr. *Felix Bruppacher*, EGL
Anton Bucher, Atel
Dr. *Martial Bujard*, EOS
Gilbert Friedli, Atel
Michael Höckel, BKW Energie AG
Josef Langenegger, CKW
Jürg Mutzner, VSE
Dr. *Helmut Schweikert*
Gisbert Straub, BKW Energie AG
Kurt Wiederkehr, NOK

Für Grundlagenarbeiten und ausgewählte Fragen beigezogene Institute und Experten:

St.Galler Zentrum für Zukunftsforschung
Prognos AG Basel mit IBFG Zürich und Forschungsgruppe Energieanalysen ETHZ
Paul Scherrer Institut Würenlingen (PSI) mit Institut für Energietechnik ETHZ
Jean Pouly, Lutry
Prof. *Gérard Sarlos*, Chardonne
Dr. *Gustav Ruprecht*, Penthaz

1. Rahmen des Berichts

1.1 Ausgangslage

Die letzte umfassende Übersicht der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft über die langfristigen Perspektiven der Elektrizitätsversorgung erschien im Jahre 1987. Seither haben sich sowohl im politischen Umfeld wie auch bei der Elektrizitätswirtschaft selbst tiefgreifende Umwälzungen ergeben, welche bezüglich ihrer Auswirkungen ganzheitlich betrachtet werden müssen.

Durch die fundamentalen weltpolitischen Veränderungen gegen Ende der 80er Jahre präsentiert sich die politische Lage in Europa neu. Die Möglichkeit ernster zwischenstaatlicher Konflikte in Zentraleuropa ist in den Hintergrund gerückt. Gleichzeitig sind die Chancen, aber auch die Grenzen der europäischen Integration deutlicher sichtbar geworden. Auch wenn die Marktöffnungsbestrebungen bei leitungsgebundenen Energieträgern nur langsam Wirkung zeigen, hat sich doch der europäische Stromaustausch laufend ausgeweitet und die Konkurrenzfähigkeit hat stark an Bedeutung gewonnen.

Mit der Annahme des Energieartikels der Bundesverfassung im Jahr 1990 wurde die Rolle von Bund und Kantonen bei der Energieversorgung festgelegt. Das Volk hat gleichzeitig den Ausstieg aus der Kernenergie einmal mehr abgelehnt. Mit der Annahme der Moratoriumsinitiative ist aber der Bau neuer Kernenergieanlagen in der Schweiz bis zur Jahrtausendwende verunmöglicht worden.

Die wirtschaftliche Rezession seit 1992, der gleichzeitig beschleunigte Strukturwandel in der Industrie und der damit verbundene Arbeitsplatzabbau haben die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung zu einem Thema erster Priorität gemacht.

Rezession und Strukturwandel haben zwischen 1992 und 1994 auch zu einem Stromverbrauchsrückgang geführt. Die Verbrauchswerte für den Winter 1994/95 liegen etwa 3% unter jenen des Winters 1991/92.

Die ersten schweizerischen Kernkraftwerke sind 25jährig geworden. Angesichts des Zeitbedarfs für die Planung, die Bewilligungsverfahren und den Bau neuer Anlagen ist eine vertiefte Diskussion über ihren Ersatz schon jetzt dringlich. Gleichzeitig zu betrachten sind auch die langfristigen Bezugsrechte aus dem Ausland.

Die Kommission für energiewirtschaftliche Fragen hat aus diesen Gründen im Herbst 1993 vom Vorstand des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE) den Auftrag erhalten, die längerfristigen Aspekte der Elektrizitätsversorgung der Schweiz zu untersuchen. Sie war sich dabei bewusst, dass es in der Schweiz weder innerhalb der Elektrizitätswirtschaft noch innerhalb der Staatsorgane eine zentralisierte Planung der Elektrizitätsversorgung gibt, und dass die föderalistische Struktur grundsätzlich auch erhalten bleiben soll.

Die weltweit geführten Diskussionen um den ordnungspolitischen Rahmen und die Strukturen der Elektrizitätswirtschaft haben auch in der Schweiz diese Themen aktuell werden lassen. Es geht dabei um vertragliche oder staatliche Regelungen, welche das Prinzip der geschlossenen Versorgungsgebiete und der Einheit von Netzeigentümer und Energielieferant ablösen könnten, wobei verschiedene Formen des Netzzugangs durch Dritte (TPA[1]) als Instrumente zur Diskussion stehen. Der Einfluss solcher Regelungen auf die Stromnachfrage dürfte verglichen mit den übrigen Prognoseunsicherheiten klein sein. Beim Angebot sind die Ansprüche an die Versorgungssicherheit entscheidend. Setzt man voraus, dass nicht eine Reduktion dieser Ansprüche stattfinden wird, so stellen sich bei allen praktisch möglichen Lösungen ein grosser Teil der in diesem Bericht behandelten Fragen in ähnlicher Weise.

Viele Massnahmen in der Elektrizitätsversorgung wirken sich erst langfristig aus. Schon die Realisierungszeiten neuer Produktions- und Verteilanlagen sind oft in Jahrzehnten zu messen. Deshalb muss ein genügend grosser Zeitraum betrachtet werden. Für diesen Bericht wurde schliesslich eine Dauer von 35 Jahren, das heisst bis zum Jahr 2030, gewählt.

Bei der Dimension der sich stellenden Fragen hat die zahlenmässige Genauigkeit der Prognosen über die Entwicklung einzelner Elemente – etwa der Elektrizitätsnachfrage – in diesem Bericht nicht mehr den gleichen Stellenwert wie bei früheren Untersuchungen. Dass zwangsläufig die Aussagekraft der eingesetzten Prognosemodelle auf so lange Sicht abnimmt, kann deshalb in Kauf genommen werden.

1.2 Zur Aufgabe der Vorschau 95

Die «Vorschau 1995 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz bis zum Jahr 2030» (kurz «Vorschau 95») setzt in einem gewissen Sinne die «Zehn-Werke-Berichte» über die Elektrizitätsversorgung der Schweiz fort, welche von der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft seit Anfang der 60er Jahre in unregelmässigen Abständen erarbeitet wurden. Sie alle dienten als Grundlage für unternehmerische Entscheide der einzelnen Gesellschaften, aber auch für energiepolitische Stellungnahmen der Branche. Methodisch wurde in den «Zehn-Werke-Berichten» eine Prognose über die mutmassliche Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage erstellt und damit der Bedarf, sowohl bezüglich Umfang wie auch Art, nach neuen Produktionskapazitäten bestimmt. Die beiden letzten Berichte befassten sich überdies eingehend mit der Frage der Reservehaltung für das Winterhalbjahr.

Grundsätzlich werden auch in diesem Bericht die zukünftige Nachfrage und die Möglichkeiten zu deren Deckung untersucht. Indem er aber verschiedene mögliche Wege aufzeigt, ist er auch eine Grundlage für den Dialog mit den Kunden der Elektrizitätswerke und der interessierten Öffentlichkeit. Dieser Dialog ist nötig, weil die Elektrizitätswirtschaft auf eine breite Akzeptanz angewiesen ist. Durch die Leitungsgebundenheit der Elektrizität sind Monopolcharakteristiken gegeben, die Benutzung öffentlicher Güter ist nicht zu umgehen und die lange Realisierungs- und Nutzungsdauer der Investitionen benötigt möglichst dauerhafte politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen.

Die Elektrizitätsversorgung erfüllt eine Schlüsselfunktion in unserer Industrie- und Dienstleistungsgesellschaft und ihre möglichst optimale Ausgestaltung liegt im allgemeinen Interesse. Vielfältige, oft miteinander vernetzte oder gegensätzliche Anforderungen sind im Dialog transparent zu machen und in ein Gleichgewicht im Sinne eines Kompromisses zwischen unterschiedlichen Zielen und Standpunkten zu bringen. Die verschiedenen Anforderungen können grob den Themen Wirtschaftlichkeit, Umweltfreundlichkeit und Versorgungssicherheit zugeordnet werden.

Eine wirtschaftliche Stromversorgung zwingt zu einer effizienten Organisation, einer Beschränkung der Ansprüche an die Versorgungssicherheit und zu Kompromissen bei der Minimalisierung der Umweltbelastungen. Die bestmögliche Nutzung der getätigten Investitionen, die Nutzung der sich aus geographischen und topographischen Standortvorteilen ergebenden Möglichkeiten sowie der langfristige Aufbau und die Erhaltung von Know-how tragen ebenfalls zur Wirtschaftlichkeit bei.

Die Elektrizitätsversorgung soll die Umwelt möglichst wenig belasten. Diese Forderung steht nur teilweise im Gegensatz zu Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. So kann beispielsweise ein effizienter Ressourceneinsatz allen drei Zielen dienen.

[1] TPA: Third Party Access.

Ist eine zuverlässige Versorgung der Konsumenten mit Elektrizität nicht gewährleistet, so entstehen in einer hoch entwickelten Industrie- und Dienstleistungsgesellschaft grosse Schäden. Dazu sind eine Vielzahl von physikalisch-technischen Voraussetzungen zu erfüllen, die für den Konsumenten nicht im Vordergrund stehen, aber bei der Lösungsfindung unbedingt mitzuberücksichtigen sind. Beispielsweise kann eine zuverlässige Stromversorgung nur dann erfolgen, wenn auf allen Stufen Reserven vorhanden sind.

Seit dem letzten umfassenden Bericht der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft über die langfristigen Perspektiven der Stromversorgung (1987) haben sich tiefgreifende Umwälzungen ergeben, welche bezüglich ihrer Auswirkungen ganzheitlich betrachtet werden müssen.

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind auf den Dialog mit ihren Kunden angewiesen. Die «Vorschau '95» will Grundlagen dafür bereitstellen.

Die Umsetzung von Massnahmen bei der Elektrizitätsversorgung benötigt wegen der langen Planungs-, Bewilligungs-, Bau- und Nutzungsdauern oft Jahrzehnte. Deshalb wird der Zeitraum bis zum Jahr 2030 betrachtet.

Soll weiterhin eine zuverlässige Stromversorgung gewährleistet sein, stellen sich unabhängig von einer allenfalls veränderten Marktordnung und von neuen Strukturen der Elektrizitätswirtschaft viele der längerfristigen Fragen in ähnlicher Weise.

1.3 Grobstruktur des Berichtes

Zunächst wird die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage diskutiert. Diese hängt von einer Vielzahl von Einflussfaktoren ab, die teils verbrauchsmindernd, teils verbrauchsfördernd wirken. Sie beeinflussen sich gegenseitig, so dass sich zur Abbildung möglicher Entwicklungen die Szenariotechnik aufdrängt. Einflüsse von Veränderungen bei einzelnen Faktoren auf das ganze Wirkungsgefüge werden mit Sensitivitätsbetrachtungen untersucht. Basierend auf Abschätzungen der Nachfrageentwicklung bei unterschiedlichen sozio-ökonomischen Szenarien, aber auch aufgrund von Vergleichen mit dem Ausland, hat die Kommission einen Bereich gewählt, der durch eine hohe und eine tiefe Variante eingegrenzt wird. Innerhalb dieses Bereiches dürfte sich die Elektrizitätsnachfrage bei einer grossen Zahl der Szenarien entwickeln.

Anschliessend wird der zukünftige Verlauf des Elektrizitätsangebots der Schweiz im Mitteljahr (d.h. im langjährigen Durchschnitt) dargestellt, und zwar vorerst ohne neue thermische Grossanlagen und ohne neue Bezugsverträge mit ausländischen Verbundpartnern. Die Zusammenstellung umfasst also die Entwicklung der Wasserkraftproduktion inklusive Erneuerungen, Um- und Neubauten sowie Auswirkungen von beschlossenen Gesetzen; die Produktion der bestehenden Kernkraftwerke unter Annahme einer bestimmten Lebensdauer; die realistisch zu erwartende Produktion von kleineren, meist dezentralen thermischen Anlagen; der Beitrag weiterer Energieformen sowie die heute bestehenden Rechte für Bezüge aus dem Ausland für die Schweiz.

Aus der Gegenüberstellung dieses Basisangebots und der erwarteten Nachfrage ergeben sich bereits wesentliche Erkenntnisse über den Handlungsbedarf. Es zeichnet sich ab dem Jahr 2010 eine rasch grösser werdende Lücke ab. Dies weniger als Folge der erwarteten Nachfrageentwicklung als vielmehr wegen der angenommenen Lebensdauer inländischer Kernkraftwerke und des Auslaufens von Bezugsrechten.

Neben den Mengenüberlegungen ist auch die Zuverlässigkeit der Versorgung – die Versorgungssicherheit – von Bedeutung. In der öffentlichen Diskussion wird Versorgungssicherheit oft mit der langfristig gesicherten inländischen Elektrizitätsproduktion im Winterhalbjahr gleichgesetzt. Der Begriff bezieht sich aber letztlich auf die Belieferung des einzelnen Kunden der Elektrizitätswirtschaft. Selbst bei einer Beschränkung auf die Stufe des nationalen Hochspannungsnetzes müssen weitere kritische Situationen, wie eine extreme, europaweite Kältewelle und andere Elemente, wie das kurzfristige Angebot auf dem europäischen Markt oder die Kapazitäten der Übertragungsnetze, betrachtet werden.

Die Lücke zwischen Nachfrage und Angebot lässt sich auf verschiedene Art decken. Einige der Möglichkeiten werden im zweitletzten Kapitel vorgestellt und bezüglich ihrer energiewirtschaftlichen, ökologischen und volkswirtschaftlichen Auswirkungen beurteilt. Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen von Gesamtlösungen im engeren Sinne werden dabei keine gemacht. Die Wirtschaftlichkeit einzelner Investitionsvorhaben ist derart von situativen Faktoren geprägt, dass quantitative Aussagen im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich sind.

Im letzten Kapitel wird auf die zeitlichen Dimensionen für die Lösung der sich stellenden Fragen hingewiesen und die Wichtigkeit einer rechtzeitigen, breiten und sachlichen Diskussion betont.

1.4 Basishypothesen

Eine Vorschau über einen Zeitraum von rund 35 Jahren muss, will man zu konkreten Aussagen kommen, von gewissen Randbedingungen ausgehen. Einige davon, wie die Beibehaltung der Anforderungen an die Versorgungssicherheit, wurden bereits erwähnt.

Eine der wesentlichsten Annahmen ist eine im Zeitablauf zwar unterschiedlich intensive, aber im langjährigen Mittel positive Wirtschaftsentwicklung. Stabile politische Rahmenbedingungen sind damit ebenfalls vorausgesetzt. Ferner wird angenommen, dass sich die gesellschaftspolitischen Grundeinstellungen nicht schlagartig verändern.

Grundsätzlich wird von einer stetigen Weiterentwicklung der Technik ausgegangen. Allfällige technische Durchbrüche dürften im betrachteten Zeitraum noch nicht im wesentlichen Masse kommerziell nutzbar werden. Die angenommenen Veränderungsgeschwindigkeiten führen aber in einigen Belangen zu durchaus erheblichen Fortschritten.

2. Entwicklung der Nachfrage

2.1 Einleitung

Die Nachfrage nach Elektrizität hängt von vielen Faktoren ab, die untereinander nicht nur vielfältig verknüpft sind, sondern sich auch in unterschiedliche Richtungen entwickeln können. Damit ist eine grosse Anzahl Kombinationen dieser Einflussfaktoren denkbar, die als Szenarien der sozio-ökonomischen Entwicklung definiert und jeweils nach dem Muster «wenn … dann» betrachtet bzw. analysiert werden können. Jedes dieser Szenarien ergibt eine andere Nachfrageprognose, wobei die angewandte Methode von einem erheblichen Einfluss sein kann.

Das Ziel dieser Untersuchungen war es, einen Bereich zu finden, in dem sich die

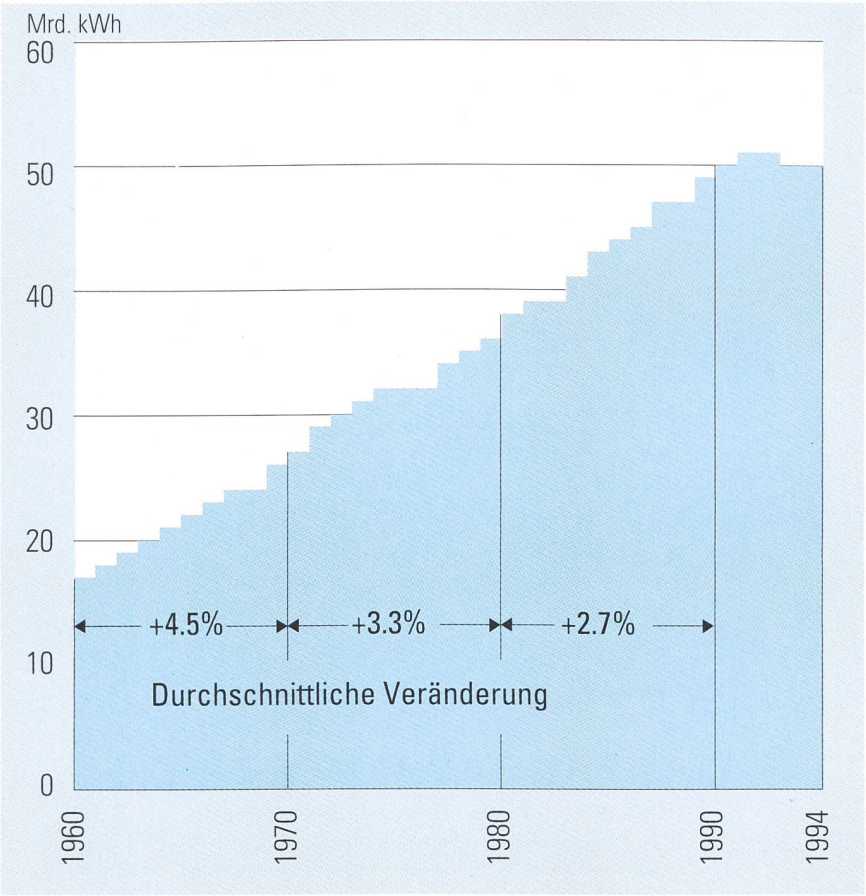


Bild 1 Entwicklung des Landesverbrauchs von Elektrizität 1960–1994.

Nachfrage unter möglichst vielen Szenarien und nach Einbezug der verbrauchssenkenden und -erhöhenden Einflüsse mit grosser Wahrscheinlichkeit entwickeln wird.

2.2 Rückblick auf die Stromverbrauchsentwicklung

Die «Vorschau 95» befasst sich mit der Elektrizitätsversorgung bis zum Jahr 2030. Blickt man eine gleiche Zeitspanne zurück, also bis auf das Jahr 1960, so ist der Landesverbrauch von Elektrizität (Verbrauch aller Verbrauchergruppen und Übertragungsverluste) in der Zwischenzeit um rund 180% gewachsen (Bild 1). Die Zuwachsraten nahmen zwar kontinuierlich ab, die absolute Menge des Zuwachses blieb aber mit rund 1 Mrd. kWh pro Jahr lange Zeit in der gleichen Grössenordnung.

Die höchsten Zuwachsraten verzeichnete die Verbrauchergruppe Dienstleistungen, gefolgt von den Haushalten und der Industrie.

Nach 1990 ist der Elektrizitätsverbrauch zunehmend langsamer gewachsen und 1993 und 1994 sogar um 1,3% bzw. um 0,7% gesunken. Insbesondere der Industriesektor verbrauchte in diesen beiden Jahren als Folge der Rezession und des starken Strukturwandels deutlich weniger elektrische Energie.

2.3 Zusammenspiel und Entwicklung der Einflussfaktoren

Entscheidend für die längerfristige Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage sind eine grosse Zahl von Einflussfaktoren und deren überaus vielgestaltige Zusammenhänge, die sich zudem im Zeitablauf verändern können.

Als wichtigste makroökonomische Einflussfaktoren auf die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs gelten:

- Entwicklung der Gesamtwirtschaft (Konjunkturverlauf, Einkommen usw.)
- Entwicklung der Wirtschaftssektoren (Haushalte, Industrie, Dienstleistungen, Landwirtschaft, Verkehr).
- Technologischer Fortschritt (neue Anwendungen, geringerer Verbrauch pro Anwendung)
- Relative Entwicklung der Energiepreise

Innerhalb dieser grundlegenden Faktoren sind konkrete Einflüsse erkennbar, welche zur Senkung oder Erhöhung der Stromnachfrage führen.

Verbrauchssenkend wirken beispielsweise:

- Gewisse Strukturänderungen in der Wertschöpfungskette, z.B. Import von energieintensiven Erzeugnissen anstelle von inländischer Produktion
- Produktionsverlagerungen ins Ausland, Schliessung von Industrie- und Gewerbebetrieben
- Technische Wirkungsgradverbesserungen, Rationalisierungseffekte und Substitution (z.B. solare Warmwasseraufbereitung)
- Bewussteres Verbrauchsverhalten der Konsumenten

Verbrauchserhöhenden Einfluss haben beispielsweise:

- Konjunkturelle Prosperität/Ausdehnung der Wirtschaftstätigkeit
- Verstärkte Automatisierung mittels Informatik und Robotertechnik
- Wachsender Dienstleistungs- und Telekommunikationssektor
- Erweitertes Angebot des öffentlichen Verkehrs und neue Technologien im Verkehrsbereich
- Zunahme der Bevölkerung und der Anzahl Haushalte
- Verbreitung neuer, Elektrizität verbrauchender Geräte und Anlagen
- Expansion des Unterhaltungs- und Freizeitsektors
- Effizientere Nutzung anderer Energieträger mit Hilfe von Strom

Die Einflussfaktoren beeinflussen sich teilweise gegenseitig, wie folgende Beispiele illustrieren:

- Bei einer positiven Entwicklung der Wirtschaft ergibt sich erfahrungsgemäss auch eine Stromverbrauchszunahme. Aufgrund der Kostenstruktur in der Elektrizitätswirtschaft kann dies zu tieferen Strompreisen führen, was für das Wirtschaftswachstum günstig ist.
- Energietechnologische Innovationen verbreitern die Einsatzmöglichkeiten der Elektrizität. Durch den entstehenden Mehrabsatz können sich sinkende Preise ergeben, was den Anreiz für Innovation im Bereich der Energieeffizienz verkleinern kann.
- Eine Wirtschaftstätigkeit bzw. eine Energie- oder Elektrizitätsversorgung ohne Auswirkungen auf die Ökologie ist nicht möglich. Eine steigende Belastung der Umwelt erhöht das entsprechende Bewusstsein in der Bevölkerung. Eingriffe des Staates mit dem Ziel der Umweltschonung führen zu einengenden Rahmenbedingungen und höheren Kosten für die Wirtschaft, was die Wettbewerbsfähigkeit reduziert und den Energieverbrauch einschränkt.

– Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen können auf den politischen Druck mit Effizienzverbesserung in der gesamten Wertschöpfungskette, mit höherer Flexibilität in der Beschaffung sowie mit vermehrter Kundenorientierung reagieren. So lassen sich eine bessere Position der elektrischen Energie im Wettbewerb der Energieträger und eine höhere politische Akzeptanz erreichen. Letztlich vergrössert sich damit insgesamt der Handlungsspielraum für die Branche wieder.

Diese und weitere Wirkungszusammenhänge und der Handlungsspielraum für die Unternehmen wurden im Rahmen der Arbeiten für die «Vorschau 95» mit einem Systemmodell untersucht[2].

Die verbrauchssenkenden und -erhöhenden Wirkungen der Einflussfaktoren – direkt und als Ergebnis einer kausalen Prozesskette – sind schematisch in Bild 2 dargestellt.

Eine Beurteilung der Nachfrageentwicklung hat diese Faktoren einzuschliessen. Die Bandbreite der möglichen Entwicklung verbreitert sich im Verlaufe des untersuchten Zeitraums zusehends. Unsicherheiten ergeben sich aus der wirtschaftlichen Entwicklung, möglichen Klimaschwankungen, aber vor allem auch aus der Entwicklung der technologischen Einflussfaktoren.

Als Instrumente für die betriebswirtschaftliche Optimierung der Stromversorgung sind in der Schweiz auf unternehmerischer Ebene seit langem Überlegungen zur Preiselastizität der Nachfrage und zu nachfrageseitigen Massnahmen im Sinne des Demand Side Management (DSM) eine Selbstverständlichkeit. Dadurch lassen sich Fehlinvestitionen vermeiden und beispielsweise hohe Nutzungsdauern von Übertragungs- und Verteilsystemen erreichen, was sich auch volkswirtschaftlich günstig auswirkt. Der Einsatz solcher Instrumente zur zentralen, staatlichen Lenkung würde eine Entwicklung bedeuten, welche im Widerspruch zur Marktwirtschaft steht.

Es kann davon ausgegangen werden, dass die bisherigen Bemühungen zur Ausschöpfung des vorhandenen Potentials an Effizienzsteigerungs- und Sparmassnahmen mit dem Ziel der Minimierung negativer Auswirkungen des Gesamtenergieeinsatzes weitergeführt werden. Die Elektrizitätspolitik soll aber nicht zu einem limitierenden Faktor der Wirtschaftsentwicklung werden. Es kann darum auch nicht ein Ziel sein, einen sich aus der Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung ergebenden Verbrauchszuwachs zu unterdrücken. Unter Einhaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen soll ein marktwirtschaftlicher Prozess über die Entwicklung des Stromverbrauchs entscheiden.

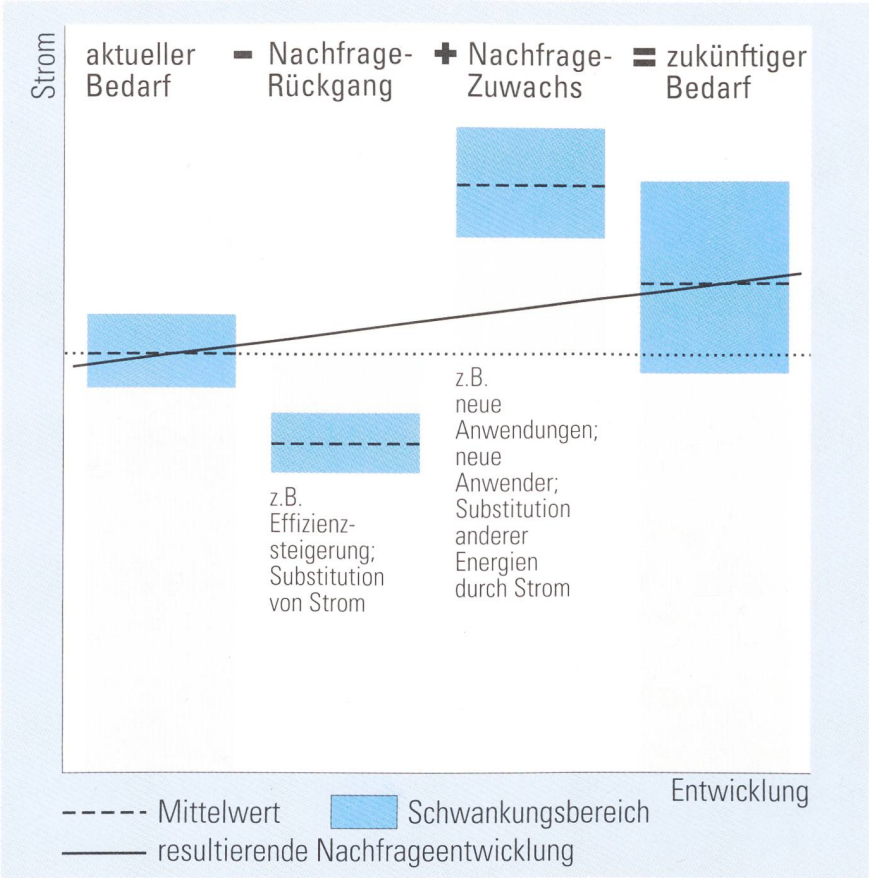


Bild 2 Einflussfaktoren bei der Entwicklung des Strombedarfs.

2.4 Gesamtwirtschaftliche Szenarien

Zukünftige sozio-ökonomische Rahmendaten wie Bevölkerungszahl, Beschäftigungsstruktur, Wirtschaftsentwicklung und Energiepreise sowie die Struktur der Wirtschaft sind die wesentliche Grundlage für die Prognose der Elektrizitätsnachfrage. Die zukünftige Entwicklung einiger dieser Grössen lässt sich aus heutigen Daten recht zuverlässig ableiten. Beispielsweise ist die in 20 Jahren erwachsene Bevölkerung schon heute auf der Welt, und ihre zukünftigen Bedürfnisse kann man, wenn keine fundamentalen Verhaltensänderungen eintreten, etwa abschätzen.

Die «Vorschau 95» stützt sich bezüglich der Rahmendaten auf Perspektivstudien, die vom St. Galler Zentrum für Zukunftsforschung (SGZZ) für den Zeitraum bis 2020 entwickelt und auch von verschiedenen Bundesstellen als Entscheidungsgrundlage beigezogen wurden. Die verschiedenen Szenarien der sozio-ökonomischen Entwicklung der Schweiz sind in den europäischen und weltwirtschaftlichen Zusammenhang eingebunden, denn als eine vergleichsweise kleine Volkswirtschaft ist unser Land sehr direkt von den internationalen Tendenzen betroffen.

– Das erste Szenario, das sogenannte *«Grundszenario»*, ist dadurch gekennzeichnet, dass die gesellschaftliche, politische und wirtschaftliche Entwicklungsdynamik der mittelfristigen Vergangenheit in die Zukunft fortgeschrieben wird. Die drei grossen Wirtschaftsräume Europa, USA und Asien bleiben im heutigen Gleichgewicht. Das reale Bruttoinlandprodukt der Schweiz steigt zwischen 1995 und 2020 im Durchschnitt um rund 1,9% im Jahr. Die Bevölkerung der Schweiz nimmt bis zum Jahr 2010 noch auf rund 7,6 Mio. zu und stabilisiert sich anschliessend bei etwa 7,5 Mio.
– Das zweite Szenario *«Eurosklerose»* geht bezüglich der weltwirtschaftlichen Entwicklung von einer stärkeren Dynamik im pazifischen Raum und einem Rückgang der Konkurrenzfähigkeit der europäischen Wirtschaft aus. Dies führt auch in der Schweiz zu einem geringeren

[2] Zusammen mit Dr. Lutz E. Schlange SGZZ unter Verwendung seiner Weiterentwicklung des Sensitivitätsmodells Prof. F. Vester.

Bevölkerung der Schweiz:	Zunahme von heute 7,0 Mio. auf 7,6 Mio. im Jahr 2010, dann Stabilisierung bei etwa 7,5 Mio.
Reales Bruttoinlandprodukt der Schweiz:	Durchschnittlicher Zuwachs 1995–2020 rund 1,9% im Jahr
Bruttoproduktion Industrie (ohne Strom, Gas, Wasser):	Durchschnittlicher Zuwachs 1995–2020 rund 1,9% im Jahr
Verkehrsleistung (Güter und Personen):	Durchschnittlicher Zuwachs 1995–2020 rund 2,6% im Jahr
Strompreise für Endverbraucher (real):	Durchschnittliche Abnahme 1995–2020 rund 0,2% im Jahr

Tabelle 1 Sozio-ökonomische Rahmendaten des Grundszenarios.

Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 1,4% jährlich.

- Kontrastierend dazu beinhaltet das dritte Szenario *«Eurodynamik»* eine dynamische Entwicklung in Europa. Wegen der damit einhergehenden strukturellen Umstellung der Wirtschaft wird das Wirtschaftswachstum anfänglich relativ tief angenommen. Es führt trotz der später beschleunigten Wirtschaftsentwicklung im Durchschnitt über den ganzen Betrachtungszeitraum zu einem ähnlichen Wirtschaftswachstum wie das erste Szenario, nämlich zu 1,8% im Jahr. Eine Variante dieses Szenarios schliesst auch eine starke Verteuerung der Elektrizität ein.

Mit diesen stark auf weltwirtschaftlichen Entwicklungen basierenden Perspektiven lassen sich – allerdings sehr beschränkt – auch unterschiedliche energie- und umweltpolitische Massnahmen kombinieren, beispielsweise eine Verschärfung der Energiegesetzgebung oder eine Verteuerung der Energieträger, etwa durch Lenkungsabgaben. Allerdings wird bei solchen staatlichen Eingriffen die gesamte Wirtschaftsentwicklung negativ beeinflusst und nicht nur die Energiewirtschaft.

2.5 Ergebnisse von Modellrechnungen und Studien

Zur Vorhersage der Stromnachfrage bei einmal festgelegten sozio-ökonomischen Rahmendaten stehen zwei grundsätzlich unterschiedliche Prognosemethoden zur Verfügung:

- Bei der makroökonomischen «Top-Down»-Methode wird auf der Grundlage weniger makroökonomischer Schlüsselgrössen wie Bevölkerung, Wirtschaftswachstum und Preisentwicklung mit entsprechenden Korrelationen direkt auf die Elektrizitätsnachfrage jedes Wirtschaftssektors geschlossen.
- Bei der technisch-wirtschaftlichen «Bottom-Up»-Methode wird von den künftig zu erwartenden einzelnen Stromanwendungen ausgegangen. Einbezogen werden etwa Anzahl, Grösse und Wirkungsgrad der Geräte. Hieraus lässt sich der Stromverbrauch für die einzelnen Anwendungen jedes Sektors und schliesslich die Nachfrage insgesamt herleiten.

Beide Methoden haben ihre spezifischen Vor- und Nachteile und können mitunter auch zu sehr verschiedenen Resultaten führen, was bei der Beurteilung der Resultate zu berücksichtigen ist. In der Prognosepraxis kombiniert man oft beide Methoden, um ihre spezifischen Stärken zu nutzen und mehr Einsichten in die Zusammenhänge zu erhalten. Auch für die vorliegende Arbeit wurde je eine «Top-Down»- und eine «Bottom-Up»-Analyse im Rahmen ähnlicher sozio-ökonomischer Entwicklungsszenarien bei externen Spezialisten in Auftrag gegeben.

Das St. Galler Zentrum für Zukunftsforschung (SGZZ) untersuchte mit seinem «Top-Down»-Ansatz vor allem die Auswirkungen unterschiedlicher wirtschaftlicher Entwicklungen, wie sie in den drei vorne erwähnten Szenarien dargestellt sind. Bei einem dieser Szenarien wurde auch noch der Einfluss einer starken Verteuerung der Elektrizität untersucht. Der Planungshorizont dieser Untersuchungen wurde aus methodischen Gründen auf das Jahr 2020 festgelegt.

Bei allen Szenarien des SGZZ ergibt sich eine starke Zunahme des Stromverbrauchs. Sie ist beim «Grundszenario» mit einem jährlichen Durchschnitt von 2,9% am höchsten, knapp gefolgt vom Szenario «Eurodynamik» (ohne Preiserhöhungen) mit 2,7%. Eine massive Erhöhung der Strompreise wirkt sich deutlich dämpfend auf die Zunahme der Nachfrage aus, insbesondere bei den Haushalten und der Industrie.

Die Prognos AG Basel, in Zusammenarbeit mit anderen Instituten und Büros, untersuchte bereits für das Bundesamt für Energiewirtschaft die Entwicklung der zukünftigen Elektrizitätsnachfrage bis zum Jahr 2030. Dabei wurde, basierend auf dem erwähnten Grundszenario, die Entwicklung der Nachfrage bei Beibehaltung der bisherigen Energiepolitik (Szenario *«Beschlossene Energiepolitik»*) sowie die Auswirkung einer Verschärfung der politischen Eingriffe (Szenario *«Beabsichtigte Energiepolitik»)* untersucht. Für die «Vorschau 95» wurde zusätzlich das Szenario «Beschlossene Energiepolitik» auch mit einem höheren Wirtschaftswachstum durchgerechnet, so dass auch von Prognos insgesamt die Resultate für drei Szenarien vorliegen.

Für das erste und das dritte Szenario ergibt sich bei Prognos bis zum Jahr 2010 ein durchschnittliches Wachstum der Stromnachfrage von 1,0%, anschliessend sinkt die Zuwachsrate auf 0,5% bzw. 0,7%. Beim Szenario «Beabsichtigte Politik» lauten die entsprechenden Werte 0,8% und 0,3%. Auffallend sind die geringen Auswirkungen der beabsichtigten zusätzlichen gesetzlichen Massnahmen.

Vergleicht man die Resultate der beiden Studien, so wird der grosse Einfluss der gewählten Prognosemethode deutlich.

Bei einem Rückblick auf frühere Untersuchungen der Nachfrageentwicklung ist der 1988 veröffentlichte Schlussbericht der eidgenössischen Expertengruppe Energieszenarien zu erwähnen. Er präsentierte auftragsgemäss weitgehend normativ festgelegte Ergebnisse. Die inzwischen eingetretene Verbrauchsentwicklung und die Erfahrung, dass sich die Verwirklichung energiepolitisch erwünschter Resultate nicht einfach anordnen lässt, haben den damals gepflegten politischen Machbarkeitsglauben stark relativiert.

In fast allen europäischen Ländern wird auch im Falle einer Stabilisierung des Gesamtenergieverbrauchs mit einem weiteren Wachstum der Elektrizitätsnachfrage gerechnet. Stärker entwickelte Industrieländer wie Deutschland, Dänemark, die Niederlande, Österreich und Luxemburg rechnen langfristig mit jährlichen Stromzuwachsraten im Bereich von 1–2%. In Ländern mit wirtschaftlichem Nachholbedarf, wie zum Beispiel Spanien, Griechenland und Irland, liegen die erwarteten jährlichen Zunahmen durchwegs über 3%.

Die Entwicklung der europäischen Volkswirtschaften, aber auch der Weltwirtschaft insgesamt, ist von einer starken Dynamik geprägt. Ein Ende des wirtschaftlichen Wachstumsprozesses und der damit einhergehenden Strukturveränderungen ist nirgends in Sicht. Für den Verlauf der

Der künftige Verlauf der Elektrizitätsnachfrage wird von einer Vielzahl von Faktoren bestimmt, von welchen einige verbrauchssenkend, andere verbrauchserhöhend wirken.

Eine weitere Steigerung der Effizienz bei den Stromanwendungen und der aktuelle industrielle Strukturwandel wirken dämpfend. Das Potential zur Stromverbrauchsminderung ist aber beschränkt.

Die Zunahme der Bevölkerung, die Optimierung des Gesamtenergieverbrauchs durch die zusätzliche Verwendung von Elektrizität und neue Anwendungen wirken ebenso in Richtung Nachfragezunahme wie die weiter fortschreitende Automatisierung im Industrie- und im Dienstleistungssektor.

Unter der Voraussetzung einer sich langfristig positiv entwickelnden Wirtschaft wird die Nachfrage nach elektrischer Energie weiterhin zunehmen, allerdings schwächer als in der Vergangenheit.

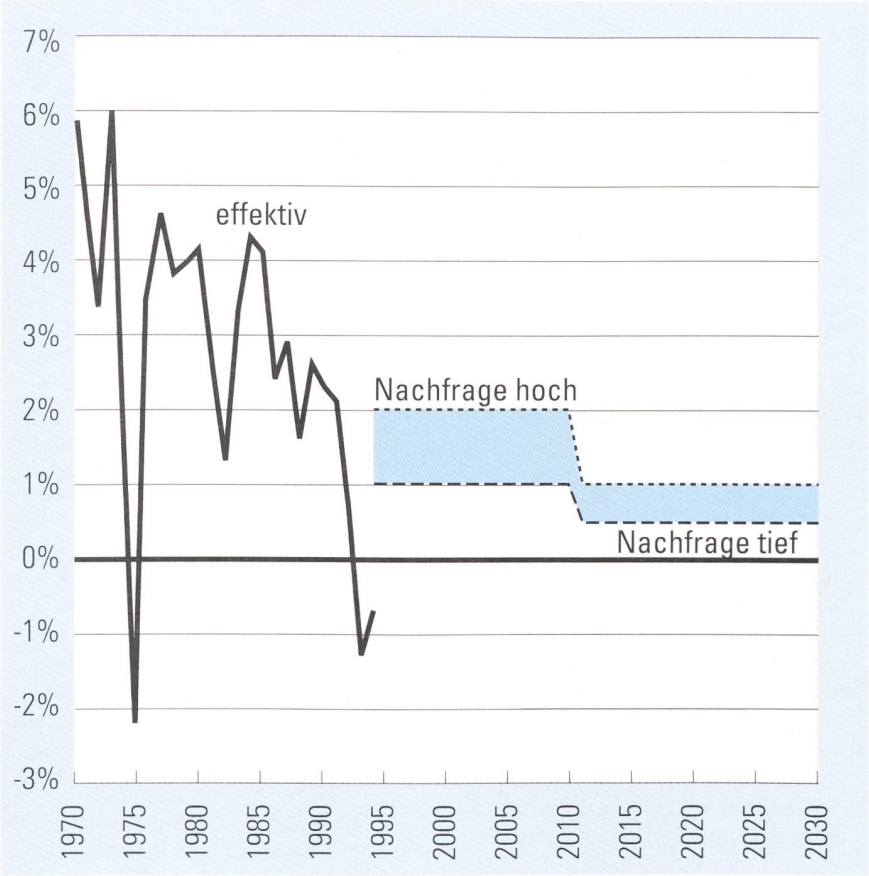


Bild 3 Zuwachsraten beim Elektrizitätsverbrauch 1970–2030.

Stromnachfrage wird es somit entscheidend sein, ob der enge Zusammenhang zwischen der Wirtschaftsentwicklung und dem Elektrizitätsverbrauch weiterhin bestehen bleibt. Eine Entkoppelung der Elektrizitätsnachfrage von der wirtschaftlichen Entwicklung ist in der industrialisierten Welt bis heute nicht eingetreten und ist als Ziel angesichts der ökonomischen und ökologischen Problemstellungen auch wenig erstrebenswert.

2.6 Wahrscheinlicher Bereich der Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage

Es kann nicht Ziel der vorliegenden Arbeit sein, die «wahrscheinlichste» Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage genau zu bestimmen. Vielmehr geht es darum, die sich durch die Tendenz der Nach-frageentwicklung für die Elektrizitätswirtschaft insgesamt oder für einzelne Unternehmungen ergebenden Probleme und Chancen zu erkennen. Damit lassen sich dann beispielsweise Investitionsentscheide treffen, welche bei verschiedenartigen Entwicklungen der Nachfrage gute Lösungen darstellen.

Vor dem Hintergrund der Szenarien und der zugehörigen Nachfrageprognosen von SGZZ und Prognos, aber auch unter Berücksichtigung von Studien in anderen Ländern, wurde eine Bandbreite gewählt, welche die mutmassliche Entwicklung der Nachfrage einer Vielzahl von Szenarien abdeckt. Aus heutiger Sicht wird sich also die Nachfrage mit grosser Wahrscheinlichkeit innerhalb dieses Bandes bewegen. Dies gilt selbstverständlich nur unter der Annahme einer langfristig gesehen positiven Wirtschaftsentwicklung, einer stetigen Weiterentwicklung der Technik und der Fortführung der Bemühungen um eine rationelle Energie- und Stromnutzung.

Eingegrenzt wird der Bereich durch die beiden Varianten *«Nachfrage hoch»* und *«Nachfrage tief»*, die auch zwei eigenständige Entwicklungsperspektiven bilden (Bild 3). Es ist ausdrücklich zu betonen, dass die beiden Varianten mit keinem bestimmten Szenario und keiner der zur Anwendung gelangten Methoden in einem direkten Zusammenhang stehen.

Die Variante «Nachfrage hoch» beruht bis zum Jahr 2010 auf einer jährlichen Zuwachsrate von 2% und anschliessend auf einer solchen von 1%. Für die Variante

Hydrologisches Jahr	Winterhalbjahr hoch	Winterhalbjahr tief	Sommerhalbjahr hoch	Sommerhalbjahr tief	Hydrologisches Jahr hoch	Hydrologisches Jahr tief
	Mrd. kWh		Mrd. kWh		Mrd. kWh	
1993/94 effektiv	27,7		23,3		51,0	
1994/95	28,5	28,4	23,3	23,2	51,8	51,6
1999/00	31,5	29,8	25,7	24,4	57,2	54,2
2004/05	34,7	31,3	28,4	25,6	63,2	57,0
2009/10	38,4	32,9	31,4	27,0	69,7	59,9
2014/15	40,3	33,8	33,0	33,0	73,3	66,8
2019/20	42,4	34,6	34,7	28,3	77,0	63,0
2024/25	44,5	35,5	36,4	29,0	81,0	64,5
2029/30	46,8	36,4	38,3	29,8	85,1	66,2

Tabelle 2 Entwicklung des Landesverbrauchs von Elektrizität bis 2030 in 5-Jahres-Schritten. Das hydrologische Jahr 1994/95 ist temperaturkorrigiert und teilweise hochgerechnet.

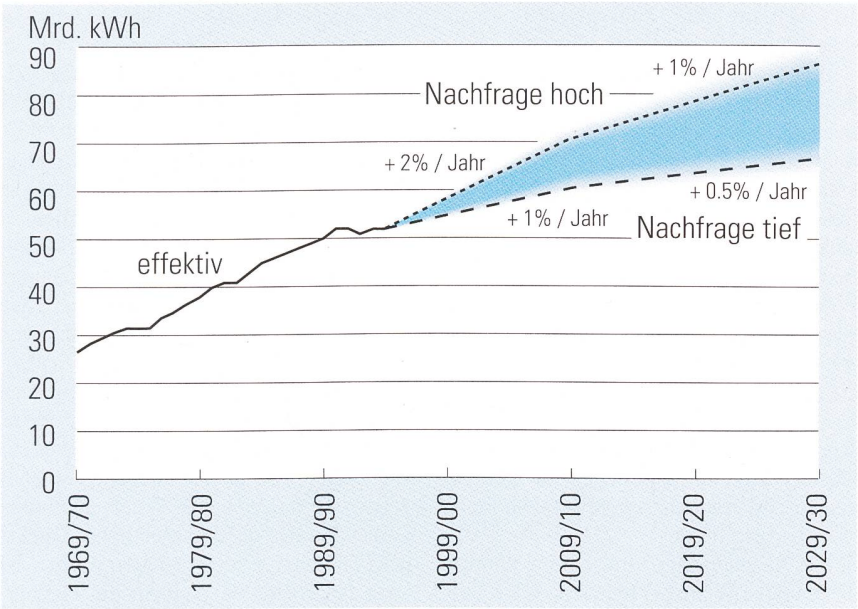


Bild 4 Entwicklung des Landesverbrauchs an elektrischer Energie im hydrologischen Jahr bis 2029/30.

«Nachfrage tief» lauten die entsprechenden Werte 1% und 0,5%.

Bei den angenommenen Zuwachsraten wurde von einer mittleren Konjunkturlage und von Mitteltemperaturen (d.h. mittleren Wintern) ausgegangen. Die Verbrauchswerte des Sommers 1994 und des Winterhalbjahres 1994/95 sind die letzten erfassten Ist-Werte bei der Erarbeitung dieses Berichts. Bei der Festlegung der Ausgangswerte für die Fortschreibung wurden keine Konjunkturanpassungen vorgenommen, da im Rahmen des Konjunktureinbruchs anfangs der 90er Jahre ein beschleunigter struktureller Wandel stattgefunden hat und die Weiterentwicklung des Stromverbrauchs von einer neuen Basis her erfolgen wird. Hingegen wurde der Verbrauch im Winterhalbjahr aufgrund der Heizgradtage korrigiert.

Die Übertragungs- und Verteilverluste, welche 1960 noch 12% des Endverbrauchs betrugen und bis 1990 auf rund 8% reduziert werden konnten, wurden für den Zeitraum der Vorschau mit 7,5% angenommen.

Der Winteranteil am gesamten Elektrizitätsverbrauch des hydrologischen Jahres hat sich in den letzten Jahrzehnten 55% angenähert. Er wird von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst, die sowohl für eine weitere Erhöhung wie auch für eine Stagnation bis hin zu einem leichten Rückgang dieses Anteils sprechen. Wegen der seit einiger Zeit sehr restriktiven Anschlusspraxis haben die in diesem Zusammenhang vielzitierten Elektroheizungen keinen wesentlichen Einfluss mehr auf die zukünftige Entwicklung der Nachfrage. Über die ganze Periode wurde deshalb der Winteranteil von 55% belassen.

Die normierten Werte des Landesverbrauchs an Elektrizität der Varianten «Nachfrage hoch» und «Nachfrage tief» ergeben insgesamt die in Tabelle 2 aufgeführten Werte (in 5-Jahres-Schritten).

Bild 4 zeigt den Landesverbrauch seit 1979/80 und den prognostizierten Bereich der künftigen Entwicklung. Gegenüber dem temperaturkorrigierten Landesverbrauch des hydrologischen Jahres 1994/95 ergeben sich bis zum Jahr 2029/30 Gesamterhöhungen der Elektrizitätsnachfrage um 64% auf rund 85 Mrd. kWh bei der Variante «Nachfrage hoch» und um 28% auf rund 66 Mrd. kWh bei der Variante «Nachfrage tief».

3. Entwicklung des Angebots

3.1 Einleitung

Das Ziel dieses Kapitels ist eine möglichst vollständige und realistische Darstellung der langfristigen Entwicklung des Elektrizitätsangebotes auf der Basis der heute bekannten Beschaffungsmöglichkeiten ohne neue grössere thermische Kraftwerke, ohne neue Bezugsrechte und ohne massive Änderung bei der heute absehbaren Entwicklung der Produktion aus Kleinanlagen.

Die Zusammenstellung umfasst somit den heute bestehenden inländischen Kraftwerkpark, vorhandene langfristige Bezugsrechte, Um- und Neubauten von Wasserkraftanlagen sowie kleinere Anlagen, deren Bau unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen wahrscheinlich ist.

Bei den Produktionsdaten handelt es sich um längerfristige mittlere Erwartungswerte für die Nettoproduktion, also bei den Wasserkraftwerken nach Abzug des Pumpenergieaufwandes. Die tatsächliche Produktion schwankt im hydraulisch-thermischen Kraftwerkpark allerdings erheblich um diesen Mittelwert. Gründe dafür sind die unregelmässigen Zuflüsse zu den Wasserkraftwerken, betriebliche Störungen und nicht im Jahresrhythmus vorgenommene Revisionen. Die Grösse dieser Schwankungen lässt sich statistisch erfassen. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Produktionsmöglichkeiten und die sich daraus ergebenden Konsequenzen werden unter «Aspekte der Versorgungssicherheit» (Kapitel 5) behandelt.

3.2 Wasserkraftanlagen

Mit den bestehenden und den im Bau befindlichen Anlagen ist heute eine mittlere Nettoproduktion aus Wasserkraft von rund 33 Mrd. kWh im Jahr zu erwarten. Der Anteil des Winterhalbjahres beträgt mit 14,7 Mrd. kWh rund 45%. Zur Abschätzung der zusätzlichen Produktion aus Um- und Neubauten wurde für die «Vorschau 95» eine im Frühjahr 1991 gemeinsam durch das Bundesamt für Wasserwirtschaft und den VSE bei allen schweizerischen Elektrizitätswerken durchgeführte Umfrage überarbeitet. Allen 120 erfassten Projekten wurde eine Realisierungswahrscheinlichkeit und ein Zeitpunkt der Inbetriebnahme zugeordnet. Damit konnte die zukünftige Produktion aus Neu- und Umbauten bestimmt werden.

Aufgrund der Revision des Gewässerschutzgesetzes ist wegen der erhöhten Mindest-Restwassermengen vor allem bei den Konzessionserneuerungen mit erheblichen Produktionseinbussen zu rechnen. Die hier berücksichtigten Zahlen entsprechen jenen, welche im Vorfeld der eidgenössischen Abstimmung zur Gesetzgebung über den Gewässerschutz in umfangreichen Studien der Elektrowatt-Ingenieurunternehmung hergeleitet wurden.

Die Abschätzung der zukünftigen Produktion von Kleinwasserkraftwerken basiert auf Angaben des Interessenverbandes der Kleinwasserkraftwerk-Besitzer.

Die jährliche Nettoproduktion aus Wasserkraft wird insgesamt noch leicht von 33 Mrd. kWh auf rund 34 Mrd. kWh ansteigen, nach 2010 aber als Resultat der höheren Restwassermengen wieder absinken. Ähnliches gilt für die erwartete Produktion im Winterhalbjahr, die bis zum Jahr 2015 auf etwas über 15 Mrd. kWh an-

wachsen und anschliessend leicht zurückgehen wird.

3.3 Bestehende Kernkraftwerke

Die Entwicklung der Produktion aus den bestehenden schweizerischen Kernkraftwerken wird durch die Annahmen über Verfügbarkeit, Lebensdauer und zukünftige Leistungserhöhungen bestimmt.

Anfang 1995 betrug die installierte Leistung der fünf schweizerischen Kernkraftwerke 3055 MW. Alle bis dahin erfolgten Leistungserhöhungen der Reaktoren und Wirkungsgradverbesserungen an verschiedenen Komponenten sind in dieser Zahl inbegriffen. Durch geplante weitere Verbesserungen wird die Gesamtleistung in nächster Zeit noch um gut 100 MW ansteigen.

Unter Berücksichtigung der anlagespezifischen Verfügbarkeiten und unter Abzug des Anteils ausländischer Unternehmen am Kernkraftwerk Leibstadt wird mittelfristig von einer jährlichen Produktionserwartung von 22 Mrd. kWh, davon 13 Mrd. kWh im Winterhalbjahr, ausgegangen.

Kernkraftwerke werden für eine lange Lebensdauer ausgelegt und gebaut. Wie andere technische Anlagen unterliegen sie aber Alterungsprozessen, die sich aus den Betriebsbeanspruchungen ergeben. Technisch gesehen können alle Komponenten und Systeme ersetzt werden, die durch Alterung ihre Funktion nicht mehr mit der geforderten hohen Zuverlässigkeit erfüllen. Betriebserfahrungen haben bestätigt, dass auch komplexe Reaktorkomponenten ersetzt werden können und die Sicherheit mit entsprechendem Aufwand immer gewährleistet werden kann. Die Lebensdauer der Kernkraftwerke wird somit in erster Linie durch die Wirtschaftlichkeit begrenzt. Aufgrund der bisherigen 25 Jahre Betriebserfahrung erscheint auch ein über 40 Jahre hinausgehender Betrieb möglich, für den vorliegenden Bericht wurde er aber auf diese Dauer festgelegt.

3.4 Konventionell-thermische Kraftwerke

Im Gegensatz zu vielen andern Ländern des westeuropäischen Verbundnetzes spielt die Elektrizitätsproduktion von konventionell-thermischen Kraftwerken in der Schweiz eine geringe Rolle. Man kann davon ausgehen, dass im Inland rund 800 MW elektrische Leistung installiert sind und damit rund 2% der Gesamtproduktion an elektrischer Energie erzeugt werden. Ausserdem besteht ein Bezugsrecht von 100 MW an einer konventionell-thermischen Anlage im Ausland.

Eine grobe Unterteilung der existierenden Anlagen kann nach den vier Kategorien Industrie-WKK[3], Raumwärme-WKK, Kehrichtverbrennung und thermische Reservekraftwerke erfolgen. Kraftwerke in der Industrie und in Kehrichtverbrennungsanlagen sind meist das ganze Jahr über in Betrieb, die meist kleineren Anlagen mit Wärmenutzung für Heizung und Warmwasser oft nur während der kälteren Jahreszeit. Die thermischen Reservekraftwerke, die etwas mehr als die Hälfte zur installierten Leistung der konventionell-thermischen Kraftwerke beisteuern, waren in den letzten Jahren nur kurzzeitig in Betrieb, da günstige Alternativangebote auf dem Elektrizitätsmarkt bestanden.

Für die zukünftige Entwicklung wurden die heutigen Werte bei Industrie-WKK und Kehrichtverbrennungsanlagen fortgeschrieben. Bei thermischen Reservekraftwerken wurde ein gegenüber dem gegenwärtigen Zustand leicht erhöhter Einsatz angenommen.

Bei der Produktion aus Raumwärme-WKK wurde insbesondere das Wachstum bei den kleineren Anlagen (Blockheizkraftwerke) von 1991–1995 berücksichtigt, was bis zum Jahr 2030 einen Anstieg der jährlichen Produktionserwartung um rund 0,9 Mrd. kWh ergibt. Das Potential solcher Anlagen wurde bis Anfang der 90er Jahre noch als relativ gross bezeichnet, doch zeigten genauere Untersuchungen, dass sie nur unter sehr günstigen Bedingungen den Bereich einer echten Wirtschaftlichkeit erreichen können. Mit dem steigenden Wirkungsgrad grosser Kombikraftwerke verkleinert sich auch der Vorsprung der WKK in bezug auf die Brennstoffausnutzung.

3.5 Ergänzende Energiequellen und neue Energietechnologien

Unter dem Sammelbegriff der ergänzenden Energiequellen werden in der vorliegenden Arbeit die erneuerbaren Energien Sonneneinstrahlung, Wind, Geothermie und Biomasse zusammengefasst. Dabei wird nur deren Beitrag zur direkten Stromerzeugung bis ins Jahr 2030 abgeschätzt. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass im Bereich der Wärmeerzeugung weitaus grössere Beiträge durch die Energieformen Sonnenenergie, Biomasse und Umweltwärme zu erwarten sind.

In Mitteleuropa kommen aufgrund ihres tiefen Betriebs- und Unterhaltsaufwands und dem geringen Anteil an direkter Sonneneinstrahlung fast ausschliesslich photovoltaische Systeme für die Nutzung der *Sonnenenergie* zur Stromproduktion in Frage. Bei einer aktuell installierten Leistung von 4,8 MW beträgt die jährliche Produktion in der Schweiz heute 0,006% der gesamten Stromproduktion. Oft handelt es sich dabei um Anlagen, welche von Elektrizitätswerken gebaut oder zumindest unterstützt worden sind. Die Stromgestehungskosten liegen heute und wohl auch in absehbarer Zukunft um mindestens einen Faktor zehn über denjenigen des heutigen Kraftwerkparks.

Windenergieanlagen an geeigneten Standorten liegen näher bei der Wirtschaftlichkeit. In der Schweiz sind aber nur auf einigen Hochebenen und Kuppen einigermassen ausreichende Windverhältnisse vorhanden. Da dabei wesentliche Aspekte des Landschaftschutzes tangiert werden, ist auch langfristig mit keinem die Gesamtplanung wesentlich beeinflussenden Beitrag zu rechnen.

Ein grosser Teil der Energie aus *Biomasse,* nämlich jene aus den Bereichen Brennholz, Altholz und Restholz, wird auch in Zukunft in erster Linie zur Wärmeerzeugung verwendet werden. Die Erzeugung von Strom aus Klärgas in Abwasserreinigungsanlagen und aus Deponiegas von Abfalldeponien ist heute verbreitet. Ein geringer Zuwachs an Klärgasanlagen ist zu erwarten. Nach heutiger Entsorgungsphilosophie, welche der thermischen Entsorgung den Vorzug gibt, muss durch die sukzessive Schliessung der Deponien mit dem Wegfall der Produktion aus Deponiegasanlagen gerechnet werden. Inwieweit dies durch zusätzliche Stromerzeugung in thermischen Entsorgungsanlagen kompensiert wird, kann heute noch nicht abgeschätzt werden, fällt aber vermutlich kaum ins Gewicht.

Es ist nicht auszuschliessen, dass im betrachteten Zeitraum bei den *Brennstoffzellen* technische Durchbrüche erzielt und der Bereich der Wirtschaftlichkeit erreicht werden können. Ein konkurrenzfähiger Einsatz in Grosskraftwerken ist aus heutiger Sicht aufgrund der bereits heute erreichbaren sehr hohen Wirkungsgrade der konventionellen Technologien (Kombikraftwerke) nicht zu erwarten. Brennstoffzellenmodule könnten vor allem dezentral als Wärmekraftkopplungs-Anlagen zum Einsatz kommen und Gasmotoren ersetzen.

Die *Kernfusion*sforschung steht nach wie vor im Stadium der Grundlagenerarbeitung. Der Einsatz der Fusion in kommerziellen Anlagen kann kaum vor Mitte des nächsten Jahrhunderts erwartet werden.

Der *Thoriumkonverter* nutzt die im Thorium vorhandene Kernenergie. Er befindet sich noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium, hätte aber die Vorteile der

[3] WKK: Wärme-Kraft-Kopplung.

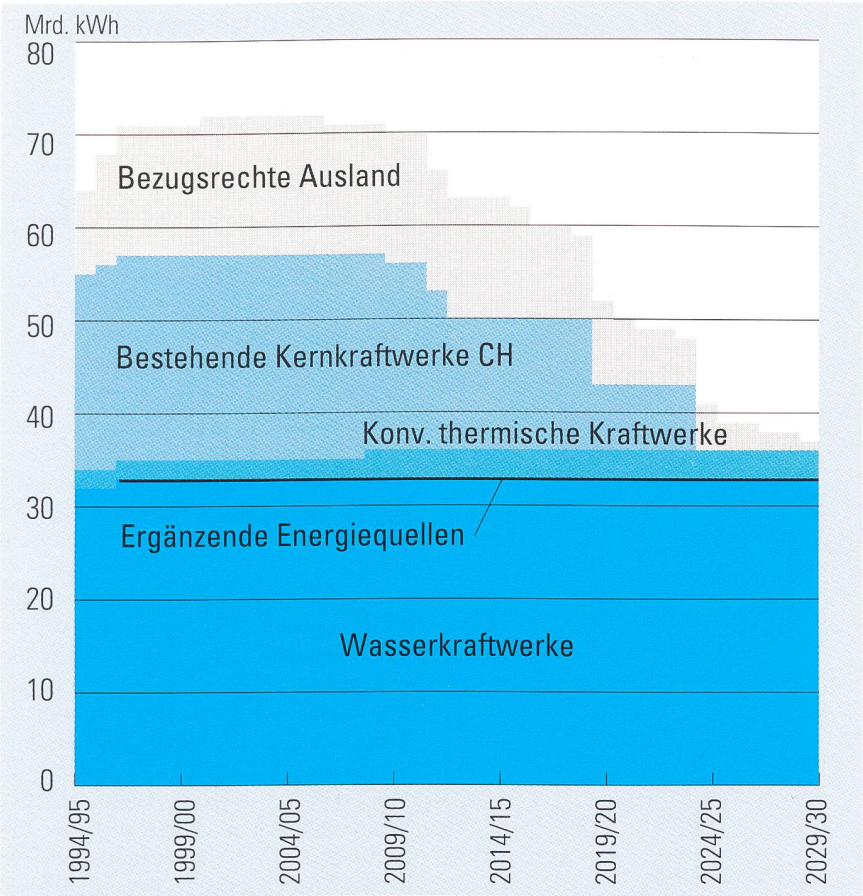


Bild 5 Entwicklung des Elektrizitätsangebotes im *hydrologischen Jahr.*

Einfachheit, der grossen Sicherheit und der geringen Menge radioaktiver Abfälle.

Die Stromerzeugung aus *geothermischen Kraftwerken* kommt mit der heutigen Technologie (Hot-dry-rock) für die Schweiz aus geologischen Gründen kaum in Frage und bleibt deshalb unberücksichtigt.

Wasserstoff und elektrochemische Speicherung werden nicht thematisiert, da sie Sekundärenergieträger sind und keine eigentlichen Energiequellen darstellen.

Einige der erwähnten Alternativen zur klassischen Stromproduktion werden aus heutiger Sicht sehr langfristig in der Lage sein, spürbar zur Landesstromversorgung beizutragen. Nach heutigem Stand der Technik haben sie jedoch nicht das Potential, um die Beschaffungsplanung für den Zeitraum bis 2030 wesentlich zu beeinflussen.

Für die Gruppe der ergänzenden Energiequellen wird von einem jährlichen Produktionsanstieg um 4 Mio. kWh ausgegangen. Dies entspricht der Jahresproduktion der heute insgesamt in der Schweiz installierten Photovoltaik. 2029/30 wird unter dieser Annahme eine Jahresproduktion von rund 140 Mio. kWh erreicht, was rund 0,2% des dannzumaligen Verbrauchs entsprechen wird.

3.6 Bezugsrechte im Ausland

Verschiedene schweizerische Elektrizitätsgesellschaften haben sich auf vertraglichem Weg langfristige Bezugsrechte (Vertragsdauer länger als 10 Jahre) im Ausland gesichert. Diese Bezugsrechte dienen in erster Linie der Sicherstellung der Versorgung seit Anfang der 90er Jahre. Sie sind damit weitgehend Folge des faktischen Moratoriums für die inländische Erzeugung. Daneben haben allerdings auch Risiko- und Diversifikationsüberlegungen und die Bemühungen um kostengünstige Beschaffungsquellen zum Abschluss solcher Verträge geführt. Neben den versorgungsorientierten Verträgen haben einzelne schweizerische Gesellschaften weitere Bezugsverträge abgeschlossen, welche sie primär für den internationalen Stromhandel einsetzen. Diese Bezugsrechte dienen nicht der Landesversorgung und werden deshalb hier nicht weiter berücksichtigt.

Alle hier betrachteten Bezugsrechte betreffen Verträge mit der Electricité de France (EdF). Diese Bezugsrechte gewähren keine Eigentumsansprüche und können bezüglich Planbarkeit nicht als gleich flexibel wie inländische Anlagen betrachtet werden. Die Verfügbarkeit ist vielfach an ein bestimmtes Kraftwerk oder an eine Gruppe von Kraftwerken gebunden. Es handelt sich immer um Bandlieferungen, wobei der Lieferant vielfach an einer bestimmten Anzahl Tage im Winter das Recht einer teilweisen Leistungsreduktion hat.

Die Dauer der Bezugsrechte ist ebenfalls unterschiedlich geregelt. Oft ist über eine bestimmte Dauer (z.B. 20 Jahre) die theoretische Leistung garantiert, nachher ist sie mit einer Obergrenze (z.B. 40 Jahre) an den Betrieb von gewissen Kraftwerken gebunden. In solchen Fällen wurde in der vorliegenden Arbeit ein linearer Rückgang des Bezugsrechts zwischen den beiden Zeitpunkten angenommen.

Die ersten Bezüge erfolgten im Jahr 1978. Das Maximum der Bezugsmenge wird um das Jahr 2005 mit rund 15 Mrd. kWh jährlich erreicht sein. Dann folgt ein kontinuierlicher Rückgang auf Null bis zum Jahr 2036.

Die Angaben über Bezugsrechte in der Tabelle 3 beruhen auf einer detaillierten Analyse der Bezugsverträge sowie auf Erfahrungen bezüglich der Verfügbarkeiten, welche in den letzten Jahren gewonnen werden konnten.

Neben Bezugsrechten aus französischen Kernkraftwerken haben einige schweizerische Elektrizitätsgesellschaften auch Bezugsrechte aus anderen Ländern erworben. Diese beinhalten relativ geringe Mengen, haben Laufzeiten unter zehn Jahren oder sind als Reserve für Mangellagen vorgesehen.

Das Angebot von Elektrizität aus Wasserkraftwerken wird – trotz Erneuerungen, Wirkungsgradverbesserungen und vereinzelter Neubauten – nicht zuletzt wegen den höheren Restwassermengen nur noch geringfügig zunehmen.

Die Elektrizitätserzeugung aus dezentralen, wärmegeführten Anlagen und aus sogenannten «neuen erneuerbaren Energien» wird verglichen mit der Gesamtnachfrage vor allem aus wirtschaftlichen Gründen auf absehbare Zeit hinaus bescheiden bleiben.

Das Elektrizitätsangebot aus den bestehenden schweizerischen Kernenergieanlagen beginnt nach 2010 rasch abzusinken, wenn man ihre Lebensdauer auf 40 Jahre beschränkt. Ab dem gleichen Zeitpunkt verkleinert sich auch das Angebot aus langfristigen Bezugsrechten im Ausland.

Hydr. Jahr	Wasser-kraft	Heutige KKW	Konv.-th. Produktion	Ergänzende E-Quellen	Bezugsr. Ausland	Total
	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh
1994/95	32,8	22,0	2,7	0,0	9,8	67,2
1999/00	33,2	22,6	2,8	0,0	14,5	73,2
2004/05	33,8	22,6	2,9	0,0	15,3	74,7
2009/10	34,0	20,0	3,0	0,1	14,3	71,4
2014/15	33,9	14,8	3,2	0,1	13,2	65,2
2019/20	33,8	7,2	3,3	0,1	9,2	53,6
2024/25	33,8	0,0	3,4	0,1	5,5	42,8
2029/30	33,5	0,0	3,6	0,1	1,7	38,9

Tabelle 3 Elektrizitätsangebot bis 2029/30 in 5-Jahres-Schritten.

Winter	Wasser-kraft	Heutige KKW	Konv.-th. Produktion	Ergänzende E-Quellen	Bezugsr. Ausland	Total
	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh
1994/95	14,6	12,6	1,9	0,0	5,5	34,6
1999/00	14,7	13,0	2,0	0,0	8,0	37,8
2004/05	15,1	13,0	2,0	0,0	8,5	38,7
2009/10	15,2	11,5	2,1	0,0	7,9	36,7
2014/15	15,2	8,4	2,2	0,0	7,2	33,1
2019/20	15,2	4,3	2,3	0,1	5,0	26,9
2024/25	15,2	0,0	2,4	0,1	3,0	20,7
2029/30	15,0	0,0	2,6	0,1	0,9	18,6

Tabelle 4 Elektrizitätsangebot im Winterhalbjahr bis 2029/30 in 5-Jahres-Schritten.

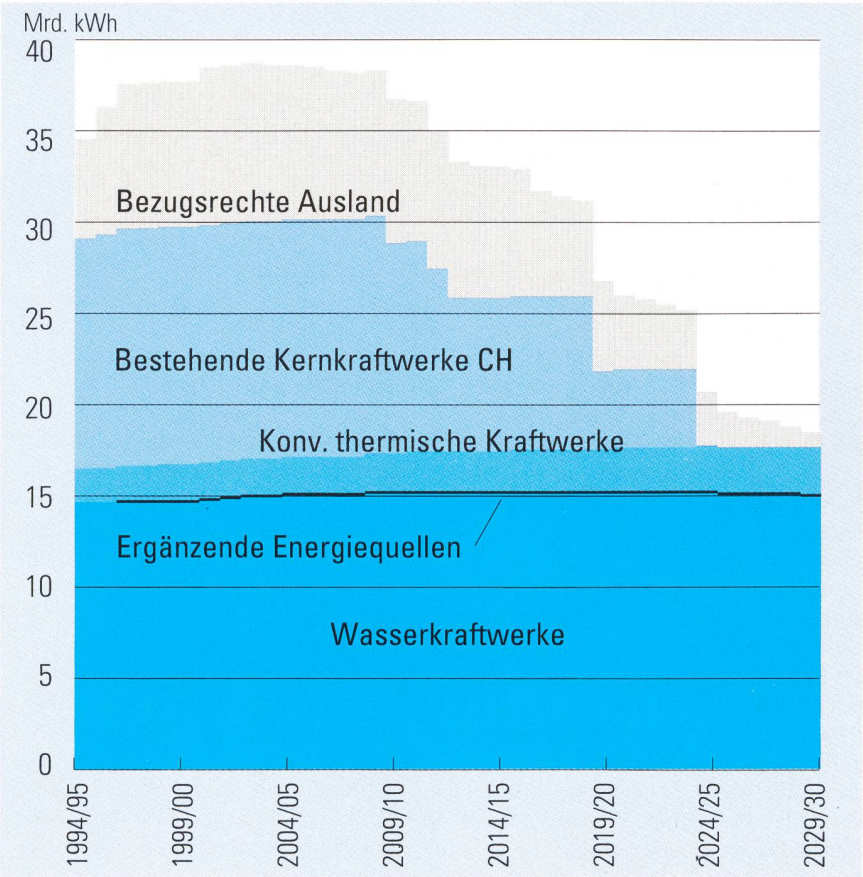


Bild 6 Entwicklung des Elektrizitätsangebotes im *Winterhalbjahr.*

3.7 Gesamtzusammenstellung des mittleren Angebots

Bei durchschnittlicher Hydraulizität kann heute pro Jahr eine gesicherte Beschaffung für die Schweiz von etwa 67 Mrd. kWh erwartet werden. Rund 10 Mrd. kWh tragen die langfristigen Bezugsrechte aus dem Ausland bei[4].

In Bild 5 und Tabelle 3 ist das für die Zukunft erwartete mittlere Angebot der verschiedenen Beschaffungsquellen aufgrund der heute bestehenden Möglichkeiten, aber ohne neue grössere thermische Kraftwerke, ohne neue Bezugsrechte und ohne massive Änderungen bei der heute absehbaren Entwicklung der Produktion aus Kleinanlagen für das hydrologische Jahr graphisch und tabellarisch zusammengestellt.

Bis 2005 wird die gesamte Beschaffung, vor allem durch zusätzliche Bezugsverträge aus Frankreich, auf 75 Mrd. kWh ansteigen und anschliessend, hauptsächlich mit dem sukzessiven Erreichen des Endes der Lebensdauer der Kernkraftwerke, bis zum hydrologischen Jahr 2029/30 auf unter 40 Mrd. kWh zurückgehen. Dieser negative Trend setzt sich anschliessend weiter fort und wird durch die Produktionseinbussen bei den Wasserkraftwerken wegen höheren Restwassermengen langfristig noch verstärkt.

Betrachtet man das Winterhalbjahr für sich allein (Bild 6, Tabelle 4), stellt man eine grundsätzlich gleiche Entwicklung fest. Für das Winterhalbjahr 1994/95 betrug der Erwartungswert der Gesamtbeschaffung rund 35 Mrd. kWh. Gegen Ende des Betrachtungszeitraumes liegt die schon heute als gesichert betrachtbare Beschaffung mit 19 Mrd. kWh/a etwa 45% unter dem aktuellen Wert.

4. Vergleich der mittleren Nachfrage mit dem mittleren Angebot

Der wahrscheinliche Bereich der künftigen mittleren Nachfrage, wie in Kapitel 2 beschrieben, kann nun dem in Kapitel 3 hergeleiteten mittleren Angebot gegenübergestellt werden[5]. Die für eine zuverlässige Stromversorgung unumgänglichen

[4] Es muss darauf hingewiesen werden, dass Bezugsrechte nicht mit Bezugsverpflichtungen gleichgesetzt werden dürfen. Die potentielle Sommerproduktion wird zukünftig unter Umständen nur teilweise genutzt.

[5] «Mittel»: Durchschnittliche Verhältnisse bei den Einflussfaktoren auf Nachfrage und Angebot (z.B. Wetter).

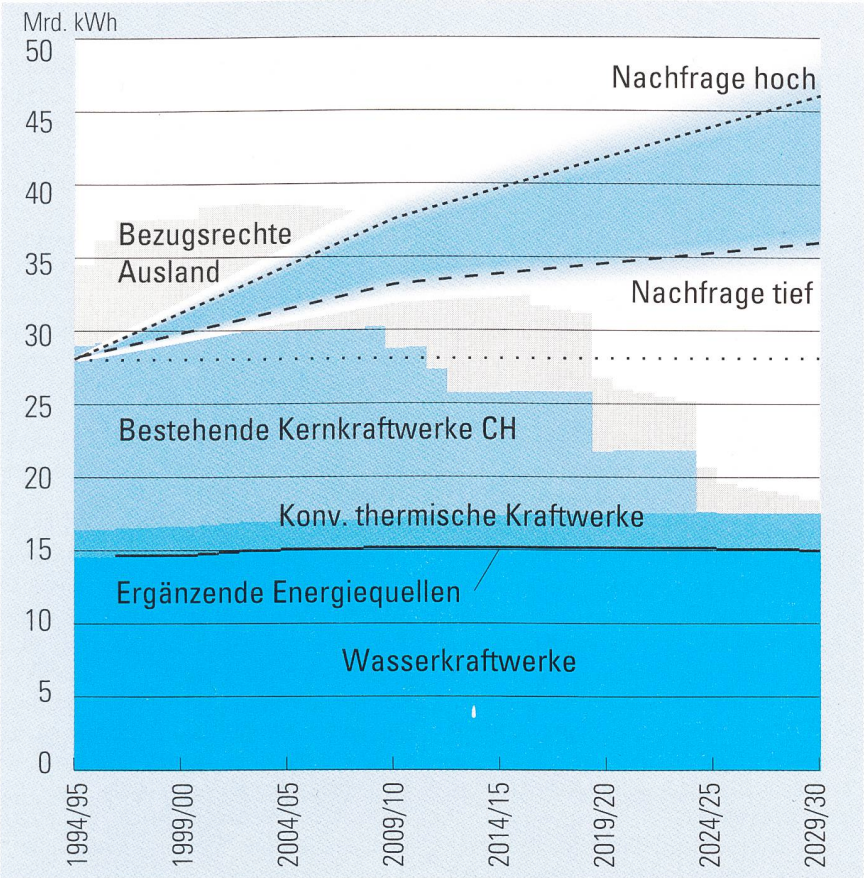


Bild 7 Vergleich des Bereiches der künftigen Nachfrage mit dem mittleren Angebot im Winterhalbjahr.

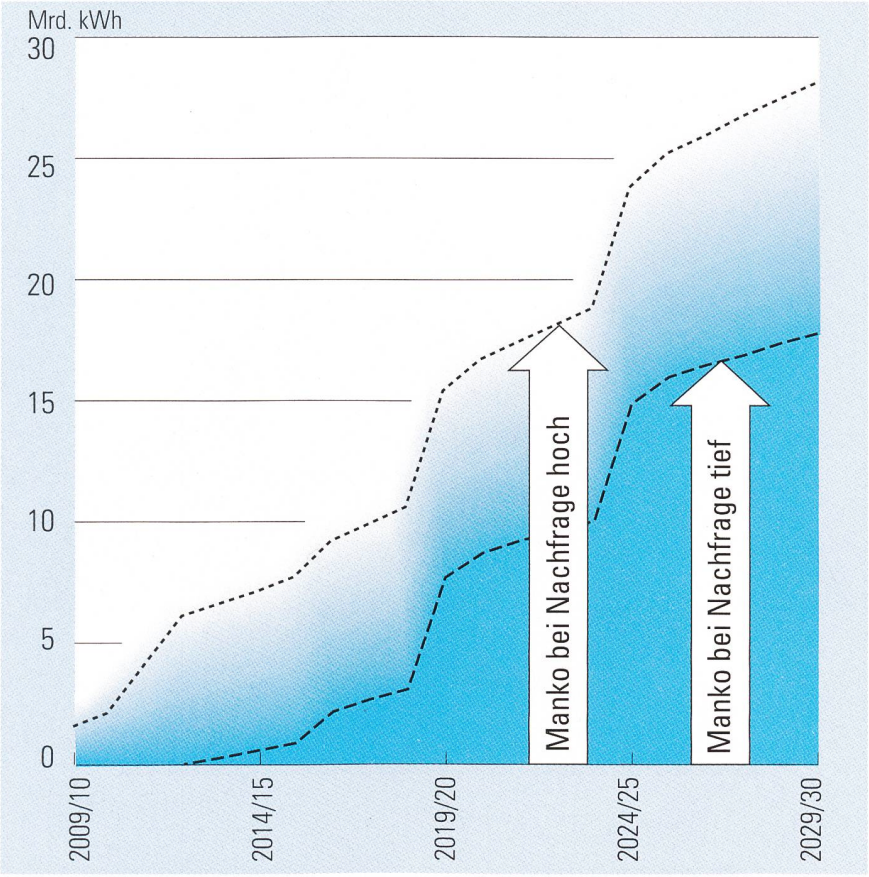


Bild 8 Verlauf des Wintermankos bis 2029/30.

Reservekapazitäten werden hier vorläufig nicht einbezogen.

Geht man von der mittleren Produktionserwartung der inländischen Kraftwerke und von Importmengen entsprechend den langfristigen Bezugsrechten aus, kann die Nachfrage voraussichtlich über die Jahrhundertwende hinaus problemlos gedeckt werden (Bild 7).

Wegen des weiter zunehmenden Bedarfs, vor allem aber auch mit dem einsetzenden Wegfall der Produktion aus den heutigen in- und ausländischen (Kernenergie-)Anlagen, ergibt sich ab dem Ende des nächsten Jahrzehnts erstmalig ein Fehlbetrag zwischen Nachfrage und Angebot, welcher im folgenden als «Manko» bezeichnet wird. Am Ende des Betrachtungszeitraumes, im Jahr 2029/30, fehlen Beschaffungsmöglichkeiten für eine Energiemenge von jährlich 46,2 Mrd. kWh (Nachfrage hoch) bzw. 27,2 Mrd. kWh (Nachfrage tief). Selbst bei einem Nullwachstum der Nachfrage wäre das Manko erheblich.

Die Zahlenwerte der Lücke zwischen dem mittleren Angebot und der mittleren Nachfrage sind in Tabelle 5 gegeben. Es zeigt sich, dass die Unterversorgung vor allem im Winter bedeutsam sein wird.

Im Winter 2029/30 werden voraussichtlich Energiemengen in Höhe von 28,2 Mrd. kWh (hoch) bzw. 17,8 Mrd. kWh (tief) fehlen.

Die zu installierende Kraftwerksleistung wird durch die Engpassperiode bestimmt. Zur Veranschaulichung der Grösse der im Winter entstehenden Lücke lässt sich deshalb eine Umrechnung in Kraftwerksein-

Ab etwa 2010 kann bei durchschnittlichen Produktionsverhältnissen die zu erwartende Nachfrage nach Elektrizität nicht mehr durch das langfristig gesicherte Angebot gedeckt werden. Die Versorgungslücke wächst rasch an und erreicht im Winterhalbjahr 2029/30 je nach der Nachfrageentwicklung 18 bis 28 Mrd. kWh, was der Produktion von etwa 4 bis 6 Kraftwerkseinheiten von 1000 MW Leistung entspricht. Die Versorgungslücke im Sommer entwickelt sich – zeitlich leicht verzögert – sehr ähnlich.

Selbst bei einem Nullwachstum der Nachfrage würde das Manko bei durchschnittlichen Produktionsverhältnissen im Jahr 2029/30 13 Mrd. kWh betragen, nämlich 10 Mrd. kWh im Winter und 3 Mrd. kWh im Sommer.

Hydrolog. Jahr	Winterhalbjahr hoch	Winterhalbjahr tief	Sommerhalbjahr hoch	Sommerhalbjahr tief	Hydrologisches Jahr hoch	Hydrologisches Jahr tief
	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh
2009/10	1,7	(–)	(–)	(–)	(–)	(–)
2014/15	7,2	0,6	1,0	(–)	8,1	(–)
2019/20	15,5	7,7	8,0	1,6	23,4	9,4
2024/25	23,8	14,8	14,3	6,9	38,2	21,8
2029/30	28,2	17,8	18,0	9,4	46,2	27,2

Tabelle 5 Mankowerte bis 2029/30 in 5-Jahres-Schritten.

heiten von 1000 MW Leistung vornehmen. Es werden 2029/30 je nach Nachfrageentwicklung 4 bis 6, und selbst bei Nullwachstum der Nachfrage noch 2 bis 3 Kraftwerke dieser Grössenordnung benötigt.

5. Aspekte der Versorgungssicherheit

5.1 Einleitung

Unter *Versorgungssicherheit* versteht man die Wahrscheinlichkeit, mit der *ein einzelner Strombezüger* die gewünschte Menge elektrischer Energie samt benötigter elektrischer Leistung zum gewünschten Zeitpunkt – meistens heisst das jederzeit – tatsächlich zur Verfügung hat. Dazu müssen die notwendige Primärenergie zur Verfügung stehen, die bedarfsangepasste Umwandlung in Elektrizität mit Produktionsanlagen dauernd gewährleistet und die Übertragung und Verteilung über das Versorgungsnetz ständig sichergestellt sein.

Eine zweckmässige Quantifizierung der Versorgungssicherheit ist wegen der vielen, nicht wirklich unabhängig voneinander betrachtbaren Einflussgrössen äusserst schwierig. In gewissen Bereichen sind statistische Analysen durchaus möglich, zum Beispiel bei der Verfügbarkeit von Kraftwerken und deren Produktion oder bei den temperaturbedingten Bedarfsschwankungen. Schlecht voraussehbar und statistisch kaum zu erfassen ist jedoch beispielsweise, ob auf dem internationalen Strommarkt in einem zukünftigen Bedarfsfall kurzfristig Energie und Leistung im benötigten Ausmass zur Verfügung stehen werden. Aussagen zur Versorgungssicherheit sind also meist auf Teilbereiche beschränkt und gelten nur unter bestimmten Rahmenbedingungen.

Im Rahmen dieses Kapitels sollen Aspekte der Versorgungssicherheit auf der Stufe des nationalen Hochspannungsnetzes untersucht werden (Bild 9). Die Möglichkeiten der Leistungsabgabe der Kraftwerke im Inland sowie des Bezugs von Elektrizität aus dem Ausland stehen im Vordergrund. Störungen in den Verteilnetzen werden nicht betrachtet. Für die Analyse drängt sich oft eine separate Betrachtung der eher kurzfristigen Aspekte der elektrischen Leistung (kW) und der eher mittelfristigen der elektrischen Energie (kWh) auf.

Für eine hohe Versorgungssicherheit sind Produktions- und Nachfrageschwankungen mit Reserven sowohl bei der installierten Kraftwerksleistung als auch der Kapazität des Übertragungs- und Verteilnetzes aufzufangen. Notwendigkeit und Möglichkeiten zur Bildung von Reserven werden deshalb im nächsten Kapitel untersucht, wobei wegen der immer stärkeren Einbindung der Schweiz ins europäische Verbundnetz auch dessen Eigenschaften zu analysieren sind.

Die Nutzung von Produktionsreserven im Ausland durch die Schweiz ist nur bei Vorhandensein von ausreichenden Übertragungskapazitäten möglich. Die Grenzen dieser Art von «Reservehaltung» werden in Kapitel 5.3 («Möglichkeiten und Grenzen des Übertragungsnetzes») besprochen.

Abschliessend werden die zwei aus heutiger Sicht für die Versorgung der Schweiz kritischsten Situationen bzw. Zeitabschnitte untersucht:

Die erste ist eine extreme *Kältewelle*, während der einerseits der Bedarf ansteigt, andererseits eine Unterstützung aus dem Ausland nicht als selbstverständlich vorausgesetzt werden kann. In diesem Falle steht die Betrachtung der für die Nachfragedeckung benötigten *Leistung* im Vordergrund.

Die zweite ist das *Winterhalbjahr* insgesamt. Das dann meistens tiefe und zudem stark schwankende Angebot aus der Wasserkraftproduktion kann zu einem *Energie*mangel führen. In früheren Berichten wurde ein Wert von 95% für die Wahrscheinlichkeit der Deckung der Nachfrage aus langfristig gesicherten Bezugsquellen (eigene Kraftwerke oder Bezugsrechte) im Winterhalbjahr als notwendig für eine ausreichende Versorgungssicherheit postuliert. Aus heutiger Sicht ist dieser Zielwert neu zu beurteilen.

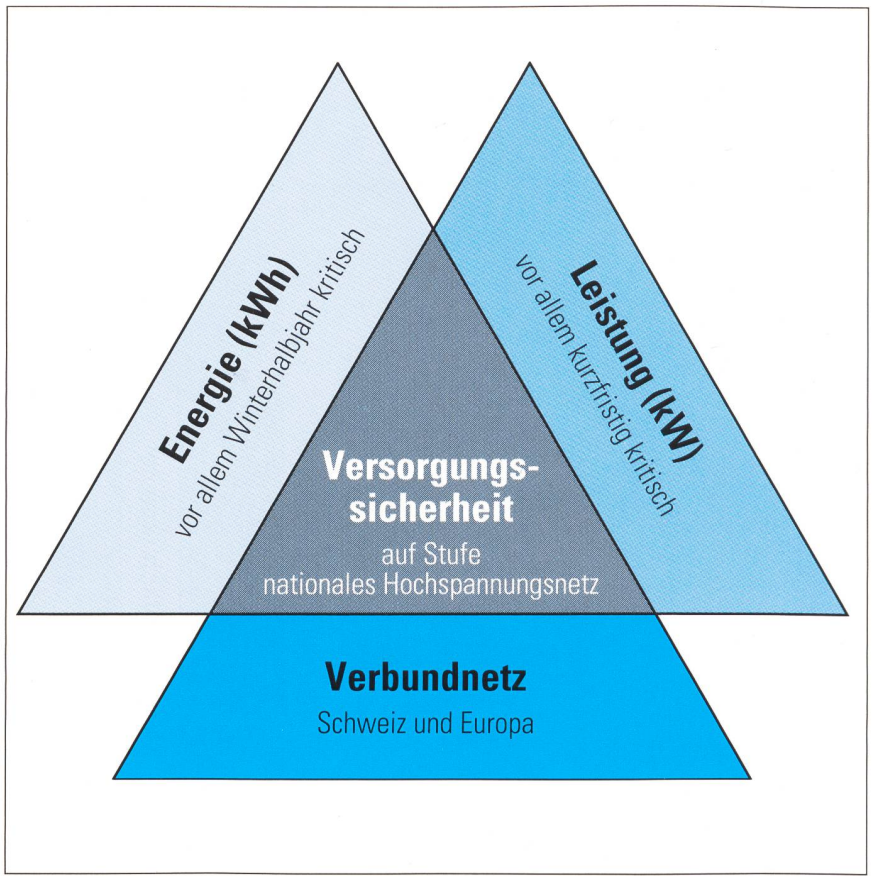


Bild 9 Elemente der Versorgungssicherheit auf Stufe nationales Hochspannungsnetz.

5.2 Produktionsreserven: Notwendigkeit und Möglichkeiten

Bei der Stromversorgung ist in jedem Moment ein Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Angebot (Produktion/Beschaffung) zu gewährleisten. Beide unterliegen Schwankungen, welche nur beschränkt vorhersehbar sind.

Nachfrageseitig sind die kurzfristigen Bedarfsschwankungen bei den meisten Kunden ausserordentlich hoch. Selbst auf der Stufe einer grossen Verbundgesellschaft kann im Jahresverlauf die benötigte Leistung zwischen dem Minimum (meist an einem Sommer-Sonntagmorgen) und dem Maximum (Winter-Werktag) im Verhältnis von 1:4 schwanken. Diese Verbrauchsschwankungen folgen zwar einem gewissen Muster, doch sind sie kurzfristig von unterschiedlichsten Faktoren, etwa vom Wetter, abhängig. Auch über eine Periode von ein bis zwei Jahrzehnten, die für die Festlegung einer Reservestrategie mindestens betrachtet werden muss, ist die Entwicklung der Stromnachfrage mit Unsicherheit behaftet. Hier geht es beispielsweise um den Einfluss der wirtschaftlichen Entwicklung oder um technologische Änderungen.

Produktionsseitig sind vor allem die Schwankungen bei der Wasserkraft erheblich. Über ein Jahr gemittelt kann der Unterschied zwischen einem trockenen (1989) und einem nassen (1994) Jahr rund 30% betragen. Darüber hinaus ist die Verfügbarkeit von Kraftwerken, Übertragungs- und Verteilanlagen durch Revisionen (geplant) und Unterbrechungen (ungeplant) eingeschränkt. Insbesondere die Folgen von Naturereignissen wie Stürme, Eisregen oder sehr tiefe Temperaturen sind statistisch nicht unabhängig. Auch eine Häufung von Unterbrechungen sollte aber nicht gleich zu einem Zusammenbruch der gesamten Stromversorgung führen.

Der Zwang zur jederzeitigen Übereinstimmung von Nachfrage und Angebot bedingt Reserven auf der ganzen Kette des Versorgungssystems vom Kraftwerk über das Verbundnetz bis zum Verbraucher. Normalerweise sucht man das sogenannte (n-1)-Prinzip zu erfüllen, das heisst ein beliebiges Element soll ausfallen können, ohne dass dies schon zu einem Unterbruch führt. Bei Durchschnittsbetrachtungen erscheinen diese Reserven als unausgelastete Kapazitäten und ziehen dann Kritik auf sich.

Die Reservehaltung ist auf jeden Fall mit Kosten verbunden. Durch eine sinnvolle Zusammensetzung des Produktionsparks, aber auch durch eine gegenseitige Aushilfe im nationalen und internationalen Verbundnetz, können diese Kosten minimal gehalten werden. Die Grenzen der grossräumigen gegenseitigen Reservehaltung ergeben sich aus der Leistungsfähigkeit des bestehenden Übertragungsnetzes, aus den Unsicherheiten, welche dem Übertragungsnetz selber eigen sind, und aus der Gleichzeitigkeit von kritischen Situationen im ganzen betrachteten Raum.

Bei Reservebetrachtungen für die Schweiz ist wegen der nicht beeinflussbaren Produktion der Laufkraftwerke und wegen der beschränkten Kapazität der Speicherseen immer auch die Energiebilanz des Winterhalbjahres einzubeziehen.

Grundsätzlich lässt sich die *Produktionsreserve* durch die folgenden, unterschiedlichen Strategien sicherstellen:

- Mit thermischen Spitzenlastanlagen wie zum Beispiel Gasturbinen, welche betriebsbereit gehalten und im Bedarfsfall eingesetzt werden. (Der Ausbau von Hochdruck-Speicherkraftwerken deckt meist nur den Leistungsaspekt ab.)
- Mit thermischen Mittel- bzw. Grundlastkraftwerken, welche gegenüber Spitzenlastanlagen tiefere Arbeitskosten, aber höhere Fixkosten aufweisen und während langer Zeit, evtl. immer mit Ausnahme der Revisionszeiten, im Einsatz sind. Die Produktion dient im Bedarfsfall der eigenen Versorgung und wird daneben in Schwachlastperioden (z.B. Sommerhalbjahr) planmässig, und in durchschnittlichen Wintern kurzfristig auf dem Verbundmarkt abgesetzt.
- Durch Abstützung auf den Kraftwerkpark ausserhalb der Schweiz, also auf den europäischen Verbund.

Eine übergeordnete und vereinheitlichte schweizerische Reservestrategie ist angesichts der unterschiedlichen Aufgaben und der Autonomie der verschiedenen Versorgungsunternehmungen weder zweckmässig noch opportun. In der Realität wird immer ein Mix angestrebt, wobei die Gewichte sehr unterschiedlich verteilt sein können. Zudem ist eine strikte Unterteilung in «normale» Kraftwerke und Reserveanlagen nicht sinnvoll.

Die *Beschaffung aus dem Ausland* hat in den letzten Jahren für die schweizerische Stromversorgung an Bedeutung gewonnen. Setzt man die Verfügbarkeit der Primärenergieträger und das freie Funktionieren des internationalen Marktes voraus, so geht es um die Frage, ob und wann auf europäischer Ebene potentielle Überschüsse an elektrischer Energie auf der Stufe der Produktion bestehen. Im folgenden soll das westeuropäische Verbundnetz (UCPTE[6]-Netz), in welches die Schweiz integriert ist, speziell unter dem Gesichtspunkt der Reserven näher betrachtet werden.

Das UCPTE-Netz umfasst heute ein Dutzend Länder mit etwa 30 Verbundunternehmungen, welche am europäischen Markt auftreten. In der nächsten Zeit ist eine Erweiterung um eine Gruppe von osteuropäischen Ländern und die Verstärkung der Verbindungen zu anderen Verbundsystemen zu erwarten.

Der Anteil der Schweiz am UCPTE-Netz liegt bezüglich Nachfrage nach Energie bei rund 3%, bezüglich der installierten Leistung bei rund 4%. Allerdings ist zu beachten, dass etwa 75% der 16 000 MW Kraftwerkskapazität der Schweiz in Wasserkraftanlagen installiert sind und ihre Einsetzbarkeit vom Wasserangebot abhängt.

Die Elektrizitätsproduktion im UCPTE-Netz wird von thermischen Kraftwerken geprägt; 43% des Stroms kommt aus fossilthermischen Anlagen, 40% aus Kernkraftwerken.

In einem von thermischen Kraftwerken dominierten Park bestimmt das Maximum der Leistungsnachfrage und die erwarteten geplanten und ungeplanten Ausfälle bei der Produktion die gesamte zu installierende Kraftwerksleistung. Wegen Revisionen und Unterbrechungen ist jeweils nur ein Teil davon verfügbar. In Zeiten mit geringerem Leistungsbedarf wird die verfügbare Leistung nicht voll genutzt. Es kann dann zusätzlich Elektrizität aus den nicht ausgelasteten Kraftwerken auf dem Markt angeboten werden.

Die Liberalisierungsbemühungen der Europäischen Union sowie die seit 1991 bestehende europäische Energiecharta werden sich fördernd auf den internationalen Elektrizitätsaustausch auswirken.

Die Möglichkeiten des westeuropäischen Verbundes zur Stützung der Versorgungssicherheit der Schweiz lassen sich insgesamt wie folgt beurteilen:

- Aufgrund der Grösse der installierten Kraftwerksleistung und des Typs der Anlagen werden mit Ausnahme von relativ kurzen Zeitperioden mit extremen Versorgungslagen in Europa stets grössere Produktionsreserven vorhanden sein.
- Der politische Wille zur Förderung des Stromhandels ist zweifellos vorhanden. Ein verstärkter Stromaustausch ist auch aufgrund der räumlichen Ausweitung des Verbundes zu erwarten.

Freie Transportkapazitäten auf dem Höchstspannungsnetz, und zwar zum notwendigen Zeitpunkt, sind aber Voraussetzung dafür, dass die vorhandenen Produktionsreserven auch zugunsten der Schweiz eingesetzt werden können.

[6] UCPTE: Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité.

5.3 Möglichkeiten und Grenzen des Übertragungsnetzes

Die Grenze für die Kapazität des Verbundnetzes ergibt sich aus dem zulässigen Stromfluss durch die in einer bestimmten Situation am höchsten belasteten Leitungen und Transformatoren. Im Normalbetrieb ist zusätzlich eine Reserve vorzuhalten für den Fall von Unterbrüchen von benachbarten Elementen des Übertragungsnetzes sowie für die Umverteilung des Leistungsflusses als Folge von Kraftwerksausfällen. Andernfalls riskiert man eine Kettenreaktion, welche schliesslich weite Teile des Verbundnetzes ausfallen lassen würde. Die notwendigen Kapazitätsreserven sind international, durch Empfehlungen der UCPTE, geregelt.

Auf nationaler Ebene wird die Entwicklung der Belastung des Höchstspannungsnetzes von der Kommission des Schweizerischen Verbundbetriebes (KSVB) laufend verfolgt. Als Ergebnis werden unter anderem kritische Belastungen erfasst, analysiert und eine Liste der chronischen Engpässe geführt.

Das Verbundnetz der Schweiz ist zeitweise bereits heute überlastet. Neuere Untersuchungen, auf denen auch die folgenden Aussagen basieren, befassen sich vor allem mit Situationen, welche durch starke Importe aus Frankreich charakterisiert sind.

Berechnungen haben ergeben, dass die gesamten Kapazitäten der Schweizer Verbundunternehmen für Importe aus Frankreich heute einen theoretischen Grenzwert von rund 3000 MW aufweisen. Dieser Wert reduziert sich nach Abzug der notwendigen Sicherheitsreserve auf eine nutzbare Kapazität von rund 2000 MW.

Die Engpässe im Hochspannungsnetz, sowohl für Importe wie auch für Exporte (vor allem im Herbst, bei reichlichen Wasserzuflüssen zu Zeiten mit bereits gefüllten Speichern), haben zunächst vorwiegend wirtschaftliche Konsequenzen. Ihnen kann über einen beschränkten Zeitraum durch einen angepassten, allerdings nicht dem wirtschaftlichen Optimum entsprechenden, Einsatz der Speicherkraftwerke begegnet werden.

In der *Zukunft* werden die höchsten Importwerte der Leistungsbilanz in folgenden Fällen auftreten:

- In den Nachtstunden im Winterhalbjahr, wenn die Leistungsabgabe der hydraulischen Speicherwerke entsprechend dem auf etwa 1000 Volllaststunden im Winter begrenzten Energievorrat in den Speicherseen zurückgefahren werden muss.
- Wenn das nach der Jahrtausendwende entstehende Manko, welches als Leistungsband über den Winter betrachtet bis zum Ende des Vorschauzeitraums auf 6000 MW bzw. 3000 MW (bei den Varianten «Nachfrage hoch» bzw. «Nachfrage tief») ansteigt, teilweise oder ganz durch Beschaffung aus dem Ausland gedeckt werden soll.
- Bei einer Nachfragespitze, wie sie in 5.4 beschrieben ist, sofern sie nicht durch neue Kraftwerke in der Schweiz, sondern durch Bezüge aus dem Ausland gedeckt werden soll.

Im Verbundnetz der Schweiz sind verschiedene Ausbauten beabsichtigt. Es kann geschätzt werden, dass bei einer Realisierung der Projekte die heute rund 2000 MW betragende nutzbare Kapazität auf rund 3000 MW angehoben wird. Dieser Wert berücksichtigt die erforderliche Sicherheitsmarge für die Umverteilung des Lastflusses bei Kraftwerks- und Leitungsausfällen. Das theoretische Maximum ohne Sicherheitsmarge bewegt sich dann in der Grössenordnung von 4000 MW.

Darüber hinausgehende Importe bedingen einen gezielten weiteren Ausbau des Verbundnetzes.

5.4 Gefährdung der Leistungsbereitstellung bei Nachfragespitzen («Kältewelle»)

Zu den kritischen Situationen für die Versorgung der Schweiz gehört zweifellos eine extreme Kältewelle. Die Leistungsnachfrage ist dann auf hohem Niveau über den ganzen Tag annähernd ausgeglichen, während das Angebot aus verschiedenen Gründen reduziert ist.

Die für die folgenden Betrachtungen angenommene Kältewelle wurde aufgrund einer Studie des Geografischen Instituts der ETH Zürich festgelegt. In dieser Studie wurden die Minimaltemperaturen der letzten 129 Jahre in Genf, Basel und Zürich statistisch ausgewertet. Unter Berücksichtigung der sehr grossen volkswirtschaftlichen Schäden, welche bei einem länger dauernden Stromunterbruch bei extrem tiefen Temperaturen entstehen können, und der beschränkten Speichergrösse einiger Hochdruckkraftwerke, wurde eine durchschnittliche Aussentemperatur von –15 °C während eines Zeitraums von 5 Tagen als Referenzfall definiert. Eine ähnlich lange Kältewelle mit der annähernd gleichen Durchschnittstemperatur ereignete sich 1985.

Die Untersuchung des Zusammenhangs zwischen dem Spitzenwert des Leistungsverbrauchs und der Temperatur in den Verbrauchszentren zeigt, dass bei einer Temperaturabsenkung um 1 °C die schweizerische Leistungsnachfrage um rund 70 MW ansteigt. Basierend auf den Werten der vergangenen Jahre ergibt sich damit heute bei –15 °C ein totaler Leistungsbedarf von ziemlich genau 10 000 MW. Das Verhältnis zwischen Leistungsspitze und Strombedarf wird sich über den betrachteten Zeitraum nicht mehr wesentlich verändern, das heisst die Leistungsspitze wird sich prozentual gleich wie der Stromverbrauch entwickeln.

Für die Bestimmung des Leistungsangebots muss die Nichtverfügbarkeit von installierter Leistung berücksichtigt werden. Die Laufwasserkraftwerke mit rund 3500 MW können im Mittel im Monat Februar noch etwa 1000 MW zur Verfügung stellen. Bei den Speicherkraftwerken fällt vor allem ins Gewicht, dass in den Hochwintermonaten durchschnittlich rund 8% davon wegen Revisionen ausser Betrieb sind und die Speicher einiger auf sehr hohe Leistung ausgebauter Anlagen nach recht kurzer Zeit erschöpft sind.

Für die Kernkraftwerke in der Schweiz wurde eine Betriebsdauer von 40 Jahren angenommen. Bei den Bezugsrechten aus dem Ausland muss berücksichtigt werden, dass die Leistung einiger davon vom Lieferanten während einer Dauer von bis zu 20 Tagen reduziert werden kann. Während der hier betrachteten Kältewelle wird der Lieferant von dieser Möglichkeit Gebrauch machen. Darüber hinaus wird angenommen, dass das grösste existierende Kraftwerk in der Schweiz, das heisst rund 1000 MW, ausser Betrieb ist. Alle anderen Anlagen laufen plangemäss.

Bild 10 zeigt als Resultat, dass je nach der Nachfrageentwicklung das Angebot von Leistung bis in den Zeitraum 2010 – 2020 ausreichend ist. Im hydrologischen Jahr 2029/30 fehlen je nach Nachfrageentwicklung rund 2400 bis 5900 MW. Zur Deckung des Leistungsbedarfs kann nicht im gleichen Ausmass auf Quellen im Ausland zurückgegriffen werden wie bei der Energie. Eine Kältewelle mit solch tiefen Temperaturen wäre zweifellos nicht lokal auf die Schweiz begrenzt. Es ist damit zu rechnen, dass dann alle Länder vollauf mit sich selbst beschäftigt wären und eine gegenseitige Aushilfe kaum möglich wäre. Die Schweiz muss deshalb ihren Leistungsbedarf während der Kältewelle grundsätzlich selbst decken können.

5.5 Gefährdung der Versorgung bei nicht ausreichender Energiereserve im Winterhalbjahr

Eine zweite kritische Versorgungssituation nebst der Kältewelle bildet das Winterhalbjahr insgesamt. Die Gegenüberstellung von Nachfrage und mittlerem Angebot, wie sie in Kapitel 4 («Vergleich der mittleren

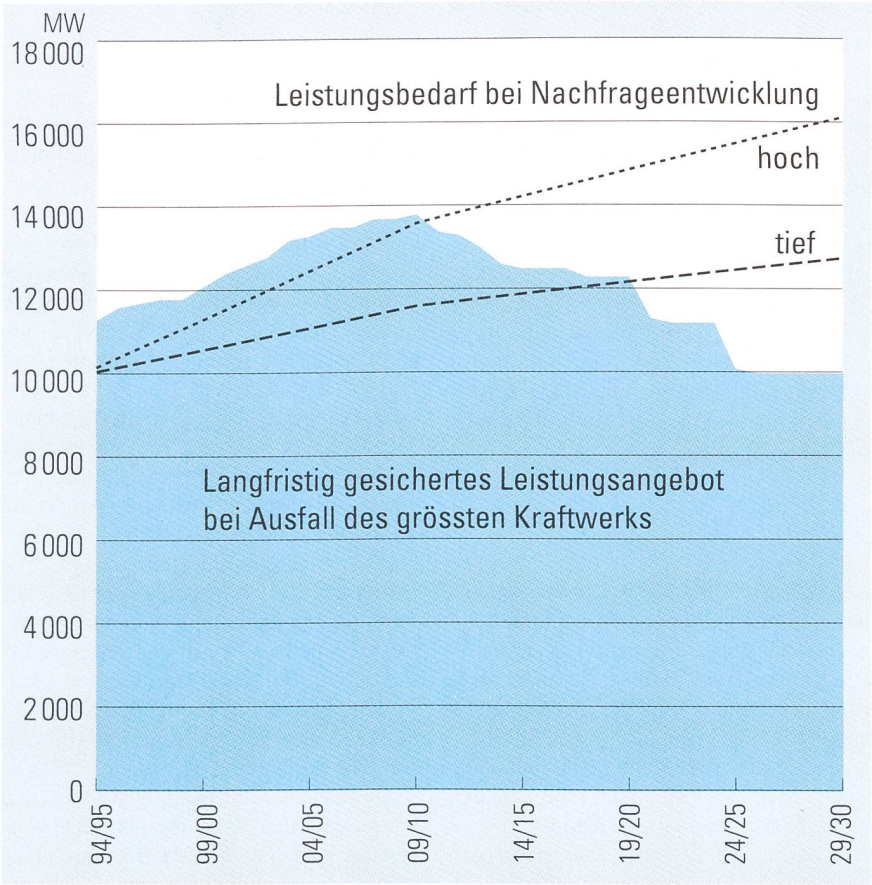


Bild 10 Leistungsbilanz der Schweiz bei einer Kältewelle.

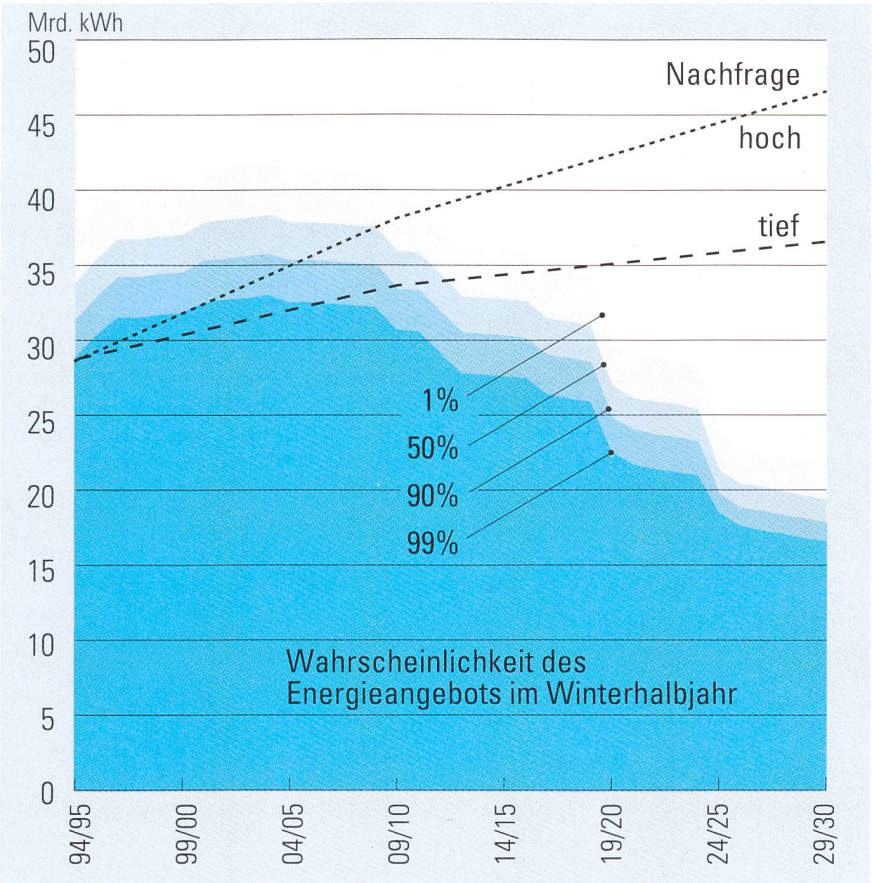


Bild 11 Wahrscheinlichkeit des Energieangebots im Winterhalbjahr verglichen mit dem Bereich der Nachfrageentwicklung.

Nachfrage mit dem mittleren Angebot») vorgenommen wurde, ist in diesem Fall für eine Beurteilung der Versorgungssituation noch nicht ausreichend, es müssen auch noch die Schwankungen des Angebots einbezogen werden.

Die Grundlage zur Bestimmung der statistischen Verteilung des Energieangebots bilden langjährige Wasserzuflussmessungen und Betriebsstatistiken von thermischen Kraftwerken im In- und Ausland. Für die Berechnungen wurde das aus den Zehn-Werke-Berichten bereits bekannte mathematische Modell eingesetzt.

Mit der Ausrichtung auf relativ seltene kritische Situationen wird eine andere Zielsetzung als mit der Mittelwertbetrachtung in Kapitel 3 («Entwicklung des Angebots») verfolgt. Deshalb werden auch andere Annahmen bezüglich der aktivierbaren Energie getroffen. Wegen des Einbezugs von länger dauernden Betriebsunterbrüchen weisen die Kernkraftwerke niedrigere Werte für das mittlere Angebot auf, als sie aufgrund der bisherigen Betriebserfahrungen in der Schweiz in Kapitel 3 verwendet wurden. Hingegen wird eine grössere Entnahme aus den Speicherkraftwerken angenommen, und auch die thermischen Kraftwerke werden verstärkt eingesetzt. Die Erwartungswerte des Energieangebots weichen schliesslich über die betrachteten Jahre höchstens wenige Prozent vom mittleren Angebot ab.

Bild 11 zeigt die Wahrscheinlichkeit des Angebotes des Kraftwerkparks der Schweiz, wie er in Kapitel 3 beschrieben ist, mit den obigen Annahmen bezüglich Verfügbarkeit und Einsatz.

Die durch die unterste Kurve in Bild 11 dargestellte Energieproduktion wird in 99% der Fälle, also mit einer schon sehr hohen Verlässlichkeit, erreicht. Die oberste Kurve mit der Wahrscheinlichkeit von 1% ist eher theoretisch, da bei einem so grossen Angebot die Kraftwerke auf eine andere Art eingesetzt würden.

Die im Winterhalbjahr für das Erreichen einer vorgegebenen Versorgungswahrscheinlichkeit fehlenden Energiemengen sind in Tabelle 6 aufgeführt.

Verlangt man beispielsweise für den Fall «Nachfrage hoch» die Deckung des Energiebedarfs mit einer Wahrscheinlichkeit von 50%, so tritt im Winter 2009/10 ein bereits signifikantes Manko von 2,7 Mrd. kWh auf, das sich bis zum Winter 2029/30 auf 27,8 Mrd. kWh ausweitet. Für diese Energiemenge müssen neue Produktionsquellen entweder im Inland und/oder im Ausland (einschliesslich der Transportkapazität) erschlossen werden.

Da der Energiebedarf im Winterhalbjahr mit praktisch 100%iger Wahrscheinlichkeit gedeckt werden muss, ist in seltenen

Sowohl die Nachfrage nach Strom wie auch das Angebot unterliegen Schwankungen. Eine zuverlässige Stromversorgung kann nicht ohne Reserven bei der Produktion und der Übertragung sichergestellt werden.

Eine ernste Versorgungslage ergibt sich bei einer mehrtägigen, europaweiten Kältewelle. Die innerhalb der Schweiz verfügbare Produktionsleistung soll in einem solchen Fall auch weiterhin während mehrerer Tage die gesamte Elektrizitätsnachfrage decken können.

In einem durchschnittlichen Winterhalbjahr soll die Nachfrage nach elektrischer Energie durch eigene Produktion oder langfristige Bezugsverträge mit dem Ausland gedeckt werden können.

Bei ungünstigen Produktionsverhältnissen kann in einzelnen Winterhalbjahren zusätzlich Strom in der Grössenordnung von bis zu 15% des durchschnittlichen Verbrauchs fehlen. Er muss aus Produktionsanlagen im Inland oder auf dem internationalen Markt beschafft werden können. Im zweiten Fall sind ausreichende Leitungskapazitäten zwingend erforderlich.

Fällen eine Menge zu beschaffen, welche noch etwas grösser ist als in der Zeile «99%» der Tabelle 6.

Welcher Teil davon langfristig, das heisst Jahre bis Jahrzehnte voraus, gesichert werden soll, und welchen man erst kurzfristig, das heisst im Verlauf des Winterhalbjahres, über den Markt beschafft, ist ein unternehmerischer Entscheid des Stromversorgers. Allerdings müssen die Leistungsfähigkeit des Marktes und insbesondere des Übertragungsnetzes sorgfältig abgeklärt werden.

Frühere Berichte haben empfohlen, die Energiemenge bis zur Wahrscheinlichkeit von 95% langfristig zu sichern. Angesichts der veränderten Rahmenbedingungen erscheint dies als relativ hoch. Generelle energiewirtschaftliche Überlegungen und solche zur Wirtschaftlichkeit von Reservestrategien lassen den Schluss zu, dass mindestens der mittlere Bedarf, praktisch gleichwertig mit dem 50%-Wert von Tabelle 6, langfristig gesichert werden soll.

Die Menge, welche bei Einhaltung dieser Empfehlung bei ungünstigen Produktionsverhältnissen zusätzlich kurzfristig aus inländischen Produktionsquellen bzw. über gesicherte Transportwege aus dem ausländischen Markt beschafft werden muss, ist höher als früher, aber naturgemäss noch nicht genau bestimmbar, da der künftige Kraftwerkpark in seiner Zusammensetzung nicht bekannt ist. Detaillierte Berechnungen zum heutigen, und generelle Überlegungen zum zukünftigen Kraftwerkpark zeigen aber, dass es sich um rund 15% der mittleren Nachfrage handeln wird.

In Krisensituationen irgendwelcher Art wäre auf die Instrumente der wirtschaftlichen Landesversorgung, zu denen Zwangseingriffe auf der Nachfrageseite zählen, zurückzugreifen.

6. Varianten der Mankodeckung

6.1 Einleitung

Um die Lücke decken zu können, die sich nach dem Jahr 2010 zwischen der Nachfrage und dem sich aus heutiger Sicht ergebenden Angebot (im folgenden auch als Basisangebot bezeichnet) öffnet, müssen zusätzliche Beschaffungsmöglichkeiten evaluiert werden.

Ziel dieses Kapitels ist es, einige der möglichen Handlungsalternativen mit ihren wesentlichsten Stärken und Schwächen aufzuzeigen. Auf den zeitlichen Ablauf bei der Erstellung oder vertraglichen Sicherung der zusätzlichen Beschaffungsmöglichkeiten wird nicht eingegangen, die Analysen werden nur für das Jahr 2029/30 durchgeführt. Auch wird nur der für das Mitteljahr benötigte Park betrachtet, obwohl für eine zuverlässige Stromversorgung, wie in Kapitel 5 gezeigt, zusätzlich Reserven vorhanden sein müssen.

Es bereitet erhebliche Schwierigkeiten, Möglichkeiten für die Stromerzeugung in 35 Jahren zu analysieren. Blickt man aber einen gleichlangen Zeitraum zurück, so waren alle heute eingesetzten Kraftwerkstypen zumindest in Entwicklung. Seit 1960 haben die damals neuartigen Kernkraftwerke in den Industrieländern einen wichtigen Anteil an der Stromerzeugung gewonnen. Bei fossil-thermischen Kraftwerken sind die Wirkungsgrade deutlich gestiegen und die spezifische Umweltbelastung ist stark verringert worden.

Gestützt auf diese Erfahrungen und nach einer Beurteilung der aktuellen Lage werden auch für die nächsten 35 Jahre keine revolutionären Entwicklungen im Kraftwerksbereich erwartet, welche bereits in wesentlichem Masse kommerziell eingesetzt werden. Deshalb werden nur die heute absehbaren Weiterentwicklungen der bekannten Technologien zur Nutzung von *Erdgas, Erdöl, Kohle, Uran sowie Sonnenenergie* zur Stromerzeugung berücksichtigt. Einige charakteristische Merkmale der entsprechenden Produktionssysteme werden im Kapitel 6.2 relativ präzise dargestellt, weil für die im Rahmen der ökologischen Beurteilung vorgenommenen Berechnungen über die Emissionen konkrete Annahmen getroffen werden müssen.

Aus den Produktionssystemen werden anschliessend insgesamt sieben mögliche Varianten des zur Mankodeckung nötigen Ergänzungsparks zusammengestellt.

Wahrscheinlichkeit einer Bedarfsdeckung	2004/05		2009/10		2014/15		2019/20		2024/25		2029/30	
	Nachfrage		*Nachfrage*		*Nachfrage*		*Nachfrage*		*Nachfrage*		*Nachfrage*	
	hoch	*tief*	*hoch*	*tief*	*hoch*	*tief*	*hoch*	*tief*	*hoch*	*tief*	*hoch*	*tief*
	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh	Mrd.kWh
99%	2,6	–	8,0	2,4	13,1	12,2	20,3	12,2	26,4	17,1	30,7	20,0
95%	0,7	–	6,2	0,6	11,3	10,4	18,5	10,4	26,0	16,7	30,4	19,7
90%	–	–	5,2		10,3	9,8	17,9	9,8	25,1	15,8	29,4	18,7
80%	–	–	4,2		9,4	8,9	17,0	8,9	24,7	15,4	29,1	18,4
50%	–	–	2,7		7,9	7,6	15,7	7,6	23,5	14,2	27,8	17,1

Tabelle 6 Fehlende Energiemengen im Winterhalbjahr (Mrd. kWh) zum Erreichen einer bestimmten Wahrscheinlichkeit der Bedarfsdeckung.

Diese Varianten der Mankodeckung werden – nötigenfalls unter Einbezug des Basisangebotes – anhand von energiewirtschaftlichen, ökologischen und volkswirtschaftlichen Beurteilungspunkten miteinander verglichen. Ziel ist dabei nicht eine fixe Rangierung, sondern das Aufzeigen der Vor- und Nachteile.

6.2 Berücksichtigte Produktionssysteme

In Tabelle 7 sind die für die Mankodeckung berücksichtigten Produktionssysteme, in den Fällen «Kohle» und «Solar» noch unterteilt in verschiedene Technologien, samt den später verwendeten Abkürzungen aufgeführt.

Auf vielen Gebieten wurden stetige technische Fortschritte angenommen, die gegenüber den heutigen Produktionsanlagen bei verschiedensten Aspekten erhebliche Unterschiede ergeben.

Bei der Nutzung von Erdgas oder Erdöl ist davon auszugehen, dass im für die Beschaffung von neuen Produktionsanlagen interessierenden Zeitbereich, das heisst nach dem Jahr 2010, beim einfachen Gasturbinenprozess ein Wirkungsgrad bezüglich der Elektrizitätserzeugung von 36% erreicht wird. Über den sogenannten Kombiprozess, bei dem die Abwärme der Gasturbine einen Dampfzyklus antreibt, dürften sich 60% der eingesetzten Primärenergie in elektrische Energie umwandeln lassen.

Bei der Nutzung der Kohle wurde als Technologie je hälftig Druck-Wirbelschichtfeuerung und Staubfeuerung angenommen. Die heute typischen Wirkungsgrade von 36 bis 37% dürften sich auf rund 50% erhöhen.

Auch bei der Kernenergie sind Verbesserungen zu erwarten. Dazu gehören zum Beispiel eine Auslegungslebensdauer von 60 Jahren, eine Verringerung des Materialaufwandes für das Kraftwerk sowie eine verbesserte Brennstoffausnutzung. Die verwendeten Werte basieren auf Projekten zweier Hersteller.

Deutliche technologische Verbesserungen dürften sich auch bei der Photovoltaik ergeben. Bei den heute überwiegend eingesetzten kristallinen Siliziumzellen wird eine Wirkungsgradverbesserung des Moduls auf 18% erwartet (+50%). Bei den amorphen Zellen, welche heute einen Wirkungsgrad von unter 5% aufweisen, darf durch die Weiterentwicklung der Dünnschichttechnologie eine Steigerung auf 10% erwartet werden. Das Produktionssystem «Solar» setzt sich aus 80% monokristallinen und 20% amorphen Zellen zusammen, die auf Schrägdächern angebracht sind.

Genutzter Energieträger	Technologie	Abkürzung Technologie	Abkürzung Produktionssystem
Erdgas	Kombiprozess Gasturbine/ Dampfzyklus	Kombi Gas	Kombi Gas
Erdölprodukte	Kombiprozess Gasturbine/ Dampfzyklus	Kombi Öl	Kombi Öl
Steinkohle	Druck-Wirbelschichtfeuerung	Ko-Wirbel	Kohle
	Staubfeuerung	Ko-Staub	
Kernenergie	Fortgeschrittene Leichtwasserreaktoren	Nuklear	Nuklear
Sonnenenergie	Photovoltaik-Schrägdachanlage: Monokristalline Siliziumzellen	Photo krist.	Solar
	Photovoltaik-Schrägdachanlage: Amorphe Siliziumzellen	Photo amorph	

Tabelle 7 Berücksichtigte Produktionstechnologien und -systeme für die Mankodeckung.

Von den in Kapitel 3.5 erwähnten neuen Energietechnologien könnte sich die Brennstoffzelle zu einer valablen Option für die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung entwickeln. In erster Linie würde sie einen Teil des erwarteten und im Basisangebot berücksichtigten Zuwachses an WKK-Anlagen decken. Die Varianten der Mankodeckung wären damit nicht beeinflusst.

Für die Beurteilung der ökologischen Auswirkungen des Gesamtparks wurden auch die Wasserkraft sowie dezentrale, erdgasbetriebene Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen mit Gasturbine oder Kolbenmotor untersucht.

Es muss hier nochmals betont werden, dass in den Nachfrageprognosen die Bemühungen um einen rationellen Energieeinsatz bereits berücksichtigt sind. Staatliche Zwangseingriffe in den Verbrauch von Elektrizität werden nicht als Option zur Deckung des Mankos betrachtet.

6.3 Kraftwerkpark – Varianten für die Mankodeckung 2029/30

Aus den oben aufgeführten fünf Produktionssystemen wurden insgesamt sieben Varianten eines ergänzenden Kraftwerkparks zusammengesetzt, mit denen das mittlere Manko gedeckt werden kann. Dabei ging es nicht nur um die Berücksichtigung verschiedener energiewirtschaftlicher Kriterien; die Varianten sollten sich auch bezüglich einiger der häufig diskutierten Fragen deutlich voneinander unterscheiden.

Die sieben Varianten sind in Tabelle 8 beschrieben. Es wird auf das Winterhalbjahr Bezug genommen, denn dieses ist für die Bestimmung der Grösse des Kraftwerkparks massgebend. Die Prozentanteile geben jeweils den Anteil der für die Deckung des Mankos notwendigen Energieproduktion an. In zwei Fällen, nämlich den Varianten 3 und 7, wurden nicht die Prozentanteile am Manko, sondern die heute schon installierte Kraftwerksleistung als Ausgangspunkt genommen.

Mit der ersten Variante wird das Manko vollständig mit inländischen, fossil befeuerten Kraftwerken gedeckt. Durch die Mischung der verschiedenen fossilen Energieträger soll eine gewisse Unabhängigkeit und Risikoverteilung erreicht werden.

Die zweite Variante beruht ausschliesslich auf Kernenergie im Inland.

Variante 3 sieht eine Mischung inländischer Kernenergie (entsprechend der heutigen Kapazität) und gasbetriebener Kombikraftwerke vor.

Bei einem vollständigen bzw. hälftigen Verzicht auf inländische Produktion, aber gezielten Bemühungen um eine breite Abstützung auf verschiedene Energieträger, könnten die Varianten 4 und 5 entstehen. Bei beiden ist der Bau von zusätzlichen Übertragungsleitungen unumgänglich.

Die Varianten 6 und 7 schliesslich entstehen aus den Varianten 1 und 3, indem 5% des Mankos im Winterhalbjahr durch Photovoltaikanlagen produziert werden, und zwar zu Lasten des Anteils von Gas-Kombi-Kraftwerken.

Um die Kraftwerksleistung zu bestimmen, welche für die Deckung des Mankos mit diesen Produktionsanteilen installiert werden muss, wurden folgende auf Betriebserfahrungen basierende Verfügbar-

keiten der Kraftwerkstypen im Winter definiert:

- Kombi Gas 90%
- Kombi Öl 90%
- Nuklear 95%
- Kohle 90%
- Photovoltaik 7%

Eine Verfügbarkeit von 7% für die Photovoltaik bedeutet, dass mit einem Kilowatt installierter Leistung während der 4370 Winterstunden etwa 300 kWh Energie erzeugt werden können. Theoretisch ist also eine Photovoltaikanlage während rund 300 Stunden voll in Betrieb und steht während der restlichen Zeit still. Dieser Wert ist typisch für eine Dachaufstellung an einem guten, nebelarmen Standort im Mittelland. Er ist vor allem meteorologisch bestimmt und kann auch mit technischen Verbesserungen nicht wesentlich erhöht werden.

Aus den Mankowerten für die «Nachfrage hoch» und «Nachfrage tief» (Tabelle 5), den Anteilen der Produktionssysteme an den Mankodeckungsvarianten (Tabelle 8), und den Verfügbarkeiten lässt sich die für Energieproduktion im Winter notwendige installierte Leistung bestimmen (Tabelle 9).

Auffallend ist die sehr hohe Leistung, die wegen der begrenzten Sonnenscheindauer und damit geringen Verfügbarkeit von Photovoltaikanlagen zur Produktion des 5%-Anteils der Varianten 6 und 7 installiert werden muss. Sonst ergeben sich, wie am Beispiel «Nachfrage tief» in Bild 12 zu sehen ist, zwischen den verschiedenen Varianten der Mankodeckung nur geringe Unterschiede bei der installierten Leistung.

1	**Konv.-th.**	**Konventionell-thermisch Inland** *Inland: 50% Kombi Gas, 25% Kombi Öl, 25% Kohle*
2	**Kern**	**Kernenergie Inland** *Inland: 100% Nuklear*
3	**Mix**	**Kernenergie Inland wie heute, Rest Kombi Gas** *Inland: Nuklear wie heute, Rest bis zur Mankodeckung: Kombi Gas*
4	**Import 100**	**Vollständiger Import der Energie zur Mankodeckung** *Ausland: 10% Kombi Gas, 30% Kohle, 60% Nuklear*
5	**Import 50**	**Hälftiger Import der Energie zur Mankodeckung** *Ausland: 10% Kohle, 40% Nuklear* *Inland: 25% Kombi Gas, 25% Nuklear*
6	**Konv.-th. + Solar**	**Konventionell-thermisch Inland und 5% Solaranteil** *Inland: 47,5% Kombi Gas, 23,75% Kombi Öl, 23,75% Kohle, 5% Solar*
7	**Mix + Solar**	**Kernenergie Inland wie heute, Kombi Gas und 5% Solaranteil** *Inland: Nuklear wie heute, 5% Solar, Rest bis zur Mankodeckung: Kombi*

Tabelle 8 In diesem Bericht betrachtete Varianten der Mankodeckung. Die Prozentzahlen geben jeweils den Anteil des Mankos im Winterhalbjahr an, der vom genannten Produktionssystem gedeckt wird. Bei der Variante 3 ergibt sich im Jahr 2029/30 und der «Nachfrage tief» die Verteilung 68% Nuklear, 32% Kombi Gas. Bei der «Nachfrage hoch» lauten die Anteile Nuklear 43%, Kombi Gas 57%. Bei Variante 7 gehen die 5% Solar zu Lasten des Prozentanteils Kombi Gas.

	Variante der Mankodeckung		Inland (MW)					Ausland (MW)			Total (MW)
			Kombi Gas	Kombi Öl	Kohle	Nuklear	Solar	Kombi Gas	Kohle	Nuklear	
Nachfrage hoch	1	konv.-th.	3600	1800	1800						7200
	2	Kern				6800					6800
	3	Mix	4100			2900					7000
	4	Import 100						700	2200	4100	6900
	5	Import 50	1800			1700			700	2700	6900
	6	Konv.-th.+Solar	3400	1700	1700		4800				11600
	7	Mix+Solar	3800			2900	4800				11500
Nachfrage tief	1	Konv.-th.	2300	1100	1100						4500
	2	Kern				4300					4300
	3	Mix	1500			2900					4400
	4	Import 100						500	1400	2600	4400
	5	Import 50	1100			1100			500	1700	4400
	6	Konv.-th.+Solar	2100	1100	1100		3000				7300
	7	Mix+Solar	1200			2900	3000				7200

Tabelle 9 Zu installierende Leistung der Produktionssysteme für die Mankodeckung im Jahr 2029/30 in MW.

Im für die Versorgung kritischen Winterhalbjahr sind die Kraftwerke grundsätzlich bis an die Grenze ihrer Verfügbarkeit voll ausgelastet.

Im Sommer muss zur Mankodeckung die installierte Kraftwerksleistung nicht voll ausgenützt werden. Eine Mehrproduktion mit Verkauf ins Ausland wäre möglich, wird aber nicht in die Betrachtung einbezogen. Der Einsatz der Kraftwerke richtet sich nach wirtschaftlichen Kriterien. Die verfügbare Leistung wird entsprechend den kurzfristigen Grenzkosten (vor allem Brennstoffkosten) eingesetzt. Daraus ergibt sich die Reihenfolge Photovoltaik, Kernkraftwerke, Kohlekraftwerke, Kombi-Kraftwerke (Gas), Kombi-Kraftwerke (Öl). Bei gleichen Kraftwerkstypen wurde die inländische Produktion vorrangig behandelt. Die Jahresproduktion für die Mankodeckung im Jahr 2029/30 unter der Voraussetzung von durchschnittlichen Verhältnissen ist in Tabelle 10 dargestellt.

Über das ganze Jahr betrachtet leistet die solare Stromproduktion bei den Varianten 6 und 7 einen Beitrag von 10% (Nachfrage tief) bzw. 9% (Nachfrage hoch) an die Mankodeckung.

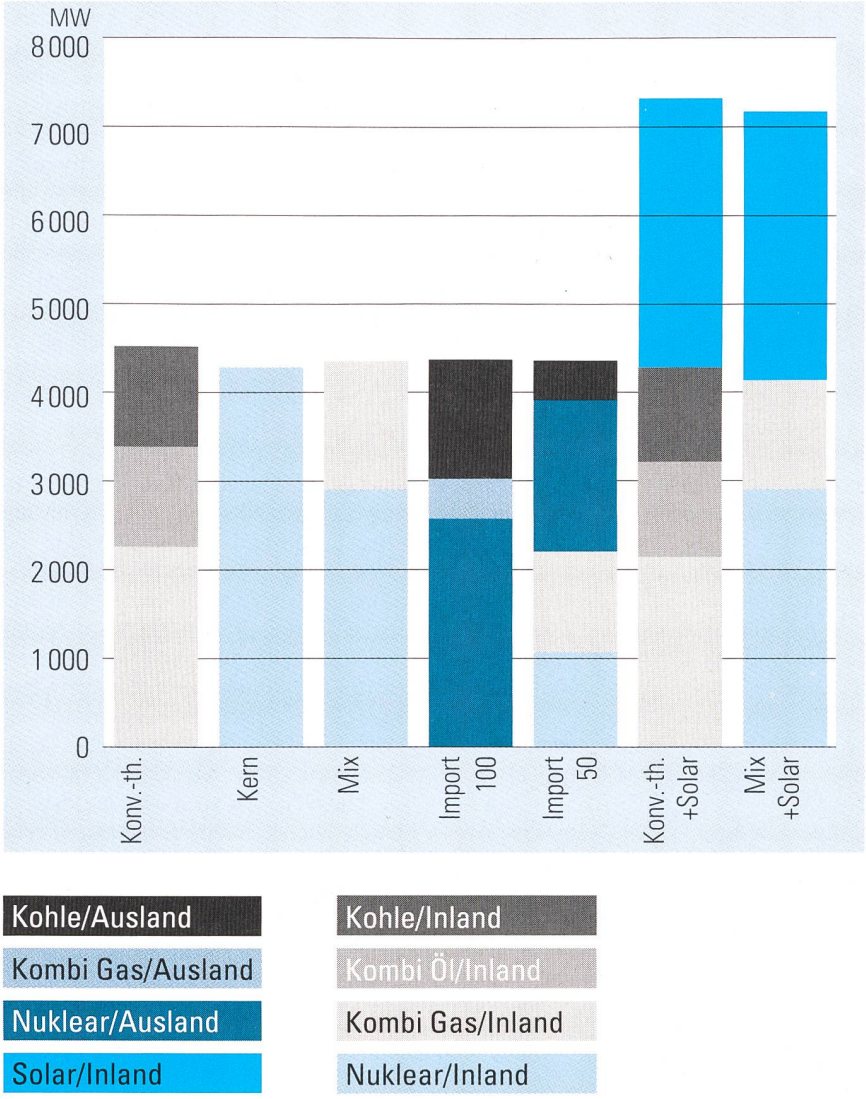


Bild 12 Bei «Nachfrage tief» im Jahr 2029/30 zu installierende Leistungen für die Mankodeckung.

6.4 Energiewirtschaftliche Beurteilungskriterien

6.4.1 Gestehungskosten der einzelnen Produktionssysteme

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in diesem Abschnitt beschränkt sich auf die durchschnittlichen Gestehungskosten der einzelnen Produktionssysteme (Kraftwerkstypen) am Ort der Produktion.

Es wurden die relativen Gestehungskosten sowie ihre Empfindlichkeit auf Änderungen betrachtet. Die absolute Höhe ist Jahrzehnte zum voraus kaum abschätzbar und für den Vergleich der Produktionssysteme und der Varianten der Mankodekkung auch nicht nötig. Der ganze Produktionszyklus, inkl. zum Beispiel Reststoffdeponien und Abbruch, ist berücksichtigt.

Die Aussagen stützen sich auf bestehende Unterlagen, zum Beispiel der UNIPEDE oder der OECD, und betreffen grundsätzlich einen Einsatz der Produktionssysteme als Grundlast-Kraftwerk mit 6600 Betriebsstunden im Jahr. Die Gestehungskosten weisen je nach Typ zwischen den verschiedenen Ländern teils erhebliche Abweichungen auf.

Für die Schweiz stellt die *Kernenergie* eine sehr wirtschaftliche Option für die Produktion von Grundlastenergie dar. Als kapitalintensive Produktionsform profitiert sie von den relativ niedrigen Zinssätzen. Konzentrierte Planungs- und Bewilligungsverfahren auf der Basis von internationalen Standards und eine verzögerungsfreie Erstellung sind allerdings Voraussetzung für günstige Gestehungskosten.

Die Wirtschaftlichkeit von *Kohlekraftwerken* wird relativ stark durch den Standort bestimmt. Die günstigste Kohle wird vom Weltmarkt, vor allem über die Nordseehäfen, auf das europäische Festland angeliefert. Da der Binnentransport, und hier besonders das Umladen, die Kosten massiv beeinflusst, ist der Standort Schweiz für die Kohleverstromung als relativ ungünstig anzusehen. Allerdings dürften die Kohlepreise wegen der sehr grossen, weltweit gut verteilten Vorräte auch langfristig stabil bleiben. Gegenüber Kernenergie dürfte der Preisnachteil des Kohlestroms für die Schweiz mittel- bis langfristig rund 25% betragen.

Aufgrund der geringen spezifischen Investitionskosten und der kurzen Bauzeiten drängen heute erdgasbefeuerte *Kombi-Kraftwerke* auf den europäischen Markt. Über die mittelfristige Entwicklung des Öl- bzw. Erdgaspreises besteht wegen der geografisch ungleichen Verteilung und der beschränkten Reichweite der Vorräte eine gewisse Unsicherheit. Der heute schon hohe, in absehbarer Zeit bis auf 60% ansteigende Wirkungsgrad dämpft allerdings den Einfluss der Brennstoffpreise. Für die Schweiz ist heute von Gestehungskosten der in Kombi-Kraftwerken produzierten Elektrizität auszugehen, die zwischen Kern- und Kohlekraftwerken liegen. Wegen der mangelnden inländischen Lagerbarkeit von Erdgas drängt es sich auf, dass ein gewisser Teil der Kombi-Kraftwerke ausschliesslich oder alternativ (Zweistoff-Feuerung) auch mit Erdöl betrieben werden kann. Die Produktionskosten dürften in diesem Fall aufgrund zusätzlicher Massnahmen zur Rauchgasreinigung leicht höher sein. Zweistoff-Feuerung ermöglicht andererseits, dass der Erdgasbezug in Zeiten mit hohem Bedarf, also bei tiefen Temperaturen, reduziert werden kann. Dies hat eine günstige Wirkung auf den Bezugspreis von Erdgas.

Die Kosten aus photovoltaisch erzeugtem Strom liegen aufgrund des ausserordentlich hohen Investitionsaufwandes um rund das Zehnfache über den Kosten der Produktion aus thermischen Kraftwerken. Durch Wirkungsgradverbesserungen werden die durchschnittlichen Gestehungskosten sinken. Das Ausmass ist heute nur schwer abschätzbar, da ein besserer Wirkungsgrad nur die benötigte Fläche reduziert und damit ausschliesslich die Modulkosten beeinflusst. Die Kosten der übrigen Komponenten können vorwiegend durch Serienfertigung verringert werden. Eine solche wird nur dann stattfinden, wenn für Solarstrom – nach einem eigentlichen technologischen Quantensprung – der Anschluss an die Konkurrenzfähigkeit absehbar ist.

Bei der *Beschaffung aus dem Ausland* werden zur Vereinfachung der Betrachtung und mit Blick auf die Vergleichbarkeit der Aussagen die gleichen Ansätze wie für inländische Produktion gewählt. Zu den im allgemeinen günstigeren Produktionsbedingungen im Ausland kommen zusätzliche Kosten für die Übertragung des Stroms.

Aus heutiger Sicht ergeben die Mankodeckungsvarianten mit einem hohen Kernenergieanteil die tiefsten Produktionskosten pro Kilowattstunde Bandenergie. Eine vollständig konventionell-thermische Lösung (Mankodeckungsvariante 1) ist etwa 20% teurer als jene, welche völlig auf Kernenergie beruht (Mankodeckungsvariante 2). Ein 5%-Anteil von Photovoltaik an der Winterproduktion führt praktisch zu einer Verdopplung der gesamten durchschnittlichen Gestehungskosten.

6.4.2 Effekte grossräumiger Übertragung

Solange die Produktionsanlagen für die Mankodeckung relativ gleichmässig im Inland verteilt sind, ergeben sich – über die Beseitigung der heute schon bestehenden Netzengpässe hinaus – keine besonderen Anforderungen an das Übertragungsnetz und auch keine wesentlichen Zusatzkosten.

Importe können bezüglich Versorgungssicherheit nur so lange der inländischen Produktion annähernd gleichgesetzt werden, als unter anderem auch die nötigen Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen. Leitungen sind aber verletzlich, und so müssten entsprechend grosse Reservekapazitäten bereitgestellt werden, wenn die gleiche Versorgungssicherheit wie bei inländischer Produktion verlangt wird. Alternativ zu den Reservekapazitäten im Übertragungsnetz könnten Produktionsreserven in der Schweiz vorgesehen werden. Diese inländischen Reservekraftwerke könnten von ihrem Typ her auch auf kurzfristigen Betrieb (z.B. Gasturbinen oder Hochdruck-Wasserkraftwerke) ausgelegt sein.

Unter der Annahme gleicher Erstellungs- und Betriebskosten von Kraftwerken in der Schweiz wie im Ausland und bei gleichen Anforderungen an die Versorgungssicherheit entsteht also bei Varianten, welche stark auf Beschaffung aus dem Ausland abstellen, immer ein Mehraufwand. Dies gilt allerdings dann nicht mehr, wenn die Kosten von Kraftwerken in der Schweiz, etwa wegen höherer Abgaben oder längerer Bewilligungsverfahren, deutlich höher sind als im Ausland.

	Variante der Mankodeckung		Inland (Mrd. kWh)					Ausland (Mrd. kWh)			
			Kombi Gas	Kombi Öl	Kohle	Nuklear	Solar	Kombi Gas	Kohle	Nuklear	Total = Manko
Nachfrage hoch	1	konv.-th.	25,1	8,5	12,6						46,2
	2	Kern				46,2					46,2
	3	Mix	25,2			20,9					46,2
	4	Import 100						2,8	13,9	29,5	46,2
	5	Import 50	9,2			12,3			5,0	19,6	46,2
	6	Konv.-th.+Solar	23,3	6,7	11,9		4,2				46,2
	7	Mix+Solar	21,0			20,9	4,2				46,2
Nachfrage tief	1	Konv.-th.	14,9	4,4	7,9						27,2
	2	Kern				27,2					27,2
	3	Mix	6,3			20,9					27,2
	4	Import 100						1,8	6,9	18,6	27,2
	5	Import 50	4,4			7,7			2,7	12,4	27,2
	6	Konv.-th.+Solar	12,8	4,2	7,5		2,7				27,2
	7	Mix+Solar	4,9			19,7	2,7				27,2

Tabelle 10 Mittlere Stromproduktion für die Mankodeckung im hydrologischen Jahr 2029/30.

6.4.3 Anpassung an die Netzlast

Die verfügbare Leistung der Kraftwerke muss jederzeit mit der Nachfrage übereinstimmen. Für zeitweise nichtverfügbare Produktion muss deshalb Reserve bereitstehen.

Bei Laufwasser-, Wind- und Solarkraftwerken ist die Produktion direkt an das momentane Primärenergieangebot gekoppelt. Der Unterschied zwischen installierter und momentan verfügbarer (nutzbarer) Leistung ist dabei oft relativ gross. Während die Leistung bei Laufwasserkraftwerken während Stunden nur unwesentlich schwankt, sind bei Solarkraftwerken und Windkraftwerken erhebliche Schwankungen im Sekundenbereich gegeben. Diese Schwankungen müssen von anderen, nach ihrer Funktion als Regulierkraftwerke bezeichneten und ausgelegten Anlagen aufgefangen werden.

Die für die Produktion von 5% der Winterenergie zu installierenden 3000 bis 5000 MW Photovoltaik würden einen ausserordentlich hohen Regulieraufwand im Netz zur Folge haben. Die notwendige Regulierreserve liegt selbst bei einer Vielzahl von im ganzen Land verstreuten Kleinanlagen nur wenig unter der insgesamt installierten Leistung der Photovoltaikanlagen. Für die längerfristige Umlagerung jenes Teils der Produktion, welcher zum Beispiel im Sommer bei gleichzeitig sehr hoher Produktion der Wasserkraftwerke nicht bedarfskonform anfällt, sind zusätzliche Pumpspeicherkapazitäten zu erstellen und bereitzuhalten, oder es ist ein kurzfristig vereinbarter Export zu Marktpreisen in Kauf zu nehmen, welche den kurzfristigen Grenzkosten entsprechen.

Auf dem internationalen Markt bewegen sich heute die kurzfristigen Grenzkosten im Bereich der Brennstoffkosten von Grundlastkraftwerken, also bei 2 bis 5 Rp/kWh. Der energiewirtschaftliche Wert der Produktion aus Solarkraftanlagen ist also in der Nähe dieser Zahl zu suchen. Faktisch entsteht durch den Bau solcher Anlagen keine Reduktion des auch ohne sie zu erstellenden Kraftwerkparks, sondern nur eine Brennstoffeinsparung, die sehr teuer erkauft werden muss.

6.4.4 Anpassung an die längerfristige Entwicklung des Verbrauchs (Prognoseunsicherheit)

Da die Prognose von Angebot und Bedarf mit Unsicherheiten behaftet ist, sind

zwei Eigenschaften zumindest für einen Teil des Kraftwerkparks wichtig:

- *niedrige Fixkosten*, damit bei fehlendem Bedarf nur geringe Stillstandskosten verursacht werden.
  Die geringsten Investitionen der verschiedenen thermischen Kraftwerkstypen verursachen Gasturbinen. Ihre variablen (Betriebs-)Kosten sind aber sehr hoch, deshalb sind sie bei einem längeren Betrieb bald teurer als thermische Mittel- oder Grundlast-Kraftwerke. Somit kann es unter Umständen günstiger sein, Mittel- oder Grundlast-Kraftwerke zu bauen und die nicht benötigte Produktion über den Handel zu verwerten.
- *kurze Realisierungszeiten*, um auf Änderungen der Nachfrageentwicklung rasch reagieren zu können.
  Gasturbinen, aber auch Kombi-Kraftwerke, weisen hier rein technisch gesehen erhebliche Vorteile auf. Bedingung ist allerdings das Vorliegen der Bewilligungen gemäss Luftreinhalteverordnung.

Sind kurze Realisierungszeiten und, allerdings in zweiter Linie, niedrige Fixkosten gegeben, so wird der Bau von kleinen Anlagen zur stetigen Verfolgung der Nachfrageentwicklung unwirtschaftlich. Viele Kostenkomponenten von Kraftwerken weisen, auf die produzierte kWh umgerechnet, mit zunehmender Grösse eine stark fallende Tendenz auf. Dieser grundsätzliche Vorteil von relativ grossen Anlagen kann auch durch die Qualitäten von dezentralen Kleinanlagen wie Verbrauchernähe und günstigere Abwärmenutzung nur schwer kompensiert werden.

Bezüglich Anpassung an die Verbrauchsentwicklung sind also jene Varianten der Mankodeckung günstig, welche einen gewissen Anteil an Anlagen mit tiefen Fixkosten und kurzer Erstellungszeit aufweisen.

6.5 Ökologische Gesichtspunkte

Stromproduktion und -versorgung ohne Auswirkungen auf die Umwelt ist prinzipiell nicht möglich. Grenzen für die Minimierung negativer Einflüsse ergeben sich aus naturwissenschaftlichen Gegebenheiten sowie durch die Forderung nach einer wirtschaftlich konkurrenzfähigen, sicheren und zuverlässigen Stromversorgung. Es muss nach Lösungen gesucht werden, die möglichst geringe Eingriffe in natürliche Abläufe und Vernetzungen verursachen, denn ein funktionierendes Ökosystem ist Voraussetzung für menschliches Wohlbefinden.

Die geeignete Wahl von Energiequelle und Stromproduktionsart erlaubt oft, Umweltschäden zu minimieren. So ist zum Beispiel Strom aus Wasserkraft erneuerbar und unter der Voraussetzung umweltverträglicher Produktionsanlagen mit minimalen Emissionen verbunden. Leider ist aber das Potential der Wasserkraft mengenmässig beschränkt.

Oft erlaubt es der Einsatz von Strom, Umweltschäden durch menschliche Tätigkeit zu mindern. Diese Möglichkeit wird in diesem Bericht nicht weiter berücksichtigt, darf aber nicht vergessen werden.

Technische Verbesserungen und das zunehmende Wissen um ökologische Zusammenhänge erlauben es, die Umwelteinflüsse der Stromproduktion und -versorgung zunehmend zu verringern. Dies kann durch umwelttechnische Massnahmen zur Emissionsbegrenzung (z.B. Rauchgasreinigung) oder durch die weitere Erhöhung der Sicherheit (z.B. bei Kernkraftwerken) bei bereits bestehenden Anlagen erreicht werden. Bei neuen Anlagen ergeben sich durch den neuesten Stand der Umwelttechnik und die Steigerung des Wirkungsgrads der Anlagen (vor allem augenfällig bei konventionell-thermischen Kraftwerken) oft besonders markante Verbesserungen in verschiedener Hinsicht. Die anstehende Erneuerung eines wesentlichen Teils der bestehenden Produktionsanlagen ab etwa 2010 ermöglicht deshalb eine weitere Optimierung des Kraftwerkparks.

Die Umwelteinflüsse aus Produktion und Verteilung von Strom entstehen an verschiedenen Orten und wirken sich in verschiedenen Bereichen der Umwelt aus. Ist bei den Wasserkraftwerken vorwiegend das Wasserregime von Fliessgewässern betroffen, entstehen bei den mit Kohle, Öl und Erdgas betriebenen Kraftwerken Emissionen an die Luft, die sich lokal, aber auch global (Treibhauseffekt) auswirken können. Beim Vergleich der verschiedenen Stromproduktionssysteme sind aber nicht nur die Auswirkungen beim Betrieb der Kraftwerke und bei der Energieverteilung einzubeziehen, sondern auch diejenigen, welche beim Bau und Abbruch der Anlagen entstehen. Weiter sind in der Gesamtbilanz der Umweltauswirkungen die Gewinnung der Brennstoffe (z.B. Kohle, Erdgas, Uran), deren Transport und vor allem die Entsorgung von Endprodukten (z.B. Filterasche, radioaktive Abfälle) zu berücksichtigen. Fundierte Abklärungen müssen deshalb die gesamte Kette der Energie- und Stoffflüsse der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien einbeziehen. Für derart umfassende Abklärungen verwendet man auch den Ausdruck Lebenszyklusanalyse (LCA[7]).

Der Vergleich der relevanten Umweltauswirkungen verschiedener Stromproduktionssysteme stellt hohe Anforderungen. Einmal ist zwischen *Emissionen* der Anlagen (Luftschadstoffe, Radioaktivität) und den dadurch verursachten Beeinträchtigungen (durch *Immissionen*) zu unterscheiden. Immissionen können lokal oder aber auch erst in grosser Entfernung von der Anlage entstehen und zwar direkt oder indirekt, das heisst erst nach komplizierten chemischen Umwandlungen. Zum anderen sind die tatsächlichen Auswirkungen dieser Stoffe auf Lebewesen, einschliesslich des Menschen, nur in Teilbereichen bekannt. Die Vielfalt der Vorgänge und die unterschiedlichsten Wirkungen dieser Stoffe in den Umweltbereichen Wasser, Boden und Luft machen eine vergleichende Bewertung der Beeinträchtigungen schwierig. Es wird zwar auf den verschiedensten Gebieten intensiv geforscht, jedoch sind allgemein gültige Vergleichsmethoden oder gar Bewertungsmassstäbe auch auf längere Sicht kaum zu erwarten. Dies bedeutet, dass entsprechende Aussagen auf Teilbereiche beschränkt bleiben und Abschätzungen unter verschiedenen Annahmen getroffen werden müssen.

Fundierte Arbeiten über Emissionen, die in den Energieketten verschiedener Produktionstechnologien entstehen, sind seit einiger Zeit am Paul Scherrer Institut (PSI) und an der ETH Zürich als Beitrag zum Projekt GABE («Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen») im Gange. Dabei werden alle wesentlichen Vorgänge, die für die Bereitstellung des Stroms in einem Kraftwerk nötig sind, einbezogen. Die bisher publizierten Arbeiten beschränkten sich auf den heutigen Kraftwerkpark.

In Zusammenarbeit und mit Unterstützung des VSE untersuchten PSI/ETHZ die Stoffflüsse, die durch mögliche zukünftige Kraftwerkparks für die Schweiz, zusammengesetzt aus dem Basisangebot (Kapitel 3) und einer der sieben in Kapitel 6.3 beschriebenen Mankodeckungsvarianten, entstehen würden[8].

Die Komplexität des Themas machte folgende Einschränkungen, Annahmen und Definitionen notwendig:

- Konzentration auf die aus heutiger Sicht relevanten Produktionssysteme
- Berücksichtigung des technischen Fortschritts durch Annahme erheblicher Verbesserungen hinsichtlich Emissionen bei den meisten Anlagen. Wie in Kapitel 6.2 («Betrachtete Energietechnologien») bereits dargestellt, bestehen diesbezüglich aufgrund des langen Zeithorizontes gewisse Unsicherheiten

[7] LCA: Life Cycle Analysis.

[8] Environmental Inventories for Future Electricity Supply Systems for Switzerland; PSI-Bericht, 1995.

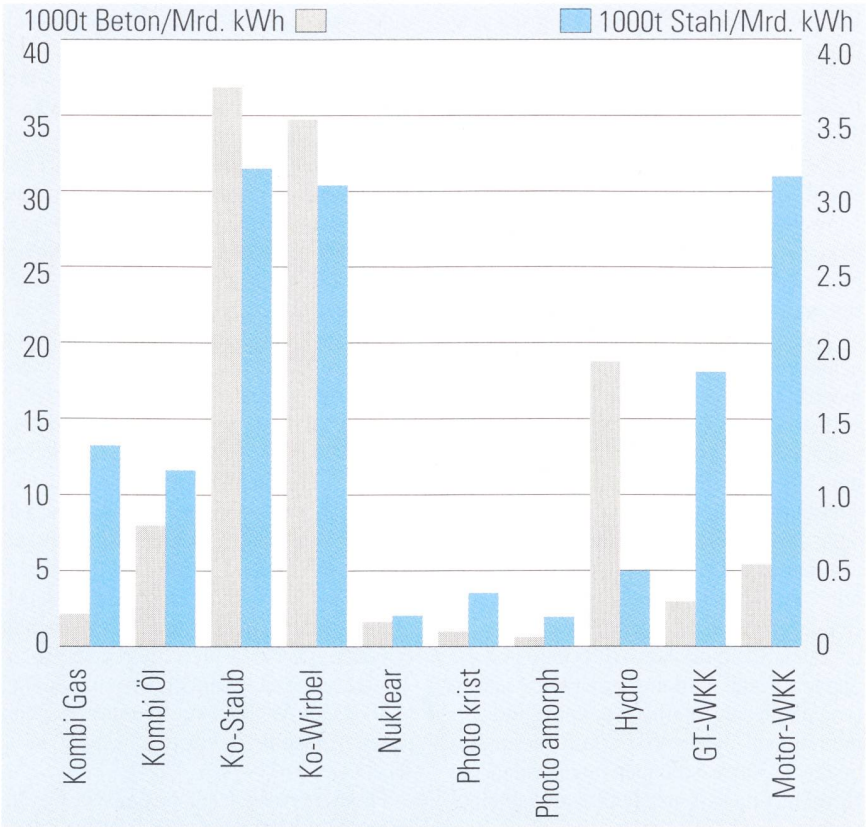


Bild 13 Spezifischer Verbrauch von Beton und Stahl bei verschiedenen Produktionssystemen.

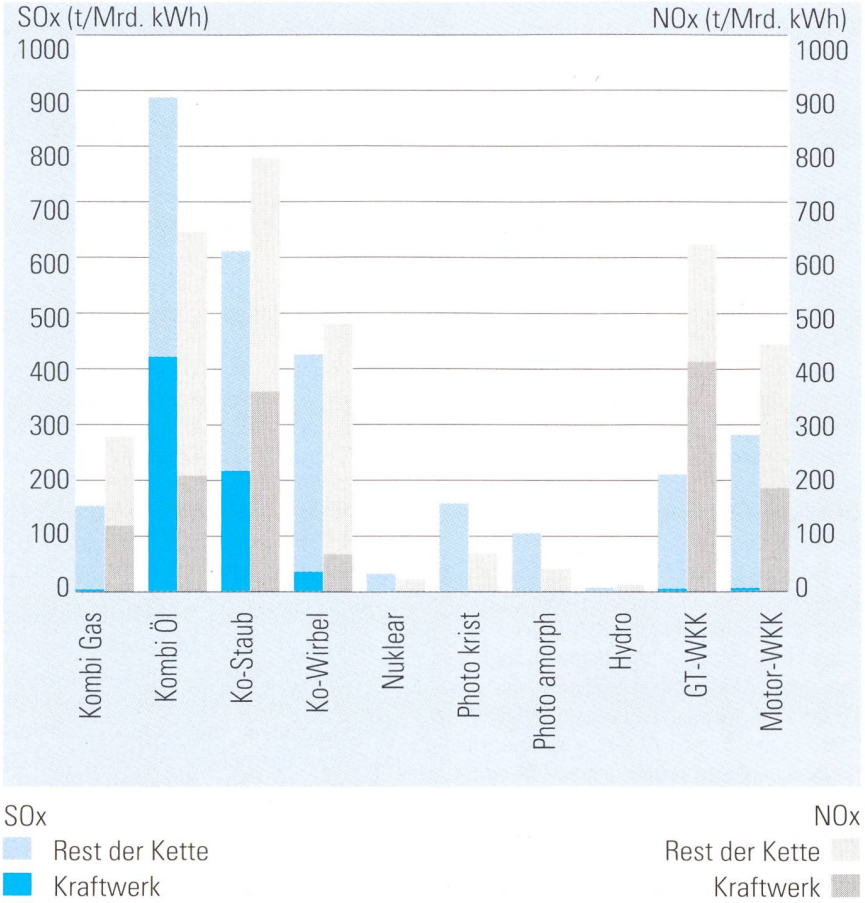


Bild 14 Spezifische Emission von Stickoxiden und Schwefeloxiden der Energieketten verschiedener Produktionstechnologien, getrennt nach Emission durch den eigentlichen Kraftwerkbetrieb und durch den Rest der Kette.

- Materialherstellung und Transportsysteme werden gemäss heutigem Stand der Technik in die Berechnung einbezogen. Eine Ausnahme bildet die Photovoltaikzellen-Produktion, bei welcher künftige Verbesserungen einbezogen sind
- Annahmen über die Herkunft von Primärenergieträgern (was Qualität- und Transportaufwand bestimmt) beruhen meistens auf der heutigen Marktsituation
- Bei den verschiedenen Produktionssystemen wurde eine typische jährliche Benutzungsdauer angenommen
- Es wurden hauptsächlich die wichtigsten Emissionen an die Luft berücksichtigt
- Beschränkung auf den Normalbetrieb. Schwere, sehr seltene Unfälle sind nicht über durchschnittliche Stoffflüsse charakterisierbar
- Aufteilung der Emissionen bei gekoppelter Produktion (gleichzeitige Strom- und Wärmeproduktion) nach dem Energiegehalt[9]

Zuerst wird der Bedarf an Energie, Material und Transporten zusammengestellt, welche für den Bau, Betrieb, Abbruch und die Entsorgung von Anlagen erforderlich ist. Als Beispiel ist der spezifische Einsatz von Beton und Stahl bei den verschiedenen Produktionstechnologien[10] in Bild 13 dargestellt.

Mit Hilfe von detaillierten Relationen zwischen den eingesetzten Materialien und Energieträgern einerseits, den Emissionen bei deren Bereitstellung und Einsatz andererseits, lassen sich anschliessend die relevanten Emissionen der Energieketten berechnen. Die direkten Kraftwerksemissionen während des Betriebes und die übrigen Emissionen der Prozesskette vom Ort der Rohstoffgewinnung bis zur Endbearbeitung bzw. Umwandlung unter Berücksichtigung des Transportes werden dabei getrennt betrachtet. Luftschadstoffe wie Schwefel und Stickoxide (SO_x, NO_x) wirken vor allem *lokal*, bei grossräumiger Luftverfrachtung auch regional. Die Emission von CO_2 und einiger anderer treibhausrelevanter Stoffe ist hingegen ein *globales* Problem.

[9] Unter Exergie versteht man unbeschränkt umwandelbare Energie. Elektrische und mechanische Energie haben einen Exergieanteil von 100%, während er bei der Wärme vom nutzbaren Temperaturgefälle abhängt.

[10] Verwendete Abkürzungen für Produktionstechnologien und Energieträger:Kombi-Gas = Kombiprozess (Gasturbine/Dampfzyklus) Erdgas; Kombi-Öl = Kombiprozess Erdölprodukte; Ko-Staub = Kohle-Staubfeuerung; Ko-Wirbel = Druck-Wirbelschichtfeuerung Kohle; Nuklear = Fortgeschrittene Leichtwasserreaktoren; Hydro = Wasserkraftwerk; Photo krist = Photovoltaik-Schrägdachanlage mit monokristallinen Siliziumzellen; Photo amorph = Photovoltaik-Schrägdachanlage mit amorphen Siliziumzellen; GT-WKK = Gasturbine mit Wärme-Kraft-Kopplung; Motor-WKK = Kolbenmotor mit Wärme-Kraft-Kopplung.

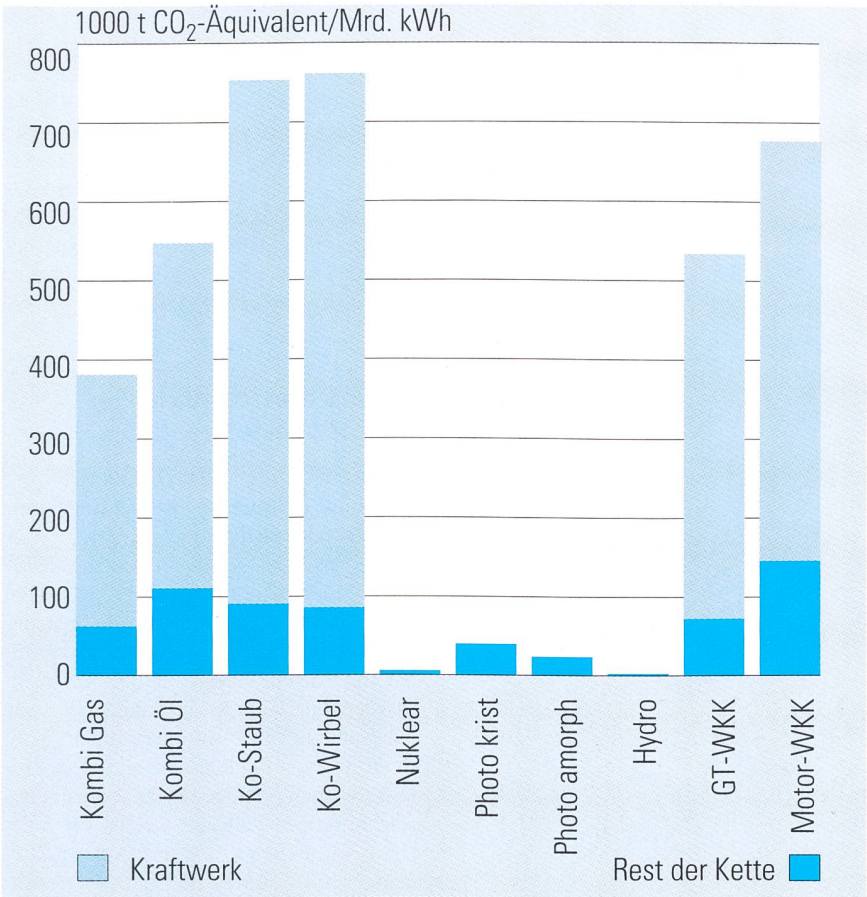


Bild 15 Spezifische Treibhausgas-Emissionen der Energieketten verschiedener Produktionstechnologien.

Als Beispiel für eher lokal wirkende Emissionen sind in Bild 14 die von den betrachteten Produktionssystemen verursachten NO_x- und SO_x-Emissionen zusammengestellt.

Die Menge der emittierten Stick- und Schwefeloxyde ist bei der Stromproduktion aus Wasserkraft und Kernenergie deutlich am geringsten. Relativ schlecht schneiden in diesem Vergleich die auf Erdöl und Kohle basierenden Produktionstechnologien ab. Aufgrund des geringen Schwefelgehaltes des Erdgases und des relativ hohen Fertigungsaufwandes von Photovoltaikanlagen liegen die Emissionen an Schwefelverbindungen bei diesen beiden Technologien in der gleichen Grössenordnung. Die direkt beim Kraftwerk entstehenden Emissionen von SO_x und NO_x bei Kohle-Druck-Wirbelschichtfeuerung und Gas-Kombi-Kraftwerken sind gering.

Die berechneten radioaktiven Emissionen an die Luft sind bei allen Produktionssystemen klein. Die Werte bei nuklearen Systemen sind am höchsten, gefolgt von jenen bei Kohle und Photovoltaik. Die Emissionen entstehen bei den nuklearen Systemen zum grössten Teil durch die Brennstoffversorgung und -wiederaufarbeitung. Die Radioaktivität bei der Photovoltaik ergibt sich im wesentlichen durch den Energieverbrauch bei der Materialbereitstellung für die Anlagen.

Man kann aufgrund von Angaben in der Mengengrösse Becquerel[11] – ähnlich wie bei Angaben über die Emissionen in Tonnen bei den vorher gezeigten NO_x und SO_x – nur wenig über die eigentlichen Folgen aussagen. Für die Bestimmung der biologischen Wirksamkeit sind für jeden einzelnen der betrachteten radioaktiven Stoffe und für verschiedenste biologische Pfade strahlen- und energieabhängige Gewichtungsfaktoren zur Berechnung der biologisch wirksamen Dosis notwendig. Aufgrund der grossen heute bestehenden Kenntnisse kann aber festgestellt werden, dass die maximal mit diesen Emissionen verbundene radiologische Belastung der Bevölkerung deutlich unter 1% derjenigen aus natürlichen und medizinischen Quellen liegt.

Bei den *global* wirksamen Emissionen haben Zeitpunkt und Ort der Abgabe kaum Bedeutung. In bezug auf die Stromerzeugung steht heute eindeutig die Vermeidung von klimawirksamen Gasen (Treibhausgasen) wie Kohlendioxid und Methan im Vordergrund.

Hier existieren international akzeptierte Vergleichsrelationen, die verschiedene Gase auf eine einheitliche Basis, die Treibhauswirkung des Kohlendioxids (CO_2) umrechnen[12]. Damit können, wie in Bild 15, die Gesamtemissionen in Form von CO_2-Äquivalenten gezeigt werden.

Für die Vermeidung von Treibhausgasen sind Wasserkraft, Kernenergie und Photovoltaik am günstigsten. Fossilthermische

[11] Die Aktivität von 1 Becquerel liegt vor, wenn von der betrachteten Stoffmenge 1 Atomkern je Sekunde zerfällt.

[12] Umrechnungsfaktoren IPPC 1994.

Stoff / Stoffgruppe	Nachfrage	1 Konv.-th.	2 Kern	3 Mix	4 Import 100	5 Import 50	6 Konv.-th. + Solar	7 Mix + Solar
SO_x (1000 t/Jahr)	hoch	18,8	2,5	5,6	12,2	6,8	17,7	5,5
	tief	11,5	1,9	2,7	7,6	4,5	10,8	2,8
NO_x (1000 t/Jahr)	hoch	22,4	3,0	9,5	13,1	8,4	20,8	8,6
	tief	14,0	2,6	4,2	8,5	5,8	13,1	3,9
CO_2-Äq. (Mio t/Jahr)	hoch	26,2	2,3	12,0	14,0	9,2	24,3	10,6
	tief	16,3	2,2	4,6	9,1	6,3	15,1	4,1
Radioaktivität (Mio. GBq/Jahr)	hoch	2,1	48,6	23,0	32,4	35,6	2,1	23,1
	tief	2,0	29,4	23,0	19,8	21,7	2,0	21,9

Tabelle 11 Ausgewählte jährliche Emissionen von Luftschadstoffen und Treibhausgasen durch die gesamte Stromerzeugung für die Nachfrageentwicklungen «hoch» und «tief».

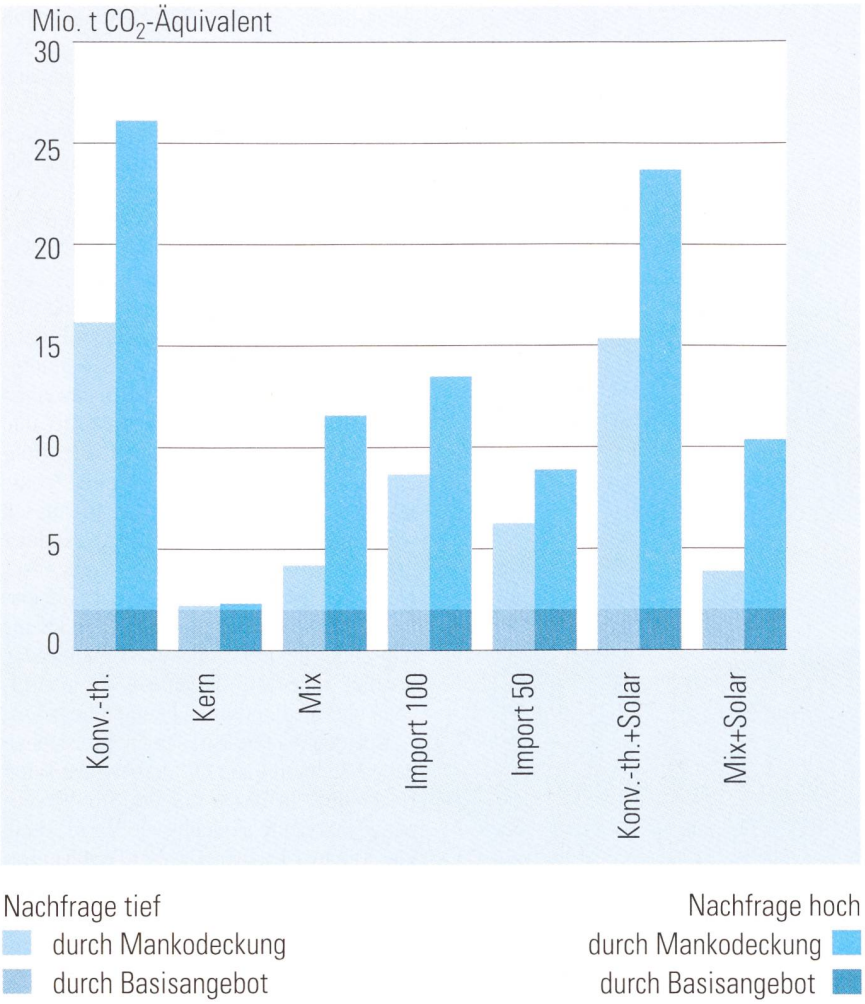


Bild 16 Gesamte Treibhausgas-Emissionen im Jahr 2029/30 durch die gesamte Stromerzeugung bei verschiedenen Varianten der Mankodeckung und unterschiedlichen Nachfrageentwicklungen.

Kraftwerke schneiden aufgrund ihres Brennstoffes wesentlich schlechter ab.

Als letzter Schritt bei der Beurteilung der ökologischen Aspekte können nun für jede der 7 Varianten der Mankodeckung die Luftemissionen berechnet werden. Tabelle 11 zeigt die wichtigsten Resultate.

Bei SO_x, NO_x und den treibhauswirksamen Emissionen zeigt sich ein relativ direkter Zusammenhang zwischen der Menge und dem Anteil an fossilen Brennstoffen, die bei einer bestimmten Mankodekkungs-Variante berücksichtigt sind.

Bild 16 zeigt die gesamten Treibhausgas-Emissionen der untersuchten möglichen Kraftwerkparks für die Nachfragevarianten hoch und tief im Jahr 2029/30. Die Emissionen des Basisangebots, 2,0 Mio. t CO_2-Äquivalent jährlich, stammen aus der heute absehbaren Entwicklung des heutigen Parks ohne neue Grossanlagen, das heisst in der Hauptsache aus dezentralen fossilthermischen Kraftwerken.

Zum Vergleich kann angeführt werden, dass der Ausstoss von Treibhausgasen in der Schweiz im Referenzjahr 1988 rund 72,2 Mio. t betrug, wobei vor allem durch die Reduktion von Chlor-Fluor-Kohlenwasserstoffen in den nächsten Jahren eine erhebliche Reduktion erwartet wird. Die schweizerische Elektrizitätsproduktion verursacht heute einen bescheidenen Ausstoss von jährlich 0,9 Mio. t CO_2-Äquivalent.

Zusammenfassend lassen sich im Hinblick auf die Beurteilung der Mankodeckungsvarianten folgende Feststellungen machen:

- Die Stromversorgung der Schweiz ist heute praktisch frei von Treibhausgasemissionen. Bei einer vollständig auf fossilen Energieträgern basierenden Mankodeckung würden 2029/30 zwischen rund 20% (Nachfrage tief) und 35% (Nachfrage hoch) der heute in der Schweiz produzierten Treibhausgase zusätzlich anfallen.
- Der Ausstoss von radioaktiven Substanzen ist zwar bei den Varianten mit Kernenergieanteil am grössten. Die absoluten Mengen sind aber im Vergleich zur jederzeit natürlich vorhandenen Radioaktivität vernachlässigbar.
- Durch den Einsatz von Photovoltaik zur Stromproduktion entsteht eine Reduktion der Emissionen, wenn damit fossile Produktion von Strom vermieden werden kann. Insgesamt bringt allerdings selbst ein energiewirtschaftlich sehr hoher Photovoltaikanteil von 5% der Winterproduktion wenig Veränderungen bei den Umwelteinflüssen.

6.6 Volkswirtschaftliche Gesichtspunkte

6.6.1 Struktur der Elektrizitätswirtschaft und ordnungspolitische Regelung des Elektrizitätsmarkts

Die heutige Struktur der schweizerischen Elektrizitätsversorgung ist durch zugeordnete Versorgungsgebiete gekennzeichnet, in welchen die Verantwortung für die Beschaffung und Verteilung der elektrischen Energie von bestimmten Versorgungsunternehmen wahrgenommen wird. Beim Bau von Produktions- und Verteilanlagen werden im allgemeinen kapitalintensive Lösungen gewählt, welche bei einer langfristigen Benutzung und Amortisation eine hohe Wirtschaftlichkeit aufweisen. Zwar erwachsen dem Versorgungsunternehmen in den ersten Betriebsjahren stärkere Belastungen, längerfristig und bei der heutigen Vermischung von älteren und neueren Anlagen entstehen aber für den Kunden tiefe Durchschnittskosten.

Bei einer Öffnung des Elektrizitätsmarktes, sei es durch Netzzugang für Dritte oder durch verstärkten Wettbewerb um Versorgungsgebiete unter den Elektrizitätsversorgern, könnten grundsätzlich solch lange Amortisationszeiten nicht mehr sichergestellt werden. Damit würde kurzfristiges Rentabilitätsdenken in den Vordergrund treten. Kapitalintensive Anlagen, wie etwa Wasserkraft- oder Kernenergieanlagen, aber auch jene Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, welche auf teure Wärmeverteilnetze angewiesenen sind, verlieren unter diesen Umständen an Attraktivität.

Auch die Investitionen in Leitungen und Kraftwerke, die als Reserve im Hinblick auf die Versorgungssicherheit getätigt werden, können unter Konkurrenzbedingungen kaum mehr vorgenommen werden.

Die obigen Aussagen, die auf eine Beurteilung der Vor- und Nachteile der verschiedenen Mankodeckungsvarianten und dabei insbesondere auf deren Empfindlichkeit bezüglich Änderungen der Marktordnung ausgerichtet sind, bedeuten nicht eine generelle Ablehnung von Wettbewerbselementen. Sie sind aber bei der Aus-

gestaltung allfälliger neuer Marktregeln im Auge zu behalten.

6.6.2 Investitionen, Know-how, Beschäftigung

Die zu berücksichtigenden volkswirtschaftlichen Zusammenhänge sind sehr vielschichtig. Folgende Aussagen stehen im Vordergrund:

- Von jedem in inländischen Kraftwerken investierten Franken profitiert die eigene Volkswirtschaft bei der Erstellung, aber auch beim anschliessenden Betrieb in vielfacher Weise; nicht zuletzt bezüglich Arbeitsplätzen, Steuern und Infrastrukturanlagen. Auch bei Aufträgen an ausländische Firmen verbleibt ein Teil des Auftragsvolumens im Inland. Am deutlichsten ist dieser Vorteil bei kapitalintensiven Produktionssystemen wie Wasserkraft, Kernenergie oder Photovoltaik.
- Die Aufrechterhaltung der inländischen Produktion sichert einen Grundbestand an Know-how, von dem auch die Exportindustrie profitieren kann. Das heutige «Wissen» hat sich über Jahrzehnte entwickelt und kann nur durch die Praxis erhalten bzw. verbessert werden.
- Eine im Vergleich zum Ausland teure Stromversorgung wirkt sich negativ auf die Volkswirtschaft aus. Energieintensive Unternehmen büssen an Konkurrenzfähigkeit ein, schliessen ihre Betriebe oder verlagern ihre Produktion ins Ausland.

Mit der Stromproduktion im Inland sind dann viele positive Aspekte verbunden, wenn der Strom kostengünstig erzeugt wird. Voraussetzung dafür ist eine hohe Produktivität der Investitionen. Dies bedingt Anstrengungen der Elektrizitätsunternehmen selbst, vor allem aber auch Anpassung der Bedingungen für den Bau und Betrieb der Anlagen an international akzeptierte Normen. Dann weisen Lösungen mit hohem Inlandanteil klare Vorteile auf.

6.6.3 Umweltverantwortung

Eine Verlagerung der Stromproduktion ins Ausland verringert die lokalen ökologischen Problemstellungen. Es werden aber Emissionen, Betriebsrisiken und Abfälle ins Ausland exportiert. Luftschadstoffe werden teilweise grossräumig verfrachtet und können dann die Schweiz wieder treffen. Der heute als zentrales Problem der Verbrennung von fossilen Energieträgern erkannte zusätzliche Treibhauseffekt ist ohnehin globaler Art und damit unabhängig vom Ort der Emissionen.

Die Verlagerung der Stromproduktion ins Ausland entbindet die Energieverbraucher nicht von der Verantwortung für die ökologischen Wirkungen, die mit jedem Energiekonsum verbunden sind. Die Kontrolle über die Produktionsanlagen und damit die Möglichkeiten der Einflussnahme sind aber tendenziell schlechter.

6.6.4 Auslandabhängigkeit

Die Frage der Autarkie der Schweiz spielt nach wie vor eine wichtige Rolle in der politischen Diskussion um die Energieversorgung. Ausser der Wasserkraft sind unter den heutigen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen kaum grössere Vorkommen an inländischen Primärenergieträgern für die Stromerzeugung nutzbar. Damit muss die Schweiz rund 85% ihres Gesamtenergiebedarfes aus dem Ausland importieren. Die Verletzbarkeit der Volkswirtschaft des Landes und die relativ geringe Versorgungssicherheit sind offensichtlich. Die negativen Folgen können zum Beispiel durch Steigerung der Energieeffizienz und Diversifikationen bei den Energieträgern, nicht zuletzt aber auch durch entsprechende Vorratshaltung verringert werden. Zudem erhöht eine Vorratshaltung die Flexibilität am Beschaffungsmarkt, so dass sie unter Umständen auch rein betriebswirtschaftlich interessant sein kann.

Elektrische Energie ist nicht in relevanten Mengen direkt speicherbar, und auch die Speicherseen der Wasserkraftwerke sind begrenzt. Bei einer Abstützung der Stromversorgung auf ausländische, nicht erneuerbare Primärenergieträger, wie sie auf absehbare Zeit hinaus unumgänglich ist, muss zumindest ein Teil der Stromproduktion auch in Krisenfällen jedwelcher Art sichergestellt sein. Produktionsanlagen, welche (auch) lagerbare Primärenergieträger verwenden können, sind deshalb vorteilhaft.

Die Lagerhaltung von Erdöl und Kohle ist durch die hohen Kosten und den Platzbedarf auf den Verbrauch einiger Monate beschränkt. Die Suche nach Möglichkeiten für die inländische Speicherung von grösseren Erdgasmengen wurde aufgegeben. Demgegenüber lässt sich Kernbrennstoff für eine sehr lange Dauer zum Beispiel am Standort eines Kernkraftwerkes mit niedrigem Aufwand lagern. Unter dem Gesichtspunkt der Autarkie schneidet Kernenergie deshalb relativ gut ab. Diesbezüglich ist sie unmittelbar hinter der Wasserkraft einzureihen.

Nach Ausschöpfung der technisch-wirtschaftlichen Potentiale der Wasserkraft, der neuen erneuerbaren Energien und von dezentralen wärmegeführten Anlagen verbleibt eine erhebliche Lücke zwischen Nachfrage und Angebot. Die verschiedenen Möglichkeiten zu ihrer Deckung müssen unter den Gesichtspunkten Wirtschaftlichkeit, Umweltschonung und Versorgungssicherheit geprüft werden.

Die Deckung der Lücke durch Stromimporte erfordert auf jeden Fall einen starken Ausbau der grenzüberschreitenden Hochspannungsleitungen und hat auch sonst verschiedene Nachteile. Grundsätzlich sollten deshalb die benötigten Kraftwerke im Inland realisiert werden. Voraussetzung ist, dass ihre Gestehungskosten im europäischen Umfeld wettbewerbsfähig sind.

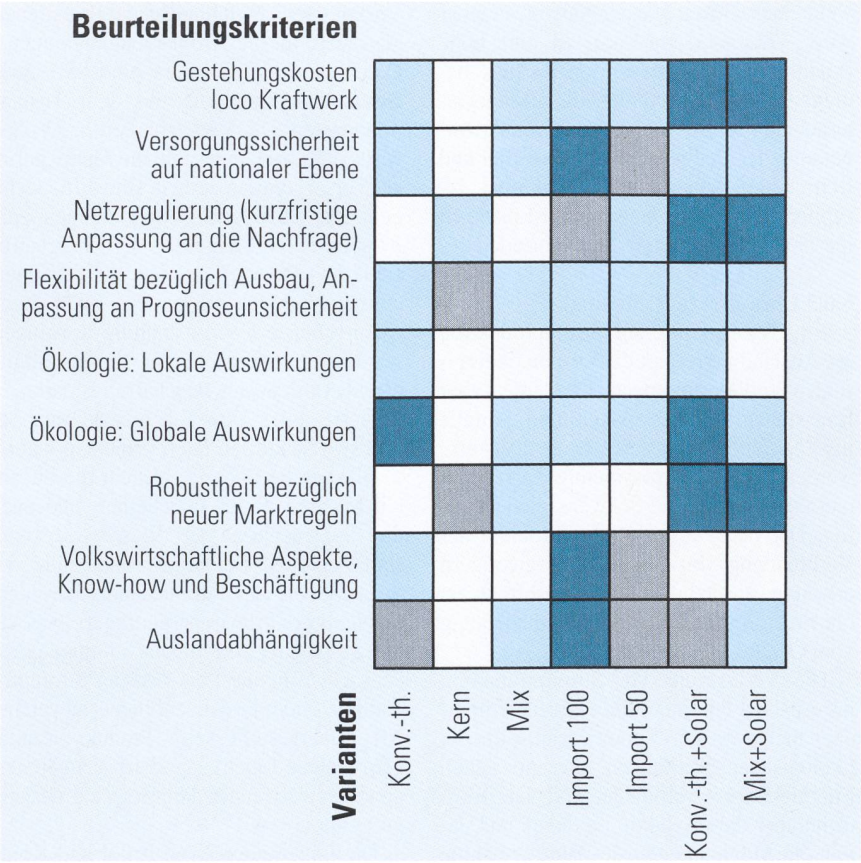
Bezüglich der Zusammensetzung des neu zu erstellenden Kraftwerkparks weist eine Mischung aus Kernenergieanlagen in etwa dem heutigen Ausmass (also der Ersatz der heutigen Kernkraftwerke am Ende ihrer Lebensdauer) und aus konventionell-thermischen, erdgasbetriebenen Anlagen gewichtige Vorteile auf.

Falls – trotz der CO_2-Problematik – ein in grossem Umfang auf fossilen Energieträgern beruhender Kraftwerkpark erstellt würde, ist der Versorgungssicherheit besondere Aufmerksamkeit zu schenken. Ein wesentlicher Teil der Kraftwerke sollte dann auch mit den lagerbaren Energieträgern Erdöl und Kohle betrieben werden können.

6.7 Schlussfolgerungen

Keine der untersuchten Varianten zur Mankodeckung weist nur Vorteile auf. Eine deterministische Bestimmung der «besten Variante» wäre zwar mit Hilfe gängiger Methoden durchaus möglich. Dabei müssten allerdings zahlreiche Annahmen bezüglich der Randbedingungen getroffen werden. Auch die Gewichtung der Beurteilungskriterien und die eigentliche Bewertung ist stark vom Standpunkt des Bewertenden abhängig. Auf eine eigentliche Rangierung der Varianten wird deshalb zugunsten der qualitativen Zusammenstellung der wichtigsten Vor- und Nachteile in Tabelle 12, welche eine generelle Beurteilung erlaubt, verzichtet.

Es zeigt sich, dass die Variante «Mix» mit einer Mischung aus Kernkraftwerken



Gut / wenig gravierende Wirkung / tiefe Kosten für ein bestimmtes Resultat

Schlecht / schwer behebbare Wirkung / hohe Kosten für ein bestimmtes Resultat

Tabelle 12 Qualitative Beurteilung der Mankodeckungsvarianten.

und erdgasbefeuerten Kombi-Kraftwerken für die Mankodeckung keine besonderen Nachteile aufweist und bei mehreren Beurteilungskriterien recht günstig liegt. Wenn durch entsprechende Wahl der Energieträger die Lagerhaltung sichergestellt ist, liegt der erheblichste Nachteil einer rein konventionell-thermischen Lösung in den globalen ökologischen Auswirkungen.

7. Zeitliche Dimensionen und Notwendigkeit des Dialogs

Eine kostengünstige, umweltschonende und zuverlässige Stromversorgung ist für unsere Industrie- und Dienstleistungsgesellschaft unerlässlich. Die nötigen grossen Investitionen müssen mit einer breiten Akzeptanz bei der Bevölkerung rechnen können, wenn sie rechtzeitig bereitstehen und lange Zeit genutzt werden sollen, was für die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit unumgänglich ist.

Selbst bei optimistischen Annahmen über die zukünftige Beschleunigung bei Bewilligungsverfahren ist sowohl für grössere Übertragungs- wie Produktionsanlagen mit Realisierungszeiten von über einem Jahrzehnt zu rechnen. Innerhalb der nächsten Jahre muss deshalb möglichst viel Klarheit über die künftigen Möglichkeiten geschaffen werden. Das sich alternativ ergebende Szenarium eines «Durchwurstelns» wäre sicher unwirtschaftlicher, umweltbelastender und böte eine schlechtere Versorgungssicherheit als viele der bei klaren Randbedingungen möglichen Lösungen.

Akzeptanz kann sich dann ergeben, wenn die Überlegungen, die zu einer bestimmten Lösung führen, offengelegt und diskutiert werden. Nur aufgrund der Einsicht, dass die persönlichen Vorstellungen über die Stromversorgung wenn nicht erfüllt, so doch bei der Abwägung widersprüchlicher Anforderungen berücksichtigt worden sind, werden auch unvermeidbare negative Auswirkungen verständlich und tolerierbar.

Die heute öffentlich vertretenen Meinungen zu den in diesem Bericht diskutierten Themen gehen weit auseinander. Der Verlauf der zukünftigen Nachfrage ist umstritten und beim Angebot bestehen unterschiedlichste Vorstellungen über Technologien und Potentiale, welche in den nächsten Jahrzehnten realisiert werden könnten. Die Frage der Versorgungssicherheit wird wegen ihrer hohen Komplexität gerne vereinfacht und angesichts des guten Funktionierens der Stromversorgung als nicht aktuell bezeichnet.

Ein offener und sachlicher Dialog ist deshalb nötig. Er kann nur zustandekommen, wenn unter den Teilnehmern der Wille besteht, die sich stellenden Fragen nicht nur punktuell, sondern in ihrem Gesamtzusammenhang und mit einer gewissen Tiefe zu behandeln. Was nur wenige Prozente – wenn auch scheinbar ideal – abdecken kann, ist als Gesamtlösung nicht tauglich und muss sich die Frage nach dem Rest gefallen lassen.

Die Elektrizitätswirtschaft ist gewillt, an einem Dialog mitzuwirken. Dieser Bericht erhebt nicht den Anspruch, in jeder Beziehung vollständig oder abschliessend zu sein. Viele der getroffenen Annahmen und Randbedingungen sind durchaus diskutierbar, und ausser den vorgeschlagenen Lösungen sind noch weitere möglich. Wesentlich ist aber, dass nach der Diskussion die notwendigen Entscheidungen getroffen werden.

Eine zuverlässige Stromversorgung ist für eine moderne Volkswirtschaft unerlässlich.

Angesichts der sich ab 2010 abzeichnenden Versorgungslücke und des grossen Zeitbedarfs für Planung, Bewilligung und Bau von Anlagen ist die Aufnahme eines Dialoges unter allen Beteiligten dringlich.

Für tragfähige Lösungen sind die verschiedenartigen und teilweise widersprüchlichen Anforderungen an die Stromversorgung offenzulegen und die sich stellenden Probleme in ihrem Gesamtzusammenhang zu diskutieren.

Prévision 1995 de l'approvisionnement de la Suisse en électricité jusqu'en 2030

Une base de discussion et de décision – Principales conclusions de la prévision 95

1. Cadre du rapport

Depuis le dernier rapport détaillé de l'économie électrique suisse (1987) sur les perspectives à long terme de l'approvisionnement en électricité, de profonds changements se sont produits dont les conséquences doivent être examinées globalement.

Les entreprises d'électricité veulent établir le dialogue avec leurs clients. La prévision 95 doit servir de base à la discussion.

Comme les délais et durées de planification, d'autorisation, de construction et d'exploitation sont très longs, la mise en œuvre des mesures pour assurer l'approvisionnement en électricité nécessite souvent des décennies. On considère donc, pour la prévision 95, une période s'étendant jusqu'en l'an 2030.

Même si le marché de l'électricité et les structures de l'économie électrique viennent à se modifier, les problèmes fondamentaux à résoudre pour garantir l'approvisionnement en électricité demeurent.

2. Evolution de la demande

De multiples facteurs influencent l'évolution de la demande en électricité, les uns la freinent, d'autres la soutiennent.

Des rendements encore meilleurs dans les applications de l'électricité et les évolutions structurelles dans l'industrie sont des freins. Toutefois, le potentiel de diminution de consommation de courant est limité.

Le développement démographique et l'optimalisation de la consommation globale d'énergie, qui nécessite un recours accru à l'électricité, ainsi que les nouvelles applications tendent à faire augmenter la demande, de même que la poursuite de l'automatisation dans l'industrie et dans le secteur des services.

Dans l'hypothèse d'un développement économique à long terme, la demande en énergie électrique continuera à croître, mais plus faiblement que par le passé.

3. Evolution de l'offre

L'offre d'électricité d'origine hydraulique n'augmentera que très peu malgré les rénovations, les améliorations de rendements et les quelques nouvelles installations et ceci à cause de l'augmentation des débits résiduels.

Pour des raisons essentiellement économiques, la production d'électricité des installations thermiques décentralisées à dominance chaleur ainsi qu'à partir des «nouvelles énergies renouvelables» restera longtemps encore très modeste en comparaison de l'ensemble de la demande.

L'offre d'électricité des centrales nucléaires installées en Suisse diminuera rapidement après 2010 si leur durée de vie est limitée à 40 ans. C'est aussi à ce moment que l'offre résultant des droits de prélèvement à long terme à l'étranger commencera à régresser.

4. Comparaison des valeurs moyennes de demande et d'offre

Dès 2010 environ, les disponibilités à long terme ne pourront, en année moyenne, plus couvrir la demande prévue en électricité. Le déficit d'approvisionnement croît rapidement pour atteindre en hiver 2029/30, suivant l'évolution de la demande, 18 à 28 milliards de kWh ce qui correspond à la production de 4 à 6 grandes centrales de la classe des 1000 MW. Avec quelque retard, les déficits se développent de façon semblable en été.

Même en cas de stagnation de la demande, le déficit atteindra en 2029/30, en année moyenne, 13 milliards de kWh, soit 10 milliards de kWh en hiver et 3 milliards de kWh en été.

5. Sécurité de l'approvisionnement

Tant la demande en électricité que l'offre sont sujettes à fluctuations. Un approvisionnement satisfaisant ne peut être garanti sans réserves dans les installations de production et de transport.

Une vague de froid de plusieurs jours en Europe peut provoquer des difficultés d'approvisionnement. La puissance disponible en Suisse doit alors pouvoir répondre à la totalité de la demande en électricité pendant plusieurs jours.

Durant un semestre d'hiver moyen, la demande en électricité doit pouvoir être couverte par la production propre ou par des contrats de prélèvement à long terme avec l'étranger.

Certains hivers, en cas de conditions défavorables de production, des quantités d'électricité atteignant jusqu'à 15% des besoins moyens peuvent encore manquer. Les installations indigènes de production ou les achats sur le marché international doivent pouvoir les procurer. Dans ce second cas, il faut impérativement disposer de capacités suffisantes de transport.

6. Couverture des déficits

Après épuisement du potentiel technico-économique des forces hydrauliques, des autres énergies renouvelables et des installations décentralisées à dominance chaleur, il subsiste un important déficit entre l'offre et la demande. Les diverses possibilités pour combler ce déficit doivent être examinées sous l'angle de la rentabilité, du respect de l'environnement et de la sécurité d'approvisionnement.

Combler ce déficit par des importations nécessite une forte extension des lignes haute tension transfrontières et présente encore d'autres inconvénients. En principe, les centrales dont on a besoin devraient donc être construites en Suisse pour autant que leur prix de revient soit concurrentiel sur le plan européen.

En ce qui concerne le parc de production à réaliser, une combinaison de centrales nucléaires dans la proportion actuelle (soit le renouvellement des centrales existantes à la fin de leur durée de vie) et de centrales thermiques conventionnelles alimentées au gaz présenterait de gros avantages.

Si, malgré le problème du CO_2, on réalisait un parc de production reposant essentiellement sur des agents énergétiques fossiles, il faudrait alors accorder une attention particulière à la sécurité d'approvisionnement. Une grande partie des centrales devrait pouvoir fonctionner avec des agents énergétiques stockables, le fuel et le charbon.

7. Délais et nécessité d'un dialogue

Un approvisionnement fiable en électricité est indispensable à une économie moderne.

Vu le déficit d'approvisionnement prévu dès 2010 environ et les délais pour la planification, l'autorisation et la réalisation des installations, il est impératif d'entamer dès aujourd'hui un dialogue entre tous les intéressés.

Pour trouver des solutions acceptables, il faut clarifier les diverses exigences parfois contradictoires relatives à l'approvisionnement en électricité et discuter globalement les problèmes posés.

COUPON

Prévision 1995 de l'approvisionnement de la Suisse en électricité jusqu'en 2030

Une version intégrale en français de cet article est à la disposition des lecteurs du «Bulletin» auprès de l'UCS, case postale 6140, 8023 Zurich.

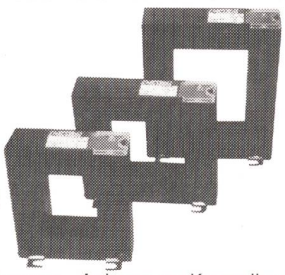
Nom: _____

Adresse: _____

TP Split-Stromwandler

Der Teilbare ist als Problemlöser die Nummer Eins

- **Primärströme 100 ... 1500 A**
- **Sekundär .../5 A, .../1 A**
- **Minimiert die Kosten jeder Nachrüstung**



ELKO SYSTEME AG

Messgeräte • Systeme • Anlagen zur Kontrolle und Optimierung des Verbrauches elektrischer Energie
Haldenweg 12 CH-4310 Rheinfelden
Tel. 061-831 59 81 Fax 061-831 59 83

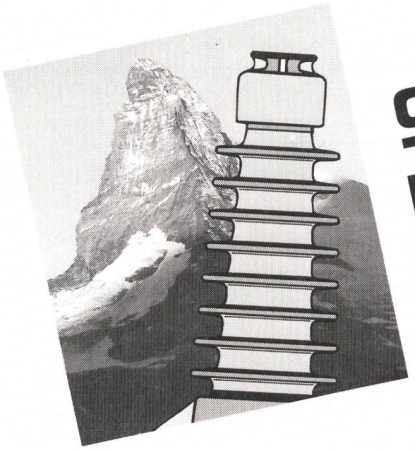
Entwicklung + Herstellung + Inbetriebsetzung

elektrischer Steuerungen für Maschinen + Anlagen

- Neue Herausforderungen interessieren uns
- Flexibilität ist unsere Stärke
- Unsere rasche Anpassungsfähigkeit an neuen Aufgaben spart Zeit und unseren Kunden Kosten
- Seit 1965 wachsen wir mit unseren Aufgaben

Partner für Industrieautomation + MSRT • konventionell • speicherprogrammiert • PLS gesteuert

detron ag Zürcherstrasse 25, CH4332 Stein
Tel. 064-63 16 73 Fax 064-63 22 10



CERAM...

Isolatoren sind einsame Spitze!

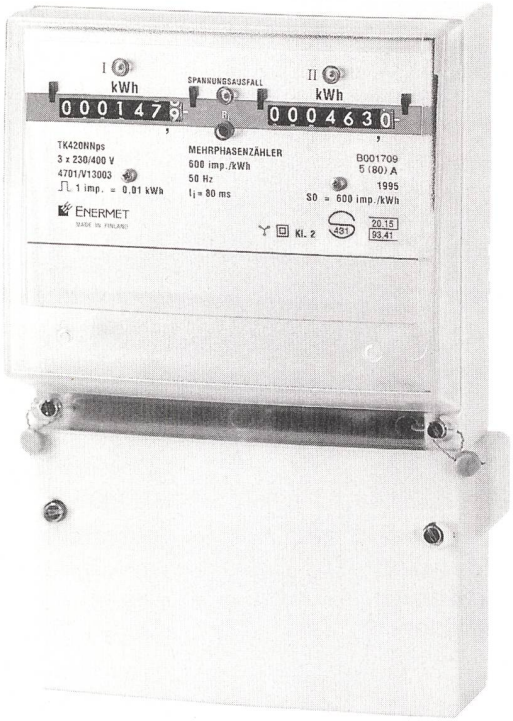
Die Firmen der weltweit tätigen CERAM-Gruppe verfügen über weitreichende und langjährige Erfahrung bei der Entwicklung, Herstellung und Vertrieb von hochwertigen Isolatoren.

Testen Sie uns!

CERAM Isolatoren-Vertriebs AG
Bleienbachstrasse 12
CH-4900 Langenthal
Tel. 063 23 20 00
Fax 063 22 66 81

Elektronischer Universal-Drehstromzähler

Enermet – führender Hersteller statischer Elektrizitätszähler – präsentiert die Serie 400 für den Schweizer Markt.



Diese Zähler sind lieferbar für: 1 oder 2 Tarife, Direkt- oder Messwandleranschluss, Wirk- oder Blindverbrauch, Klasse 2 oder Klasse 1. Sie sind mit S0-Schnittstelle ausgerüstet und geeignet für Anwendungen vom Haushalt bis zur Industrie.

ENERMET

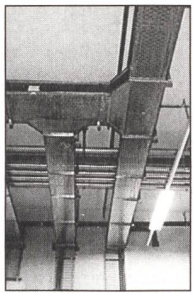
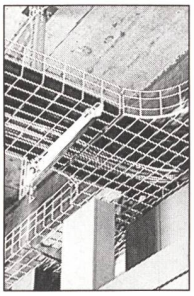
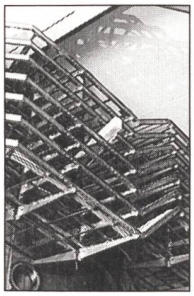
ENERMET-ZELLWEGER ENERGIETECHNIK AG
UNDERMÜLISTRASSE 28, Tel. 01 954 81 11
CH-8320 FEHRALTORF, Fax 01 954 82 01

✂ -

Ich möchte gerne alle Vorteile der Enermet-Serie 400 kennenlernen. Bitte informieren Sie mich im Detail.

Name _____ Firma _____

Strasse _____ PLZ/Ort _____

LANZ Kabelträgersystem

Multibahnen Kabelbahnen Gitterbahnen Kabelpritschen G-Kanäle Steigleitungen

Das gute und preisgünstige Schweizer Kabelträgersystem aus galv. verzinktem, feuerverzinktem oder rostfreiem Stahl und aus Polyester. Auch farbig.

- **Durchdachte Systemteile zur Lösung aller Kabelführungsprobleme. NEU: Multibahnen**
- **neue Verbindungstechnik für rasche Montage**
- **ohne Wartezeiten sofort lieferbar**

Beratung und Angebot von Ihrem Elektrogrossisten u.
lanz oensingen 062/78 21 21 Fax 062/76 31 79

Das LANZ Kabelträgersystem interessiert mich!
Bitte senden Sie Unterlagen über:

☐ LANZ Kabelträgersystem aus galv. Stahl
☐ idem, aus feuerverzinktem Stahl
☐ idem, aus rostfreiem Stahl
☐ LANZ Kabelträgersystem aus Polyester
☐ LANZ G-Kanäle
☐ LANZ Steigleitungen
☐ _____

☐ Könnten Sie mich besuchen? Bitte tel. Voranmeldung!
Name/Adresse/Tel.: _____

10

lanz oensingen ag
CH-4702 Oensingen · Telefon 062 78 21 21

GRIPS elektro

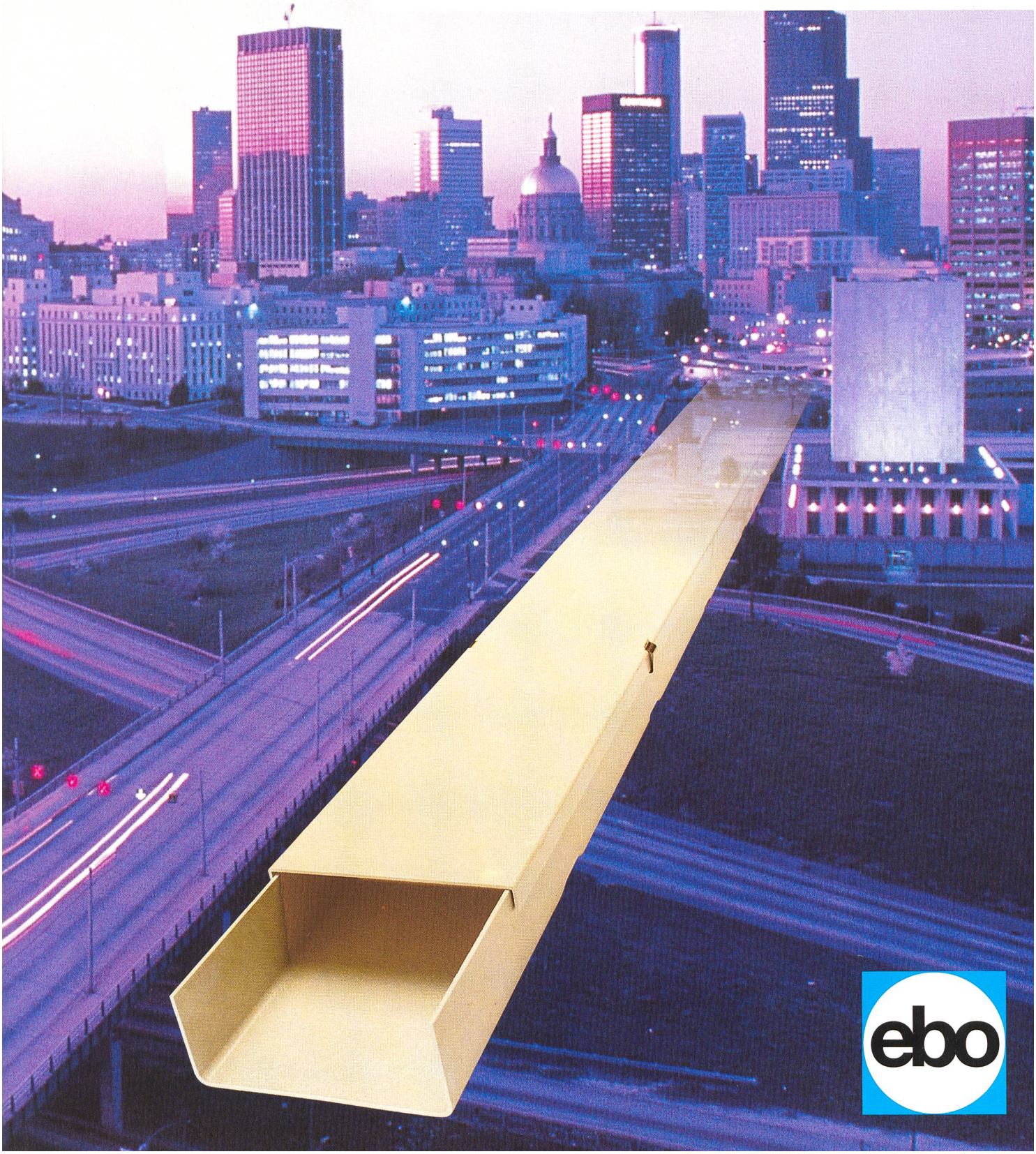
Als modular konzipierte Softwarelösung, welche die spezifischen Bedürfnisse von Stromproduzenten und -verteilern bis ins Detail berücksichtigt, ermöglicht GRIPS-ELEKTRO den schrittweisen Aufbau eines Netzinformationssystems. Die einzelnen Module von GRIPS-ELEKTRO erlauben das Erfassen, Nachführen, Darstellen, Abfragen und Ausgeben aller graphischen und nichtgraphischen Informationen eines Elektrizitätswerks. GRIPS-ELEKTRO macht die Übersicht über ein Verteilnetz genauso einfach wie den Einblick in eine Trafostation. Die auf Oracle® realisierten Sachdatenapplikationen lassen sich auch unabhängig von der Graphik betreiben.

modular

EIC
Etudes d'Ingénieurs Civils S.A.
Feilengasse 5
CH-8008 Zürich
Telefon 01/383 66 07
Fax 01/383 67 35

POPPENHÄGER GRIPS GMBH
D-66538 Neunkirchen

Beispielhaft im System



ebo

zertifiziertes Qualitätssystem
SGS
ISO 9001 / EN 29001
Reg. Nr. 10615-01

Kanäle auflegen – Kabel einlegen

Kabel- und Bodenkanäle aus glasfaserverstärktem Polyester-Kunststoff (GFK) bieten Sicherheit für Elektro-, Kommunikations- und Datenleitungen, in Geschäfts- und Industriebauten, in Bahn- und Strassentunnels sowie in Freiluftanlagen. Das Material hat sich in Raumfahrt und anderen Hochtechnologien bewährt - und die daraus gefertigten Ebo-Kanäle sind international bekannt.

Direkter Nutzen für alle

Das geringe Gewicht der Kabelkanäle und Formteile begeistert jeden Installateur. Für eine schnelle, perfekte und wirtschaftliche Montage stehen Formteile für Richtungsänderungen, Deckel sowie umfassendes Zubehör zur Verfügung. Die schraubenlosen Muffenverbindungen bewirken eine erhebliche Montagezeitverkürzung.

Auf Wunsch sind Stanzungen im Boden erhältlich; sie dienen der Belüftung, lassen allfälliges Wasser abfliessen und nehmen die Ordnungstrennbolzen auf.

Kanäle und Formteile, in verschiedenen Breiten und Höhen, lassen sich mit den üblichen Handwerkzeugen wie Stichsäge und Bohrer bearbeiten. Entgraten entfällt und es besteht weder für die Arbeitenden noch für die Kabel eine Verletzungsgefahr. Eine hohe Beständigkeit ist der «Zusatzbonus».

Kabelkanäle für alle Fälle

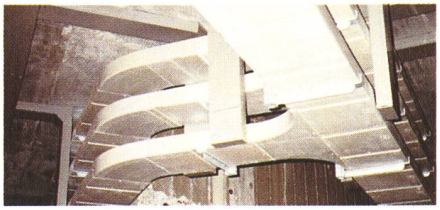
Kabel- und Bodenkanäle aus GFK widerstehen hohen mechanischen Belastungen. Verstärkungsrippen ergeben eine gute Stabilität und einen geringen Gleitwiderstand beim Einziehen der Kabel.

GFK unterliegt im Temperaturbereich von -80 bis +130 °C keinerlei Verformungen. Ein 8-mm-Dilatationsspalt in den Muffenverbindungen gleicht Längenveränderungen aus. Die Kanäle sind dauerhaft beständig gegen intensive UV-Strahlung, Witterungseinflüsse, Abgase und Flugrost. Ebo-Kanäle sind alterungsbeständig weil sie nicht verspröden.

Ebo-Kanäle korrodieren nicht; sie sind beständig gegen Säuren, Laugen und die meisten Chemikalien. Das Material ist lebensmittelunbedenklich und ausserdem isolierend, schwerentflammbar, hitzebeständig, selbstverlöschend und absolut halogenfrei. Im Brandfall bietet das Material, dank dem kleinen Wärmeleitwert, den Kabeln länger Schutz.

Ebo-Systemtechnik ist von Praktikern für Praktiker entwickelt worden

Das patentierte Ebo-Trägersystem eignet sich nicht nur für die Montage von Elektro-Kabelkanälen. Genauso einfach lassen sich Wasserleitungen oder Rohre für Heizung und Lüftung montieren. Ausgeklügeltes, umfangreiches Befestigungsmaterial ermöglicht die schnelle und übersichtliche Montage der gesamten Infrastruktur.



Und ausserdem ...

... ist das Material vollständig recyclingfähig, ein Prozess, den die Ebo AG in der eigenen Produktionsstätte durchführt.

... ist für die Ebo AG das Qualitäts-Zertifikat ISO 9001 nicht nur ein Stück Papier - es ist eine Herausforderung für alle Mitarbeiter und Zulieferer, um noch stärker beispielhaft zu sein.

Der Vertrieb über den Elektro-Grosshandel garantiert, dass Ebo-Produkte immer in der Nähe zu finden sind.

ebo

Ebo AG
Zürichstrasse 103
CH-8134 Adliswil
Tel. 01/487 22 11
Fax 01/487 22 99