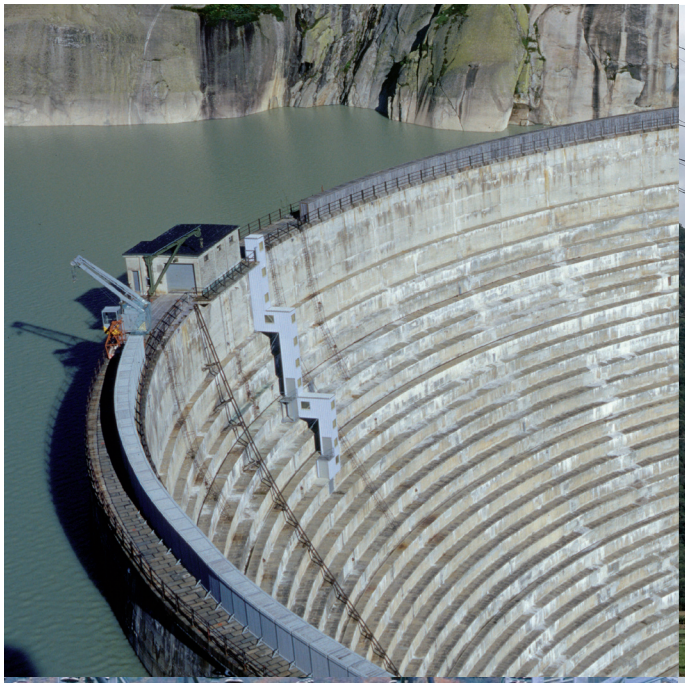
Akademien der Wissenschaften Schweiz
Académies suisses des sciences
Accademie svizzere delle scienze
Academias svizras da las scienzas
Swiss Academies of Arts and Sciences

Zukunft Stromversorgung Schweiz



Impressum

Herausgeberin
Akademien der Wissenschaften Schweiz
Hirschengraben 11, Postfach 8160, 3001 Bern
Tel. 031 313 14 40, Fax 031 313 14 50
www.akademien-schweiz.ch, info@akademien-schweiz.ch
© 2012

Steuerungsausschuss
Irene Aegerter, Marco Berg, Paul Burger, Heinz Gutscher, Stefan Hirschberg, Eduard Kiener, Gebhard Kirchgässner, Christoph Ritz, Andreas Zuberbühler

Autoren
Reza Abhari, Göran Andersson, Silvia Banfi, Bruno Bébié, Konstantinos Boulouchos, Lucas Bretschger, Ulrich Bundi, Paolo Burlando, Rudolf Dinger, Christof Duthaler, Daniel Favrat, Klaus Fröhlich, Werner Graber, Maxi Grebe, Lino Guzzella, Matthias Gysler, Peter de Haan, Walter Hauenstein, Sandra Hermle, Michael Höckel, Peter Houzer, Peter Jansohn, Eberhard Jochem, Klaus Jorde, Tony Kaiser, Wolfgang Kröger, Kurt Küffer, Filippo Leuchthaler, Marco Mazzotti, Anton Meier, Martin Michel, Rudolf Minder, Peter Molinari, Andrew Neville, Stefan Nowak, Hans Pauli, Michel Piot, Christian Plüss, Horst-Michael Prasser, Reto Rigassi, Christian Schaffner, Anton Schleiss, Ulrich Schmocker, Hans-Jörg Schötzau, Renate Schubert, Ralf Schulz, Heinrich Schwendener, Gunter Siddiqi, Michael Siegrist, Aldo Steinfeld, Samuel Stucki, Bernadette Sütterlin, Renato Tami, Jakob Vollenweider, Marcel Wickart, Alexander Wokaun, Hansruedi Zeller, Niklaus Zepf, Pieter Zuidema

Redaktion
Felix Würsten, Beatrice Huber

Layout
Esther Volken, ProClim- Forum for Climate and Global Change (SCNAT)

Bilder
Christoph Ritz,ProClim-; Christoph Kull, OcCC; KWO, R. Bösch; Fotolia; SATOM, Monthey; BKW FMW Energie AG; Ch-info.ch; Sandra Hermle; Gretar Ívarsson; Siemens-Pressebild

Inhalt

1	**Strom – Schlüssel für eine nachhaltige Energieversorgung**	**3**
2	**Perspektiven der Stromnachfrage**	**7**
2.1	Die Rolle des Stroms in der Energieversorgung	8
2.2	Bestimmungsfaktoren der Stromnachfrage	9
2.3	Ansätze zur Beeinflussung der Stromnachfrage	23
2.4	Szenarien zur Entwicklung der Stromnachfrage	27
2.5	Entwicklung der Stromnachfrage bis 2050	28
2.6	Literatur	32
3	**Stromerzeugung**	**35**
3.1	Einleitung	35
3.2	Wasserkraft	37
3.3	Biomasse	45
3.4	Photovoltaik	49
3.5	Solarthermische Elektrizität	53
3.6	Windkraft	57
3.7	Geothermie	61
3.8	Kernenergie	65
3.9	Fossil-thermische Stromproduktion	77
3.10	Stromerzeugung in Wärmekraftkopplungsanlagen	81
3.11	Vergleichende Daten und Folgerungen	85
4	**Stromübertragung und Stromspeicherung**	**91**
4.1	Das elektrische Netz	91
4.2	Das heutige schweizerische Stromnetz und der notwendige Ausbau	92
4.3	Auswirkungen der Strommarktliberalisierung	95
4.4	Stromaustausch und Stromhandel	98
4.5	Herausforderungen auf der Produktionsseite	101
4.6	Technische Innovationen für Netze und deren Betrieb	105
4.7	Konfliktpotenziale von Hochspannungsnetzen	107
4.8	Handlungsoptionen	109
4.9	Literatur	113

5 Bewertungskriterien für ein «nachhaltiges Elektrizitätssystem der Schweiz» 117
5.1 Nachhaltigkeitsbewertung: Leistungen, Grundlagen & Kriterien 119
5.2 Indikatoren-gestützte Evaluation 130
5.3 Risiken und Prozesse menschlicher Risikobewertung **158**

6 Schlussfolgerungen 163
6.1 Aspekte der Nachhaltigkeit 163
6.2 Ökonomische Aspekte des Strommarkts 165
6.3 Strategie des Bundesrats zum Ausstieg aus der Kernenergie 166
6.4 Die Position der Akademien Schweiz 170
6.5 Schlusswort **177**

Wissenschaft im Dienste der Gesellschaft

Die Akademien der Wissenschaften Schweiz sind ein Verbund der vier schweizerischen Akademien der Wissenschaften: der Akademie der Naturwissenschaften (SCNAT), der Schweizerischen Akademie der Geistes- und Sozialwissenschaften (SAGW), der Schweizerischen Akademie der Medizinischen Wissenschaften (SAMW) und der Schweizerischen Akademie der Technischen Wissenschaften (SATW). Sie umfassen weiter das Kompetenzzentrum für Technologiefolge-Abschätzungen (TA-SWISS), Science et Cité und weitere wissenschaftliche Netzwerke.

Die wissenschaftlichen Akademien der Schweiz setzen sich gezielt für einen gleichberechtigten Dialog zwischen Wissenschaft und Gesellschaft ein und beraten Politik und Gesellschaft in wissenschaftsbasierten, gesellschaftsrelevanten Fragen. Sie vertreten die Wissenschaften institutionen- und fachübergreifend. In der wissenschaftlichen Gemeinschaft verankert haben sie Zugang zu Expertise und Exzellenz und bringen Fachwissen in zentrale politische Fragestellungen ein.

1 Strom – Schlüssel für eine nachhaltige Energieversorgung

Worum geht es?

Die Gestaltung einer nachhaltigen Energieversorgung ist heute in der Schweiz ein allgemein anerkanntes politisches und gesellschaftliches Ziel. Das Verständnis von Nachhaltigkeit ist aber durch unterschiedliche Werte und Einstellungen geprägt. Entsprechend uneinheitlich sind die Vorstellungen, wie eine nachhaltige Energieversorgung aussehen soll, welche Ziele konkret angestrebt werden sollen und wie diese zu erreichen sind. Da die heutigen Entscheide weit in die Zukunft reichende Wirkungen haben, muss die Frage, was nachhaltige Energieversorgung bedeutet und wie sie erreicht werden kann, dringend geklärt werden.

Diese Feststellung gilt zunächst für Energie allgemein und über die Schweiz hinaus. Das Streben nach einem menschenwürdigen Leben für alle führt global gesehen zu weiterer wirtschaftlicher Entwicklung und damit verbunden zu einer Zunahme der Nachfrage nach Energiedienstleistungen. Die fossilen Energiequellen, die zur Befriedigung dieser Nachfrage noch immer überwiegend eingesetzt werden, sind die Hauptverursacher des vom Menschen verursachten Klimawandels. Dauerhaft und klimaschonend kann die Nachfrage nach Energiedienstleistungen daher nur befriedigt werden, wenn die Energieversorgung und die damit verbundenen Nutzungsstrukturen grundlegend umgebaut werden.

Dabei stehen zwei Stossrichtungen im Vordergrund: Die Nachfrage nach Energie muss erstens durch eine effizientere Nutzung und freiheitlich vollzogene Selbstbeschränkung (Suffizienz) minimiert werden; zweitens muss sich die Energieversorgung künftig auf erneuerbare Energiequellen abstützen. Dieser Umbau des Energiesystems erfordert immense Investitionen; er wird die Energiewirtschaft und die Konsumstrukturen grundlegend verändern. Gefragt sind daher vorausschauende, international abgestimmte politische Rahmenbedingungen.

Die Frage, wie eine nachhaltige Energieversorgung aussehen soll, stellt sich auch für die Schweiz. Hierbei spielt die Stromversorgung eine besondere Rolle: In den kommenden Jahrzehnten erreichen die schweizerischen Kernkraftwerke das Ende ihrer Lebensdauer, zudem laufen die Bezugsrechte für Strom aus französischen Kernkraftwerken aus – mit geringer Aussicht auf Erneuerung. Rund die Hälfte des heutigen Stromangebots steht dann nicht mehr zur Verfügung. Gleichzeitig wird die Nachfrage trotz Effizienzsteigerungen voraussichtlich weiter zunehmen: durch die Anwendung neuer Technologien, die Strom benötigen, durch die wachsende Bevölkerung, durch steigende Konsummöglichkeiten und durch die Substitution fossiler Energiequellen in den Bereichen Raumwärme (Wärmepumpen) und Mobilität (Elektrofahrzeuge). Schliesslich muss auch das Stromnetz angepasst werden, damit fluktuierende erneuerbare Energiequellen integriert werden können.

Durch den Unfall im japanischen Kernkraftwerk Fukushima nach dem Tsunami vom 11. März 2011

gewinnt die Frage, wie die Schweiz in den nächsten Jahrzehnten ihre Stromversorgung auf nachhaltige Weise sicherstellen will, weiter an Dringlichkeit. Die Kerntechnik hat – zumindest vorübergehend – an Akzeptanz in der Bevölkerung und an Rückhalt in der Politik verloren; die Bereitschaft zur vielbeschworenen «Energiewende» scheint gestiegen. Es sind Entscheidungen verlangt, die langfristige gesellschaftliche Auswirkungen haben werden. Diese Entscheidungen müssen ohne gesichertes Wissen gefällt werden. Zudem müssen immer gewisse Risiken eingegangen werden und es ist unklar, wie das dynamische System Mensch – Umwelt reagieren wird. Die Entscheidungen müssen so gefällt werden, dass die Stromversorgung für die nächsten Jahrzehnte gesichert bleibt und Anpassungen an veränderte Rahmenbedingungen möglich sind.

Vor diesem Hintergrund stellen sich eine Reihe von Fragen: Mit welchem neuen Angebot soll die Nachfrage gedeckt werden? Sollen die Produktionskapazitäten vollständig im Inland geschaffen werden, oder will die Schweiz vermehrt auf Importe zurückgreifen? Was bedeutet dies für die jeweils benötigte Netzinfrastruktur? Steht die Stromproduktion, die heute im Inland praktisch keine CO_2-Emissionen verursacht, dann noch in Einklang mit den klimapolitischen Zielen? Ist sie kompatibel mit den Entwicklungen in der EU, die ihrerseits vor ähnlichen Problemen wie die Schweiz steht? Werden damit die Bemühungen um Effizienzgewinne und Suffizienz gestützt oder geschwächt?

Und wie steht es um das Investitionsverhalten im liberalisierten Markt, bei dem Produktion, Übertragung und Verteilung entbündelt sind? Wie sehen die zukünftigen Geschäftsmodelle der Stromwirtschaft aus? Sind sie verträglich mit einer dezentralen, erneuerbaren Stromproduktion, mit einer effizienteren Nutzung des Stroms durch die Konsumenten oder mit dem Erhalt und Ausbau der Netzinfrastruktur? Wie kann sich die Schweiz mit erneuerbarem Strom versorgen und gleichzeitig mit der EU den intensiven Stromhandel weiter pflegen?

Diese Liste von Fragen widerspiegelt die ganze Komplexität des Elektrizitätssystems. Materiell besteht dieses System aus Produktionsanlagen, Netzen, Verbraucherinstallationen sowie den damit einhergehenden Stoff- und Energieströmen, Emissionen usw. Ebenso wichtig ist aber die gesellschaftliche Organisation des Elektrizitätssystems, die sich durch vielfältige Rückkopplungen auszeichnet. Zur gesellschaftlichen Organisation gehören ein Strommarkt, individuelle und organisierte Akteure mit unterschiedlichen Interessen und Gestaltungspotenzialen, politische Instrumente, internationale Vernetzungen und nicht zuletzt die Entwicklung neuer Technologien.

Die zukünftige Gestalt der Schweizer Stromversorgung hängt wesentlich von technologischen Entwicklungen ab, die grossenteils ausserhalb des Einflusses der Schweiz liegen. Mehr noch aber ist sie das Resultat der individuellen Präferenzen der Stromkonsumenten sowie des Investitionsverhaltens der Stromproduzenten und Netzbetreiber. Und sie ist das Resultat politischer, teils auch juristischer Entscheidungen, welche die effiziente Stromnutzung, die erneuerbare Stromerzeugung, die Regulierungs- und Speicherproblematik, den Netzausbau sowie die weitere Liberalisierung des Strommarkts betreffen.

Ziele, Aufbau, Vorgehen

Da die heutigen Entscheide im Strombereich über Jahrzehnte hinweg Auswirkungen haben werden, zeigen die Entscheide, die von der Gesellschaft, der Wirtschaft und der Politik in den kommenden Jahren gefällt werden, bereits, wie sich unsere Gesellschaft eine nachhaltige Elektrizitätsversorgung vorstellt. Heutige Entscheide schaffen sogenannte Pfadabhängigkeiten. Doch auf welcher Grundlage werden die Weichenstellungen vorgenommen?

Die Akademien Schweiz möchten in dieser Situation explizit die Rolle eines unabhängigen Wissensvermittlers einnehmen. Ihr Ziel ist es, mit der vorliegenden Schrift einen Beitrag zur Meinungsbildung der politischen Instanzen und der Öffent-

lichkeit zu leisten, indem sie mögliche mittel- und längerfristige Entwicklungen anhand aktueller Forschungserkenntnisse darstellen. Sie können die relevanten Grundlagen bündeln und aufbereiten, damit Antworten auf die oben gestellten Fragen gefunden werden können. Dies erleichtert informierte Entscheidungen im Wissen um deren Konsequenzen im Rahmen der eigenen, individuell oder gesellschaftlich geprägten Werthaltungen. Sofern die zugrunde liegende Werthaltung klar deklariert wird, können die Akademien auch eigene Einschätzungen und Empfehlungen abgeben, wie die nachhaltige Stromversorgung zu gestalten und zu erreichen ist.

Der Bericht ist entlang der Elemente aufgebaut, welche die Stromversorgung bestimmen. Er beschäftigt sich zunächst in Kapitel 2 mit den Faktoren, welche die Stromnachfrage in den nächsten Jahrzehnten beeinflussen werden, sodann in Kapitel 3 mit den verfügbaren Technologien zur Stromproduktion und deren Perspektiven, schliesslich in Kapitel 4 mit den Entwicklungen im Bereich der Netzinfrastruktur und deren Bedeutung für den Stromaustausch. Die Kapitel beleuchten zudem die politischen Instrumente, die zur Beeinflussung des jeweiligen Bereichs eingesetzt werden können. Der Bericht behandelt den Zeitraum bis 2050. Die Jahre 2020 und 2035 markieren, wo möglich, die kurz- bzw. mittelfristige Entwicklung. Selbstverständlich nimmt die Verlässlichkeit der Aussagen mit steigendem Zeithorizont ab.

Kapitel 5 gibt einen Überblick über die derzeitigen Konzepte von Nachhaltigkeit und ihrer Umsetzung mit Bezug auf die Stromversorgung einschliesslich quantitativer Beispiele. Das abschliessende Kapitel 6 diskutiert die Voraussetzungen und Folgen verschiedener möglicher Pfade, welche die Schweiz hin zur nachhaltigen Stromversorgung einschlagen kann. Dabei wird auch auf die vom Bundesrat im Mai 2011 vorgestellte «Neue Energiepolitik» eingegangen. Der Bericht schliesst mit einer Reihe von Empfehlungen, die es aus Sicht der Akademien Schweiz beim Beschreiten eines Pfades hin zu einer nachhaltigen Stromversorgung zu berücksichtigen gilt.

Die Kapitel 2 bis 5 wurden in enger Zusammenarbeit mit den aufgeführten Experten erstellt.
Diese haben in unterschiedlicher Art und Tiefe mitgewirkt und sind durch den Inhalt und die Schlussfolgerungen des Berichts nicht gebunden.

Kapitel 6 wurde durch den Steuerungsausschuss verfasst.

Die Erarbeitung des Berichts erfolgte unter Leitung eines von den Akademien eingesetzten Steuerungsausschusses mit neun Mitgliedern. Insgesamt über 50 Experten aus Wissenschaft, Wirtschaft und Verwaltung verfassten die Grundlagen für die einzelnen Kapitel. Dabei wurden wissenschaftliche Erkenntnisse und neue einschlägige Arbeiten berücksichtigt. Auf eigene Forschungsarbeiten wurde verzichtet. Der Bericht wurde zunächst kapitelweise erstellt und dann insgesamt einem mehrstufigen Review-Prozess unterworfen. So fanden im Juli 2011 und im Januar 2012 Workshops mit rund 40 der an der Berichtsausarbeitung beteiligten Autoren und weiteren Experten statt.

2 Perspektiven der Stromnachfrage

Autoren

Experten: Silvia Banfi, ewz; Bruno Bébié, Stadt Zürich; Lucas Bretschger, ETH Zürich; Maxi Grebe, ETH Zürich; Lino Guzzella, ETH Zürich; Matthias Gysler, Bundesamt für Energie (BFE); Peter de Haan, Ernst Basler + Partner AG; Peter Houzer, ewz; Eberhard Jochem, ETH Zürich / ISI Karlsruhe; Filippo Lechthaler, ETH Zürich; Michel Piot, BFE; Renate Schubert, ETH Zürich; Michael Siegrist, ETH Zürich; Bernadette Sütterlin, ETH Zürich; Marcel Wickart, ewz

Steuerungsausschuss: Marco Berg, Stiftung Klimarappen; Heinz Gutscher, Universität Zürich

Stromnachfrage: viele Faktoren, schwer zu steuern, tendenziell steigend

Die Stromnachfrage wird durch eine Vielzahl von Faktoren und Entwicklungen beeinflusst. Die wichtigsten ökonomischen Faktoren sind der Strompreis und das Einkommen bzw. die Wirtschaftsleistung. Der Staat kann die Nachfrage nach Strom durch Steuern und Abgaben oder Subventionen beeinflussen. Diese Instrumente wirken vor allem mittel- bis langfristig, wenn Industrie und Haushalte von Möglichkeiten zur Substitution und Effizienzsteigerung Gebrauch machen. Ob diese Möglichkeiten genutzt werden, kann durch ökonomische Faktoren massgeblich beeinflusst werden.

Bereits beim heutigen Stand der Technik sind beachtliche Effizienzpotenziale vorhanden. Sie betragen je nach Anwendungsbereich bis zu 80 % des heutigen Verbrauchs, beispielsweise bei Elektro- und IT-Geräten. Hinzu kommen Effizienzpotenziale, die mit neuen Technologien wie LED-Leuchten oder der (Teil-)Substitution stromintensiver Produkte umgesetzt werden können. Die Stromeffizienz könnte während Jahrzehnten um 1,0 bis 1,5 % pro Jahr verbessert werden, wenn bestehende Hemmnisse beseitigt würden. Allerdings werden diese Effizienzpotenziale durch andere Entwicklungen teilweise kompensiert. Zum Beispiel steigt der Stromverbrauch durch die fortschreitende Automation und Mechanisierung sowie durch die Substitution von fossilen Energien mit Technologien, die zu einer Erhöhung der Stromnachfrage führen (Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge). Diese Einflüsse können zu einem erhöhten Strombedarf von 0,4 bis 0,6 % pro Jahr führen.

Steigt die Stromeffizienz, werden Tätigkeiten, bei denen Strom verbraucht wird, im Vergleich zu anderen Tätigkeiten preisgünstiger. Das schafft einen Anreiz, die stromverbrauchenden Tätigkeiten auszuweiten, wodurch ein Teil der Stromeinsparung wieder zunichte gemacht wird. Dieser sogenannte Rebound-Effekt kann auf durchschnittlich 10 % veranschlagt werden.

Die Stromnachfrage wird zudem von verschiedenen psychologischen und gesellschaftlichen Faktoren beeinflusst. Die Bereitschaft der Individuen, ihre Stromnachfrage zu verringern, hängt massgeblich von ihrer Einschätzung ab, auch effektiv einen Beitrag zur Verringerung des Stromverbrauchs zu leisten. Dabei

spielt die Verfügbarkeit von Informationen oder die Wirksamkeit des eigenen Beitrags eine wesentliche Rolle. Informations- und Steuerungssysteme wie das Smart Metering können hier eine (bescheidene) Verbesserung bringen. Soziale Normen, die Effizienzinvestitionen oder generell die Senkung des Stromverbrauchs als einen wichtigen und anerkannten Beitrag für die nachhaltige Entwicklung deklarieren, können das individuelle Verhalten stärken und unterstützen. Die Beeinflussung dieser Faktoren erfordert sozialwissenschaftliches Know-how und ein spezifisch auf die verschiedenen Akteurgruppen abgestimmtes Vorgehen.

Das Bundesamt für Energie und weitere Organisationen haben detaillierte Szenarien zur Stromnachfrage erarbeiten lassen. Dabei sind die Bevölkerungsentwicklung, die Wirtschaftsleistung sowie die angenommenen technologischen Entwicklungen (Effizienzsteigerungen, stärkere Elektrifizierung der Gesellschaft) die wesentlichen Einflussgrössen. Die Szenarien verfolgen verschiedene Ziele, was sich im Detaillierungsgrad der zugrunde liegenden Modelle widerspiegelt. Allerdings können auch sehr detaillierte Modelle nicht alle Einflussfaktoren aufnehmen und quantifizieren. Die Entwicklung dieser Faktoren und ihre Wirkung auf die Stromnachfrage kann oft nur qualitativ abgeschätzt werden.

Die Akademien Schweiz schätzen die Referenzentwicklung der Stromnachfrage in den Jahren 2020, 2035 bzw. 2050 auf 62, 64 bzw. 68 TWh. Gegenüber dem derzeitigen Verbrauch von 60 TWh wird also die Stromnachfrage zunehmen, wenn keine Ansätze zu deren Beeinflussung verfolgt werden. Die Akademien Schweiz schätzen weiter, dass die Stromnachfrage mit Hilfe von politisch durchsetzbaren Massnahmen bis 2020, 2035 bzw. 2050 auf 57, 56 bzw. 58 TWh gesenkt werden kann. Die Bandbreite der Unsicherheit wächst dabei mit zunehmendem Zeithorizont. So liegen die Schätzungen für die Stromnachfrage in 2050 zwischen 50 und 75 TWh.

2.1 Die Rolle des Stroms in der Energieversorgung

In diesem Kapitel geht es um die Frage, welche Faktoren die Nachfrage nach Strom bestimmen und wie sich die Nachfrage in der Schweiz in den kommenden vier Jahrzehnten aufgrund dieser Faktoren voraussichtlich entwickeln wird. Die vorhandenen Studien zur erwarteten Entwicklung der Faktoren und daraus abgeleitet der Stromnachfrage werden ausgewertet. Dabei wird auch auf neue Entwicklungen eingegangen, die in die bisherigen Prognosen nicht oder noch kaum eingeflossen sind. Zudem werden Ansatzpunkte diskutiert, mit denen die Bestimmungsfaktoren im Sinne einer Dämpfung der Nachfrage beeinflusst werden können. Es wird gezeigt, welche Hemmnisse einer solchen Beeinflussung entgegenstehen und wie diese allenfalls überwunden werden können.

Die Bedeutung des Stroms innerhalb der Energieversorgung hat laufend zugenommen und wird weiter zunehmen. Elektrische Geräte und Antriebe sind breit einsetzbar, technisch hochentwickelt, energetisch effizient und im Betrieb nahezu emissionsfrei. Dies macht sie enorm attraktiv. Der für die Geräte und Antriebe benötigte Strom muss allerdings erst produziert werden. Dafür steht eine Vielzahl von Technologien bereit, die verschiedene Vor- und Nachteile aufweisen (vgl. Kapitel 3). Zudem muss der Strom von den Produktionsstätten zu den elektrischen Verbrauchern geführt werden. Das erfordert ein Stromnetz, das Produzenten und Verbraucher miteinander verbindet (vgl. Kapitel 4).

Die Zunahme des Stromverbrauchs in den letzten Jahrzehnten hat viele Ursachen. Immer mehr elektrische Geräte werden für bestehende und neue Anwendungen eingesetzt, am Arbeitsplatz ebenso wie im Haushalt: Computer, Mobiltelefone, Unterhaltungselektronik, Haushaltsgeräte, Beleuchtung, Haustechnik, Antriebe, Prozesssteuerungen etc. Auch die Bahnen und die Telekommunikationsunternehmen benötigen zunehmend Strom – SBB und Swisscom sind die zwei grössten einzelnen Stromverbraucher. Hinzu kommt ein Trend zum Ersatz fossiler Energieträger durch Elektrizität, z. B. beim Heizen infolge des vermehrten Einsatzes

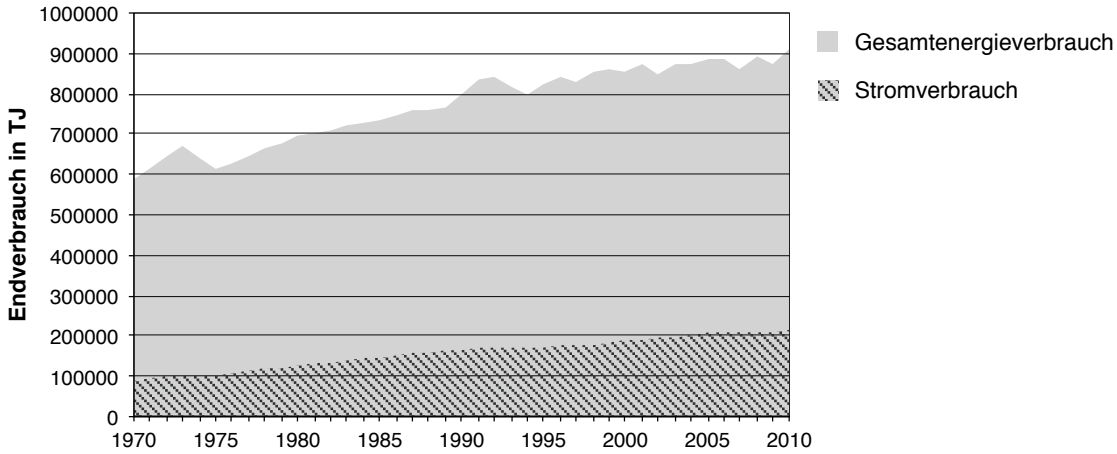


Abbildung 2.1: Entwicklung des Strom- und des Gesamtenergieverbrauchs 1970–2010 (BFE). Zwischen 1970 und 1985 liegen nicht für alle Jahre Zahlen vor. Diese wurden extrapoliert.

von Wärmepumpen. Eine zuverlässige, lückenlose Versorgung ist deshalb von entscheidender Bedeutung für die schweizerische Volkswirtschaft und die Erhaltung einer hohen Lebensqualität.

In konkreten Zahlen sieht das so aus: Der Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch betrug 2010 rund 24 %, 1970 waren es erst 15 % (vgl. Abbildung 2.1). Man spricht deshalb von einer Elektrifizierung der Gesellschaft. In absoluten Zahlen nahm der Verbrauch seit 1970 von 25 auf 60 TWh im Jahr 2010 zu. Das entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von gut 2 %.

Im gleichen Zeitraum nahm die Bevölkerung von 6,2 auf 7,8 Millionen zu (+26 %). Gleichzeitig verdoppelte sich der jährliche Pro-Kopf-Verbrauch nahezu von 4000 auf 7400 kWh. Das Bruttoinlandsprodukt stieg kaufkraftbereinigt (in Preisen von 2009) zwischen 1970 und 2009 von 292 auf 535 Mrd. Fr. (+83 %). Die Stromintensität der Volkswirtschaft erhöhte sich somit von 0,086 auf 0,107 kWh/Fr. Die Konsumausgaben für Strom betrugen 2009 9,2 Mrd. Fr., der durchschnittliche Endverbraucherpreis lag bei 16,0 Rp./kWh.

Die Industrie und das verarbeitende Gewerbe waren 2010 die wichtigste Verbrauchergruppe mit einem Anteil von 32,2 % des Endverbrauchs, gefolgt von den Haushalten (31,2 %), dem Dienstleistungssektor (26,8 %) und dem Verkehr (8,1 %). Die Landwirtschaft macht einen kleinen Anteil von 1,7 % aus. In den letzten 20 Jahren konnte eine Verschiebung zwischen den Verbraucherkategorien festgestellt werden, wobei die Haushalte und der Dienstleistungssektor eine Zunahme ihrer Anteile zu verzeichnen hatten, während der Anteil der Industrie trotz steigender Produktion abnahm.

Zu berücksichtigen ist schliesslich, dass mit den importierten Gütern auch bedeutende Mengen an grauer Energie eingeführt werden. Der gesamte Energiekonsum der Volkswirtschaft ist daher deutlich höher als in der schweizerischen Energiestatistik ausgewiesen.

2.2 Bestimmungsfaktoren der Stromnachfrage

2.2.1 Ökonomische Faktoren

2.2.1.1 Preis

Ökonomisch betrachtet hängt die Nachfrage nach Strom – wie die Nachfrage nach allen Gütern – vom Einkommen der Nachfrager und von den Preisen ab. Ein höheres Einkommen führt – ceteris paribus – zu einer höheren Nachfrage, ein höherer Strompreis zu einer geringeren Nachfrage, während ein höherer Preis anderer Energieträger wie z. B. Heizöl zu einer höheren Nachfrage nach Strom führt. Der Stand der Technik ist dabei insofern entscheidend, als er die Produktionskosten und damit wesentlich die Preise bestimmt.

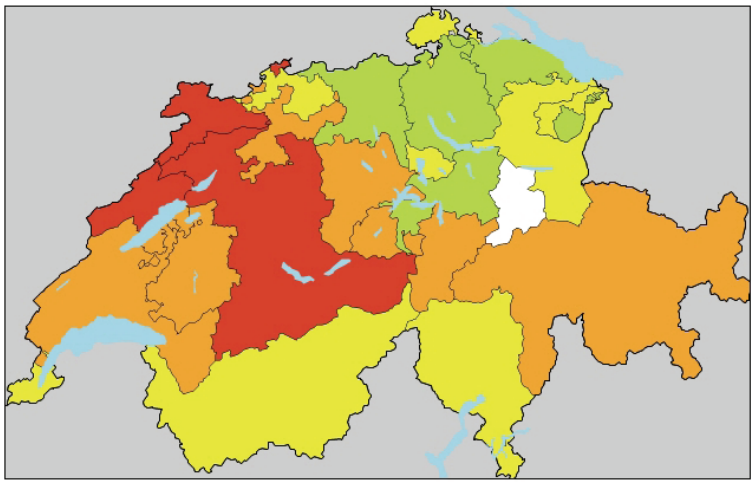
Wie stark die Nachfrage auf eine Preisänderung reagiert, wird üblicherweise mit der Preiselastizität gemessen: Sie gibt die relative Veränderung der Nachfrage auf eine relative Preisänderung an. Da eine Erhöhung des Strompreises zu einer Reduktion der Stromnachfrage führt, ist die Preiselastizität sicher negativ. Zudem ist sie betragsmässig eher kleiner als 1 («unelastisch»), d.h. die Nachfrage ändert sich in geringerem Mass als der Preis. Dabei dürfte die langfristige Reaktion stärker als die kurzfristige sein. Kurzfristig bleibt zum Stromsparen kaum eine andere Möglichkeit, als die stromverbrauchenden Geräte weniger zu verwenden, während langfristig diese Geräte durch weniger stromverbrauchende ersetzt werden können. Die langfristige Elastizität der privaten Haushalte in der Schweiz, also über einen Zeitraum von mehr als zehn Jahren, wird auf -0,6 geschätzt, d.h. eine 10-prozentige Erhöhung des Strompreises führt zu einer 6-prozentigen Verringerung der Nachfrage (Simmons-Süer 2011). Da die Industrie mehr Möglichkeiten hat als die privaten Haushalte, auf eine Strompreiserhöhung zu reagieren, wird dort die langfristige Preiselastizität sogar auf bis zu -1,0 geschätzt. Allerdings basieren diese Schätzungen für die Schweiz auf relativ wenigen Studien. Zudem ist es schwierig, die verschiedenen Faktoren, welche die Höhe der Preiselastizität kritisch beeinflussen, empirisch zu erfassen.

Soll die Nachfrage nach Strom deutlich zurückgehen (bzw. deutlich weniger ansteigen, als es bei einer Fortschreibung der bisherigen Entwicklung geschehen würde), muss der relative Preis von Strom im Vergleich zum Einkommen oder zu den Preisen der anderen Energieträger deutlich ansteigen. Da nicht davon auszugehen ist, dass letztere in Zukunft deutlich sinken werden, muss für einen Nachfragerückgang der Preis absolut ansteigen. Dies gilt für alle Energieträger: So ist auch eine deutliche Verringerung des CO_2-Ausstosses nur zu erwarten, wenn die Preise der fossilen Energieträger erheblich bzw. deutlich stärker als die Einkommen ansteigen.

Der heutige Preis für Strom ist künstlich tief, weil er die externen Kosten der Stromversorgung nicht berücksichtigt. Dazu gehören insbesondere die Kosten aus Beeinträchtigungen der Umwelt und der menschlichen Gesundheit, aber auch die möglichen Schäden, die bei der Produktion von Strom entstehen können und die gar nicht oder nur ungenügend versichert sind. Dies gilt vor allem für die Schäden eines Dammbruchs bei Speicherkraftwerken sowie für die Schäden eines grossen Störfalls bei Kernkraftwerken, wo die Höchstsumme der Versicherung derzeit lediglich 1,8 Mrd. Fr. beträgt. Die Tatsache, dass es sich dabei um sehr unwahrscheinliche Ereignisse handelt, rechtfertigt den Verzicht auf eine Versicherung in realistischer Höhe nicht, da dies einer Subvention gleichkommt. Gemessen an den gesellschaftlichen Kosten wird Strom also zu billig angeboten und dementsprechend in grösseren Mengen konsumiert, als es (rein ökonomisch betrachtet) sinnvoll wäre.

Gegen einen Anstieg der Strompreise wird häufig eingewendet, dies würde der Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz Schaden zufügen. Das gilt aber höchstens dann, wenn der Anstieg nur in der Schweiz stattfindet und die Strompreise dadurch im Vergleich zum Ausland teurer würden. Das Argument ist ungültig, sobald es sich beim Anstieg um einen allgemeinen internationalen Trend handelt. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass in der Schweiz die Grundstoffindustrie weitgehend fehlt. Die schweizerische Wirtschaft würde daher durch einen solchen Anstieg sehr viel weniger belastet als die Wirtschaften anderer Staaten. Insofern könnte ein allgemeiner internationaler Anstieg der Strompreise der Schweiz sogar einen komparativen Vorteil verschaffen.

Des Weiteren wird gegen einen Anstieg der Energiepreise häufig eingewendet, ein solcher würde Personen mit niedrigem Einkommen stärker belasten als solche mit hohem Einkommen, da erstere einen relativ höheren Teil ihres Einkommens für Energie ausgeben. Dies ist tatsächlich der Fall: Energie bzw. Strom bilden dabei aber keine Ausnahme, gilt dasselbe doch für die weitaus meisten Güter des täglichen Bedarfs. Will man den unteren Einkommensschichten helfen, ist es sinnvoller (und in aller Regel auch billiger), diese direkt zu unterstützen, anstatt die Preise durch Subventionen für alle künstlich niedrig zu halten. Personen mit nied-



Tarifvergleich in Rp./kWh: Kategorie H4, Totalpreis für das Jahr 2011

<16.97 | 16.97–18.97 | 18.97–20.97 | 20.97–22.97 | >22.97

Von diesem Kanton sind (noch) nicht genügend Tarifdaten vorhanden

Abbildung 2.2: Elektrizitätstarife für einen Durchschnittshaushalt in einer 5-Zimmerwohnung mit einem Verbrauch von 4,5 MWh pro Jahr (Elcom).

rigem Einkommen werden in der Schweiz implizit dadurch unterstützt, dass die Preise der einzelnen Güter in die Berechnung des Existenzminimums eingehen, das für die Berechnung der Sozialhilfesätze massgebend ist. Eine markante Erhöhung des Strompreises schlägt sich deshalb auch in einer Erhöhung der Kosten für das Existenzminimum nieder. Analoges gilt für den Index der Lebenshaltungskosten, der in den Lohnverhandlungen eine wesentliche Rolle spielt. Aus dieser Perspektive erübrigt es sich, die Preise für Strom (und andere Güter) aus verteilungspolitischen Gründen künstlich niedrig zu halten.

Der Preis, den die Endverbraucher für Strom bezahlen (vgl. Abbildung 2.2), setzt sich aus vier Komponenten zusammen (Elcom 2010):

- **Netznutzungstarif:** Preis für den Stromtransport vom Kraftwerk bis ins Haus. Mit den Einnahmen werden die Wartung und der Ausbau des Stromnetzes finanziert, also Leitungen, Masten, Transformatoren etc.

- **Energiepreis:** Preis für die gelieferte elektrische Energie. Diese Energie erzeugt der Netzbetreiber entweder mit eigenen Kraftwerken, oder er kauft sie von Vorlieferanten ein. Er kann auf dem Terminmarkt Verträge von bis zu mehreren Jahren abschliessen und damit langfristig Produktion und Bedarf absichern oder am Spotmarkt kurzfristige Geschäfte tätigen.

- **Abgaben an das Gemeinwesen:** Kommunale und kantonale Abgaben und Gebühren. Darunter fallen z. B. Konzessionsabgaben oder lokale Energieabgaben.

- **Förderabgaben:** Bundesabgabe zur Förderung der erneuerbaren Energien (kostendeckende Einspeisevergütung KEV). Die Höhe der Abgabe wird jährlich vom Bundesamt für Energie festgelegt. Die Abgabe ist überall gleich hoch und beträgt 2011 0,45 Rp./kWh. Gesetzlich wäre eine Erhöhung auf 0,9 Rp./kWh zulässig.

Der Anteil der Netznutzung am Endverbraucherpreis beträgt etwas mehr als die Hälfte, der Anteil der Energielieferung etwas weniger als die Hälfte. Die verschiedenen Abgaben machen lediglich 5 % aus.

Eine Eigenheit des Strommarkts besteht darin, dass der Spotmarktpreis nicht direkt und nur verzögert auf den Konsumentenpreis durchschlägt. Eine Verknappung oder ein Überschuss des Stromangebots wirkt sich daher nicht unmittelbar auf die Nachfrage aus. Dies geschieht erst bei einer Anpassung der Tarife

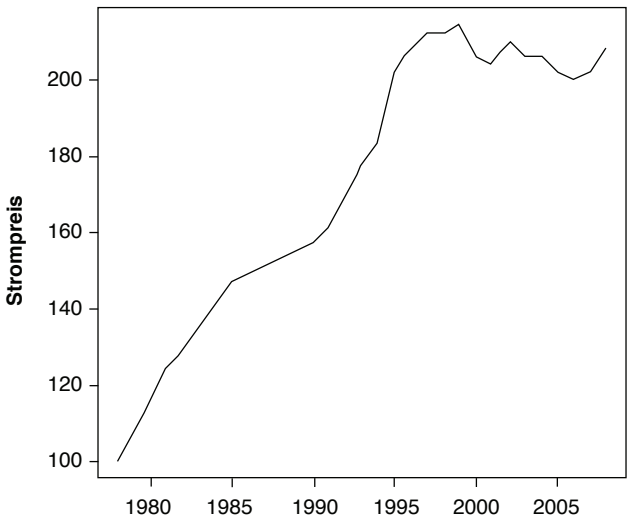


Abbildung 2.3:
Strompreisindex für Haushalte in der Schweiz (1978–2008, 1978 = 100) (IEA 2010).

oder bei einer Neuaushandlung von Stromlieferverträgen. Der Strompreis unterliegt zudem politischen Einflüssen und ist auch deshalb nicht automatisch das Resultat des Ausgleichs zwischen Angebot und Nachfrage. So können beispielsweise nach heutiger Gesetzgebung Grossverbraucher (über 100 MWh pro Jahr) den Strom zu Marktpreisen beziehen oder sie können wählen, ob sie ihn zu Gestehungskosten oder zu Marktpreisen beziehen möchten.

Die Nachfrage nach Strom unterliegt einem ausgeprägten Tagesgang wie auch einem Jahresgang. So ist die Nachfrage im Winter höher als im Sommer und tagsüber höher als nachts. Durch eine Differenzierung der Preise kann die zeitlich unterschiedliche Nachfrage zu einem erheblichen Teil ausgeglichen werden.

Abbildung 2.3 zeigt die indexierte Entwicklung des jährlichen, inflationsbereinigten Strompreises für private Haushalte in der Schweiz zwischen 1978 und 2008. Einhergehend mit einem steigenden Stromverbrauch hat sich der reale Strompreis von 1978 bis etwa 1995 verdoppelt, seither zeigt er eine stationäre Entwicklung. Laut der Internationalen Energieagentur (IEA) ist der Schweizer Strompreis (inflations- und kaufkraftbereinigt) für Haushalte im Jahr 2008 im Vergleich zu 21 ausgewählten OECD-Ländern am zweittiefsten (nach Norwegen).

Die künftige Entwicklung der Strompreise dürfte wesentlich durch die Entwicklung der Preise für die fossilen Energieträger bestimmt werden. 2008 wurden weltweit zwei Drittel des Stroms mit Hilfe fossiler Energieträger erzeugt: 41 % durch Kohle, 21 % durch Erdgas sowie 5,5 % durch Erdöl. Betrachtet man die neu installierte Leistung, so wurden 2010 gar 82 % des Stroms mit fossilen Energieträgern erzeugt. Die Indizes der Weltmarktpreise für Rohöl, Erdgas und Kohle haben sich in den letzten 30 Jahren weitgehend parallel entwickelt (vgl. Abbildung 2.4). Seit 2000 verzeichnen alle drei einen markanten Anstieg um 170 bis 190 %. Angesichts der zunehmenden internationalen Nachfrage und der steigenden Extraktionskosten als Folge der zunehmenden Erschöpfung der leicht zugänglichen Ressourcen ist in den kommenden Jahrzehnten mit einem weiteren Anstieg der realen Preise zu rechnen, auch wenn er vermutlich weniger dramatisch verlaufen wird als im vergangenen Jahrzehnt.

In der Schweiz spielen heute die fossilen Energieträger bei der Stromproduktion fast keine Rolle. Insofern könnte man vermuten, deren Preisentwicklung sei für den Schweizer Strompreis von untergeordneter Bedeutung. Allerdings wird sich die Schweiz infolge ihres Eingebundenseins in den europäischen Strommarkt dem allgemeinen Trend zum Anstieg der Strompreise kaum verschliessen können. Zudem könnten, da die Schweiz den Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen hat, Gaskraftwerke zu-

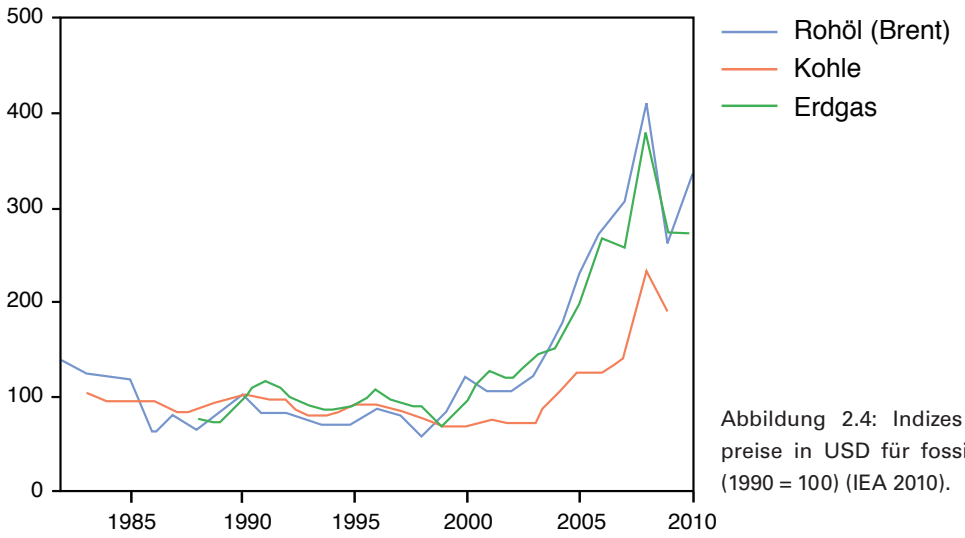


Abbildung 2.4: Indizes der Weltmarktpreise in USD für fossile Energieträger (1990 = 100) (IEA 2010).

mindest für eine geraume Zeit eine erhebliche Rolle spielen. Daher ist davon auszugehen, dass auch in der Schweiz die Strompreise in Zukunft real ansteigen werden.

Einfluss des Strompreises auf die Stromnachfrage bis 2050

Die zunehmende Elektrifizierung und der Druck zur Erhöhung der erneuerbaren Stromproduktion lassen einen Anstieg des Strompreises erwarten. Preissteigernd wirken auch der Bedarf für Netzinvestitionen oder die Internalisierung von externen Kosten infolge von CO_2-Emissionsvorschriften. Bei einer realen Steigerung um 10 % bis 2020, 30 % bis 2035 und 50 % bis 2050 und einer Elastizität von -0,6 ergibt sich ein Rückgang der Nachfrage um 6, 18 bzw. 30 %. Im konservativen Fall reagieren die Konsumenten nur mit einem Rückgang der Nachfrage um 3, 9 bzw. 15 %.

2.2.1.2 Einkommen

Die Nachfrage eines Gutes wird neben dem Preis vor allem durch das Einkommen beeinflusst. Steigt das Einkommen eines Haushalts, wird bei gleichbleibendem Preis in der Regel mehr vom jeweiligen Gut konsumiert. Analog zur Preiselastizität spricht man hier von der Einkommenselastizität. Dies gibt das Verhältnis der relativen Änderungen von Einkommen und Nachfrage wieder. Die Einkommenselastizität ist in aller Regel positiv: Ändert sich beispielsweise infolge einer 10-prozentigen Einkommenssteigerung die Nachfrage um 2 %, beträgt die Einkommenselastizität 0,2. Empirische Untersuchungen der Stromnachfrage auf Haushaltsebene weisen für die Schweiz eine langfristige Einkommenselastizität von 0,06 bis 0,33 auf.

Im Länderquerschnitt lässt sich jedoch feststellen, dass ein höheres gesamtwirtschaftliches Einkommen längerfristig nicht zu einem höheren Energieverbrauch führen muss. Steigt mit dem Wachstum der Wirtschaft die Nachfrage nach Energie, wird es nicht nur für die privaten Haushalte, sondern insbesondere auch für die Industrie interessant, stärker auf weniger energieintensive Prozesse umzustellen, wodurch nicht notwendigerweise der absolute, aber zumindest der spezifische Energieverbrauch sinkt. Kapital und Energie sind im Wirtschaftsprozess kurzfristig Komplemente, d.h., mit zusätzlich eingesetztem Kapital steigt auch die zur Produktion notwendige Energie. Langfristig sind Kapital und Energie jedoch eher Substitute, d.h., energieintensive Produktionen können durch weniger energieintensive, dafür stärker kapitalintensive Produktionen abgelöst werden. Beispiele dafür sind der Passivhausstandard oder Autos mit geringerem Treibstoffverbrauch.

Dabei ist freilich zu unterscheiden zwischen dem Einkommen pro Kopf (bzw. pro Haushalt) und

der Veränderung des Einkommens als Folge der Bevölkerungsentwicklung. Die geschätzten Werte der Einkommenselastizitäten beziehen sich auf das Einkommen pro Kopf. Wächst hingegen die Bevölkerung, kann der Stromverbrauch erheblich stärker steigen als das Einkommen. Die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs hängt damit auch entscheidend von der Bevölkerungsentwicklung ab (vgl. Abschnitt 2.2.5).

Einfluss des Einkommens auf die Stromnachfrage bis 2050

Die Einkommen sind in der Schweiz in den vergangenen Jahrzehnten real um knapp 1 % pro Kopf und Jahr gestiegen. In den Jahren 2020, 2035 und 2050 liegen bei Fortsetzung dieses Trends die Einkommen 10, 28 bzw. 49 % über den heutigen. Nimmt man eine Einkommenselastizität von 0,1 bis 0,2 an, würde die Stromnachfrage allein durch die Veränderung des Pro-Kopf-Einkommens gegenüber heute um 1 bis 2, 2,8 bis 5,6 bzw. 4,9 bis 9,8 % steigen.

2.2.1.3 Strommarktliberalisierung

In den vergangenen Jahrzehnten wurden die Strommärkte in Europa zwar nicht vollständig, aber doch in erheblichem Ausmass liberalisiert: Öffentliche Energieunternehmen wurden (teil-)privatisiert, und der Staat zog sich in vielen Bereichen auf die Rolle einer Regulators zurück (vgl. Kapitel 4). Von der Liberalisierung versprach man sich mehr Wettbewerb und damit niedrigere Strompreise und nahm als Konsequenz daraus eine höhere Nachfrage nach Strom in Kauf. Der Rückgang der Strompreise bzw. die dadurch ausgelöste Steigerung der Nachfrage bedeutet jedoch nur einen einmaligen Niveaueffekt; die langfristige Wachstumsrate des Stromverbrauchs wird dadurch nicht beeinflusst.

Tatsächlich erfolgte bzw. erfolgt die Strommarktliberalisierung jedoch zusammen mit anderen Entwicklungen, welche die Preise eher erhöhen. Zu diesen Entwicklungen gehört das knapper gewordene Angebot auf dem europäischen Markt, die Einführung einer neuen Tarifstruktur in der Schweiz oder die Einpreisung der CO_2-Emissionsrechte in der EU. Aus diesen Gründen brachte die Liberalisierung den Verbrauchern nicht die erhoffte Preissenkung.

2.2.2 Technische Faktoren

Die technische Entwicklung beeinflusst die Stromnachfrage in gegenläufiger Weise:

1. **Verminderung des Strombedarfs:** Elektrische Geräte und Antriebe werden effizienter, d.h. eine Stromdienstleistung kann mit geringerem Stromeinsatz bezogen werden. Ein Bedarfsrückgang ergibt sich auch durch eine effizientere Verwendung von Materialien, deren Herstellung viel Strom benötigt.

2. **Steigerung des Strombedarfs:** In vielen Bereichen der Gesellschaft führen neue Technologien zu neuen Anwendungen und Geräten sowie zu einer stärkeren Automation und Mechanisierung. Dazu kommen Substitutionen bei Prozessen und Antrieben, z.B. durch Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge.

Diese technischen Einflüsse werden indirekt in aller Regel durch ökonomische Faktoren gesteuert, sei es, dass sie insgesamt kostengünstiger sind, sei es, dass höhere Einkommen ein Umsteigen auf teurere und stromintensivere Anwendungen erlauben, sei es, dass durch die Preissenkung von elektrischen Geräten die Bedeutung des Strompreises für den Verbraucher in einem bestimmten Bereich zurückgeht.

2.2.2.1 Strom- und Materialeffizienz

Die technischen Möglichkeiten, Strom effizienter zu nutzen, sind in den einzelnen Anwendungsbereichen – private Haushalte, Handel und Gewerbe, Dienstleistungssektor, Industrie, Verkehr und Umwandlungssektor – sehr unterschiedlich:

- Elektrische Wandlersysteme wie Pumpen, Lüftungen, Druckluftkompressoren, Kältemaschinen, Klimaanlagen haben erhebliche Effizienzpotenziale zwischen 10 und 40 %, je nach Leistung und Zustand der Anlagen.

- Ähnlich grosse Effizienzpotenziale haben die Beleuchtung und manche Fertigungsprozesse in der verarbeitenden Industrie.

- Durch eine verbesserte Wärmedämmung kann der Wärmebedarf um bis zu 80 % gesenkt werden.

- Elektrogeräte in privaten Haushalten und IT-Geräte haben erhebliche Effizienzpotenziale zwischen 30 und 80 %.

- Die Bremsstrom-Rückspeisung ist nicht nur eine Option im Verkehr bei elektrischen Antrieben, sondern zunehmend auch in bewegten Anlagen und Maschinen in Gebäuden (Aufzüge, bedarfsgesteuerte Rolltreppen), in Hochregallagern und in der Fertigungstechnik bei Maschinen und Robotersystemen mit wechselnden Geschwindigkeiten. Ihre bedarfsmindernde Wirkung ist anwendungsabhängig, liegt aber häufig zwischen 20 und 40 % des derzeitigen Strombedarfs.

Diese Potenziale entsprechen dem Stand der heutigen Technik. Hinzu kommen die Potenziale neuer Technologien, die bis 2050 weit verbreitet sein dürften. Beispiele solcher Technologien sind: die Beleuchtung durch LEDs; erheblich verbesserte Ventilatoren, deren Wirkungsgrad heute bei lediglich 10 bis 15 % liegt; verbesserte Mahlprozesse, deren Wirkungsgrad heute bei wenigen Prozentpunkten liegt; Vorerwärmung von Rohmaterialien für Elektroöfen durch Abwärmenutzung.
Hinzu kommen (Teil-)Substitutionen stromintensiver Grundstoffe. Beispiele hier sind: Zementklinker durch Flugasche; PVC durch nicht-chlorhaltige Co-Polymere mit vergleichbaren Eigenschaften (auch auf biogener Basis); Baukonstruktionen aus Holz anstelle von Elektrostahl. Schliesslich wird man stromintensive Produkte durch verbesserte Eigenschaften und Konstruktionen leichter machen, den Ausschuss bei der Produktion vermindern sowie die Recyclingquote der neuen Werkstoffe weiter erhöhen.

Über alle Sektoren und Anwendungen und unter Einbezug der Re-Investitionszyklen beträgt das Stromeffizienzpotenzial etwa 1,0 bis 1,5 % pro Jahr über viele Dekaden dieses Jahrhunderts. Voraussetzung ist allerdings, dass die bestehenden gesellschaftlichen und psychologischen Hemmnisse beseitigt werden (vgl. Abschnitte 2.2.3 und 2.2.4). Berücksichtigt man zusätzlich, dass sich aus dem effizienten Einsatz von stromintensiven Materialien ein Potenzial von etwa 1 % pro Jahr ergibt, liegt das Stromeffizienzpotenzial in der Industrie gar bei 1,2 bis 1,7 % pro Jahr.

Einfluss der technischen Effizienzpotenziale auf die Stromnachfrage bis 2050
Werden die beschriebenen Effizienzpotenziale ausgeschöpft, beträgt die Stromnachfrage – bezogen auf die heute erbrachten Stromdienstleistungen – in den Jahren 2020, 2035 und 2050 rein rechnerisch mindestens noch 85, 67 bzw. 53 % und höchstens noch 90, 76 bzw. 65 % des heutigen Niveaus.

2.2.2.2 Stromintensivierung und Substitution

Strom spielt als vielseitig einsetzbare Energie sowie in der Informationsübertragung eine herausragende Rolle für die Industriegesellschaften. Deshalb wird es auch in Zukunft zu weiteren Stromanwendungen kommen. Dafür sind verschiedene Entwicklungen und Einflussfaktoren verantwortlich:

- In der Industrie, in der Lagerhaltung, im Handel sowie bei öffentlichen und privaten Dienstleistungen kann mit einer weiteren Mechanisierung und Automation gerechnet werden. Dazu kommen höhere Qualitätsansprüche, die eine Produktion in Reinräumen erforderlich machen (z. B. in der Getriebeherstellung) sowie die Alterung der Gesellschaft und höhere Anforderungen an die Bequemlichkeit (z. B. mehr Aufzüge, Rolltreppen sowie eine vermehrte Klimatisierung von Gebäuden).

- In vielen Fällen führt eine effizientere Energienutzung im Wärmebereich zu einem etwas hö-

heren Verbrauch an Strom. Dieser wird für den Betrieb der Steuerungsanlagen, Ventilationen oder Pumpen (z. B. beim Wärmetausch, bei der Abwärmenutzung und bei der solarthermischen Nutzung) benötigt oder zur Restfeuchtetrocknung von Textilien und Nahrungsmitteln.

- Auch Prozesssubstitutionen führen zu einem höheren Stromverbrauch: Wärmepumpen statt fossil gefeuerte Heizkessel, Trockenfertigung anstelle von Nassfertigung (und damit eine Verdoppelung des Druckluftbedarfs), Membrantechniken statt thermische Trennprozesse. Schliesslich wird es im Sektor Mobilität zumindest zu einer teilweisen Substitution des Verbrennungsmotors durch den Elektromotor kommen (vgl. Abschnitt 2.2.2.3).

Insgesamt kann man davon ausgehen, dass diese technischen Einflüsse zu einem erhöhten Strombedarf von etwa 0,4 bis 0,6 % pro Jahr führen und somit einen Teil der Effizienzgewinne wieder aufheben. Dazu kommt, dass Stromanwendungen eher eingeführt werden als Massnahmen, die zu einer Verbesserung der Strom- und Materialeffizienz führen.

Einfluss der intensiveren Nutzung und Substitution auf die Stromnachfrage bis 2050
Durch neue oder anders erbrachte Stromdienstleistungen steigt die Stromnachfrage bis 2020, 2035 bzw. 2050 gegenüber heute rein rechnerisch um mindestens 4, 10 bzw. 17 % und höchstens um 6, 16 bzw. 27 %.

2.2.2.3 Elektromobilität

Verschiedene Studien haben versucht, die Entwicklung des Elektroantriebs im motorisierten Individualverkehr (MIV) zu prognostizieren. Die Bandbreite der vorausgesagten Entwicklung ist sehr gross. Wie schnell und in welchem Ausmass sich der Elektroantrieb beim MIV durchsetzen wird, hängt vor allem davon ab, ob Elektrofahrzeuge dem Vergleich mit herkömmlichen Fahrzeugen standhalten können. Zwei Aspekte sind dabei entscheidend:

- **Batterietechnologie:** Die Energiedichte heutiger Batteriesysteme liegt bei 0,1 kWh/kg, diejenige von Dieselöl bei 11,9 kWh/kg. Die Investitionskosten in Grossserie gefertigter Batteriesysteme liegen bei 1000 Fr. pro kWh Speicherkapazität. Batterien in aktuellen Fahrzeugen haben zwischen 15 und 25 kWh Speicherkapazität. Die Lebensdauer beträgt etwa 1000 Ladezyklen. Eine Reduktion auf 500 Fr. pro kWh ist absehbar; ob weitere Kostenreduktionen möglich sind, ist offen.

- **CO_2-Ausstoss:** Der «well to wheel»-CO_2-Ausstoss von Elektrofahrzeugen variiert je nach Stromerzeugung zwischen nahezu 0 und über 250 g/km (wenn der Strom aus konventionellen Kohlekraftwerken stammt). Nur wenn Strom aus CO_2-armer Produktion getankt wird, findet eine spürbare Entlastung des Klimas statt.

Um eine obere Grenze für die zusätzliche Stromnachfrage durch Elektromobilität zu erhalten, kann man abschätzen, wie gross der Bedarf an elektrischer Energie wäre, wenn der MIV in der Schweiz vollständig elektrisch angetrieben würde. Der dafür benötigte Strombedarf lässt sich einigermassen genau berechnen:

- **Anzahl Fahrzeuge:** Im Jahr 2010 waren in der Schweiz rund 4 Millionen Automobile immatrikuliert, was einer Fahrzeugdichte von etwa 550 Fahrzeugen auf 1000 Einwohner entspricht. In den kommenden Jahrzehnten wird diese Zahl nur noch gering auf rund 600 Autos pro 1000 Einwohner ansteigen. Zudem wird bei anhaltender Zuwanderung die absolute Zahl der Fahrzeuge nochmals spürbar zunehmen, so dass der Autobestand 5 Millionen Fahrzeuge erreichen dürfte.

- **Fahrleistung:** Die durchschnittliche Fahrleistung eines Automobils liegt heute bei etwa 15 000 km pro Jahr. In Zukunft wird sich dieser Wert vermutlich eher reduzieren, auch wenn keine substantiellen Veränderungen zu erwarten sind.

- **Energieverbrauch:** Der durchschnittliche «battery to wheel»-Energieverbrauch der Fahrzeuge wird auf 15 kWh elektrische Energie pro 100 km Fahrdistanz geschätzt. Dies berücksichtigt einerseits die erwarteten Fortschritte im Elektroantrieb bzw. im Leichtbau, andererseits die unter realen Fahrbedingungen zu erwartenden Verschlechterungseffekte (Abweichungen des realen Fahrverhaltens vom Testzyklus, Verluste im Winterbetrieb etc.).

Mit diesen Annahmen ergibt sich bei einer vollständig auf Elektroantrieb umgestellten Fahrzeugflotte ein zusätzlicher Strombedarf von 11,25 TWh pro Jahr. Berücksichtigt man etwa 5 bis 10 % Verteilungs- und Batterieladungsverluste, ergibt sich ein Wert von rund 12 TWh pro Jahr. Das entspricht 20 % des heutigen Jahresverbrauchs. Diesem Mehrbedarf an Strom steht jedoch eine Einsparung an Benzin und Dieselöl im Umfang von 22 TWh pro Jahr gegenüber, wenn die Elektrofahrzeuge eine Flotte von 3-Liter-Autos ersetzen würden. Die Effizienz des Individualverkehrs würde sich also ungefähr mindestens verdoppeln.

Gemäss einem Szenario, bei dem 2030 die Hälfte aller Neufahrzeuge elektrisch betrieben ist, ergibt sich für die Jahre 2020, 2035 bzw. 2050 ein Anteil von Elektrofahrzeugen an der Gesamtflotte von 2, 40 bzw. 100 % (Zah et al. 2010). Das entspricht einem zusätzlichen Strombedarf von jeweils etwa 0,2, 4,5 bzw. den bereits genannten 12 TWh.

Der Stromverbrauch des öffentlichen Verkehrs (Bahnen, Trolleybusse, Trams) betrug 2009 4,7 TWh. Nimmt man die in den letzten zehn Jahren beobachtete mittlere Zuwachsrate von 1,5 % pro Jahr als Prognosebasis, so erwartet man in den Jahren 2020, 2035 bzw. 2050 einen Verbrauch von 5,5, 6,9 bzw. 8,7 TWh.

Beim Strassengüterfernverkehr werden auch in absehbarer Zukunft Dieselmotoren dominieren. Im Nahverteilungsverkehr ist hingegen eine partielle Elektrifizierung denkbar. Der dafür benötigte Energiebedarf lässt sich nicht einfach abschätzen, er wird aber um eine Grössenordnung kleiner sein als der oben abgeschätzte maximale Bedarf des MIV.

Einfluss der Elektromobilität auf die Stromnachfrage bis 2050

Die Entwicklung der Elektromobilität bis 2050 ist weitgehend offen. In einem Szenario, bei dem der motorisierte Individualverkehr bis 2050 vollständig auf Elektrofahrzeuge umstellt, erhöht sich unter Einschluss des Zuwachses im öffentlichen Verkehr die Stromnachfrage in den Jahren 2020, 2035 bzw. 2050 gegenüber der heutigen Stromnachfrage um etwa 1, 7 bzw. 16 TWh.

2.2.2.4 Elektroheizungen

In der Schweiz verbrauchen die 230 000 fest installierten Elektrospeicherheizungen in Haushalten rund 3 TWh Strom pro Jahr, hauptsächlich im Winterhalbjahr (BFE 2009a). Hinzu kommen mobile Heizgeräte sowie Elektroheizungen in den anderen Sektoren, deren Jahresverbrauch auf 2,5 TWh geschätzt wird. In einer Gesamtenergiebilanz schneiden Elektroheizungen schlecht ab. Holz- oder Gasheizungen wandeln die Primärenergie mit einem 2 bis 2,5 Mal so hohen Wirkungsgrad in Wärme um, Wärmepumpen benötigen 3 bis 4 Mal weniger Strom zur Bereitstellung einer Wärmeeinheit.

2011 wurde von den eidgenössischen Räten eine Motion (11.3424) überwiesen, die einen Ersatz der bestehenden Elektroheizungen durch andere Heizsysteme bis spätestens 2025 verlangt.

Wirkung des Ersatzes von Elektroheizungen auf die Stromnachfrage bis 2050

Würden bis 2025 die fest installierten Elektroheizungen in Haushalten je hälftig durch Wärmepumpen und andere Heizsysteme ersetzt, ginge die Stromnachfrage für die erste ersetzte Hälfte von 1,5 auf 0,5 TWh, für die zweite von 1,5 auf 0 TWh zurück. Es kann daher mit einem Rückgang der Stromnachfrage von 1,5 TWh in 2020 und von 2,5 TWh in 2035 bzw. 2050 gerechnet werden.

2.2.3 Psychologische Faktoren

Individuen entscheiden nicht immer im klassisch ökonomischen Sinne rational und konsistent. Die persönliche Einstellung, mögliche Handlungsalternativen, das Umfeld sowie das Verhalten relevan-

ter Akteure der Vergleichsgruppe beeinflussen die Entscheidungsfindung ebenso. Aus diesem Grund können zwei Haushalte, die in Bezug auf ihre Grösse, ihre Altersstruktur, ihr Einkommen und ihren Standort durchaus vergleichbar sind, einen sehr unterschiedlichen Stromverbrauch aufweisen. So ist es von der Einstellung zum Stromverbrauch abhängig, ob Elektrogeräte permanent im Standby-Modus laufen oder ob ungenutzte Geräte konsequent komplett abgeschaltet werden. Ebenso sind Einstellungen ausschlaggebend dafür, ob gezielt energieeffiziente Elektrogeräte gekauft werden oder nicht.

2.2.3.1 Umweltbewusstsein

Man würde intuitiv vermuten, dass Personen oder Haushalte umso weniger Strom nachfragen, je höher ihr Umweltbewusstsein ist. Das Umweltbewusstsein ist aber nur eines unter mehreren Kriterien bei individuellen Entscheidungen. Zudem richtet es sich auf ganz unterschiedliche Bereiche wie CO_2-Emissionen, Ressourcenverbrauch, Müllentsorgung, Landschaft etc. Und schliesslich zeigen Untersuchungen, dass das Umweltbewusstsein in den verschiedenen Milieus und Lebensstiltypen unterschiedlich ausgeprägt ist. Das Umweltbewusstsein als Antriebskraft zur Reduktion des Stromverbrauchs wird deswegen oft überschätzt.

2.2.3.2 Individuelle Einflussmöglichkeiten

Individuen werden umso eher bereit sein, ihre Stromnachfrage zu reduzieren, je mehr sie das Gefühl haben, dass ihre eigene Verhaltensänderung tatsächlich zu einer Verringerung der gesamten Stromnachfrage (und damit z.B. zum Klimaschutz) beitragen kann. Die Bereitschaft, weniger Strom zu verbrauchen, wird zum einen dann blockiert, wenn Individuen den Eindruck gewinnen, sie erbrächten Opfer, von denen viele andere – ohne ihrerseits etwas beizutragen – profitieren (Trittbrettfahrerproblematik). Zum anderen kann der Sinn einer individuellen Verringerung in Frage gestellt werden, da der eigene Stromverbrauch schweizweit kaum ins Gewicht fällt (Ohnmachtsgefühl). Individuen handeln, wenn sie sich voll verantwortlich für ihren Stromverbrauch fühlen, über Handlungsmöglichkeiten verfügen, mit denen sie ihrer Verantwortung nachkommen können sowie ein unterstützendes normatives Umfeld wahrnehmen oder in ein solches eingebunden sind.
Zu den Bereichen, in denen tatsächlich individuelle Handlungsoptionen bestehen, gehören die Vermeidung von Stand-by-Verlusten, die Anschaffung von Energiesparlampen, die Vermeidung von Tagesspitzen beim Waschen, die sparsame Verwendung von Trocknern etc. Viele Mieter, insbesondere in der Deutschschweiz, haben dagegen z.B. wenig Einfluss auf die Anschaffung ihres Kühlschranks oder ihrer Waschmaschine.

2.2.3.3 Informationsstand

Je besser die Akteure ihre eigenen Stromverbrauchsparameter kennen, je mehr sie über die relevanten Zusammenhänge und die Möglichkeiten einer effizienten Stromnutzung wissen, desto besser sind die Chancen für eine tiefere Stromnachfrage. Wichtig ist eine möglichst unmittelbare, einfach zugängliche und verständliche Information zum individuellen Stromverbrauch, zu (aktuellen) Preisen und zu weiteren Informationen, wie beispielsweise über einen aktuellen Referenz- oder Normverbrauch.
In der Regel genügt es nicht, Informationsmaterial in schriftlicher oder elektronischer Form zur Verfügung zu stellen. Die Information muss bei den Akteuren auch tatsächlich ankommen, d.h. beachtet und verarbeitet werden. Das erfordert ein differenziertes und auf einzelne Gruppen abgestimmtes Vorgehen. Eine allgemeine Informationskampagne zum Thema Stromsparen kann zwar das Wissen der Akteure verbessern, verändert aber nicht zwingend ihr Verhalten.
Viele Individuen suchen nicht aktiv nach Informationen, wie sie den Stromverbrauch reduzieren können. Ob sie auf entsprechende Informationen angemessen reagieren, hängt stark von ihrem Bildungsniveau und anderen persönlichen Faktoren ab. Dem Bildungsbereich kommt demnach eine wichtige Rolle zu: Je früher und intensiver man mit Informationen über energierelevante Fragestellungen vertraut gemacht wurde, desto eher nimmt man

neue relevante Informationen auf und desto grösser sollte auch deren Wirksamkeit sein.

2.2.3.4 Rebound-Effekte

Eine effizienter erbrachte Energiedienstleistung führt zu einer Einsparung an Energiekosten. Weil der Bezug der Energiedienstleistung damit in der Regel günstiger wird, steigt die entsprechende Nachfrage. Zudem werden Mittel für den Konsum anderer Güter frei, deren Bereitstellung ihrerseits Energie bedingt. Die so induzierte höhere Nachfrage kompensiert teilweise die ursprüngliche Einsparung. Der sogenannte direkte Rebound-Effekt entsteht als Folge der in der Regel tieferen Energiekosten und zeigt sich in drei Varianten (de Haan 2009):

- **Die gleiche Stromdienstleistung wird intensiver genutzt:** Eine klassische Glühlampe wird durch eine Energiesparlampe mit höherer Leuchtleistung ersetzt, also z.B. eine 60-W-Glühlampe durch eine 15-W-Sparlampe, obwohl dies der Leuchtleistung einer 75-W-Glühlampe entspricht.

- **Die gleiche Stromdienstleistung wird umfangreicher genutzt:** Es werden zusätzliche Sparlampen installiert, z.B. für Aussen- und Gartenbeleuchtung.

- **Die gleiche Stromdienstleistung wird dauerhafter genutzt:** Man lässt die Sparlampen länger brennen.

Ein zusätzlicher indirekter Rebound-Effekt entsteht als Folge des grösseren verfügbaren Einkommens und zeigt sich etwa dann, wenn man sich, nachdem infolge des Kaufs eines Autos der Effizienzkategorie A die Treibstoffkosten sinken, einen grösseren Fernseher, einen zusätzlichen Computer oder einen Tagesausflug gönnt.

Hinzu kommen weitere Faktoren, die den Energieverbrauch im Sinne eines Rebound-Effekts beeinflussen, auch wenn sie nicht das Resultat einer Energiekostenersparnis sind:

- **Zeitgewinn:** Der individuelle Konsum ist oft zeit- statt kostenlimitiert. Dies betrifft namentlich die Mobilität und den Freizeitsektor. Eine erhöhte Energieeffizienz der Bahn wirkt sich kaum auf die Fahrpreise und damit auch nicht auf die Nachfrage aus. Eine erhöhte Zeiteffizienz, d.h. schnellere Züge, kann die Nachfrage aber sofort erhöhen.

- **Mentale Entlastung:** Eine erhöhte Energieeffizienz kann zu einer Entlastung des «mentalen Umweltbelastungskontos» führen. Dies kann zu zusätzlichem Konsum führen, z.B. indem Bewohner von energieeffizienten Häusern mit weniger schlechtem Gewissen weitere Energiedienstleistungen in Anspruch nehmen.

Reboundeffekte sind empirisch umfassend belegt (UK ERC 2007). Sie treten fast immer auf; zumeist ist ihr Ausmass jedoch eher gering (<10 % der Einsparung). Zeitintensive Energiedienstleistungen mit niedrigem Reboundeffekt (<20 %) erbringen Geschirrspüler, Staubsauger, Fernseher, Werkzeuge wie Bohrmaschinen und Nähmaschinen, Computer und Drucker. Beim Waschen von Kleidern wurde geschätzt, dass 80 bis 90 % der Kosten Zeitkosten sind. Entsprechend wurde nach dem Wechsel zu effizienteren Waschmaschinen ein Rebound von 6 % festgestellt. Nicht zeitintensive Energiedienstleistungen weisen Reboundeffekte von 10 bis 50 % auf (Sorrell et al. 2009). Bei Raumheizungen wurden empirisch Reboundeffekte um 30 % festgestellt. Mögliche Ursachen dafür sind erhöhte Raumtemperaturen und der Verzicht auf Temperaturabsenkung bei Ferienabwesenheit.

Da die Substitution fossiler Energieträger durch Strom in der Regel zu einer Effizienzsteigerung führt (z.B. Ersatz von Brennkesseln durch Wärmepumpen, Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs), ist demzufolge auch mit entsprechenden Reboundeffekten zu rechnen. Dafür gibt es regulatorische Treiber (geringere fiskalische Belastung von Elektrizität; Anreize für Wärmepumpen, mittelfristig für Elektrofahrzeuge) wie auch sozio-psychologische Treiber (Wahrnehmung der Elektri-

zität als «sauber» und «post-fossil»). Deshalb dürfte das Ausmass des Reboundeffekts im Strombereich vermutlich eher im oberen Bereich der Bandbreite der bisherigen empirischen Evidenz sein.

Einfluss von Rebound-Effekten auf die Stromnachfrage bis 2050

Veranschlagt man den Reboundeffekt auf eher optimistisch tiefe 10 %, wird ein Zehntel des in Abschnitt 2.2.2.1 genannten Nachfragerückgangs durch Mehrverbrauch kompensiert.

2.2.3.5 Diskontierung

Diskontierung umschreibt die Tatsache, dass zukünftigen Kosten und Nutzen geringere Werte beigemessen werden als gegenwärtigen. Den meisten Menschen ist ein Franken morgen weniger wert als ein Franken heute. Das Mass der Abwertung über die Zeit, die Diskontrate, hängt von den Präferenzen der Individuen ab. Bei einer Diskontrate von 5 % bzw. 10 % beträgt der Wert von 100 Franken in einem Jahr aus heutiger Sicht lediglich noch 95.24 bzw. 90.91 Franken.

Die Zusammenfassung unterschiedlich bewerteter gegenwärtiger und künftiger Kosten und Nutzen im sogenannten «Barwert» ist vor allem im Zusammenhang mit Investitionsentscheidungen von Bedeutung. Um entscheiden zu können, ob es sich lohnt, eine Investition in ein energieeffizientes Gerät zu tätigen, müssen die höheren Investitionskosten dem Barwert der geringeren Betriebskosten über den Zeitraum der Nutzungsdauer gegenübergestellt werden. Werden die künftigen Betriebskosten diskontiert, verschlechtert sich in der Bilanz ein energieeffizientes Gerät gegenüber einem in der Anschaffung billigeren «Stromfresser». Die tieferen Investitionskosten sind gegenüber den in der Zukunft erzielbaren Kosteneinsparungen dominant, da diese durch die Diskontierung «abgewertet» werden. Hohe Diskontraten sind somit ein Hemmnis für Investitionen in Stromeffizienz.

Die umfangreiche empirische Literatur zu individuellen Diskontraten hat folgende Ergebnisse erbracht (O`Donoghue und Rabin 2001, Frederick et al. 2002): Die Diskontraten liegen häufig über den Marktzinssätzen. Sie sind nicht konstant, sondern sinken im Zeitverlauf, d.h. Ereignisse in der nahen Zukunft werden mit einer höheren Rate abgezinst als solche in der fernen Zukunft (man spricht in diesem Zusammenhang von «hyperbolischer Diskontierung»). In der Regel werden grosse Beträge mit einer geringeren Diskontrate abgezinst als kleine. Und die Diskontraten sinken mit höherem Haushaltseinkommen. Befunde zu den Diskontraten bei Energieeffizienzinvestitionen basieren teils auf Befragungen, teils auf realen Kaufentscheidungen (DEFRA 2010). Bei Kühlschrankanschaffungen sind die impliziten Diskontraten am höchsten; eine Studie für die USA schätzte die Diskontrate auf 39 % (Revelt und Train 1998).

2.2.4 Gesellschaftliche Faktoren

Ob der Einzelne bereit ist, seinen Energieverbrauch zu reduzieren, hängt nicht nur von indiviuellen Präferenzen und Einstellungen ab, sondern auch von den gesellschaftlichen Rahmenbedingungen.

2.2.4.1 Soziale Normen

Ein bestimmtes Verhalten lässt sich nicht ausschliesslich auf persönliche Beweggründe zurückführen; es kann auch durch einen impliziten oder expliziten sozialen Druck hervorgerufen werden. Konsumenten orientieren sich stark an gesellschaftlichen Normen, insbesondere an den Normen der eigenen relevanten Bezugsgruppe. Relevante Bezugsgruppen sind Gruppen, denen man angehört, sich zurechnet oder angehören möchte; sie sind die eigentlichen «Normsender» für viele Verhaltensentscheide.

Ob Informationen zum Stromsparen auf fruchtbaren Boden fallen, hängt deshalb auch mit den sozialen und kulturellen Normen der Bezugsgruppen zusammen. Wenn Akteure meinen, es entspreche dem «common sense» oder gehöre zum «guten Ton», sparsam mit Energie umzugehen, begünstigt das Bestrebungen, die Stromnachfrage zu reduzieren. Damit solche soziale Normen wirken, braucht es gesellschaftlich anerkannte Vorbilder oder Bezugsgruppen, die sich aktiv für ein stromsparendes Verhalten einsetzen und dieses selbst vorleben.

Überzeugend wirken diese vor allem dann, wenn sie eine tiefe Stromnachfrage mit weiteren Motiven wie z.B. hohe Lebensqualität, Lebensfreude und Gesundheit verbinden («Weniger kann mehr sein»). Um solche Vorbilder und ihre konkreten Beiträge sowie «neue» Normen sichtbar zu machen, leisten neben den etablierten Medien in Zukunft wohl auch vermehrt soziale Netzwerke wie Facebook oder Twitter einen Beitrag. Im Rahmen einer freiheitlich-liberalen Ordnung kann die Verbreitung solcher Normen freilich nicht von aussen erzwungen werden; sie muss sich aus den gesellschaftlichen Prozessen heraus ergeben.

2.2.4.2 Gesellschaftliche Tendenzen und Lernprozesse

Der Anteil der Haushalte, die mit mindestens einem Computer ausgestattet sind, hat sich zwischen 1990 und 2006 mehr als verfünffacht. Wenn die Menge schneller Internetanschlüsse international als Vergleichsmassstab für Innovation und Fortschrittlichkeit gilt oder die Verfügbarkeit von elektronischen Geräten zum Wissens- und Informationsaustausch für den Alltag eines jeden Individuums essentiell wird, dann erhöht dies die Stromnachfrage. Nicht-Beteiligung oder Nicht-Verfügbarkeit kann zum sozialen Ausschluss führen. Hohe Pro-Kopf-Einkommen sowie die gesellschaftliche Ausdifferenzierung begünstigen zudem die Mengenausdehnung. Dies zeigt sich z.B. bei Beschneiungs- und Flutlichtanlagen in Wintersportorten, Wellness-Oasen mit Outdoorpools, die auch im Winter geheizt werden, oder Dienstleistungen, die permanent verfügbar sind (Automaten aller Art oder Läden mit verlängerten Öffnungszeiten).

Daneben darf nicht vergessen werden, dass auch gewachsene Strukturen und Modelle eine konservierende Wirkung haben. Nicht nur Technologien, sondern auch gesellschaftliche Strukturen wie Besitzverhältnisse, Businessmodelle, Anbieterstrukturen schaffen Pfadabhängigkeiten. So tut sich die Schweiz bisher mit der Marktöffnung ausgesprochen schwer. Dies hängt unter anderem mit den Strukturen der hiesigen Elektrizitätswirtschaft zusammen: Die Businessmodelle der grossen Versorger orientieren sich zum einen am internationalen Handel, zum andern an der verkauften Menge, was beispielsweise dazu führte, dass Elektroheizungen gefördert wurden. Strukturerhaltend wirkt nun, dass die öffentliche Hand, in deren Besitz sich die Stromunternehmen mehrheitlich befinden, die Gewinne dieser Unternehmen für sich erhalten möchte, was letztlich – analog zur Landwirtschaft – zu einer engen Verflechtung zwischen der Stromwirtschaft und der Politik führt. Aus diesen Gründen sind strukturelle Innovationen in der Schweiz in den letzten 20 Jahren weitgehend ausgeblieben, auch wenn in den letzten Jahren Versorger in den grossen Agglomerationen (Genf, Zürich, Basel) oder regionale Initiativen wie die EnergieRegion Knonauer Amt neue Wege zu beschreiten versuchen.

Die politikwissenschaftliche Nachhaltigkeitsforschung konnte zeigen, dass gesellschaftliche Transformationen, insbesondere die Förderung von Innovationen, die sich an Nachhaltigkeit orientieren, nicht länger alleine durch staatliche Regulationen gesteuert werden sollten. Der Begriff Governance (im Gegensatz zu Government) steht für ein breites Feld von Steuerungsformen zwischen den beiden Polen staatliche Regulierung (top down) und vollständig autonome Prozesse (bottom up) (z.B. Grassroot-Bewegungen). Demzufolge können gesellschaftliche Lernprozesse zwar durch staatliche Rahmenbedingungen gefördert werden, diese werden aber allein kaum erfolgreich sein.

Eine vielfältig ausdifferenzierte Gesellschaft benötigt auf verschiedenen Ebenen Lernprozesse. Ein typisches Beispiel für erfolgreiche Lernprozesse sind etwa Labels im Lebensmittelbereich wie die Bio-Knospe oder der Marine Stewardship Council (MSC). Ähnliche Initiativen, die ganz unterschiedliche Akteure zu gemeinsamem Handeln zusammenführen, gibt es im Bereich der Zulieferkette, wo die Kontrolle und Transparenz der Vorlieferanten im Hinblick auf Energie- und Ressourcenbilanzen immer wichtiger werden. Damit individuelle Handlungsoptionen geschaffen werden können, müssen demzufolge kollektive Handlungen institutionalisiert werden, da erst diese die

Innovation ermöglichen. So ist der Kauf eines MSC-Fischs (individuelle Handlung) nur möglich, weil der MSC selbst geschaffen wurde (institutionalisierte kollektive Handlung). Im Hinblick auf das Elektrizitätssystem der Schweiz stellt sich daher die Frage, inwieweit derartige institutionalisierte Lernprozesse auf den Weg gebracht werden können, etwa indem neue Businessmodelle der Stromversorger neue individuelle Handlungsoptionen ermöglichen.

2.2.4.3 Suffizienz

Suffizienz zielt auf die Veränderung von Konsummustern bzw. allgemeine Verhaltensänderungen ab. Suffizienz wird oft mit kritischem Unterton als Verzichtshandlung dargestellt. Dies muss aber keineswegs der Fall sein, wie schon die Deutsche Enquête-Kommission zur nachhaltigen Energieversorgung 2002 feststellte: «Das Ausschalten der Heizung in nicht benutzten Räumen bedeutet den Verzicht auf sofortige Verfügbarkeit von Wärme, mehr nicht. Die Wahl eines mit Bahn statt Auto oder Fernflug erreichbaren Urlaubsziels bedeutet keineswegs den Verzicht auf Urlaub.» Suffizienz ist die freiwillige, bewusste Wahl von Alternativen zur Realisierung einer hohen Lebensqualität. Dabei wird Lebensqualität generell stärker über qualitative Güter (z.B. soziale Netzwerke) als quantitativ über die Menge an materiellen Gütern verstanden. Die Nachfrage an Strom verringert sich durch bewusste Wahl von Alternativen.

Soziokulturelle Faktoren wie Werthaltungen oder Status, institutionelle Normen und Anreize sowie individuelle Handlungsoptionen können Lernprozesse in Richtung Suffizienz fördern. Auch hier gilt allerdings, dass derartige Prozesse nicht staatlich verordnet werden können. Zwar haben Politik, Zivilgesellschaft, Medien und auch die Stromversorgungsunternehmen gewisse Einflussmöglichkeiten, doch solche paternalistische Vorgehensweisen sind in einer freiheitlichen Gesellschaft grundsätzlich problematisch. Suffizienz zielt auf die freie Wahl des Individuums ab. Dementsprechend ist die potenzielle Nachfragereduktion durch Suffizienz schwierig einzuschätzen.

Einfluss psychologischer und gesellschaftlicher Faktoren auf die Stromnachfrage bis 2050

Die teilweise gegenläufigen Tendenzen der psychologischen und gesellschaftlichen Einflussfaktoren sind quantitativ kaum zu fassen. Wie sich die soziale Praxis und die gesellschaftlichen Werte wandeln werden, lässt sich nur schwer voraussagen. Ebenso schwierig einzuschätzen ist, welche institutionalisierten gesellschaftlichen Lernprozesse sich abspielen werden und ob sich tradierte Strukturen innerhalb der Strombranche wandeln werden. Unter der Annahme, dass sich Effizienz, Suffizienz sowie Strukturen und Technologien, die sich an Nachhaltigkeit orientieren, durchsetzen werden, kann der dadurch bedingte Rückgang der Stromnachfrage bis 2020, 2035 bzw. 2050 auf 10, 20 bzw. 30 % veranschlagt werden. Im ungünstigsten Fall finden bis 2050 keinerlei verbrauchsrelevanten Lernprozesse statt.

2.2.5 Soziodemographische Faktoren

Obwohl die heute in der Schweiz ansässige Bevölkerung schrumpft, steigt die Bevölkerung insgesamt aufgrund der erheblichen Zuwanderung. Gemäss neuen Schätzungen des Bundesamts für Statistik ist zu erwarten, dass die Wohnbevölkerung der Schweiz von heute 7,8 Millionen auf 8,4 Millionen in 2020 und 8,8 Millionen in 2035 wächst und sich ab 2050 bei etwa 9 Millionen stabilisieren wird (BFS 2010). Das Bevölkerungswachstum ist einer der Hauptgründe, warum die Stromnachfrage in den letzten Jahrzehnten angestiegen ist, und wird es vermutlich auch in den kommenden Jahrzehnten sein. Alleine durch das Bevölkerungswachstum ist mit einem Anstieg der Stromnachfrage bis 2050 gegenüber 2010 um 13 % zu rechnen.

Auch die Bevölkerungsstruktur ist von Bedeutung: Mit dem zunehmenden Anteil älterer, oft allein lebender Personen nimmt der Stromkonsum zu, weil damit die Anzahl der Elektrogeräte pro Kopf steigt. Der Anteil der über 64-jährigen wird 2050 voraussichtlich 28 % betragen gegenüber heute 17 %. Dieser Trend wird die bereits zu beobachten-

de Zunahme der Anzahl Haushalte bei gleichzeitig abnehmender Mitgliederzahl pro Haushalt noch verstärken. Seit 1980 ist der Anteil der Haushalte mit maximal zwei Personen von 35 % auf 44 % gewachsen, die Wohnfläche pro Kopf der Bevölkerung hat allein zwischen 1980 und 2000 um 5 m^2 zugenommen. Daraus resultiert eine höhere Pro-Kopf-Versorgung mit elektrischen Geräten und in der Folge ein Anstieg der Stromnachfrage. Die Entwicklung der Haushaltsgrösse ist ungewiss, wird sich aber wohl etwas langsamer als bisher fortsetzen.

Einfluss der soziodemographischen Entwicklungen auf die Stromnachfrage bis 2050

Aufgrund des Bevölkerungswachstums und der veränderten Bevölkerungsstruktur ist mit einem Zuwachs der Stromnachfrage von 7,5 %, 14 % bzw. 17 % in 2020, 2035 bzw. 2050 zu rechnen.

2.2.6 Umweltfaktoren

Ein letzter Bestimmungsfaktor für die Schweizer Stromnachfrage ist die Witterung. Witterungsschwankungen werden sich künftig im Zuge des globalen Klimawandels vermutlich verstärken. Mittel- und langfristig ist damit zu rechnen, dass die Durchschnittstemperaturen ansteigen und extreme Wetterlagen häufiger auftreten werden. Im Winter werden bis 2050 die Niederschläge künftig um durchschnittlich 10 % zu-, im Sommer um 20 % abnehmen (OcCC und ProClim 2007). An derartige Veränderungen wird sich die Bevölkerung anpassen: Im Sommer werden mehr Klimaanlagen und mehr elektrisch betriebene Bewässerungsanlagen eingesetzt, im Winter werden Beschneiungsanlagen intensiver genutzt. Stammt der Strom dabei aus fossilen Quellen, ergibt sich eine Rückkopplung: Der Klimawandel wird weiter verstärkt, wodurch wiederum die Stromnachfrage weiter ansteigt.

2.3 Ansätze zur Beeinflussung der Stromnachfrage

Die oben skizzierte erwartete Entwicklung für die Zeitpunkte 2020, 2035 und 2050 geht jeweils von einer Fortschreibung der heute beschlossenen Politik und Massnahmen aus. Eine Ausnahme bilden die ausgewiesenen technischen Effizienzpotenziale, die nur ausgeschöpft werden können, wenn verschiedene Arten von Hemmnissen ökonomischer, sozial- und individualpsychologischer Natur aktiv angegangen werden. Hierbei kommt dem Preis eine entscheidende Rolle zu: Je höher der Preis ist, desto stärker ist der Anreiz, Effizienzpotenziale auszuschöpfen. Im Folgenden werden einige Ansatzpunkte zur Überwindung dieser Hemmnisse vorgestellt.

2.3.1 Erhöhung der Energiepreise

In der Schweiz werden – bei grossen regionalen Unterschieden – im historischen und internationalen Vergleich vielerorts im Verhältnis zum Einkommen tiefe reale Strompreise bezahlt. Die Politik hat die Möglichkeit, den Strompreis und damit die Nachfrage durch Energiesteuern, Abgaben und Subventionen direkt zu beeinflussen. Steuern signalisieren eine dauerhafte Preissteigerung und führen somit zu entsprechenden Anpassungen seitens der wirtschaftlichen Akteure. Es kommt zu einem Nachfragerückgang.

Die Stromnachfrage kann auch durch die Besteuerung anderer Energieträger beeinflusst werden. Je teurer beispielsweise fossile Treibstoffe sind, desto attraktiver ist die Nutzung elektrisch betriebener Fahrzeuge. Da die Stromproduktion in der Schweiz beinahe CO_2-frei ist, könnte die CO_2-Lenkungsabgabe eine stimulierende Wirkung auf die Stromnachfrage haben. So werden heute beispielsweise Ölheizungen vermehrt durch elektrische Wärmepumpen ersetzt. Um den Stromverbrauch zu mässigen, wäre daher eine Stromlenkungsabgabe ein geeignetes Instrument. Ob eine solche Abgabe in ausreichender Höhe politische Akzeptanz findet, ist allerdings fraglich.

Definierte ökologische Stromprodukte könnten sich positiv auf den Stromverbrauch auswirken. Da die Besteller dieser Produkte freiwillig bereit sind, einen höheren Preis zu bezahlen, schenken sie vermutlich auch dem Thema Stromeffizienz eher Beachtung.

Wirkung von Preisinstrumenten auf die Stromnachfrage

Je stärker der Strompreis ansteigt, desto stärker geht die Nachfrage zurück. Gleichzeitig sinkt aber auch die gesellschaftliche Akzeptanz.

2.3.2 Abbau von finanziellen Restriktionen

Die Umsetzung von Stromeffizienzmassnahmen wird oft durch hohe Rendite- bzw. kurze Payback-Vorgaben, knappe Investitionsbudgets oder Kreditrestriktionen erschwert. Massnahmen, welche den Zeitpunkt liquiditätswirksamer Investitionen hinausschieben, Kreditbeschränkungen abfedern oder eine Versicherung gegen Strompreiserhöhungen bieten, könnten dem entgegenwirken. Ein konkreter Ansatzpunkt in diese Richtung ist das sogenannte Contracting.

Unter Contracting wird das Auslagern der Energiebereitstellung durch den Endverbraucher an einen Dritten (Contractor) verstanden. Im Gegensatz zum klassischen Energieversorger liefert der Contractor nicht Endenergie wie Elektrizität, Erdgas oder Holz an den Endkunden, sondern stellt dem Endverbraucher standort- und objektgerecht Nutzenergie wie Wärme, Kälte, Druckluft oder Licht bereit. Contracting ist interessant, wenn hohe Anfangsinvestitionen die Realisierung einer energieeffizienten Anlage erschweren. Die lange Vertragsdauer sowie die Übertragung von Risiken vom Kunden auf den Contractor sind dabei wichtige Hemmnisse.

Contracting ist für den Kunden aus verschiedenen Gründen attraktiv: Er kann strategisch unwichtige Prozesse auslagern, er profitiert vom professionellen Know-how des Contractors, er kann seine Liquidität durch das Umlegen der Investitionskosten auf den Lieferpreis erhöhen und er kann – je nach Ausgestaltung des Vertrags – Risiken auf den Contractor übertragen. Gegenüber der Erstellung in Eigenregie kann der Kunde mit Kostenvorteilen rechnen, da die angewandte Technik dem neusten Stand entspricht, eine professionelle Planung und ein effizienter Betrieb gewährleistet ist und der Contractor in der Regel bessere Einkaufsbedingungen für die Betriebsenergie aushandeln kann.

Inwieweit Contracting zur Erhöhung der Energieeffizienz beiträgt, wird durch die konkrete Ausgestaltung des Vertrags bestimmt. Vorherrschend ist das Anlagen-Contracting, bei dem der Contractor eine von ihm erstellte Anlage betreibt. Das Energielieferr-Contracting schafft hier die stärksten Anreize für eine effiziente Anlage. Dabei werden bereits nach Abschluss der Planung die Lieferbedingungen und Preise festgelegt – nicht erst nach der Erstellung der Anlagen. Aufgrund der höheren Planungsanforderungen ist diese Form des Contractings allerdings nur für grössere Anlagen sinnvoll.

Rund die Hälfte der Contracting-Projekte wird heute für die Wärmeversorgung von Mehrfamilienhäusern realisiert. Der Anteil der Projekte aus dem Bereich Industrie und Gewerbe beträgt weniger als 10 %. Gerade hier wäre das Contracting aber ein interessanter Beitrag zur Erhöhung der Stromeffizienz.

2.3.3 Bessere institutionelle Rahmenbedingungen

Auch das sogenannte Investor-Nutzer-Dilemma ist ein Hemmnis für Investitionen in die Stromeffizienz. Bei Mietwohnungen tragen in der Regel die Investoren zwar die Kosten, die sich aus effizienzbedingten Investitionen ergeben, aber sie profitieren nicht von den Einsparungen; diese kommen den Mietern zugute. Zudem sind die Informationen über effiziente Stromanwendungen zwischen den Architekten oder Planern und den Bauherren häufig asymmetrisch verteilt. Oft kommen erstere zudem den Interessen der Bauherren an energieeffizienten Lösungen nicht nach.

Eine ähnlich gelagerte Problematik existiert in Unternehmen, bei denen die Verantwortlichkeiten für Investitions- und Betriebskosten der Liegenschaften nicht am gleichen Ort angesiedelt sind. Auch bei der Installation von Haustechnikkomponenten führen Risiko- und Aufwandsminimierung – oft zusammen mit Wissenslücken und fehlenden finanziellen Anreizen – zu einem zurückhaltenden Einsatz energieeffizienter Anwendungen, beispielsweise wenn zu gross dimensionierte Heizungspumpen oder Motoren installiert werden.

Da der Einsatz stromeffizienter Anwendungen hohe Informationskosten verursacht, sind kontinuierlich verschärfte energetische Mindestvorgaben bei der Marktzulassung elektrischer Geräte wirkungsvolle Instrumente, um die Stromeffizienz zu fördern. Das Investor-Nutzer-Dilemma kann mit Vereinbarungslösungen zwischen Mieter- und Hauseigentümerverbänden für energieeffiziente Haushaltsgeräte entschärft werden. Betriebsorganisatorische Hemmnisse können durch eine Lebenszyklus-Betrachtung, freiwillige betriebliche energetische Mindestvorgaben oder Investitionskostenbeiträge der öffentlichen Hand abgebaut werden.

2.3.4 Effizientere Diffusion von Information und Know-how

Die meisten Haushalte und ein grosser Teil der Wirtschaft – insbesondere kleinere und mittlere Betriebe – sind nicht angemessen über den eigenen Stromverbrauch und das mögliche Effizienzpotenzial informiert. Einfach verständliche Informationen über stromeffiziente Anlagen und Geräte sind oft nicht vorhanden (Bestgeräte-Referenz bei der Energieetikette), beispielsweise in den Bereichen Informations- und Kommunikationstechnologie sowie Unterhaltungselektronik.

Auch bei Installateuren, Architekten, Planern und bei technischen Verantwortlichen in Unternehmen bestehen oft grosse Aus- und Weiterbildungsdefizite. Damit fehlen – abgesehen von Standardanwendungen – ausreichende Kenntnisse über stromeffiziente Anlagen und Geräte sowie über deren direkten und indirekten Nutzen. Es braucht deshalb vermehrt kontinuierliche Aus- und Weiterbildungsangebote.

Um die Konsumenten über das Thema Energieeffizienz besser zu informieren und ihnen einen direkten Vergleich zwischen verschiedenen Produkten zu ermöglichen, werden heute Labels eingesetzt. Das wohl bekannteste Label ist die Energieetikette. Sie wird in den Bereichen Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Personenwagen verwendet. Die Energieetikette verfügt über einen hohen Bekanntheitsgrad und hat als Kaufkriterium eine grosse Bedeutung. Für ein Gerät, dessen Label eine hohe Energieeffizienz ausweist, sind die Konsumenten bereit, mehr zu bezahlen. Für Hersteller und Vertreiber ergibt sich daraus wiederum ein Anreiz, energieeffiziente Produkte anzubieten. Dieser Effekt ist sehr erwünscht, da Produzenten und Händler der Stromeffizienz teilweise zu wenig Beachtung schenken.

Die Motivation des Konsumenten, sich mit den zur Verfügung gestellten Information auseinanderzusetzen und die entsprechenden Massnahmen zu ergreifen, bildet die Grundvoraussetzung für die Wirksamkeit. Finanzielle Beweggründe sind hier ein wichtiger Antriebsfaktor. Entsprechend sind die langfristigen finanziellen Vorteile einer Investition in Energieeffizienz klar hervorzuheben. Hier besteht bei der Energieetikette noch Verbesserungspotenzial. Die jeweiligen Stromverbrauchsangaben finden wenig Beachtung, weil die Konsumenten, die weder den Strompreis noch die durchschnittliche Lebensdauer des Geräts kennen, diese Angaben kaum in Bezug zu den Betriebskosten setzen. Einfacher zu verarbeiten sind Angaben zu den ungefähren Stromkosten über die durchschnittliche Lebensdauer, wie dies z.B. auf der Webseite www.topten.ch gemacht wird. Daraus können die Konsumenten die langfristigen finanziellen Vorteile eines energieeffizienten Produkts direkt ableiten.

Da die Effizienzfortschritte bei verschiedenen Gerätetypen sehr unterschiedlich sind, sollte die Energieetikette zudem dynamisiert werden, was die Informationsbeschaffung über energieeffiziente Geräte stark vereinfachen würde. Das heisst: Die Kategorie A sollte periodisch immer die aktuellen besten Geräte bezeichnen. Dadurch könnte das Problem entschärft werden, dass bei Produkten, die sich technisch rasch weiterentwickeln und dementsprechend eine geringere effektive Lebensdauer aufweisen, dem Aspekt Effizienz häufig zuwenig Beachtung geschenkt wird.

Ein wesentlicher Punkt ist schliesslich, dass die Konsumenten einem Label vertrauen können. Wenn zahlreiche Anbieter eigene Labels einführen, führt dies zu Misstrauen und Verwirrung bei den Konsumenten. Labels sollten daher von unabhängigen Dritten (z.B. vom Staat) vergeben und / oder kontrolliert werden.

Eine weitere Möglichkeit, den Energiekonsum zeitlich zu optimieren und die Wirksamkeit allfälliger Nutzungsänderungen direkt zu beobachten, sind sogenannte Smart Meter (siehe auch Kapitel 4). Diese Stromzähler geben den Konsumenten eine zeitlich aufgelöste Rückmeldung zum Stromverbrauch in ihrem Haushalt. Smart Meter allein führen vermutlich nur zu einer Nachfragereduktion von wenigen Prozent (BFE 2009b). Sie könnten jedoch für die Stabilisierung des Stromnetzes von Bedeutung sein, weil sie eine intelligente Verbrauchsüberwachung und gegebenenfalls auch Verbrauchssteuerung ermöglichen. Zudem könnten sie als Feedback-Instrument bei kombinierten Strategien (s. nachfolgend) unterstützend bzw. verstärkend wirken. Allerdings ist zu bedenken, dass Menschen der Preisgabe von Informationen über ihr Energienachfrageverhalten kritisch gegenüberstehen könnten, was die Akzeptanz von Smart Metering einschränken würde.

Wirkung von Instrumenten zur besseren Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen auf die Stromnachfrage

Instrumente wie Contracting, Labels und energetische Mindestanforderungen tragen dazu bei, die bestehenden Effizienzpotenziale besser auszuschöpfen, indem sie spezifische Hemmnisse überwinden helfen. Je nach Ausgestaltung lassen sich mit diesen Instrumenten die Effizienzpotenziale sogar vollständig ausschöpfen.

2.3.5 Kombinierte Strategien: Interventionen, Kampagnen, Entwicklung

Mit welchen Strategien das Stromsparen bzw. die Energieeffizienz gefördert werden kann, wurde in den letzten zehn Jahren in verschiedenen Studien erforscht (z. B. Abrahamse et al. 2005, Abrahamse und Vlek 2009). Erfahrungen aus grossflächig angelegten und erfolgreichen Interventionen, die sich einfach generalisieren lassen, fehlen allerdings mehrheitlich noch. Unklar ist auch, welche langfristigen Effekte solche Interventionen haben.

Die untersuchten Interventionen lassen sich grob in antezedente Strategien (Gebote, Verbote, marktwirtschaftliche Instrumente, verschiedene Arten der Selbstverpflichtung, Vereinbarungen, Information und Modelllernen) und konsequente Strategien (Feedback, Belohnung/Strafe) unterteilen. Als effektiv hat sich vor allem eine Kombination von verschiedenen Strategien erwiesen. Bei Geboten, Verboten oder marktwirtschaftlichen Eingriffen verstreicht in der Regel sehr viel Zeit, bis sie in Kraft gesetzt sind und Wirkung entfalten. Weniger langwierig ist die Umsetzung von «Social Marketing»-Kampagnen. Zielgruppen solcher Kampagnen sind Individuen, Haushalte, KMUs im Dienstleistungs- oder Produktionssektor, usw. Die Kampagnen sprechen das Investitionsverhalten, die alltägliche Inanspruchnahme von Energiedienstleistungen sowie den technischen Unterhalt und die Grundsteuerung von Stromverbrauchern an.

Damit Interventionen erfolgreich sind, braucht es empirisch gesichertes Wissen über die vorrangigen Motive der unterschiedlichen Zielgruppen. Verhaltensänderungen können nur erreicht werden, wenn sie mit den vorherrschenden Motiven der Zielgruppe kompatibel sind. Es ist eine Illusion zu glauben, dass mit einer einzigen Kampagne Wahrnehmungen, Einstellungen, Normen und Verhaltensabsichten massiv verschoben werden können. Studien zeigen, dass die unmittelbar erzielbaren Einsparungen vom niedrigen einstelligen Prozentbereich bis maximal 20 % reichen (Abrahamse et al. 2005). Ziel ist die stetige Annäherung an einen Schwellwert, ab dem Normen und Erwartungen grossflächig und dauerhaft verschoben werden und sich neue Verhaltensmuster und Lebensstile etablieren.

Es ist entscheidend zu erkennen, dass energierelevantes Verhalten nicht nur die Folge von individuellen Konsumentscheidungen ist. Ob Energiedienstleistungen in Anspruch genommen werden, hängt auch von kulturell tief verankerten Werten und Normen in Bezug auf Sicherheit, Sauberkeit, Annehmlichkeit und Komfort ab. Aus diesem Grund braucht es für das Erreichen einer kritischen Schwelle eine genügend lange, einigermassen gleichgerichtete Massierung von sehr vielen einzelnen Informa-

tionselementen, Denkanstössen und Appellen über alle möglichen Medienkanäle und von unterschiedlichen Absendern.

Wirkung kombinierter Strategien zum Anstossen gesellschaftlicher Lernprozesse auf die Stromnachfrage

Über die Wirksamkeit kombinierter Strategien ist noch wenig bekannt. Zumindest ein Teil des erheblichen Potenzials zur Reduktion der Stromnachfrage durch gesellschaftliche Lernprozesse sollte sich aber gezielt ausschöpfen lassen.

2.4 Szenarien zur Entwicklung der Stromnachfrage

Für die Schweiz wurden in den letzten Jahren verschiedene Szenarien zur Entwicklung der Stromnachfrage entwickelt. Diese Szenarien beruhen auf einer Einschätzung der Entwicklung der bislang beschriebenen Bestimmungsfaktoren für die nächsten Jahrzehnte.

Bei den hier berücksichtigten Szenarien lassen sich zwei Kategorien unterscheiden: massnahmen- und zielorientierte Szenarien. Bei ersteren wird geprüft, welche Veränderungen im Energiesektor mit einem vorgegebenen Satz von Politikinstrumenten erreicht werden, während letztere von quantitativen Zielen ausgehen und klären, welche Instrumente zur Zielerreichung nötig sind.

Da die Zielsetzungen dieser Szenarien verschieden sind, wurde bei ihnen die künftige Stromnachfrage auch unterschiedlich aufwendig modelliert. Die in den letzten Jahren erfolgte starke Zunahme der Kopplung der Klima- und Energiediskussion hat dazu geführt, dass die zielorientierten Szenarien an Bedeutung gewonnen haben. Das vom IPCC entworfene +2 °C-Szenario bildet unterdessen für zahlreiche Institutionen eine wichtige Grundlage, um die Energieszenarien und die Energieziele zukunftsorientiert zu betrachten.

2.4.1 Bundesamt für Energie

Die Energieperspektiven des Bundes (BFE 2007) basieren auf dem (inzwischen überholten) Demografieszenario «Trend» des Bundesamts für Statistik aus dem Jahr 2001, das eine leichte Zunahme der Bevölkerung bis 2025, danach eine leichte Abnahme voraussagte. Darauf aufbauend hatte das Staatssekretariat für Wirtschaft (Seco) mit einer Schätzung des Produktivitätswachstums BIP-Szenarien erarbeitet, wobei unterstellt wurde, dass sich die Entwicklung der Demografie und der Produktivität langfristig nicht beeinflussen. Das Seco rechnete im Trendszenario zwischen 2000 und 2030 mit einem jährlichen Wirtschaftswachstum von 1 %.

Für die Energieperspektiven des Bundes wurden vier Szenarien mit dem Zeithorizont 2035 berechnet. Szenario I und II sind massnahmenorientiert. Szenario I stellt die Referenz dar und untersucht die Wirkung bestehender und beschlossener Instrumente. Szenario II zeichnet sich durch eine «verstärkte Zusammenarbeit» zwischen Staat und Wirtschaft aus. Bei den beiden zielorientierten Szenarien III «Neue Prioritäten» und IV «Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft» wird ein Rückgang des Pro-Kopf-Energieverbrauchs von 20 bzw. 35 % als Ziel gesetzt. Sie untersuchen die Möglichkeiten einer deutlichen CO_2-Reduktion und einer wesentlichen Steigerung der Energieeffizienz durch konsequente Anwendung bester vorhandener Technologien. Voraussetzung für die Realisierbarkeit der Szenarien III und IV ist die internationale Harmonisierung der energiepolitischen Ziele und Instrumente. Zentrales Instrument ist die Verteuerung der nichterneuerbaren Energien und der Elektrizität mit einer Lenkungsabgabe ab 2011, die vollumfänglich an Wirtschaft und Haushalte rückverteilt wird.

Die Szenarien I bis III weisen alle einen deutlichen Zuwachs der Stromnachfrage aus. Obschon angenommen wird, dass neue Stromanwendungen eine höhere Effizienz aufweisen, steigt in Szenario I die Stromnachfrage bis 2035 um rund einen Viertel an. Die zusätzlichen Politikinstrumente in Szenario II vermögen den Zuwachs der Stromnachfrage leicht zu dämpfen. Auch in Szenario III steigt der Stromverbrauch bis 2020 noch deutlich an, sinkt danach aber leicht ab. 2035 liegt er aber immer noch über dem Verbrauch von 2000. Im Szenario IV geht die Elektrizitätsnachfrage schon ab 2012 zurück und liegt 2035 leicht unter dem Niveau des Jahres 2000.

Im Hinblick auf die Bundesratssitzung vom 25. Mai 2011, an welcher der Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen wurde, wurden die Energieperspektiven aktualisiert (BFE 2011b). Im Referenzszenario «Weiter wie bisher» wurden gegenüber dem Szenario I Anpassungen an der Bevölkerungs-, Wirtschafts- und Energiepreisentwicklung vorgenommen sowie neu eingeführte Energieeffizienzstandards und die Elektromobilität berücksichtigt. Die Stromnachfrage beträgt in diesem Szenario 72 TWh in 2035 bzw. 79 TWh in 2050. Im Szenario «Neue Energiepolitik», das sich an Szenario IV orientiert und die Einführung massiver Energielenkungsabgaben (oder gleichwertiger, nicht näher spezifizierter Massnahmen) unterstellt, würde sich die Stromnachfrage nach einem vorübergehenden Anstieg bis 2035 auf dem heutigen Niveau bei 59 TWh stabilisieren und bis 2050 leicht auf 56 TWh zurückgehen.

2.4.2 Axpo und VSE

Der Stromkonzern Axpo hat aufgrund des zwischen 1970 und 2004 beobachteten Zusammenhangs, dass der Stromverbrauch um 1,8 % zunimmt, wenn das BIP real um 1 % wächst, zwei Nachfrageszenarien definiert (Axpo 2005). Auch der Verband der schweizerischen Elektrizitätsunternehmen (VSE) hat für die Nachfrageentwicklung zwei Szenarien erarbeitet (VSE 2006). Das tiefe Szenario des VSE prognostiziert einen Verbrauchsanstieg um 1 % pro Jahr bis 2010, danach um 0,5 % bis 2030, anschliessend Stagnation bis 2050. Das hohe Szenario der Axpo prognostiziert einen Verbrauchsanstieg um 2 % pro Jahr bis 2010, dann um 1,5 % bis 2030, danach um 1 % bis 2050. Die beiden anderen Szenarien liegen dazwischen. Die beiden Axpo-Szenarien gehen für das Jahr 2050 von einem Stromverbrauch zwischen 78 und 110 TWh aus, was einer Zunahme zwischen 30 und 83 % gegenüber der heutigen Nachfrage von ca. 60 TWh entspricht.

2.4.3 Umweltorganisationen

Die Umweltorganisationen haben eine Zielperspektive mit Zeithorizont 2050 definiert, die sich an der Vision einer 2000-Watt-Gesellschaft orientiert (Sturm et al. 2006). Dabei wurde in erster Linie die Frage beantwortet, welche Einsparung möglich wäre, wenn die heute im Markt verfügbare beste Technologie konsequent eingesetzt würde. Es handelt sich um ein statisches Modell mit konstantem Konsumniveau und Konsummuster. Einzig die Technologie zur Energienutzung und Energiebereitstellung variiert. Als Hauptinstrument wird eine Lenkungsabgabe im Bereich der Brenn- und Treibstoffe eingeführt. 2050 wird zwar das Ziel der 2000-Watt-Gesellschaft verfehlt, aber der Stromverbrauch könnte bis 2035 auf 45 TWh und bis 2050 auf 42 TWh gesenkt werden.

Eine Zusammenstellung der verschiedenen vorhandenen Szenarien wurde im Rahmen der Arbeit des Energie Trialog Schweiz (ETS 2009) vorgenommen (vgl. Abbildung 2.5).

2.5 Entwicklung der Stromnachfrage bis 2050

Die Nachfrage nach Elektrizität wird wie dargestellt durch zahlreiche ineinandergreifende wirtschaftliche, technische, psychologische und gesellschaftliche Faktoren beeinflusst, die ihrerseits mehr oder weniger gezielt politisch gesteuert werden können. Tabelle 2.1 stellt die in Abschnitt 2.2 gewonnenen Erkenntnisse über die zukünftige unbeeinflusste Entwicklung dieser Faktoren und ihre voraussichtliche Wirkung auf die Stromnachfrage in den Jahren 2020, 2035 und 2050 zusammen. Dabei wurden zusätzlich die folgenden Annahmen getroffen:

- **Technik – Effizienz:** Es wird davon ausgegangen, dass aufgrund der bestehenden Hemmnisse nur die Hälfte des vorhandenen Effizienzpotenzials ausgeschöpft wird.

- **Technik – Mehrverbrauch:** Es wird nur der untere Schätzwert aus Abschnitt 2.2.2.2 verwendet, da ein Teil des Mehrverbrauchs von den Elektrofahrzeugen stammt, die separat aufgeführt sind.

- **Elektromobilität:** Als untere Grenze wird ein Viertel des in Abschnitt 2.2.2.3 genannten Werts für Elektrofahrzeuge eingesetzt.

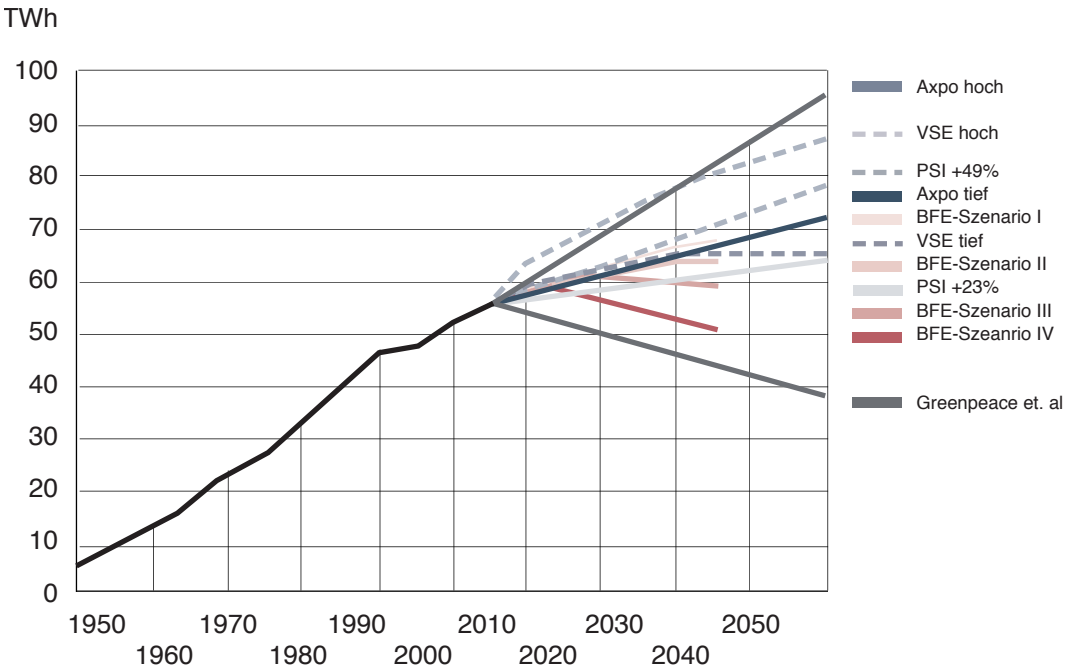


Abbildung 2.5: Entwicklung des Stromverbrauchs der Schweiz bis 2050 (Quelle: BFE 2007c, PSI 2007, Axpo 2005, VSE 2006, Greenpeace et. al. 2006; Darstellung: Energie Trialog Schweiz 2009)

Tabelle 2.2 gibt die prozentualen Veränderungen gegenüber dem Endverbrauch an Strom in 2010 wieder, wenn die in Abschnitt 2.3 beschriebenen Ansätze zur Beeinflussung der Stromnachfrage verfolgt werden. Dabei wurden Doppelzählungen vermieden. Preisinstrumente wirken nachfragemindernd, weil die Konsumenten bei Investitionen vorhandene Effizienzpotenziale besser ausschöpfen oder ihren Konsum anpassen. Technische, psychologische und gesellschaftliche Potenziale zur Nachfrageminderung können aber nur einmal ausgeschöpft werden. Daher ist in Tabelle 2.2 die Wirkung von Preisinstrumenten bei den Faktoren Technik – Effizienz und Psychologie / Gesellschaft eingerechnet. In beiden Fällen wird angenommen, dass dank aktiver Beeinflussung die in Abschnitt 2.2 genannten Potenziale voll ausgeschöpft werden können. Zudem könnte bei gezielter Förderung der Anteil von Elektrofahrzeugen in 2050 statt 25 % auch 50 % oder im Extremfall gar 100 % betragen.
Nicht jede Kombination von Instrumenten ist sinnvoll bzw. wahrscheinlich. Bei einer maximalen Wirkung aller Instrumente (inkl. Förderung Elektrofahrzeuge) ergibt sich eine Reduktion der Nachfrage gegenüber 2010 von 12, 17 bzw. 12 % in 2020, 2035 und 2050. Wahrscheinlicher ist jedoch eine Kombination von Instrumenten, bei der nur die Hälfte des verbleibenden Effizienz- und Reduktionspotenzials bei Individuen und Gesellschaft ausgeschöpft wird und der Anteil von Elektrofahrzeugen in 2050 50 % beträgt (entspricht dem tieferen der in Tabelle 2.2 angegebenen Werte). Damit ergibt sich eine Reduktion der Nachfrage gegenüber 2010 von 5, 7 bzw. 3 % in 2020, 2035 und 2050.
Tabelle 2.3 übersetzt die prozentualen Veränderungen gegenüber dem Endverbrauch an Strom in 2010 in absolute Werte und vergleicht diese mit den in Abschnitt 2.4 beschriebenen Szenarien zur Entwicklung der Stromnachfrage. Die Szenarien werden gegliedert nach solchen, die eine Referenzentwicklung darstellen, und solchen, bei denen spezifische Instrumente ergriffen werden, um die Stromnachfrage zu reduzieren. In beiden Fällen sind die aufgeführten Werte nur bedingt miteinander vergleichbar, weil sie von teils unterschiedlichen Rahmenbedingungen bzw. von po-

litischen Instrumenten unterschiedlicher Art und Intensität ausgehen. Der Vergleich dient lediglich der Illustration und Plausibilisierung der eigenen Ergebnisse.

Die eigene beste Schätzung für die Referenzentwicklung liegt deutlich unter dem entsprechenden Szenario des Bundes. Grund dafür ist primär die Erwartung, dass die Strompreise auch in der Referenz deutlich steigen werden sowie dass ein gesellschaftlicher Wandel stattfinden wird. Die Szenarien des VSE sind mechanistisch, indem sie keine Annahmen zu Potenzialen und Rahmenbedingungen machen, sondern einfach vergangene Trends fortschreiben; die Übereinstimmung mit dem tiefen Szenario des VSE ist daher eher als Zufall zu werten.

Hingegen liegt die beste eigene Schätzung für ein Politikszenario nahe beim Szenario «Neue Energiepolitik» des Bundes. Dieses geht ebenfalls davon aus, dass eine Stabilisierung bzw. leichte Reduktion der Nachfrage möglich ist. Allerdings ist der politische Reduktionsbedarf in dieser Beurteilung geringer als vom BFE veranschlagt. Dort müssen bzw. können bis 2050 24 TWh gegenüber der unbeeinflussten Entwicklung eingespart werden, wohingegen die vorliegende Studie mit möglichen Einsparungen von 10 TWh rechnet. Nur bei einem massiven Ausbau der Elektromobilität dürfte die Stromnachfrage bis 2050 gegenüber heute leicht wachsen. Allerdings würde sich dadurch die Gesamtenergienachfrage verringern, weil Elektrofahrzeuge mindestens doppelt so effizient sind wie fossil betriebene. Die Umweltorganisationen kommen zum Schluss, die Nachfrage könne alleine mit den besten Technologien des Jahres 2004 nochmals um 16 TWh reduziert werden. Dies soll hauptsächlich durch eine Lenkungsabgabe erreicht werden.

Tabelle 2.1: Prozentuale Änderung der Stromnachfrage gegenüber 2010 in den Jahren 2020, 2035 und 2050 aufgrund der erwarteten Referenzentwicklung verschiedener Einflussfaktoren (eigene Angaben).
Die untere und obere Grenze der Schätzungen in Tabelle 2.1 stellen die Extremwerte dessen dar, was als plausible Referenzentwicklung angenommen werden kann. Um den wahrscheinlichsten Pfad der zukünftigen Entwicklung der Stromnachfrage zu ermitteln, wurden folgende Annahmen getroffen: Die Preiselastizität beträgt -0,3 aufgrund der langen Reaktionszeit auf Preisänderungen; die Einkommenselastizität beträgt 0,15; das Effizienzpotenzial und das Reduktionspotenzial bei Individuen und Gesellschaft liegen in der Mitte der angegebenen Bandbreite. Geht man von diesen Annahmen aus, ergibt sich eine Zunahme der Stromnachfrage gegenüber 2010 von 3, 7 bzw. 13 % in den Jahren 2020, 2035 und 2050.

Einflussfaktor	**2020**	**2035**	**2050**
Preis	-6,0 bis -3,0 %	-18 bis -9 %	-30 bis -15 %
Einkommen pro Kopf	+1,0 bis +2,0 %	+2,8 % bis +5,6 %	+4,9 bis +9,8 %
Technik – Effizienz	-7,5 bis -5 %	-16 bis -12 %	-23 bis -17 %
Technik – Mehrverbrauch	+4 %	+10 %	+17 %
Elektromobilität	+1,4 %	+5,5 %	+12 %
Rebound-Effekte	+0,8 bis +0,5 %	+1,6 bis +1,2 %	+2,3 bis +1,7 %
Psychologie / Gesellschaft	-5 bis 0 %	-10 bis 0 %	-15 bis 0 %
Bevölkerungsentwicklung	+7,5 %	+14 %	+17 %
Total	**-4 bis +7 %**	**-10 bis +15 %**	**-14 bis +26 %**

Tabelle 2.2: Prozentuale Änderung der Stromnachfrage gegenüber 2010 in den Jahren 2020, 2035 und 2050, wenn politische Instrumente zur Nachfragesenkung ergriffen werden (eigene Angaben).

Einflussfaktor	**2020**	**2035**	**2050**
Mittlere Referenzentwicklung	+3 %	+7 %	+13 %
Technik – Effizienz	-7,5 bis -5 %	-16 bis -12 %	-23 bis -17 %
Elektromobilität	+0,1 bis +0,3 %	+1,9 bis +5,7 %	+5 bis +15 %
Rebound-Effekte	+0,8 bis +0,5 %	+1,6 bis +1,2 %	+2,3 bis +1,7 %
Psychologie / Gesellschaft	-5 %	-10 %	-15 %
Verbot Elektroheizungen	-2,5 %	-4,2 %	-4,2 %
Total	**-11 bis -9 %**	**-20 bis -12 %**	**-22 bis -6 %**

Tabelle 2.3: Endverbrauch von Strom in den Jahren 2020, 2035 und 2050 in TWh (Vergleichswert 2010: 60 TWh).

	2020	**2035**	**2050**
Referenzentwicklungen			
Eigenes Szenario tief	58	54	52
Eigenes Szenario hoch	64	69	76
Eigene beste Schätzung	62	64	68
BFE-Szenario «Weiter wie bisher»	–	72	79
VSE	63 bis 70	67 bis 81	67 bis 87
Beeinflusste Entwicklungen			
Eigenes Szenario tief	55	50	50
Eigenes Szenario hoch	62	65	75
Eigene beste Schätzung	57	56	58
BFE-Szenario «Neue Energiepolitik»	–	59	56
Umweltorganisationen	–	45	42

2.6 Literatur

Abrahamse, W., Steg, L., Vlek, C., Rothengatter, T. (2005). A review of intervention studies aimed at household energy conservation. Journal of Environmental Psychology, 25, 273–291

Abrahamse, W., Steg, L. (2009). How do socio-demographic factors relate to households' direct and indirect energy use and savings? Journal of Economic Psychology 30, 711–720

Axpo (2005). Strom für heute und morgen; Studie Stromperspektiven 2020, Zürich. www.proclim.ch/news?2438

Bamberg S. (2003). How does environmental concern influence specific environmentally related behaviours? A new answer to an old question. Journal of Environmental Psychology 23, 21–32 www.proclim.ch/news?2439

Beuret V. (2009). Die Klimaszenarien des Weltklimarates und der IEA. In: Die Volkswirtschaft 12/2009. Bern www.proclim.ch/news?2440

BFE (2007). Energieperspektiven Band 1 – 5. Bern www.proclim.ch/news?2415

BFE (2009a). Ersatz der Elektroheizungen durch Wärmepumpen-, Holz-, Solarheizungen. Faktenblatt, 11. Februar 2009, Bern www.proclim.ch/news?2441

BFE (2009b): Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz. Bern www.proclim.ch/news?2442

BFE (2011a). Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2010. Bern www.proclim.ch/news?2361

BFE (2011b). Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates – Aktualisierung der Energieperspektiven 2035. Bern www.proclim.ch/news?2364

BFS (2010), Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz, 2010–2060, Neuchâtel www.proclim.ch/news?2443

Branch, E.R. (1993). Short Run Income Elasticity of Demand for Residential Electricity Using Consumer Expenditure Survey Data. Energy Journal, 14 (4), 111–121 www.proclim.ch/news?2444

de Haan, P. (2009). Energie-Effizienz und Reboundeffekte: Entstehung, Ausmass, Eindämmung. Bundesamt für Energie, Programm Energiewirtschaftliche Grundlagen. ETH Zürich, IED-NSSI www.proclim.ch/news?2445

DEFRA (2010). Behavioural Economics & Energy Using Products: Scoping Research on Discounting Behaviour and Consumer Reference Points. Final Report. Department for Environment, Food and Rural Affairs, London www.proclim.ch/news?2446

Elcom (2010). Strompreise 2011, Medienmitteilung vom 7. September 2010, Bern www.proclim.ch/news?2447

Energie-Trialog Schweiz (2009). Energie-Strategie 2050. Impulse für die schweizerische Energiepolitik. Grundlagenbericht. Zürich www.proclim.ch/news?877

Enquete-Kommission (2002). Schlussbericht der Enquete-Kommission «Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung» des Deutschen Bundestages. Berlin www.proclim.ch/news?2448

Espey, J.A., Espey, M. (2004). Turning on the Lights: A Meta-Analysis of Residential Electricity Demand Elasticities. Journal of Agricultural and Applied Economics, 36 (1), 65–81 www.proclim.ch/news?2449

Frederick, S., Loewenstein, G., O'Donoghue, T. (2002). Time Discounting and Time Preference: A Critical Review. Journal of Economic Literature 40, 351–401 www.proclim.ch/news?2450

Gergey M., Birri N. (2005). Marktübersicht 2005, Energie-Contracting in der Schweiz. Swiss Contracting, Zürich

Girod, B., de Haan, P., Scholz, R.W. (2010). Consumption-as-usual instead of ceteris paribus assumption for demand. Integration of potential rebound effects into LCA. Int J LCA, DOI 10.1007/s11367-010-0240-z www.proclim.ch/news?2451

Ham, J., Midden, C., & Tak, S. (2008). The persuasive effects of positive and negative social feedback from an embodied agent on energy conservation behavior. Poster proceedings of Persuasive 2008, Oulu, Finland, June 4–6, 2008. University of Oulu, Oulu www.proclim.ch/news?2452

Hsiao, C., Mountain, D. (1985). Estimating the Short-Run Income Elasticity of Demand for Electricity by Using Cross-Sectional Categorized Data. Journal of the American Statistical Association, 80, 259–265 www.proclim.ch/news?2453

IEA (2010). Energy Prices and Taxes. Paris

Kranz, J., Gallenkamp, J., Picot, A. (2010). Exploring the role of control – Smart meter acceptance of residential consumers. Proceedings of the 16th American Conference on Information Systems (AMCIS), Lima (Peru), August 12–15, 2010 www.proclim.ch/news?2454

Kratena, K., Meyer, I., Wüger, M. (2009). Ökonomische, technologische und soziodemographische Einflussfaktoren der Energienachfrage. WIFO Working Papers 339 www.proclim.ch/news?2455

Lamster, J. (2008). Contracting im Hochbau, Einführung in das «zyklische Systemmodell», Hochschule Luzern – Technik & Architektur, Kompetenzzentrum Typologie & Planung in Architektur (CCTP), Luzern www.proclim.ch/news?2456

Leiserowitz, A.A., Kates, R.W., Parris, T.M. (2006). Sustainability Values, Attitudes, and Behavior: A Review of Multinational and Global Trends. Annual Review of Environment and Resources 31, 413–444 www.proclim.ch/news?2457

Lutzenhiser, L. (1993). Social and behavioral aspects of energy use. Annual Review of Energy and the Environment, 18, 247–289 www.proclim.ch/news?2458

Mankoff, J., Fussell, S. R., Dillahunt, T. et al. (2010). StepGreen.org: Increasing Energy Saving Behaviors via Social Networks. Proceedings of the Fourth Conference of AAAI (Association for the Advancement of Artificial Intelligence) on Weblogs and Social Models, 106–113 www.proclim.ch/news?2459

Meinefeld M. (2004). Strategische Erfolgsfaktoren für Contracting-Angebote von Energieversorgungsunternehmen, Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Paderborn www.proclim.ch/news?2460

Mosler, H.-J., Tobias, R. (2007). Umweltpsychologische Interventionsformen neu gedacht. Umweltpsychologie, 11(1), 35–54 www.proclim.ch/news?2461

Nolan, J. M., Schultz P. W., Cialdini, R. B., Goldstein, N. J., Griskevicius V. (2008). Normative social influence is underdetected. Personality and Social Psychology Bulletin, 34, 913–923 www.proclim.ch/news?2462

OcCC, ProClim (2007). Klimaänderung und die Schweiz 2050. Erwartete Auswirkungen auf Umwelt, Gesellschaft und Wirtschaft. Bern www.proclim.ch/news?33488

O'Donoghue, T., Rabin, M. (2001). Choice and Procrastination. Quarterly Journal of Economics 116(1), 121–160 www.proclim.ch/news?2463

Sammer, K., Wüstenhagen, R. (2006). The influence of eco-labelling on consumer behaviour – results of a discrete choice analysis for washing machines. Business Strategy and the Environment, 15, 185–199 www.proclim.ch/news?2464

Simmons-Süer, B., Atukeren, E., Busch, C. (2011). Elastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten der Elektrizitätsnachfrage. KOF-Studien Nr. 26, ETH Zürich, Zürich www.proclim.ch/news?2477

Sorrell, S., Dimitriopolous, J., Sommerville M. (2009). Empirical estimates of direct rebound effects: a review, Energy Policy 37, 1356–1371

Sturm, A., Egli, N., Frischknecht, R., Steiner, R. (2006). Energieperspektive 2050 der Umweltorganisationen: Studie im Auftrag von Greenpeace Schweiz, Schweizerische Energiestiftung, Verkehrs-Club der Schweiz und WWF Schweiz, Basel www.proclim.ch/news?2478

Teisl, M. F., Rubin, J., Noblet, C. L. (2008). Non-dirty dancing? Interactions between eco-labels and consumers. Journal of Economic Psychology, 29, 140–159 www.proclim.ch/news?2479

Thogersen, J. (2000). Psychological determinants of paying attention to eco-labels in purchase decisions: model development and multinational validation. Journal of Consumer Policy, 23, 285–313 www.proclim.ch/news?2480

UK Energy Research Centre (2007). The rebound effect: An assessment of the evidence for economy-wide energy savings from improved energy efficiency. ISBN 1-903144-0-35. www.proclim.ch/news?2481

Van Dam, S.S., Bakker, C.A., van Hal, J.D.M. (2010). Home energy monitors: Impact over the medium-term. Building Research and Information, 38 (5), 458–469 www.proclim.ch/news?2482

Van den Bergh, J.C. (2008). Environmental Regulation of Households: An Empirical View of Economic and Psychological Factors. Ecological Economics 66, 559–574 www.proclim.ch/news?2483

VSE (2006). Vorschau 2006 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz im Zeitraum bis 2035/2050. Aarau www.proclim.ch/news?2484

Wilson, Ch., Dowlatabadi H. (2007). Models of Decision Making and Residential Energy Use. Annual Review of Environment and Resources 32, S. 169–203 www.proclim.ch/news?2485

World Value Survey (2009). 1981–2008 Official Aggregate. World Values Survey Association. Aggregate File Producer: ASEP/JDS

Zah, R., Binder, C., Bringezu, S., Reinhard, J., Schmid, A., Schütz, H. (2010). Future Perspectives of 2nd Generation Biofuels. vdf, Zürich www.proclim.ch/news?2486

3 Stromerzeugung

3.1 Einleitung

Autoren
Alexander Wokaun, PSI (Chair des Kapitels); Christoph Ritz, ProClim/SCNAT, Bern (Koordination); Irene Aegerter, SATW; Eduard Kiener, SATW

Die schweizerische Stromerzeugung beruht heute im Wesentlichen auf den beiden Säulen Wasserkraft und Kernenergie, die 56 und 38 % zur Gesamtproduktion beitragen. Die Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Quellen beträgt gegenwärtig gut 2 %, der Rest entfällt auf konventionelle thermische und andere Kraftwerke (vgl. Abbildung 3.1).

Zwischen der Schweiz und den umliegenden Ländern findet ein kontinuierlicher Stromaustausch statt (vgl. Kapitel 4). Über das ganze Jahr gesehen verzeichnete die Schweiz bisher mehrheitlich einen Exportüberschuss, der jedoch in den letzten Jahren stetig kleiner wurde. Im Winterhalbjahr importiert die Schweiz regelmässig mehr Strom als sie exportiert; in den kommenden Jahren ist zunehmend zu erwarten, dass auch über das ganze Jahr gesehen ein Importüberschuss resultiert.

Im Betrachtungszeitraum bis 2050, der diesem Bericht zugrunde liegt, werden die heutigen Kernkraftwerke ausser Betrieb gehen und die Bezugsrechte aus französischen Kernkraftwerken auslaufen. Gemäss Kapitel 2 ist zu erwarten, dass der Stromverbrauch ähnlich bleiben wird (beinflusste Entwicklung) oder eher zunimmt (unbeeinflusste Entwicklung). Es ist daher absehbar, dass in bedeutendem Masse neue Stromerzeugungskapazitäten bereitgestellt werden müssen. Mit dem Entscheid des Bundesrates vom 25. Mai 2011, künftig auf die Kernenergie zu verzichten, entfällt eine Produktionsart, die bis jetzt eine zentrale Rolle gespielt hat. Um diesen Ausfall zu kompensieren, stehen folgende Möglichkeiten zur Verfügung: Ausbau der Wasserkraft, vermehrte Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Quellen (Biomasse, Solarenergie, Windenergie, Geothermie), fossile Grosskraftwerke sowie Wärmekraftkopplung (WKK). Soll die künftige Stromversorgung zu einem wesentlichen Teil mit neuen erneuerbaren Energien sichergestellt werden, müssen Planung und Bau der entsprechenden Anlagen rasch in Angriff genommen werden, da der angestrebte Ausbau Jahrzehnte erfordern wird. Gaskombi-Kraftwerke anderseits können in etwa zwei Jahren gebaut werden. Sie erfordern allerdings ein Bewilligungsverfahren, das mit Unwägbarkeiten verbunden sind.

Heute wird der Strom in der Schweiz praktisch CO_2-frei produziert; der Anteil der Stromproduktion an den CO_2-Emissionen beträgt nur 3,2 %. Zum Vergleich: In Deutschland stammen 50 % der CO_2-Emissionen aus der Stromproduktion. Deshalb sind die Pro-Kopf-Emissionen in Deutschland viel höher als in der Schweiz. Der künftige CO_2-Ausstoss der Schweiz hängt wesentlich davon ab, wie der Strom künftig produziert wird. Der Bundesrat unterstützt das Ziel, das Klima auf einen Wert von maximal +2 °C gegenüber vorindustriellen Werten zu

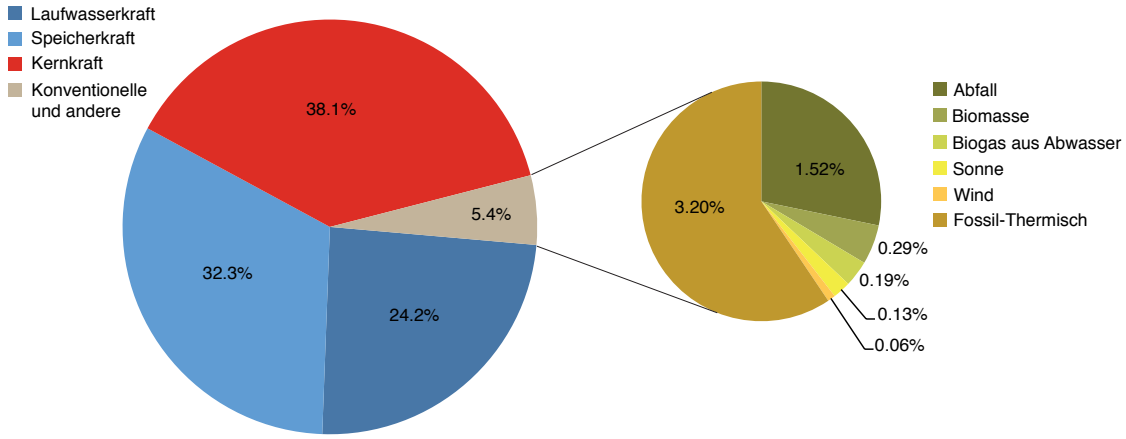


Abbildung 3.1: Stromerzeugung in der Schweiz im Jahr 2010. Die unter «Konventionelle und andere» genannten Kraftwerke mit einem Anteil von 5,4 % (rechte Grafik) stammen aus fossil-thermischen Kraftwerken (3,2 %), neuen erneuerbaren Kraftwerken (0,2 %) sowie Abfall und Abwasser (2 %) mit rund 50 % Biomasseanteil (BFE 2011a, BFE 2011b).

stabilisieren.[1] Um dieses Ziel zu erreichen, müssten die Industrienationen ihre Emissionen bis 2050 um mindestens 80 % verringern auf etwa 1 t CO_2 pro Person im Jahr. Der schweizerische Bruttoenergieverbrauch stammt zu etwa 65 % aus fossilen Quellen. Das bedeutet: Um die Klimaziele zu erreichen, muss gut die Hälfte des gesamten Bruttoenergieverbrauchs eingespart oder durch nicht-fossile Energien ersetzt werden. Den Strom mit fossilen Kraftwerken zu erzeugen, ist langfristig nur dann eine Option, wenn mit der Abwärme nach dem Vorbild nordischer Länder andere Primärenergieträger substituiert oder das erzeugte CO_2 abgeschieden und sicher gespeichert werden kann. Mit einem Beitrag in der Grössenordnung der heutigen Kernkraft würden fossile Kraftwerke rund 20 % der aktuellen CO_2-Emissionen emittieren. Dies entspräche dem gesamten für eine 1 t CO_2 Gesellschaft noch verfügbaren CO_2-Kontingent.

In den Unterkapiteln 3.2 bis 3.10 werden die einzelnen Produktionsarten besprochen. Die Kernenergie erhält trotz des Ausstiegsentscheids des Bundesrates im Unterkapitel 3.8 viel Raum, weil der Entscheid ansteht, wann die Kernkraftwerke abgeschaltet werden sollen. Zudem werden einige europäische Länder auch in Zukunft auf die Kernenergie setzen.

Literatur

BFE 2011a: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2010. www.proclim.ch/news?2361

BFE 2011b: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2010. www.proclim.ch/news?2363

1 Das 2 °C-Ziel ist ambitiöser als die zur Klimastabilisierung erforderlichen jährlichen CO_2-Emissionen von 1 t pro Person. Um das 2 °C-Ziel zu erreichen, dürfen die gesamten Emissionen der Welt bis zum Ende des Jahrhunderts zusätzlich zur 1 t Limite 1000 Gt CO_2 nicht überschreiten. Gegenwärtig belaufen sich die Emissionen auf gut 30 Gt CO_2 pro Jahr.

3.2 Wasserkraft

Autoren
Anton Schleiss (Chair), EPF Lausanne; Ulrich Bundi, BWR Consulting, Flaach; Paolo Burlando, ETH Zürich; Walter Hauenstein, SWV, Baden; Klaus Jorde, Entec AG, St. Gallen; Peter Molinari, EKW, Zernez

Die Wasserkraft ist mit einem Anteil von 56 % an der Stromproduktion heute die bedeutendste erneuerbare einheimische Energiequelle. Sie ist wirtschaftlich und bietet die Möglichkeit zum Lastenausgleich. Energie kann also bei geringer Nachfrage gespeichert und bei hohem Bedarf rasch zur Verfügung gestellt werden. Im Weiteren weist die Wasserkraft einen hohen Wirkungsgrad auf und verursacht nur geringe Treibhausgasemissionen. Sie hat andererseits unerwünschte Einflüsse auf die genutzten Gewässer, insbesondere auf deren Flora und Fauna, und verändert das Landschaftsbild.

3.2.1 Aktuelle Wasserkraftnutzung in der Schweiz

In der Schweiz werden zwei Typen von Wasserkraftwerken eingesetzt: Laufkraftwerke und (Pump-)Speicherkraftwerke. Laufkraftwerke turbinieren das fliessende Wasser in Flüssen und Bächen. Kleinkraftwerke sind meist kleine Laufkraftwerke. Stauwehre von Laufkraftwerken sind häufig nur wenige Meter hoch, können aber auch weit über 10 m hoch sein. Der Pegel des gestauten Wassers schwankt in der Regel nur geringfügig. Die Stromproduktion von Laufkraftwerken ist abhängig von der zufliessenden Wassermenge, wobei während eines Hochwassers nur ein Teil der Wassermenge genutzt werden kann.

Bei Speicherkraftwerken wird das Wasser oft über grosse Distanzen in den Speicher geleitet und dort in der Regel über eine Saison gespeichert. Speicherkraftwerke sind in der Lage, bei Spitzenbedarf, beispielsweise über Mittag, innerhalb von Minuten grosse Leistungen bereitzustellen. Der Spitzenstrom wird auf dem Strommarkt teuer gehandelt.

In Pumpspeicherkraftwerken wird mit überschüssigem Strom Wasser aus einem tiefergelegenen Speichersee oder See in einen höher gelegenen Stausee gepumpt, um später bei Bedarf Strom zu produzieren. Allerdings ist mit dem Hinaufpumpen des Wassers ein Energieverlust von 15 bis 25 % verbunden, was verglichen mit den meisten anderen Stromspeicher gering ist. Pumpspeicherkraftwerke zeichnen sich aus durch verlustfreie saisonale Speicherung grosser Energiemengen. Die Leistung ist im Minutenbereich über den ganzen Leistungsbereich regelbar.

Im Jahr 2010 waren in der Schweiz 580 Kraftwerke mit einer installierten Leistung von mehr als 300 kW in Betrieb (vgl. Abbildung 3.2). Die installierte Leistung aller Kraftwerke (inkl. Kleinwasserkraftwerke) beträgt 14,3 GW; sie produzierten 2010 37,4 TWh (BFE 2011a). Die Speicherkraftwerke befinden sich überwiegend in den Alpen, die grossen Laufkraft-

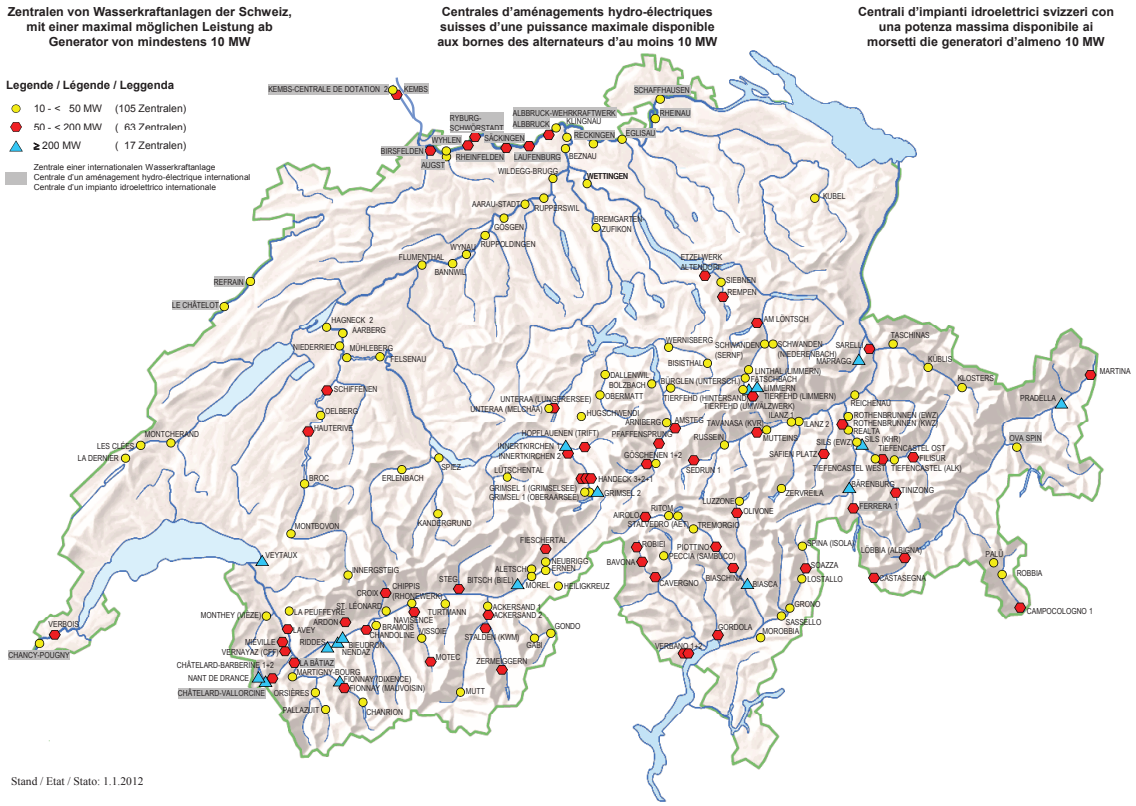


Abbildung 3.2: Standorte der Wasserkraftwerke mit mehr als 10 MW Leistung (BFE 2011e).

werke an der Aare und am Rhein. Die Speicherkraftwerke erzeugen im Durchschnitt gut 55 % des mit Wasserkraft produzierten Stroms, die Laufkraftwerke knapp 45 %. Die regulierbaren Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke machen mehr als 70 % der total installierten Leistung der schweizerischen Wasserkraftwerke aus. Sie ermöglichen es, die unterschiedliche Verfügbarkeit von Wasser über die Jahreszeiten teilweise auszugleichen. Während im Sommer in der Regel reichlich Wasser zur Verfügung steht, ist im Winterhalbjahr deutlich weniger Wasser vorhanden. Die Speichermöglichkeiten und vor allem die Leistungsreserven sind für den Spitzenstrombedarf zum Beispiel über Mittag und die Versorgungssicherheit im europäischen Verbundnetz von grosser Bedeutung. Gegenwärtig vermögen die Speicherkraftwerke maximal 8,8 TWh Energie zu speichern. Insgesamt produzieren die Speicherkraftwerke im Jahr 2010 21.4 TWh oder knapp das 2,5-fache der maximal speicherbaren Energie.

Die Produktion der Laufkraftwerke fällt überwiegend im Sommerhalbjahr an; die Speicherkraftwerke können die Erzeugung ausgleichen und werden gleichzeitig für den Stromhandel eingesetzt, wo Spitzenenergie gefragt ist (vgl. Abbildung 3.3).

3.2.2 Wirtschaftliche Aspekte

Der Bau von Wasserkraftwerken erfordert hohe Investitionen. Dementsprechend sind die Jahreskosten der Wasserkraftwerke geprägt von hohen betriebsunabhängigen Kapitalkosten und relativ geringen produktionsabhängigen Kosten. Die Kostenstruktur der Wasserkraftwerke unterscheidet sich damit grundlegend von derjenigen fossil-thermischer Kraftwerke, bei denen der Brennstoffpreis für den Strompreis massgebend ist.

Die mittleren Produktionskosten eines schweizerischen Wasserkraftwerks betragen heute 5 bis 6 Rp./kWh. Die Wasserkraft gehört damit zu den wirtschaftlich attraktivsten Produktionsarten,

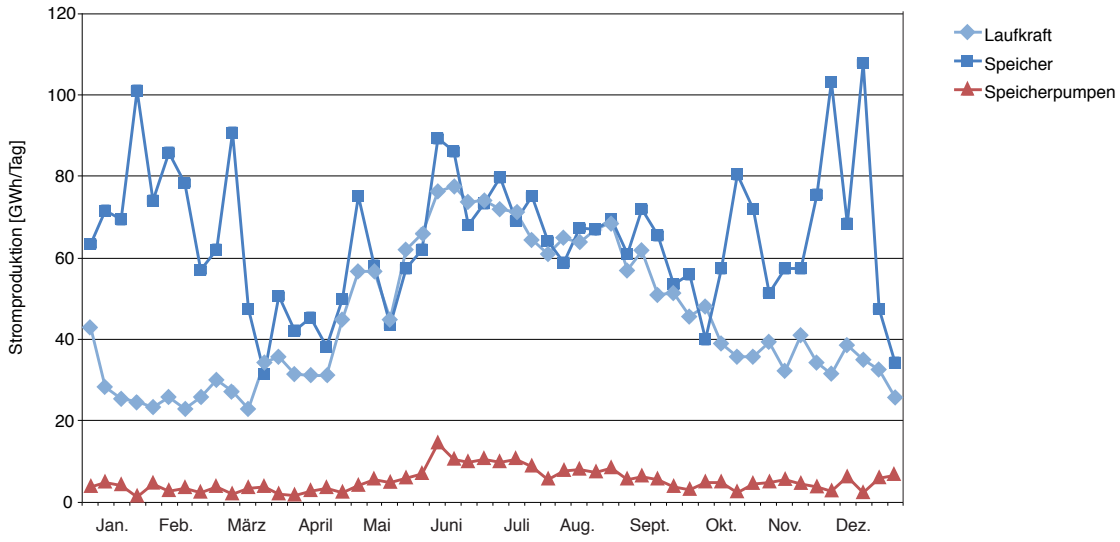


Abbildung 3.3: Produktion der Lauf- und Speicherkraftwerke und Verbrauch der Speicherpumpen im Jahr 2010 (BFE 2011d).

insbesondere weil die Kraftwerke heute zu einem guten Teil abgeschrieben sind. Die öffentlichen Abgaben der Wasserkraftwerke beliefen sich im Jahre 2008 auf durchschnittlich rund 2,3 Rp./kWh.

Die Wasserkraft hat eine hohe volkswirtschaftliche Bedeutung:

- **Einnahmequelle für (Gebirgs-)Kantone:** Die Wasserkraft stellt vor allem für die Gebirgskantone einen erheblichen Wirtschaftsfaktor dar. Die grossen Investitionen in die Anlagen bedeuten Arbeitsplätze und Verdienstmöglichkeiten für die einheimische Bevölkerung und das regionale Gewerbe. Infrastrukturanlagen wie Strassen und Bahnen haben zur Erschliessung von Talschaften beigetragen. Die Nutzung der Wasserkraft bringt den Standortkantonen und -gemeinden heute Einnahmen von rund 1 Mrd. Franken pro Jahr in Form von Wasserzinsen, Steuern, Abgeltungen, Investitionen und Löhnen. Dadurch findet ein Ausgleich statt zwischen den begünstigten Wirtschaftsstandorten des Mittellandes und den strukturschwachen Randregionen.

- **Wertschöpfung im eigenen Land:** Die Wasserkraft ist eine einheimische Energie. Nahezu 100 % der Einnahmen fliessen in die schweizerische Wirtschaft und in einheimische Arbeitsplätze. Diese Arbeitsplätze befinden sich mehrheitlich im wirtschaftlich schwächeren Berggebiet.

- **Marktchance für Stromproduzenten:** Der europaweit steigende Anteil an erneuerbarer Stromproduktion ist eine grosse Marktchance für Pumpspeicherkraftwerke. Voraussetzung sind grosse Speichervolumina für die saisonale Speicherung von Energie, hohe Pumpleistungen zur Absorption der Überproduktion und grosse Erzeugungsleistungen zum Überbrücken von Phasen mit geringer erneuerbarer Stromproduktion. Zudem werden leistungsstarke Netze auf allen Spannungsebenen benötigt.

- **Preisstabilität:** Die Wasserkraft ist eine erneuerbare Energie; ihre Produktionskosten sind weitgehend unabhängig von Preisschwankungen importierter Primärenergieträger (Öl, Gas, Kohle, Uran) und von Wechselkursschwankungen.

- **Auswirkungen auf den Tourismus:** Die Nutzung der Wasserkraft kann auch in Bezug auf den Tourismus einen Beitrag leisten. Sie trägt

zur Erschliessung von Landschaften bei, ist eine Bereicherung karger Alpenlandschaften und wird inzwischen auch vermehrt in touristische Konzepte einbezogen, z.B. durch das Angebot von Besichtigungen.

3.2.3 Ökologische Aspekte und Risiken

Laufwasser- und Speicherkraftwerke weisen mit 4 g CO_2eq/kWh eine sehr vorteilhafte CO_2-Bilanz auf. Pumpspeicherkraftwerke dienen der vorübergehenden Speicherung von überschüssig produziertem Strom. Sie stellen heute die effizienteste und wirtschaftlichste Möglichkeit dar, um grosse Strommengen zu «speichern».

Ökologisch fallen bei Wasserkraftwerken die Auswirkungen von Bau und Betrieb auf die Gewässer und deren Abflüsse am stärksten ins Gewicht. Die Art und das Ausmass des Eingriffs sind abhängig vom Kraftwerktyp (Lauf-, Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerk) und den örtlichen Gegebenheiten.

Das Abflussverhalten ist betroffen, wenn Stauseen im Sommerhalbjahr grosse Abflussmengen zurückhalten und im Winterhalbjahr für die erhöhte Stromnachfrage wieder abgeben. Die Sommerabflüsse werden dadurch vermindert und die Winterabflüsse entsprechend erhöht. Unterhalb der Wasserrückgabe von Speicherkraftwerken treten zudem rasch ändernde Abflüsse auf (Schwall und Sunk). In den vergangenen Jahren wurden die Speicherkraftwerke auch vermehrt während längerer Hitzeperioden zur Stromproduktion beigezogen, da französische Kernkraftwerke aus Mangel an Kühlwasser ihre Produktion drosseln mussten.

Unterhalb von Speichern und Wasserentnahmen, aber auch bei Laufkraftwerken mit Umleitung des genutzten Wassers ist die Abflussmenge reduziert. Wenn das verbleibende Restwasser die Minimalvorgabe gemäss Gewässerschutzgesetz unterschreitet, muss das Gewässer spätestens bei Konzessionserneuerung saniert werden.

Wasserkraftwerke verändern den Transport von Geschiebe und suspendiertem Feinmaterial in Fliessgewässern. Unterhalb der Wasserrückgaben von Speicherwerken können die Wassertemperaturen im Sommer merklich tiefer und im Winter merklich höher sein als unter natürlichen Bedingungen. In Restwasserstrecken sind die Temperaturen im Sommer teilweise sehr hoch.

In Restwasserstrecken können sich chemische Belastungen des Wassers durch die geringere Verdünnung stärker auswirken. Durch die Wasserkraftnutzungen kommt es verbreitet zur Fragmentierung der Lebensräume zum Beispiel von Fischen. Andererseits gibt es auch Gewässer, welche für die Wasserkraft genutzt und dennoch zu Naturschutzgebieten erklärt werden.

Je stärker die oben genannten Aspekte der Gewässer und damit ihre Funktion als Lebensraum beeinflusst werden, umso gravierender sind die Auswirkungen für die natürlichen Lebensgemeinschaften der Tiere und Pflanzen. Sensible Arten können verschwinden und die aquatischen Lebensgemeinschaften grundlegend verändert werden. Nicht nur die Tier- und Pflanzenwelt ist betroffen: Der Bau von Kraftwerken bedeutet auch einen beträchtlichen Eingriff in das Landschaftsbild, der je nach Standpunkt positiv (Erschliessung, Infrastruktur, touristische Nutzung) oder negativ (Zerstörung des Landschaftsbildes, Beeinträchtigung des Erholungswertes) beurteilt wird.

Das Risiko für die Bevölkerung geht in erster Linie von Stauanlagen aus und ist bei Hochdruckanlagen mit Talsperren am grössten. Dieses Risiko berechnet sich als Produkt aus sehr geringer Eintretenswahrscheinlichkeit und grossem Schadenausmass und ist klein. Es wird in der Schweiz durch ein integrales Sicherheitskonzept abgedeckt, das auf baulichen Massnahmen, der Überwachung sowie der Notfallplanung beruht und sicherstellt, dass notwendige Sanierungsmassnahmen ergriffen werden. Zudem werden die Stauanlagen regelmässig auf allenfalls gestiegene Forderungen bezüglich Erdbeben- und Hochwassersicherheit überprüft. Das neue Stauanlagengesetz verbessert die rechtliche Situation zur Sicherheit der Stauanlagen und legt die Haftung der Anlagenbetreiber fest. Das Gesetz schreibt allerdings keine Haftpflichtversicherung vor, sondern überlässt dies den Kantonen.

Stauanlagen bergen nicht bloss Risiken, sondern liefern auch einen Beitrag zum Hochwasserschutz:

Obwohl die Stauseen in den Alpen nicht darauf ausgelegt sind, zufliessendes Hochwasser zurückzuhalten, können sie mit ihrem Rückhaltevermögen einen wesentlichen Beitrag zur Verminderung der Hochwassergefahr leisten. Je geringer der Füllungsgrad eines Speichers zum Zeitpunkt des Hochwasserereignisses ist, desto mehr Wasser kann zurückgehalten werden.

Die Umwelteinflüsse von Kleinkraftwerken sind ähnlich wie die von Grosskraftwerken und werden nicht gesondert diskutiert. Da die Staulänge bei Kleinkraftwerken pro produzierte Energiemenge grösser ist als bei Grosskraftwerken, sind deren Umwelteinflüsse pro MW installierter Leistung überdurchschnittlich hoch.

3.2.4 Potenzial bis 2050

Das technisch nutzbare Produktionspotenzial der Wasserkraft (inkl. Kleinwasserkraft) in der Schweiz wird auf 42 TWh geschätzt, wovon heute mit im Schnitt 36 TWh bereits etwa 85 % genutzt werden. Bei der Leistung besteht dank der günstigen Topografie und den bereits vorhandenen Speicherkraftwerken ein grösseres Ausbaupotenzial.

Das Ausbaupotenzial der Wasserkraft wurde das letzte Mal im Jahre 2004 abgeschätzt (BFE 2004). Anhand verschiedener Kriterien wurden die Realisierungschancen hinsichtlich Erneuerung und Erweiterung bestehender Anlagen sowie Neubauten beurteilt. Zu den Kriterien gehörten Wirtschaftlichkeit, Nachfrageentwicklung, Umweltauflagen, Akzeptanz in der betroffenen Region, Konzessionsfragen sowie Gesetzesauflagen.

Eine unterschiedliche Gewichtung dieser Kriterien erlaubt eine optimistische und eine pessimistische Prognose für den Ausbau der Wasserkraft. Im besten Fall könnte bis 2050 das oben genannte technische Potenzial genutzt werden, was eine Steigerung um etwa 15 % bedeuten würde. Vorwiegend aus ökologischen Gründen und unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ist eine Vergrösserung der Jahresproduktion um etwa 2 TWh hingegen realistischer, unter Berücksichtigung der Kleinkraftwerke. Dies entspricht in etwa den Vorgaben des Stromversorgungsgesetzes, das eine Produktionserhöhung aus Wasserkraftwerken bis zum Jahr 2030 um mindestens 2 TWh verlangt. Bei günstigeren Rahmenbedingungen für die Wasserkraft könnte die Jahresproduktion bis 2050 allenfalls um 3,5 bis 4 TWh erhöht werden. Auch die Road Map Erneuerbare Energien Schweiz (SATW 2006) und der Energie Trialog Schweiz (ETS 2009) erwarten einen Zubau der Grosswasserkraft um 2 TWh, allerdings bis 2050. Gemäss ETS besteht zudem ein beachtliches Ausbaupotenzial bei der Kleinwasserkraft von 1,5 bis 1,7 TWh. Die Energiestrategie 2050 des Bundesrates (BFE BRStrat 2011) rechnet bis 2050 sogar mit einem Zuwachs der Wasserkraft von 6,7 TWh, womit das technische Potenzial in der Schweiz beinahe vollständig ausgenützt würde. Die Ausschöpfung dieses Potenzials ist allerdings in vielen Fällen mit beträchtlichen Auswirkungen auf das betroffene Gewässer verbunden, weil häufig heute noch ungenutzte Flussabschnitte verbaut würden. Ob diese Projekte realisiert werden können, hängt stark von der einvernehmlichen Nutzungs- und Schutzplanung in den betroffenen Gebieten ab. Neue Potenzialabschätzungen (BFE 2011c) schätzen den Nettozuwachs (nach Abzug von Einbussen infolge Restwasser) unter heutigen Nutzungsbedingungen auf nur noch 1,5 TWh bis 2050. Bei Anpassung der wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen und einer massvollen Anwendung der Restwasservorschriften könnte die Jahresproduktion gemäss dieser Studie bis 2050 auf 3,2 TWh angehoben werden.

Ein grösseres Potenzial besteht bei der Erhöhung der Winterproduktion, die heute für die Versorgungssicherheit noch massgebend ist. Unter vorsichtigen Annahmen ist bis 2050 eine Steigerung um 2,5 TWh und im besten Falle gar um 5 TWh möglich. Dazu müsste Wasser vom Sommer auf den Winter umgelagert werden. Die Stauseen müssten durch Erhöhung der bestehenden Talsperren entsprechend vergrössert werden oder allenfalls auch einzelne neue Speicherseen gebaut werden. Auch bei der installierten Leistung ist bis 2050 ohne Pumpspeicherwerke eine Erhöhung um bis zu 2,5 GW möglich, indem das abfliessende Wasser (Triebwasser) durch Erhöhung der Leistung in bestehenden Wasserkraftanlagen besser genutzt wird.

Tabelle 3.1: Mit geplanten oder im Bau befindlichen Kraftwerken sollen die Pumpleistung und die Turbinenleistung der Pumpspeicherkraftwerke rund verdreifacht werden (BFE 2010).

Pumpspeicherkraftwerke	**Pumpleistung [GW]**	**Turbinenleistung [GW]**
Bestehende Anlagen (2009)	1,5	1,8
im Bau (neu oder Erweiterungen)	1,7	1,9
Geplant	1,8	2,1

Die Pumpspeicherung kann einen gewichtigen Beitrag zur Stromproduktion und insbesondere zum Ausgleich fluktuierender Produktionsarten leisten. (vgl. Tabelle 3.1). Aufgrund der europaweiten Zunahme der Stromproduktion aus Wind- und Photovoltaikanlagen wird die Bedeutung der Pumpspeicherung stark zunehmen. Aus ökologischer Sicht ist deren Ausbau meist weniger kritisch als der Bau von Kleinkraftwerken, da bereits bestehende Stauseen erweitert und umgenutzt werden.

Neben den Ausbaumöglichkeiten sind in Zukunft auch Produktionseinbussen zu erwarten. Die minimalen Restwassermengen gemäss Art. 31 des Gewässerschutzgesetzes werden nach Ablauf aller Konzessionen zu einer jährlichen Produktionsminderung von etwa 2 TWh (bzw. 6 %) führen. Die gesamte Produktionsminderung wird allerdings erst dann wirksam, wenn die letzten Konzessionen im Jahr 2050 erneuert werden müssen. Gemäss Art. 33 sind die Aufsichtsbehörden, also die Kantone, verpflichtet, die Minimalanforderungen aufgrund einer Interessenabwägung anzupassen. Würde die Anpassung durchwegs zuungunsten der Wasserkraft ausfallen, könnte die jährliche Produktionseinbusse bis 2050 sogar 2 bis 3,5 TWh betragen. Besonders kritisch ist die Einbusse von 1 bis 2 TWh während der Wintermonate.

Auch die Klimaänderung hat Auswirkungen auf die Wasserkraftnutzung: Mit dem Anstieg der durchschnittlichen Temperaturen verändern sich auch die Intensität und die Verteilung der Niederschläge. Heute geht die Wissenschaft davon aus, dass die Veränderungen des Niederschlages in der Schweiz bis 2050 keinen wesentlichen Einfluss auf die Wasserkraftproduktion haben werden. In der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts dürfte die Produktion der heute existierenden Wasserkraftwerke hingegen wegen den veränderten Niederschlägen und der erhöhten Verdunstung im Einzugsgebiet um rund 5 bis 20 % zurückgehen. Erwartet wird eine Produktionsabnahme im Sommer und eine geringe Zunahme im Winter.

Mit dem Rückzug der Gletscher und damit dem Verlust eines wichtigen Wasserspeichers wird zudem weniger Wasser vom Winter in den Sommer umgelagert. Diese Funktion muss zukünftig vermehrt von den Stauseen übernommen werden, was deren Bedeutung noch erhöhen wird. Damit wächst die Notwendigkeit, die bestehenden Speichervolumen wo immer möglich zu vergrössern. Nach Abschmelzen der Gletscher werden ab 2050 neue, hochgelegene Seen entstehen, welche eine bedeutendes Potenzial für die Wasserkraftnutzung insbesondre für die Saison- und Pumpspeicherung aufweisen (Terrier et al. 2011)

Höhere Temperaturen führen durch das Auftauen des Permafrosts zur Mobilisierung von Feststoffen. Dadurch nehmen die Feststoffmengen im Wasser zu und die Verlandung des Stauraums wird beschleunigt. Daneben erhöht sich auch das Risiko für Murgänge, Hang- und Felsrutsche sowie Steinschläge. Diese könnten den Betrieb der Wasserkraftwerke beeinträchtigen. Weil zudem häufiger mit extremen Hochwassern zu rechnen ist, müssen gleichzeitig auch die Hochwasserentlastungskapazitäten erhöht werden.

3.2.5 Folgerungen

Die Wasserkraft bleibt als Rückgrat der schweizerischen Stromversorgung noch lange die wichtigste einheimische Energiequelle. Die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke gewinnen insbesondere wegen der unregelmässig produzierenden Solar- und Windstromanlagen an Bedeutung, da sie wertvolle Regulier- und Spitzenleistung erzeugen. Die Pumpspeicherung von Wasser stellt noch für längere Zeit die wirtschaftlich interessanteste Lösung zur Speicherung von Strom dar. Das mengenmässige Ausbaupotenzial der Wasserkraft ist jedoch begrenzt. Steigerungsmöglichkeiten ergeben sich vor allem durch die Erhöhung der installierten Leistung und der Stauseekapazität bei den bestehenden Speicherkraftwerken sowie durch den Ausbau der Pumpspeicherung. Allerdings stossen Ausbauprojekte häufig auf Widerstand. Wenn das noch vorhandene Potenzial ausgenutzt werden soll, müssen die wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen und die Verfahren angepasst werden. Dies gilt insbesondere, wenn die Wasserkraft um deutlich mehr als 1.5 TWh erhöht werden soll. Eine Abschätzung der Entwicklung von Gestehungskosten und Treibhausgasemissionen basierend auf Lebenszyklusanalysen (LCA) findet sich in Kapitel 3.11.

Literatur

BFE 2011a: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2010, BFE 2011. www.proclim.ch/news?2361

BFE 2011c: Energieperspektiven 2050 – Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung unter neuen Rahmenbedingungen, Faktenblatt BFE 2011. www.proclim.ch/news?2370

BFE 2011d: Wochenbericht 2010 Stromproduktion und Verbrauch, BFE 2011. www.proclim.ch/news?2416

BFE 2011e: Zentralen von Wasserkraftanlagen der Schweiz mit einer maximal möglichen Leistung ab Generator von mindestens 10 MW, BFE 1.1.2011. www.proclim.ch/news?2417

BFE 2010: Statistik der Wasserkraftzentralen in der Schweiz. Eidg. Depart. Für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK, Bundesamt für Energie BFE. www.proclim.ch/news?2373

BFE 2008: Strategie Wasserkraftnutzung Schweiz. www.proclim.ch/news?2369

BFE 2004: Ausbaupotenzial der Wasserkraft. Studie der Electrowatt-Ekono. www.proclim.ch/news?2368

BFE BR Strat 2011: Energiestrategie des Bundesrates bis 2050. www.proclim.ch/news?2364

ETS 2009 (Energie Trialog Schweiz 2009): Energie-Strategie 2050 – Impulse für die schweizerische Energiepolitik. Grundlagenbericht. Zürich. 144 Seiten. www.proclim.ch/news?877

SATW 2006: Road Map Erneuerbare Energien Schweiz. Eine Analyse zur Erschliessung der Potenziale bis 2050. SATW-Schrift Nr. 39, 24 S. www.proclim.ch/news?33483

Terrier S. et al. 2011: Optimized and adapted hydropower management considering glacier shrinkage scenarios in the Swiss Alps. Proceedings of the International Symposium on Dams and Reservoirs under Changing Challenges – 79th Annual Meeting of ICOLD, Swiss Committee on Dams, Lucerne, Switzerland (Schleiss, A. & Boes, R.M., Eds), Taylor & Francis Group, London, 497–508. www.proclim.ch/news?2425

3.3 Biomasse

Autoren
Tony Kaiser (Chair), Alstom, Baden; Sandra Hermle, BFE, Bern; Samuel Stucki, PSI, Villigen.

Die Biomasse leistet heute einen Beitrag von 2 % zur schweizerischen Elektrizitätsversorgung. Damit ist sie gegenwärtig die weitaus wichtigste neue erneuerbare Stromquelle. Der überwiegende Teil des mit Biomasse erzeugten Stroms stammt aus Kehrichtverbrennungsanlagen, da die Hälfte des Stroms, der in solchen Anlagen produziert wird, als erneuerbare Energie gilt.

3.3.1 Stand der Technologie heute

Die Biomasse und andere Abfälle decken heute 5 % des gesamten Energieverbrauchs der Schweiz. Zur Stromproduktion tragen sie 2 % bei (1,2 TWh bzw. 4400 TJ). Den grössten Anteil am Strom liefern Abfällen (Abbildung 3.1) mit rund 50 % Energieanteil aus Biomasse. Zurzeit betragen die elektrischen Wirkungsgrade der Kehrichtverbrennungsanlagen 7 bis 23 %; der durchschnittliche energetische Wirkungsgrad liegt bei 66 % (BAFU, BFE 2012). Da in Zukunft bei sinkendem Wärmebedarf mit einem zunehmenden Bedarf an Strom zu rechnen ist, wird Biomasse (trockene Biomasse wie Energieholz) verstärkt zur Stromerzeugung genutzt werden. Heute geschieht dies meist in Verbrennungsanlagen, in Dampfprozessen mit Wasser oder – im kleinen Leistungsbereich – auch mit anderen Verfahren wie dem Organic Rankine Cycle. Bei der Dampfkrafttechnik hängen die Kosten und der Wirkungsgrad stark von der Grösse der Anlagen ab. Anlagen mit einer Leistung bis 10 MW erreichen elektrische Wirkungsgrade von lediglich 10 bis 20 % und sind daher nur bei Nutzung der Wärme in Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK) sinnvoll (vgl. Abschnitt 3.10). Sie können dort eingesetzt werden, wo ein grosser, konstanter Wärmebedarf besteht. Die Vergasung von Biomasse im Leistungsbereich von einigen 100 kW für dezentrale WKK-Anlagen, die in Pilotanlagen bereits realisiert wurde, ermöglicht eine Verdopplung des elektrischen Wirkungsgrads. Allerdings ist die kommerzielle Nutzung ungewiss, da die Technik auf ausgewählte Holzsortimente beschränkt ist und bisher nicht ausreichend zuverlässig funktioniert.

Die Wirbelschichtvergasung kann für grössere Leistungen eingesetzt werden. Diese Technologie bietet die Möglichkeit, die Biomasse in Kombination mit Gas- und Dampfturbinen zu nutzen. Dadurch sind elektrische Wirkungsgrade von bis zu 40 % möglich, für grosse Anlagen mit Biogas-Zufeuerung sogar bis zu 60 %. Diese Wirkungsgrade würden auch einen stromgeführten Betrieb rechtfertigen und das Einsatzpotenzial vergrössern. Die Zuführung von Gasen aus der Biomassevergasung in ein erdgasgefeuertes Kombikraftwerk würde es zudem ermöglichen, die Vorteile von Grossanlagen für die Stromerzeugung aus Biomasse zu nutzen.

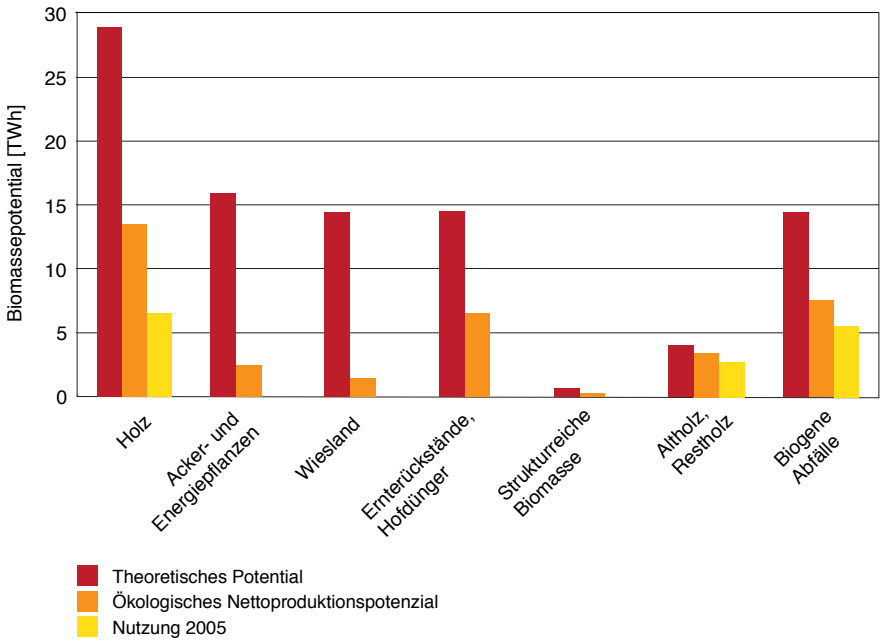


Abbildung 3.4: Potenzial für die energetische Nutzung von Biomasse in der Schweiz im Jahr 2040. Dargestellt sind das theoretische Potenzial, das ökologisch vertretbare Potenzial sowie die Nutzung im Jahre 2005. (BFE-Bio 2004).

Nasse, nicht verholzte Biomasse kann durch Vergärung in einen gasförmigen Energieträger umgewandelt und direkt zur Stromerzeugung in Motoren (Blockheizkraftwerken) genutzt oder zur Verteilung im Erdgasnetz aufbereitet werden. Die Aufbereitung für das Erdgasnetz ermöglicht einen vollständigen Stoffumsatz und damit einen höheren Wirkungsgrad, insbesondere dort, wo die Wärme nicht sinnvoll genutzt werden kann. Bei der Nutzung der Biogase in Blockheizkraftwerken ist aufgrund der beschränkten Lagerfähigkeit der Biomasse meist kein wärmegeführter Betrieb möglich. Damit höhere Gesamtnutzungsgrade erzielt werden können und die Wirtschaftlichkeit verbessert werden kann, werden vermehrt Möglichkeiten der Abwärmenutzung geprüft (z.B. Heizen von Gewächshäusern und Stallungen, Kälteerzeugung mit Absorptionskältemaschinen, Trocknen von Heu oder Früchten etc.).

3.3.2 Ökologische und wirtschaftliche Aspekte

Die Nutzung von Biomasse aus Abfällen oder extensivem Anbau ist weitgehend CO_2-neutral. Allerdings können klimawirksame Schadstoffe aus dem Anbau und der Nutzung der Biomasse die CO_2-Neutralität zunichte machen. Beim Biogas ist die Freisetzung von Lachgas (N_2O) und Methan (CH_4) aus dem Biomasse-Anbau, Substrat-Austrag und Biogaserzeugung entscheidend, während beim Energieholz klimawirksame Feinstaubemissionen aus Kleinanlagen zu vermeiden sind.

Bei der Stromerzeugung aus Biomasse hängen die Kosten und die Wirkungsgrade stark von der Grösse und Auslastung der Anlage sowie vom eingesetzten Brennstoff ab. Im Fall der WKK besteht zudem eine Kopplung zwischen Wärme- und Stromkosten. Bei Energieholzpreisen von weniger als 5 Rp./kWh belaufen sich die Stromgestehungskosten bei hoher Auslastung der Anlage im WKK-Betrieb auf 15 bis 25 Rp./kWh. Gewerbliche Biogasanlagen verarbeiten meist biogene Abfälle, für die sie – zumindest heute noch – mit Entsorgungsgebühren in der Grössenordnung von 80 Fr./t rechnen können. Damit erzielen sie vergleichbare Stromgestehungskosten wie WKK-Anlagen. Die Stromproduktion aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen hingegen ist wegen der hohen Investitionskosten im Vergleich zu grossen Biogasanlagen und ohne die Beiträge aus Entsorgungsgebühren deutlich teurer und kostet bis zum Doppelten.

3.3.3 Potenzial bis 2050

Das unter Berücksichtigung ökologischer Aspekte energetisch nutzbare langfristige Potenzial beträgt nach Schätzungen rund 126 PJ (35 TWh) (vgl. Abbildung 3.4). Gemäss den Energieperspektiven 2035 des BFE beläuft sich das ökologische Ausbaupotenzial der Elektrizitätsproduktion für Biomasse auf 3,2 bis 4,2 TWh, wenn ein Drittel des Biomasse-Potenzials zur Stromerzeugung verwendet wird (BFE 2007). Eine entsprechende Einschätzung des Energie Trialogs Schweiz (ETS 2009) liegt bei 5 TWh.

Die Erzeugung von Strom und Wärme aus Biomasse steht in Konkurrenz zur Umwandlung in flüssige oder gasförmige Treibstoffe. Die Produktion von biogenen Treibstoffen aus Abfallbiomasse ist ökologisch sinnvoll. Will man jedoch ein Maximum an mechanischer Arbeit aus der Biomasse gewinnen und nicht nur weniger wertvolle Wärme, steht die Stromproduktion im Vordergrund. Eine landwirtschaftliche Produktion von biogenen Treibstoffen im grossen Stil ist in der Schweiz nicht realistisch und nicht sinnvoll (BFE-Bio 2010). Sie hätte zur Folge, dass die einheimische Nahrungs- und Futtermittelproduktion verdrängt würde und vermehrt durch Importe ersetzt werden müsste. Biotreibstoffe der 2. Generation könnten bei konstanter Gesamtmobilität und Flotteneffizienz weniger als 8 % der Schweizer Individualmobilität abdecken (TA Swiss 2010). Biotreibstoffe werden in Zukunft jedoch eine Rolle im Langstreckentransport oder auch im Luftverkehr spielen.

Die Gewinnung von Methangas aus nasser Biomasse durch Vergasung ermöglicht einen vollständigen Stoffumsatz und damit einen verbesserten Wirkungsgrad. Die Vergasung aus Biomasse kann die etablierten Vergärungsverfahren ergänzen.

3.3.4 Technologiespezifische Bewertung und Folgerungen

Die Verfügbarkeit von Biomasse ist unabhängig von der Tageszeit und nur bedingt abhängig von der Jahreszeit. Zahlreiche fortschrittliche Verwertungstechnologien sind bereits vorhanden. Die Biomassenutzung findet politisch und gesellschaftlich eine breite Akzeptanz, sofern die Nutzung nachhaltig erfolgt. Das begrenzte Angebot und die unterschiedlichen Nutzungsinteressen können jedoch zu Konflikten führen, insbesondere zwischen Biomasse als Nahrungsmittel, als stoffliche Ressource und als Energieträger. Um die Effizienz zu erhöhen und die Kosten zu senken, geht der Trend in Richtung zentrale Anlagen.

Das Ziel besteht darin, Biomasse unter Berücksichtigung von sozialen, ökologischen und ökonomischen Aspekten zu produzieren und zu verwerten (BFE-Bio 2010). Dazu müssen die erforderlichen technischen und wissenschaftlichen Grundlagen bereitgestellt werden. In einer aktuellen Studie (TA Swiss 2010) zum Thema «Zweite Generation Biotreibstoffe» konnte gezeigt werden, dass die Nachhaltigkeit der jeweiligen Wertschöpfungskette hauptsächlich von der Wahl der Biomasse abhängt. Die Verwendung von Abfallmaterialien wie Gülle, Bioabfall und Restholz wirkt sich günstig auf die Nachhaltigkeit und Treibhausgasbilanz der ganzen Kette aus. Dies gilt auch für die Produktion von Strom und Wärme aus Biomasse.

Die energetische Nutzung der Biomasse lässt sich weiter verbessern, wenn bei den bekannten Technologien die Systeme weiter optimiert und integriert werden oder neue Verfahren entwickelt werden. Das setzt entsprechende finanzielle Mittel für die Forschung voraus. Für die Umsetzung empfiehlt sich die Vernetzung von Industrie und Forschung, damit nicht in die Entwicklung von energetisch unvorteilhaften Biomasseanlagen investiert wird. Um die Biomassenutzung zu beschleunigen, sollten verschiedene Fördermechanismen geprüft werden. Dazu gehören finanzielle Anreize und praxisnahe Vorschriften, aber auch Information, Beratung und Weiterbildung. Dabei sind gesundheitliche, sicherheitstechnische und umweltrelevante Aspekte zu beachten, neue Entwicklungen zu berücksichtigen und die Betriebssicherheit durch entsprechende Massnahmen und Leitlinien zu verbessern. Eine Abschätzung der Entwicklung von Gestehungskosten und Treibhausgasemissionen basierend auf Lebenszyklusanalysen (LCA) findet sich in Kapitel 3.11.

Literatur

BAFU, BFE 2012: Einheitliche Heizwert- und Energiekennzahlenberechnung der Schweizer KVA nach europäischen Standardverfahren. www.proclim.ch/news?2367

BFE-Bio 2010: Strategie für die energetische Nutzung von Biomasse in der Schweiz. www.proclim.ch/news?2365

BFE 2007: Die Energieperspektiven 2035 – Band 1 Synthese. www.proclim.ch/news?2415

BFE-Bio 2004: Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz. www.proclim.ch/news?2366

ETS 2009 (Energie Trialog Schweiz 2009): Energie-Strategie 2050 – Impulse für die schweizerische Energiepolitik. Grundlagenbericht. Zürich. 144 Seiten. www.proclim.ch/news?877

TA Swiss 2010: Future Perspectives of 2nd Generation Biofuels. www.proclim.ch/news?1397

3.4 Photovoltaik

Autoren
Tony Kaiser (Chair), Alstom, Baden; Stefan Nowak, NET, St. Ursen

Der Beitrag der Photovoltaik zur schweizerischen Stromerzeugung betrug 2010 erst bescheidene 0,13 %. Das langfristige technische Potenzial der Photovoltaik ist jedoch hoch. Seine Nutzung erfordert allerdings eine starke Senkung der Gestehungskosten.

3.4.1 Stand der Technologie heute

Die Photovoltaik (PV) ist eine komplexe Technologie, bei der in den letzten Jahren grosse Fortschritte erzielt wurden. PV-Anlagen haben einen Reifegrad erreicht, der ihren grossmassstäblichen Einsatz zulässt. Die Wirkungsgrade der heute kommerziell eingesetzten Zellen – üblicherweise bestehen diese aus kristallinem Silizium – liegen zwischen 15 und 20 %. Zur Erzeugung von 1 TWh elektrischer Energie pro Jahr werden im schweizerischen Mittelland rund 7 km^2 Fläche benötigt. Dafür ist eine installierte Leistung von 1,1 GW erforderlich (vgl. Abbildung 3.5). Bei vollem Sonnenschein fällt diese Leistung im Netz an. Alternativ zu den kristallinen Solarzellen sind Dünnschichtsolarzellen auf dem Markt. Bei der Herstellung von Dünnschichtsolarzellen wird die Schicht, die das Licht absorbiert, auf ein Substrat aufgetragen. Der Wirkungsgrad ist jedoch zurzeit mit 8–12 % noch deutlich geringer als bei Siliziumsolarzellen.

Der Beitrag der Photovoltaik zur Elektrizitätsproduktion ist im Jahr 2010 trotz hoher Wachstumsraten in der Schweiz mit 0,13 % des produzierten Stroms noch gering. In verschiedenen Ländern liegt der Anteil der Photovoltaik jedoch bereits im Prozentbereich, so etwa in Deutschland und in der Tschechischen Republik mit je rund 3 %.

3.4.2 Ökologische und wirtschaftliche Aspekte

PV-Anlagen stossen im Betrieb kein CO_2 und keine Luftschadstoffe aus. Allerdings entstehen bei der Herstellung der Komponenten Emissionen und hochgiftige Abfälle, die der Solarstromerzeugung anzurechnen sind. Für Anlagen in der Schweiz liegen die niedrigsten, aufgrund von Lebenszyklusanalysen ermittelten Emissionen bei einer Lebensdauer von 25 Jahren heute bei rund 50 g CO_2eq./kWh. Diese Werte liegen für PV-Anlagen aus China typischerweise um 70 % höher. (Ein Vergleich der CO_2-Emissionen zu anderen Produktionsarten findet sich in Abschnitt 3.11).

Wegen der geringen Energiedichte der Sonnenstrahlung werden zur grossmassstäblichen Nutzung der Photovoltaik bedeutende Mengen verschiedenster Materialien benötigt. Je nach Solarzellen-Technologie kommen unterschiedliche Materialien zum Einsatz. Die Rezyklierung dieser Materialien wird zunehmend wichtiger und entsprechende Bestrebungen der Industrie sind im Gange. Das häufig verwendete Grundmaterial Silizium stellt als zweit-

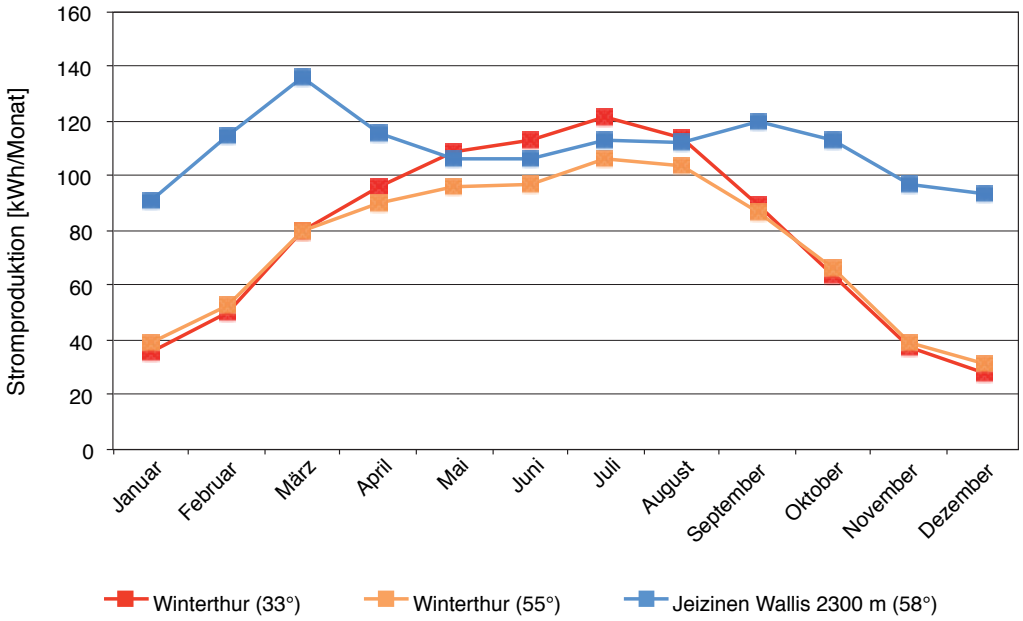


Abbildung 3.5: Erwartete Stromproduktion einer PV-Anlage in Winterthur (stellvertretend für das Mittelland) mit einer Leistung von 1 kW mit 33° und 55° Neigung und einer gleichen Anlage in Jeizinen im Wallis auf 2300 m Höhe mit 58° Neigung. Die erwartete Gesamtproduktion pro Jahr beträgt für Winterthur 940 kWh (bzw. 890 kWh) und für Jeizinen 1320 kWh. PV-Anlagen im Mittelland, wo die meisten Dachflächen bestehen, produzieren im Winter etwa halb so viel Strom wie im Sommer. An besonders sonnenexponierten Hängen im Wallis und Engadin ist die Produktion relativ ausgeglichen. Die mittlere jährliche Sonneneinstrahlung ist relativ homogen mit rund 1100 kWh pro m^2 für das stark besiedelte Mittelland zwischen Neuenburgersee und Bodensee, rund 1200 kWh pro m^2 für die Westschweiz und das Tessin. Überdurchschnittliche Einstrahlungsbedingungen haben die schwächer besiedelten inneralpinen Täler mit rund 1300 kWh pro m^2 und Jahr. (Nowak, Gurtschner 2011)

häufigstes Element der Erdkruste keine Einschränkung dar. Bei Dünnschichtzellen wird der Materialbedarf markant gesenkt, hingegen werden je nach Technologie seltene Metalle wie Indium, Tellur und Gallium verwendet (SATW 2010). Die heute bekannten Vorräte reichen für eine Produktion im Terawatt Bereich. Die für die Kontakte der Solarzellen erforderlichen Metalle (z.B. Silber) könnten langfristig ohne Gegenmassnahmen knapp werden. Mit dem massiven Ausbau gewinnen insbesondere im Produktionsbereich auch Fragen zu Gesundheits- und Sicherheitsrisiken an Bedeutung (SVTC 2009). Mit dem technologischen Fortschritt lässt sich der Energie- und der Materialeinsatz reduzieren und die Umweltbilanz weiter verbessern.

Konflikte ergeben sich bei der Photovoltaik zuweilen in Bezug auf die Ästhetik. Absehbare technische Entwicklungen sollen es ermöglichen, PV-Anlagen und Architektur noch besser aufeinander abzustimmen, sodass für Dächer und andere Teile der Gebäudehülle ansprechende Lösungen angeboten werden können. Konfliktpotenzial besteht aus raumplanerischer Sicht in der Schweiz bei einer allfälligen Nutzung von Freiflächen für die Photovoltaik.

Die Photovoltaik ist die Stromproduktionstechnologie mit den aktuell höchsten Gestehungskosten, aber auch der schnellsten Kostenreduktion. Die Gestehungskosten sind in den letzten Jahren stark gesunken, dank der technischen Entwicklung, der Marktsituation sowie Produktionsverlagerungen, vor allem nach China.

Neue Produktionskapazitäten führten zu sinkenden Preisen für PV-Module, sodass die Einspeisevergütungen 2010 und 2011 um je 18 % gesenkt werden konnten. Das weltweite Marktwachstum beschleunigt die technologische Entwicklung, was die Kosten zusätzlich reduzieren wird. Allerdings betreffen die Kostensenkungen zum grossen Teil die PV-

Module, während das Kostensenkungspotenzial der übrigen Anlageteile (Montagekonstruktion, Wechselrichter, elektrische Anlagen) und der Betriebs- und Unterhaltskosten deutlich geringer ist.
Die Anlagekosten hängen von der Art und Grösse der Anlage ab. Für angebaute kleinere, netzgekoppelte Anlagen (10 kW) tendierten sie 2012 gegen 4000 Fr./kW und für grössere Anlagen (>100 kW) gegen 3000 Fr./kW. Damit sanken die Stromgestehungskosten im günstigsten Falle deutlich unter 30 Rp. pro kWh (BFE/NET 2012).

3.4.3 Potenzial bis 2050

Das technische Potenzial der Photovoltaik ist enorm (DoE 2012) und hängt davon ab, welche Flächen für die Installation in Betracht gezogen werden. In der Schweiz werden üblicherweise nur bereits genutzte Flächen im bebauten Raum betrachtet. Die gut geeigneten Gebäudedachflächen werden auf 100 bis 150 km^2 geschätzt (IEA-PVPS/NET 2002). Auf dieser Fläche lässt sich mit der heute verfügbaren Technik Solarstrom im Umfang von 12 bis 18 TWh pro Jahr erzeugen. Dies entspricht rund 20 bis 30 % des schweizerischen Elektrizitätsverbrauchs im Jahr 2010. Das realisierbare Potenzial könnte gemäss Energie Trialog Schweiz (ETS 2009) mit 8 bis 12 TWh geringer sein. Durch Nutzung von eher west- oder ostwärts geneigten Flächen lässt sich der Zeitraum der täglichen Spitzenproduktion entsprechender Anlagen in den Vormittag oder Nachmittag verlagern und damit eine etwas günstigere Produktionsverteilung erreichen. Die Produktion von Strom und Wärme auf Dachflächen steht in gegenseitiger Konkurrenz, die bei Verwendung von Hybridkollektoren entfällt.
Die Stromerzeugung durch Photovoltaik ist im Vergleich zur Windkraft und Nutzung der Biomasse weniger stark durch Standort- bzw. Mengenbeschränkungen limitiert. Sie hat dadurch ein enormes Potenzial; grosse Mengen an Strom aus neuen erneuerbaren Quellen werden sich in der Schweiz voraussichtlich nur mit entsprechender Nutzung der Photovoltaik gewinnen lassen. Längerfristig ist neben der Verwendung geeigneter Dach- und Fassadenflächen auch die Produktion auf anderen Infrastrukturflächen sowie Freiflächen denkbar, beispielsweise im alpinen und im voralpinen Raum.

3.4.4 Technologiespezifische Bewertung und Folgerungen

Die Photovoltaik hat aufgrund ihres Potenzials für eine langfristig nachhaltige Energiezukunft eine zentrale Bedeutung. Dabei muss berücksichtigt werden, dass Solarstrom nur tagsüber anfällt und die Erzeugung im Winter wesentlich geringer ist als im Sommer. Die Integration der Photovoltaik ins elektrische Netz erfordert deshalb entsprechende Speicherkapazitäten, vorzugsweise vor Ort, zur Absorption von Überproduktion oder zum Ausgleich bei schlechtem Wetter. Mit wachsendem Anteil der fluktuierenden Produktionsarten gewinnt die Stromspeicherung stark an Bedeutung. Neue Lösungen mit intelligenten Netzen können ebenfalls eine wichtige Rolle spielen (vgl. Kapitel 2 und 4). Eine besondere Bedeutung haben PV-Anlagen als Insellösungen bei grösseren Entfernungen zum Stromnetz, weil sich dadurch die kostspielige Anbindung erübrigt und weil PV-Anlagen kaum Wartung erfordern.
Die Solarindustrie erwartet, dass bis etwa 2020 der vom Endverbraucher mit Photovoltaik produzierte Strom ohne Einspeisevergütung etwa gleich teuer sein wird wie der Strom aus der Steckdose. In dieser Rechnung unberücksichtigt bleiben allerdings die erheblichen Netzkosten sowie die Kosten für die Regel- und Ausgleichsenergie, die zur Integration der variierenden PV-Stromproduktion benötigt wird. Beim Strom aus der Steckdose sind diese Kosten bereits enthalten.
Die nächsten zehn Jahre werden für die mittel- und langfristige Bedeutung der Photovoltaik entscheidend sein, da diese als bedeutendste neue erneuerbare Energiequelle zusammen mit den Speicherparks bis dann den Nachweis erbracht haben müssen, die 1,1 GW Bandenergie der drei ältesten KKW ersetzen zu können. Für den Forschungs- und Industriestandort Schweiz bietet die Photovoltaik eine attraktive Perspektive. Damit sich diese Technologie in der Schweiz rasch etablieren kann, müssen die Behinderungen beim Bau von Anlagen abgebaut werden.

Literatur

BFE / NET 2012: Bundesamt für Energie / NET Nowak Energie & Technolgie AG 2012: PV Anlagekosten in der Schweiz – Überprüfung der kostendeckenden Einspeisevergütung. www.proclim.ch/news?2393

DoE 2012: The potential of solar electricity using a «best case» scenario. SunShot Vision Study of the US Department of Energy (DoE) 2012. www.proclim.ch/news?2252

ETS 2009 (Energie Trialog Schweiz 2009): Energie-Strategie 2050 – Impulse für die schweizerische Energiepolitik. Grundlagenbericht. Zürich. 144 Seiten. www.proclim.ch/news?877

IEA-PVPS / NET Nowak Energie & Technolgie AG 2002: Potential for Building Integrated Photovoltaics. www.proclim.ch/news?2418

IEA Technology Roadmap – Solar Photovoltaic Energy, International Energy Agency, Paris, France, 2010. www.proclim.ch/news?2374

PV Status Report 2010, Arnulf Jaeger-Waldau, European Commission, DG Joint Research Centre, Institute for Energy, Ispra. www.proclim.ch/news?2391

Nowak 2011: Hintergrundmanterial Photovoltaik und Windkraft, Nowak, Gutschner, Rigassi 2011. www.proclim.ch/news?2420

SATW 2010: Seltene Metalle – Rohstoffe für Zukunftstechnologien. SATW Schrift 2010. www.proclim.ch/news?1573

SVTC 2009: Toward a Just and Sustainable Solar Energy Industry – Silicon Valley Toxics Coalition White Paper SVTC (2009). www.proclim.ch/news?2069

3.5 Solarthermische Elektrizität

Autoren
Tony Kaiser (chair), Alstom, Baden; Anton Meier, PSI, Villigen; Aldo Steinfeld, ETH Zürich

Solarthermische Kraftwerke werden in sonnenreichen Ländern in zunehmendem Masse zur Stromerzeugung eingesetzt. Für die Schweiz kommen sie wegen der relativ geringen Sonneneinstrahlung kaum in Frage. Hingegen könnte der Import von Solarstrom aus dem Mittelmeerraum in Zukunft einen wichtigen Beitrag zum Schweizer Energiemix leisten.

3.5.1 Stand der Technologie heute

In solarthermischen Kraftwerken wird Sonnenenergie mit grossen Spiegelfeldern konzentriert (Concentrating Solar Power, CSP). Die Spiegel werden der Sonne nachgeführt und erhitzen ein Wärmeträgermedium (synthetisches Öl oder Salz). Damit wird Dampf erzeugt und mittels Dampfturbinen und Generatoren Strom produziert. Wärmespeicher können einen Teil der tagsüber gewonnenen Wärme aufnehmen und nachts oder bei Nachfragespitzen an den Dampfkreislauf abgeben. Parabolrinnen-Kraftwerke mit mehr als 6 Stunden Speicherkapazität sind derzeit die gängigste Form solarthermischer Stromerzeugung. Inzwischen sind auch die ersten kommerziellen Solarturm-Kraftwerke in Betrieb. Wegen ihrer höheren Betriebstemperatur können sie die Wärme effizienter speichern, was eine Speicherkapazität von bis zu 15 Stunden erlaubt (IPCC 2011). Dank der Speichermöglichkeit haben solarthermische Kraftwerke gegenüber Windkraft und Photovoltaik den Vorteil, Strom gemäss dem Bedarf einzuspeisen (Regelenergie) und so zur Netzstabilität beizutragen.

Die weltweit installierten Kapazitäten der solarthermischen Kraftwerke lagen Mitte 2011 bei rund 1,3 GW. Zur Zeit sind etwa 8 GW in Planung oder im Bau, vor allem in den USA und in Spanien, aber auch in China, Indien und Nordafrika. Bis 2015 dürften weltweit Solarkraftwerke mit rund 5 GW elektrischer Leistung installiert sein.

Solarthermische Kraftwerke eignen sich in erster Linie für den Einsatz in Ländern des Sonnengürtels, da sie auf intensive, direkte Sonnenstrahlung angewiesen sind. Diese beeinflusst wesentlich den Wirkungsgrad der Anlage und damit die Kosten und die Rentabilität. An geeigneten Standorten fallen pro Jahr 2000 bis 2800 kWh/m^2 Sonneneinstrahlung an. In der Schweiz sind es maximal etwa 1400 kWh/m^2. Eine Faustregel besagt, dass bei einer um 100 kWh/m^2 höheren jährlichen Sonneneinstrahlung die Stromkosten etwa 4,5 % tiefer sind. (Kearney, A.T. 2010)

3.5.2 Ökologische und wirtschaftliche Aspekte

Die CO_2-Emissionen eines heutigen solarthermischen Kraftwerks über den ganzen Lebenszyklus werden auf 32 g CO_2eq/kWh geschätzt. Es wird erwartet, dass die spezifischen CO_2-Emissionen bis 2050 auf etwa 17 g CO_2eq /kWh reduziert werden

können. Der Landbedarf beträgt etwa 4 km^2 für die Produktion von 1 TWh elektrischer Energie pro Jahr.

Für moderne solarthermische Grosskraftwerke bewegen sich die Investitionskosten im Bereich von 4200 bis 8400 Fr./kW, je nach Sonneneinstrahlung und Speichergrösse (IEA 2010). Die spezifischen Stromgestehungskosten für grosse Parabolrinnen-Kraftwerke betragen an geeigneten Standorten gegenwärtig 17 bis 25 Rp./kWh und werden dank technischer Innovationen und mit zunehmender Kapazität bis 2020 auf geschätzte 10 bis 13 Rp./kWh sinken.

3.5.3 Potenzial bis 2050

Aufgrund der geographischen Lage mit relativ geringer direkter Sonneneinstrahlung ist die Schweiz nur sehr begrenzt als Standort für solarthermische Kraftwerke geeignet. Wahrscheinlicher und auch wirtschaftlicher ist die Option, Strom aus solarthermischen Kraftwerken aus dem Mittelmeerraum zu importieren.

Das technisch nutzbare Potenzial solarthermischer Kraftwerke beträgt global zirka 600 TW und übersteigt damit grundsätzlich den weltweiten Strombedarf (gegenwärtig 5 TW) um ein Vielfaches. Im Nahen Osten und in Nordafrika beträgt das technische Potenzial für solarthermische Kraftwerke mehr als das Hundertfache des gesamten Stromverbrauchs dieser Regionen und Europas zusammen. Um dieses Potenzial in der Schweiz zu nutzen, müssten allerdings die erforderlichen Übertragungsleitungen erstellt werden. Für grosse Distanzen bietet sich die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) an (vgl. Kapitel 4).

3.5.4 Technologiespezifische Bewertung und Folgerungen

Solarthermische Grosskraftwerke in Nordafrika, die auch zur Stromversorgung Europas beitragen, sind aufgrund des steigenden Energiebedarfs und der sinkenden Potenziale der konventionellen Energiequellen eine nicht zu unterschätzende Option. Sie lassen sich nur als internationale Projekte realisieren, an denen sich die Schweiz allenfalls beteiligen könnte, wie zum Beispiel das Projekt Desertec. Die Herausforderungen sind weniger technischer und längerfristig auch nicht wirtschaftlicher Art, sondern vielmehr politischer Natur.

Die solarthermische Stromerzeugung wird in der Schweiz wegen der relativ geringen direkten Sonneneinstrahlung kaum wirtschaftlich genutzt werden. Durch die Entwicklung innovativer Konzepte für Systeme und Komponenten kann die Schweiz jedoch zum technischen Fortschritt der Hochtemperatur-Solartechnik beitragen. Diese Technologie wird auch genutzt, um in Zukunft die Sonnenenergie in chemische Energie umzuwandeln und über lange Zeit zu speichern oder mit thermochemischen Verfahren solare Brenn- und Treibstoffe bereitzustellen (Steinfeld & Meier 2004). Die bereits gut etablierte Forschung und Entwicklung in der Schweiz sollte verstärkt gefördert werden. Eine solarthermische Stromerzeugung im grossen Massstab im Mittelmeerraum würde massive Investitionen in verlustarme HGÜ-Netze erfordern. Eine Beteiligung an solarthermischen Kraftwerken könnte der schweizerischen Industrie Exportchancen bieten, Arbeitsplätze im Exportgeschäft schaffen und Lizenzeinnahmen generieren.

Literatur

IEA 2010: Technology Roadmap – Concentrating Solar Power, International Energy Agency, Paris, France. www.proclim.ch/news?2374

IPCC 2011: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation 2011, Ch. 3, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 99pp. www.proclim.ch/news?2375

Kearney, A.T. 2010: Solar Thermal Electricity 2025 – Clean electricity on demand: attractive STE cost stabilize energy production. A.T. Kearney GmbH, Düsseldorf, Germany, 52pp. www.proclim.ch/news?2376

Steinfeld A., Meier A. 2004: Solar Fuels and Materials. Encyclopedia of Energy. C. Cleveland Ed., Elsevier Inc., Vol. 5, pp. 623–63. www.proclim.ch/news?2377

3.6 Windkraft

Autoren
Tony Kaiser (chair), Alstom, Baden; Reza Abhari, ETH Zürich; Reto Rigassi, Suisse Eole, Liestal; Jakob Vollenweider, Juvent SA, Saint-Imier

Die Windkraft ist in vielen Ländern die heute wichtigste neue erneuerbare Stromquelle. In der Schweiz trägt die Windenergie mit einem Anteil von 0,11 % (2011) erst einen bescheidenen Anteil zur Stromerzeugung bei. Die Windkraft wird aber auch bei uns einen nicht vernachlässigbaren Anteil an die Stromproduktion erbringen müssen.

3.6.1 Stand der Technologie heute

Mit einer weltweit installierten Leistung von über 194 GW kann die Windenergie als ausgereifte Technologie bezeichnet werden. Seit längerem besteht der Trend zu immer grösseren Anlagen. Allerdings sind die Erfahrungen in Bezug auf die Lebenserwartung von Multimegawattanlagen (die erst seit 2000 serienmässig installiert werden), die Offshore-Nutzung sowie die Nutzung an Onshore-Standorten mit extremen Bedingungen noch begrenzt. Zu den Onshore-Standorten mit extremen Bedingungen zählen auch die Gebirgsstandorte in der Schweiz, wo die Installation nur an gut erschlossenen Standorten möglich ist.

Anfangs 2011 waren in der Schweiz gemäss Suisse Eole 28 Windanlagen mit einer Leistung über 100 kW und 19 kleinere Anlagen installiert (Suisse Eole 2011). Die Leistung all dieser Anlagen beträgt 42,3 MW, die aktuelle jährliche Produktionserwartung liegt bei rund 74 GWh. Dies ist etwa 20 % der theoretisch erzeugbaren Energiemenge, wenn der Wind dauernd optimal blasen würde.

3.6.2 Ökologische und wirtschaftliche Aspekte

Der CO_2-Emissionsfaktor beträgt, über die Lebensdauer gerechnet, bei kleineren Windkraftanlagen rund 25,2 g CO_2eq/kWh und bei Grossanlagen rund 11,6 g CO_2eq/kWh. Für moderne Windenergieanlagen mit einer Leistung von über 1 MW dürften die Werte noch tiefer liegen.

Die gesamten Investitionskosten betragen in der Schweiz zwischen 2500 und 3300 Fr./kW installierter Leistung (ohne Speicher) und liegen aufgrund höherer Erschliessungskosten sowie grösserer Nabenhöhen und Rotordurchmessern rund 50 % über dem internationalen Durchschnitt. Die Stromgestehungskosten hängen zusätzlich stark von den lokalen Windverhältnissen ab; sie liegen heute in der Schweiz zwischen 15 und 25 Rp./kWh.

3.6.3 Potenzial bis 2050

Unter Berücksichtigung der Landschafts- und Naturschutzinteressen (BFE-BAFU-ARE 2010) schätzt Suisse Eole aufgrund des schweizerischen Windkonzeptes das Potenzial der Windenergienutzung bis 2035 auf 1,5 TWh pro Jahr (mit 375

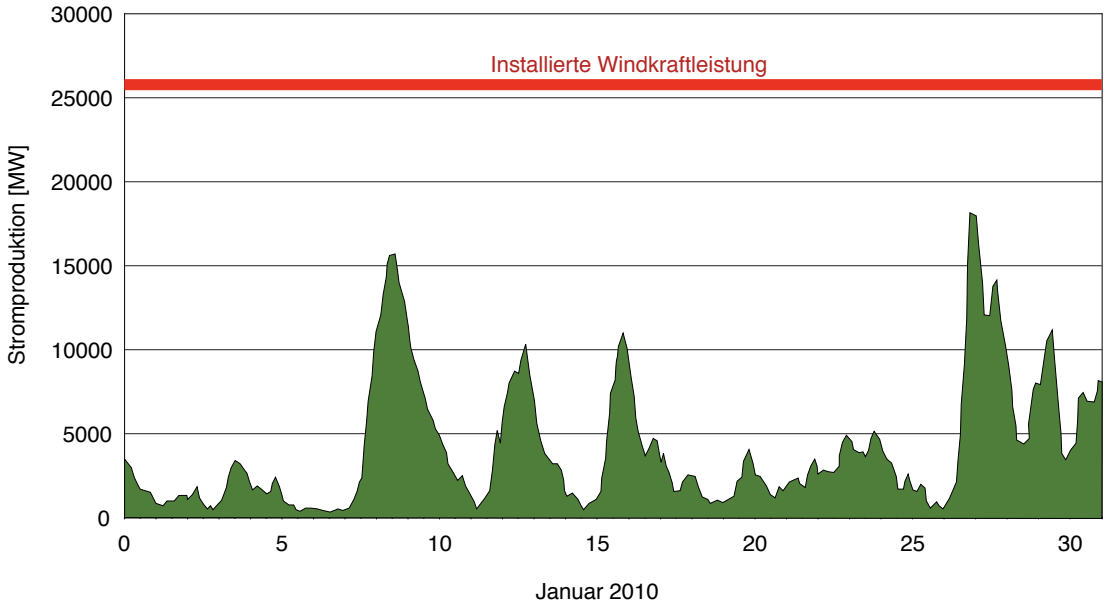


Abbildung 3.6: Die Windstromerzeugung in ganz Deutschland im Januar 2010: Nur an wenigen Tagen übersteigt die Produktion 20 % der installierten Leistung von 26 GW. (Quelle VSE, Vattenfall)

Grossanlagen) und bis 2050 auf 4 TWh (mit 800 Grossanlagen), was ungefähr 6 % der heutigen Stromerzeugung entsprechen würde (Swiss Eole 2011). Der Energie Trialog Schweiz schätzt das Potenzial auf 1 bis 2 TWh bis 2035 und auf 2 bis 3 TWh bis 2050 (ETS 2009). In der Schweiz liegen die günstigen Standorte auf den Juraketten und an ausgesuchten Lagen in den Alpen.

Längerfristig kann die Ausnutzung weiter auf deutlich über 20 % der Anlageleistung gesteigert werden. Diese Steigerung ist primär auf grössere Rotordurchmesser und Gesamthöhen (>100 m) zurückzuführen. Dadurch kann die Anzahl Volllaststunden deutlich erhöht und die Nutzung von schwachen Winden verbessert werden. Anlagen mit grossen Rotordurchmessern drehen überdies langsamer, wodurch sich die optische Störwirkung vermindert. Die Nutzung der Potenziale setzt jedoch voraus, dass bei der Interessenabwägung zwischen der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und dem Landschaftsschutz der Stromproduktion künftig ein höheres Gewicht eingeräumt wird.

Mittel- bis längerfristig wird auf europäischer Ebene ein bedeutend grösseres Potenzial von Windstrom aus Anlagen auf dem Meer zur Verfügung stehen. Diese so genannten Offshore-Windparks erreichen einerseits eine höhere Ausnutzung der installierten Leistung als Windparks in der Schweiz. Andererseits sind die Installationskosten höher und die Umwelteinflüsse (z. B. Korrosion durch Salzwasser) grösser als auf dem Land. Ob und in welchem Mass die Schweiz ihren Bedarf durch Import von Strom aus Offshore-Windparks wird decken können, ist heute offen.

3.6.4 Technologiespezifische Bewertung und Folgerungen

Die Einspeisung des Windstroms ins Netz erfolgt unregelmässig. Durch Netzverbünde über mehr als 1000 km Distanz lassen sich unterschiedliche Windverhältnisse grossräumig ausgleichen. Zudem sind grössere Stromspeicher- und Übertragungskapazitäten erforderlich, um Überschussenergie zu absorbieren oder kurzfristig die fehlende Energie bereitzustellen. Die europaweit stark zunehmende Erzeugung von Windstrom insbesondere an der Nordsee bedeutet eine grosse Herausforderung an die Speicher- und Regelfähigkeit des Stromsystems

und der Netze (vgl. Abbildung 3.6). Eine Glättung der Stromspitzen vor der Einspeisung vor Ort könnte die Anforderungen an die Netze und Pumpspeicher entlasten, wird bisher jedoch nur in wenigen Fällen eingesetzt. Für die schweizerische Elektrizitätswirtschaft ergeben sich grosse Marktchancen, falls die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie die Hochspannungsnetze ausgebaut werden. Siehe dazu die Analyse der Windenergie und deren Einspeisung ins europäische Strometzes für Europa, EWEA 2010.

Das Gefährdungspotenzial durch Eiswurf, Mast- oder Rotorblattbruch ist sehr gering. Relevant sind hingegen die finanziellen Risiken: Ins Gewicht fallen insbesondere die hohen Kosten für Projektentwicklungen bei geringer Planungssicherheit und die unsicheren Ertragsprognosen an Standorten mit komplexer Topografie. In der Schweiz besteht zudem ein Konfliktpotenzial mit dem Landschaftsschutz. Auch die Geräuschbelastung kann zu Widerständen in der Bevölkerung führen. Damit das geschätzte Potenzial der Windstromerzeugung ausgeschöpft werden kann, müssen die Planungsrisiken und Unsicherheiten abgebaut werden.

Wenn die Schweiz den Anschluss an den global stark wachsenden Markt nicht verlieren will, muss sie die lokale Industrie durch interdisziplinäre Projekte und durch das Zusammenbringen von bestehenden Kompetenzen in Industrie und Forschung stärken. Damit sich die Industrie entwickeln kann, braucht es einen Heimmarkt für Produkte, damit Prototypen vor Ort getestet und weiter entwickelt werden können.

Literatur

BFE-BAFU-ARE 2010: Empfehlung zur Planung von Windenergieanlagen, BFE, BAFU, ARE, März 2010. www.proclim.ch/news?2394

ETS 2009 (Energie Trialog Schweiz): Energie-Strategie 2050 – Impulse für die schweizerische Energiepolitik. Grundlagenbericht. Zürich. 144 Seiten. www.proclim.ch/news?877

EWEA 2010: Wind energy and the electricity grid, European Wind Energy Association, November 2010. www.proclim.ch/news?2398

Suisse Eole 2011: Jahresbericht 2010, März 2011. www.proclim.ch/news?2395

3.7 Geothermie

Autoren
Tony Kaiser (Chair), Alstom, Baden; Rudolf Minder, BFE, Bern; Gunter Siddiqi, BFE, Bern

Die Schweiz verfügt über ein hohes Potenzial zur Erzeugung von Strom aus Erdwärme. Dieser Strom fällt als Bandenergie an. Aufgrund der geringen Temperatur der Wärmequellen ist der elektrische Wirkungsgrad der Anlagen mit 6 bis 15 % allerdings relativ gering. Die Wirtschaftlichkeit kann – je nach Standort – durch Abwärmenutzung verbessert werden.

3.7.1 Stand der Technologie heute

Die Nutzung der Erdwärme aus geringer Tiefe zu Heizzwecken mittels Wärmepumpen ist in der Schweiz weit verbreitet, technisch ausgereift und wirtschaftlich attraktiv. Hingegen spielt die Stromerzeugung aus tiefen geothermischen Ressourcen heute noch keine Rolle, im Gegensatz zu den traditionellen Geothermie-Ländern wie den Philippinen, Indonesien, Italien, den USA, El Salvador und Island. Dort sind die geologischen Verhältnisse günstig und die Temperaturzunahme in der Tiefe gross. Im schweizerischen Mittelland beträgt dieser so genannte geothermische Gradient rund 30 °C/km.

Die konventionelle tiefe Geothermie nutzt Heizwasser-Ressourcen, die in wasserführenden Gesteinsschichten vorkommen. Diese können bereits ab einer Temperatur von 80 bis 100 °C zur Stromerzeugung verwendet werden, im Schweizer Mittelland also ab einer Tiefe von etwa 3 km. Bohrungen bis zu einer Tiefe von rund 5 km, wo die Temperatur der Wasserreservoirs rund 200 °C erreicht, sind heute mit vertretbaren Kosten möglich. Bei tiefen Temperaturen ist die Effizienz der Stromerzeugung mit 6 % (bei 100 °C) bis 15 % (bei 170 °C) zwar relativ gering; in Siedlungsnähe kann die Wärme aber zusätzlich verwertet werden. In Ballungsräumen kann diese Wärmenutzung eine wirtschaftliche und umweltfreundliche Alternative zur oft schwierigen Nachisolation von Altbauten darstellen. Eine solche Anlage ist gegenwärtig in St. Gallen im Bau.

Die Nutzung unkonventioneller Geothermie-Ressourcen (auch bekannt unter den Begriffen Enhanced/Engineered Geothermal Systems oder Hot Dry Rock) erfordert keine heisswasserführenden Gesteinsschichten, sondern die Erschliessung von warmen Gesteinsschichten in einer Tiefe von 5000 m und mehr. Benötigt werden mindestens zwei Bohrungen. Durch das Einpressen von kaltem Wasser unter hohem Druck wird im Untergrund ein System von Klüften in der Grössenordnung von Kubikkilometern und eine Wärmetauscherfläche von einigen Quadratkilometern geschaffen. Mit Hilfe eines zirkulierenden Mediums (z. B. salzhaltiges Wasser oder CO_2) kann dem Gestein Wärme entzogen werden. So kann theoretisch aus einem Reservoir von einem Kubikkilometer Granit, das von 200 °C auf 180 °C gekühlt wird, 20 Jahre lang kontinuierlich 10 MW_{el} mit hoher Zuverlässigkeit gewonnen werden. Studien zur langfristigen Nut-

zung geothermischer Ressourcen gehen davon aus, dass die thermische Regenerationszeit ähnlich lange dauert wie die Dauer der Produktion. Allerdings besteht noch grosser Forschungsbedarf, wie solche Reservoirs erschlossen werden können, ohne dass es zu spürbaren Erschütterungen an der Erdoberfläche kommt, so wie dies im «Deep Heat Mining»-Projekt in Basel 2006 der Fall war, als ein Erdstoss der Stärke 3,4 die Bevölkerung in Schrecken versetzte.

3.7.2 Ökologische und wirtschaftliche Aspekte

Bei der Geothermie werden die CO_2-Emissionen hauptsächlich beim Bau ausgestossen, also in erster Linie bei der Erschliessung des Reservoirs. Betrieb und Rückbau hingegen machen nur rund 10 % der Umweltwirkungen aus. Die Emissionen sind abhängig von der geologischen Komplexität und betragen 25 bis 85 g CO_2eq/kWhel.

Für unkonventionelle Geothermieprojekte liegen die technischen Risiken in der Erschliessung des Wärmereservoirs, da dazu das Gestein aufgebrochen werden muss. Dieser Arbeitsschritt kann an der Oberfläche spürbare Erdbeben verursachen, was zu Akzeptanzproblemen bei der Bevölkerung führen kann. Um dies aufzufangen, braucht es eine entsprechende Informations- und Kommunikationsstrategie. Das Risiko, dass durch den Bau von Geothermie-Anlagen starke Erdbeben ausgelöst werden, wird von Seismologen als höchst gering eingestuft. Je nach geologischer Situation kann das zirkulierende Wasser jedoch toxische oder radioaktive Substanzen aus dem Untergrund lösen.

Gemäss der Internationalen Energie Agentur (IEA 2011) liegen die gesamten Investitionskosten für neu erschlossene, konventionelle Niedertemperatur-Geothermiekraftwerke in Kalifornien bei rund 3300 bis 6000 Fr./kW_{el} installierte Leistung. Für die Schweiz dürften sie höher liegen. Da die Ressource nach der Erschliessung ununterbrochen verfügbar ist, ist beim Betrieb mit konstanten Kosten zu rechnen. Die geschätzten zukünftigen Gestehungskosten im Zeitraum 2030 bis 2050 liegen mit zusätzlicher Wärmenutzung im Bereich von 7 bis 15 Rp./kWh für grosse Hot-Dry Rock-Anlagen (30 MW).

3.7.3 Potenzial bis 2050

In den für die geothermische Stromerzeugung attraktivsten Lagen der Schweiz (Westschweiz und nördliches Mittelland) wird das theoretische thermische Potenzial bis zu einer Tiefe von 5000 m auf rund 7200 TWh geschätzt. Es könnten somit rund 240 TWh Strom pro Jahr erzeugt werden (aktueller Schweizer Strombedarf rund 64 TWh pro Jahr). Das bis 2035 wirtschaftlich realisierbare Potenzial ist mit 1 TWh viel tiefer und auch bis 2050 werden nur 4 bis 5 TWh Strom aus der Nutzung geothermischer Ressourcen erwartet.

Geothermische Ressourcen eignen sich nicht nur für die Elektrizitätsproduktion, sondern weisen auch ein grosses Potenzial für die Wärmenutzung auf. Sowohl aus ökonomischer wie aus ökologischer Sicht ist daher die gemeinsame Produktion von Strom und Wärme wünschbar. Allerdings ist der Transport der Wärme nur auf kürzeren Distanzen wirtschaftlich vertretbar, was das Potenzial kombinierter Anlagen stark einschränkt. Im weiteren können sich Zielkonflikte bezüglich der Risiken ergeben. Weil das Schadenspotenzial durch induzierte Erdbeben in der Nähe von Ballungsgebieten grösser ist, sind Anlagen in weniger dicht besiedelten Regionen mit der heutigen Technologie eher realisierbar.

Nutzungskonflikte mit Trink- und Brauchwasser sind in der Schweiz praktisch ausgeschlossen, da die anvisierten Geothermie-Ressourcen in grossen Tiefen vorkommen und keine Verbindung zu den oberflächennahen Grundwasserschichten besteht.

3.7.4 Technologiespezifische Bewertung und Folgerungen

Aussagen zur Stromproduktion aus tiefer Geothermie sind aufgrund des technologischen Entwicklungsstandes mit wesentlich grösseren Unsicherheiten behaftet als bei anderen Produktionsanlagen. Bei den EGS-Systemen (Enhanced/Engineered Geothermal Systems) sind nach den Erfahrungen des Projektes «Deep Heat Mining»

in Basel vor allem die Forschungsanstrengungen zu verstärken, damit das Erdbebenrisiko besser beherrscht und damit die Akzeptanz durch die Bevölkerung erhöht werden kann. Langfristig wichtig sind auch die Erforschung und Entwicklung von kostengünstigen Bohrverfahren sowie die Verbesserung der Prospektion. Der schweizerische geologische Untergrund ist komplex und kleinräumig. Dadurch ist das Auffinden von geeigneten Geothermie-Standorten relativ aufwändig. Auch mittelfristig bleibt bei der tiefen Geothermie das Risiko relativ hoch, keine geeigneten Gesteinsschichten zu finden. Deshalb ist die gesetzliche Risikodeckung ein entscheidendes Förderinstrument für die Entwicklung solcher Anlagen.

Literatur

IEA 2011: Technology Roadmap 2011 – Geothermal Energy, International Energy Agency, Paris, France, June 2011. www.proclim.ch/news?2359

Weiterführende Publikationen

Siddiqi 2010: The Swiss Federal Office of Energy's Path on the Road to Utilizing Switzerland's Geothermal Resources – From Research & Development to Pilot- and Demonstration Projects, G. Siddiqi and R. Minder, Swiss Bull. angew. Geol. Vol. 15/1, 2010 S. 79–93. www.proclim.ch/news?2423

Siddiqi 2009: Geothermie – Stand und Herausforderungen für die nachhaltige Entwicklung, mit einem Fokus auf die Situation in der Schweiz; G. Siddiqi, R. Minder, Forum Ökologie 20 (1), 2009. www.proclim.ch/news?2424

3.8 Kernenergie

Autoren
Horst-Michael Prasser (Chair), ETH Zürich; Stefan Hirschberg, PSI; Wolfgang Kröger, ETH Zürich; Kurt Küffer, Ennetbaden; Michel Piot, Swisselectric, Bern; Ulrich Schmocker, Mönthal; Ralph Schulz, ENSI, Brugg; Pieter Zuidema, Nagra, Wettingen

Die fünf Kernkraftwerke in der Schweiz tragen mit jährlich etwa 26 TWh zu rund 40 % zur schweizerischen Stromproduktion bei und decken so gut 10 % des Gesamtenergieverbrauchs. Es sind Leichtwasserreaktoren der Generation II, die durch Nachrüstmassnahmen an die heutigen Sicherheitsanforderungen angepasst wurden. Aus Beteiligungen an französischen Kernkraftwerken stammen weitere 17 TWh. Kernkraftwerke mit den in der Schweiz eingesetzten Kernbrennstoffen verursachen gemäss Lebenszyklusanalysen CO_2-Emissionen von rund 8 g CO_2eq/kWh. Die produzierten radioaktiven Abfälle aller Kernkraftwerke sind mengenmässig in Relation zur produzierten Strommenge zwar gering; sie müssen jedoch von der Umwelt über Jahrtausende sicher ferngehalten werden. Für die geologische Tiefenlagerung sind ein Konzept und ein Umsetzungsplan vorhanden.
Da die Kernenergie in der Öffentlichkeit relativ kontrovers diskutiert wird, wird diese Technologie hier ausführlich behandelt.

3.8.1 Stand der Technologie

Der Begriff Kernenergie fasst die Energiegewinnung durch Kernspaltung und Kernfusion zusammen. Die Kernfusion ist im Gegensatz zur heute etablierten Kernspaltung noch im Stadium der Entwicklung. Sie wird bis 2050 keine massgebliche Rolle für die Energieversorgung spielen und wird deshalb hier nicht behandelt.

Weltweit gesehen dominieren heute Kernkraftwerke mit Leichtwasserreaktoren, unterschieden zwischen Druck- und Siedewasserreaktoren. Leichtwasserreaktoren benötigen schwach angereichertes Uran.[2] Die bei der Kernspaltung anfallende Wärmeenergie wird in Dampfturbinen mit einem Nettowirkungsgrad von heute etwa 33 % in mechanische und anschliessend in elektrische Energie umgewandelt. Alle Kernkraftwerke in der Schweiz arbeiten nach diesem Prinzip. Die heutigen Kernkraftwerke werden in Abgrenzung zu den ersten Prototypanlagen als Generation II bezeichnet. Neue Anlagen der Generation III unterscheiden sich von ihnen hauptsächlich in Bezug auf die Sicherheit. Das verbesserte Auslegungskonzept ermöglicht die Rückhaltung des radioaktiven Inventars in der Anlage bei allen

2 In Kernkraftwerken wird schwach angereichertes Uran verwendet, während zur Herstellung von Kernwaffen hoch angereichertes Uran benötigt wird.

denkbaren Störfällen, also auch bei einer Kernschmelze, und sollte so ursprünglich externe Notfallschutzmassnahmen überflüssig machen. Es verbleibt jedoch ein sehr geringes Restrisiko, da nicht ausgeschlossen werden kann, dass auch die hierfür notwendigen Einrichtungen versagen. Das Risiko einer grossen Freisetzung radioaktiven Materials ist um etwa zwei Grössenordnugnen geringer als bei heute laufenden Anlagen.

Reaktoren der Generation IV sind Gegenstand heutiger Forschung und Entwicklung. Ziele sind, die Nutzung des Kernbrennstoffs sowie den Wirkungsgrad zu verbessern, die Wärmeenergie für die Erzeugung von Brenn- und Treibstoffen zu nutzen sowie die Sicherheit und den Proliferationsschutz zu erhöhen. Die Entwicklung von Reaktoren der Generation IV bis zur industriellen Serienreife wird voraussichtlich noch etliche Jahre bis Jahrzehnte beanspruchen. Parallel dazu verläuft die Entwicklung von gasgekühlten Hochtemperaturreaktoren oder modular aufgebauten Kernkraftwerken mit kleineren Reaktoren.

3.8.2 Stromproduktion in der Schweiz

Die fünf Kernkraftwerke in der Schweiz haben eine elektrische Nettoleistung von 3,2 GW, die jährlich produzierte Strommenge beträgt rund 26 TWh. Aus Beteiligungen an französischen Kernkraftwerken kommen pro Jahr weitere 17 TWh hinzu.

Die Schweizer Kernkraftwerke produzieren Bandenergie, d.h. Strom zur Deckung der Grundlast. Die Kraftwerksleistung ist mehr als 90 % der Zeit verfügbar. Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen ist es nicht sinnvoll, Kernkraftwerke zur Deckung von Spitzenlast zu nutzen. Dennoch betreiben einige Länder Kernkraftwerke im Lastfolgebetrieb, um das wechselnde Angebot aus erneuerbaren Energiequellen auszugleichen. Grundsätzlich kann bei Kernkraftwerken – wie in nennenswertem Umfang bei den Anlagen Beznau und Gösgen realisiert – auch Heiz- oder Prozesswärme ausgekoppelt werden. Die beschränkte Ausdehnung der wirtschaftlich attraktiven Fernwärmenetze erlaubt jedoch meist nur die Nutzung eines kleinen Teils der verfügbaren Wärmeleistung.

3.8.3 Ökologische und wirtschaftliche Aspekte, Risiken

Umwelteinflüsse im Normalbetrieb

Die Kernenergie verursacht praktisch keine betrieblichen CO_2-Emissionen. Diese fallen in vor- und nachgelagerten Prozessen der Brennstoffkette sowie bei Errichtung und Rückbau der Anlagen an. Hauptbeitrag dazu liefert die Urananreicherung, wenn dafür Energie aus fossilen Quellen eingesetzt wird. Die Schweiz bezieht ihren Kernbrennstoff primär aus Ländern, in denen die Stromerzeugung mit geringen CO_2-Emissionen erfolgt oder aber Ultrazentrifugen im Einsatz sind, die deutlich weniger Energie verbrauchen als die veralteten Gasdiffusionsverfahren. Insgesamt ergeben sich CO_2-Emissionen von rund 8 g CO_2eq/kWh (Dones 2007).

In Bezug auf den Landbedarf ist bei der Kernenergie die Urangewinnung der dominierende Faktor. Im Vergleich zu anderen Energieerzeugungstechnologien ist der Landbedarf jedoch relativ gering, da Uranminen sehr kompakt sind. Auch der Verbrauch an nicht-energetischen Rohstoffen wie Kupfer, Eisen oder Aluminium beim Anlagenbau ist vergleichsweise gering.

Beim Abbau des radioaktiven Urans entstehen radioaktive Rückstände, die in Absetzbecken und auf Halden anfallen. Von Bedeutung ist insbesondere das gasförmige Radon, das durch radioaktiven Zerfall des abgebauten Urans entsteht. Dazu kommen weitere Umweltauswirkungen des Uranbergbaus: die Beeinflussung des Grundwassers, der Wasserverbrauch in den Minen sowie toxische chemische Abfälle und ihre Nebenprodukte. Durch den hohen Energiegehalt des Rohstoffs bleiben die Umwelteinflüsse bezogen auf die erzeugte Energiemenge verhältnismässig klein.

Das gesundheitliche Risiko, verursacht durch den Normalbetrieb von Kernkraftwerken, ist für das Personal und die Bevölkerung in der Umgebung bei Normalbetrieb gering (PSI Energie-Spiegel 2010). Als Mass für dieses Risiko dient die kollektive Lebenszeiteinbusse, d.h. die Einbusse an Lebensjahren bezogen auf die bereitgestellte Energiemenge.

Versorgungssicherheit

Der Verbrauch an Kernbrennstoffen ist relativ gering. Zudem können Brennelemente leicht beliebig lange bevorratet werden. Damit lassen sich Versorgungsengpässe vermeiden und die kurz- und mittelfristige Energieabhängigkeit vom Ausland reduzieren.

Radioaktive Abfälle

Abgebrannte Brennelemente sowie hochaktive Abfälle aus der Wiederaufbereitung enthalten den weitaus grössten Teil der anfallenden Radioaktivität. Zu den schwach- und mittelradioaktiven Abfällen gehören radioaktiv belastetes Verbrauchsmaterial, zu ersetzende Anlagenteile und Abfälle aus dem Rückbau von Kernanlagen sowie radioaktive Abfälle aus der Medizin, der nichtenergetischen Industrie und der Forschung. Bei den Mengen überwiegen die schwach- und mittelradioaktiven Abfälle deutlich.

Die Schweiz hat sich gesetzlich dazu verpflichtet, die eigenen radioaktiven Abfälle im Inland zu entsorgen. Grundsätzlich liesse das Gesetz auch die Entsorung im Ausland unter bestimmten Bedingungen zu. In der Schweiz wurden Entsorgungskonzepte erarbeitet und deren grundsätzliche Machbarkeit nachgewiesen. Die Konzepte der geologischen Tiefenlager bestehen aus einer Kombination von geologischen und technischen Barrieren. Diese sollen verhindern, dass radioaktive Stoffe in unzulässiger Menge in die Umwelt gelangen. Die Strahlenbelastung muss für den Menschen jederzeit unter einem festgelegten Grenzwert liegen. Dieser ist im Vergleich zur natürlichen Strahlenbelastung niedrig angesetzt und liegt bei wenigen Prozenten der Dosis, die jede Person in der Schweiz im Mittel durch die natürliche Strahlung erhält. Mit Hilfe entsprechender Szenarienanalysen wird untersucht, ob ein Standort auch unter Berücksichtigung verschiedener möglicher Entwicklungen (z.B. Erosion, Erdbeben) als sicher gelten kann, bis die Radioaktivität der Abfälle auf ein unbedenkliches Niveau abgeklungen ist. Derzeit werden mehrere Standorte evaluiert.

Sicherheitskonzept

Kernreaktoren enthalten, unabhängig vom Typ, grosse Mengen an radioaktiven Stoffen. Mit einem System von gestaffelten Barrieren wird verhindert, dass bei einem Störfall Radioaktivität in die Umgebung gelangen kann. Heutige Leichtwasserreaktoren der Generation II verfügen über drei Barrieren: 1. die keramischen Brennstofftabletten und die Metallumhüllung der Brennstäbe; 2. die Wandungen des Reaktordruckgefässes und des primären Kühlkreislaufes; 3. die druckdichte Hülle der Reaktoranlage, das so genannte Containment. Dieses System von Barrieren wird mit aktiven und passiven Sicherheitseinrichtungen und -massnahmen vor einem Versagen geschützt. Eine besondere Rolle spielt die Nachzerfallswärme. Versagt die Kühlung der Brennelemente trotz redundanter, zum Teil unterschiedlich konzipierter Sicherheitssysteme, können sich die Brennstäbe auch nach Unterbrechung der Kettenreaktion so stark erhitzen, dass die Brennstabhülle zerstört wird und der Brennstoff schmilzt. Dabei entweicht ein erheblicher Teil der radioaktiven Stoffe aus den Brennelementen. Versagt in Folge noch der Reaktordruckbehälter bzw. der Primärkreis, so muss das Containment verhindern, dass die radioaktiven Stoffe in die Umgebung freigesetzt werden.

Das Barrierensystem und die Sicherheitseinrichtungen werden ausgehend vom Stand der Technik entsprechend einer Liste von Auslegungsstörfällen[3] dimensioniert. Die Liste dieser Störfälle ist in der Kernenergieverordnung und in der Störfallverordnung des UVEK vorgegeben und schliesst auch externe Gefährdungen wie Erdbeben, Überflutungen und Flugzeugabstürze ein. Die Verordnung schreibt vor, dass bei allen Arten von Auslegungsstörfällen ein Kernschaden auch im Fall eines unabhängigen weiteren Einzelfehlers in einer Sicherheitseinrich-

3 Auslegungsstörfälle eines Kernkraftwerks sind Störfälle, für deren Beherrschung die Sicherheitssysteme ausreichen müssen. Bei Eintreten eines Auslegungsstörfalls darf u.a. die Radioaktivität ausserhalb der Anlage den vorgegebenen Grenzwert der Strahlenbelastung nicht überschreiten. Die Liste der Auslegungsstörfälle in der Kernenergieverordnung wird aufgrund von weltweiten Erfahrungen kontinuierlich evaluiert und ergänzt (siehe dazu e.g. IAEA 2009).

Grosse Kernenergieunfälle

Harrisburg (1979): Am Reaktor des US-amerikanischen Kernkraftwerks «Three Mile Island 2» mit Druckwasserreaktor kam es zu einem kleinen Kühlmittelleck. Die Operateure bemerkten das Fehlen von Kühlmittel im Reaktor nicht und schalteten die Notkühlsysteme ab. Die Folge war eine über Stunden fortschreitende Kernschmelze. Diese wurde durch spät getroffene, aber richtige Entscheidungen im Reaktordruckbehälter gestoppt. Es wurden keine signifikanten Mengen radioaktiver Stoffe freigesetzt. Die Menschen in der Umgebung waren einer zusätzlichen Strahlenbelastung ausgesetzt, die weit unterhalb der natürlichen lag. Evakuierungen erwiesen sich als nicht notwendig.

Tschernobyl (1986): Um ein Experiment durchführen zu können, schalteten die Operateure des russischen Kernkraftwerks vom Typ RBMK mehrere Sicherheitskreise des Reaktorschutzsystems ab. Dies war möglich, weil die Anlage über eine veraltete Automatisierung verfügte. Weitere gravierende Verstösse der Operateure führten zu einer unkontrollierten Kettenreaktion, zu der es aufgrund von Auslegungsdefiziten kommen konnte. Die resultierende Leistungsexkursion führte zur sofortigen explosionsartigen Zerstörung des Reaktors und aller Barrieren, die den Austritt radioaktiver Stoffe verhindern sollten. Das Fehlen eines Containments und der Brand des als Moderator verwendeten Graphits verschlimmerten die Situation weiter. Bei den Einsatzkräften kam es zu einer grossen Anzahl akut tödlicher Strahlenerkrankungen. Da die Bevölkerung erst 36 Stunden nach der ersten grossen Freisetzung radioaktiver Stoffe evakuiert wurde, konnte auch sie nicht mehr effektiv gegen Spätschäden geschützt werden.

Fukushima (2011): Nach einem schweren Erdbeben und einem darauffolgenden Tsunami wurde beim japanischen Kernkraftwerk Fukushima Daiichi mit Siedewasserreaktoren die gesamte Stromversorgung einschliesslich aller Notstromdieselgeneratoren lahmgelegt. Dadurch war über mehrere Tage keine Kühlung der Reaktoren und der Brennelementlagerbecken mehr möglich. Die Überhitzung der Brennelemente in den Rektoren führte zu deren Zerstörung sowie zum Schmelzen eines Teils des Kernbrennstoffs. Als Nebenprodukt entstand Wasserstoff, der aus dem Containment entweichen und sich im Reaktorgebäude entzünden konnte. Drei der sechs Einheiten am Standort wurden durch solche Explosionen stark beschädigt. Durch das Entweichen flüchtiger Spaltprodukte, vorrangig Jod 131 und Cäsium 137, aus den beschädigten Brennstäben kam es zum starken Anstieg der Strahlung am Kraftwerksstandort und in der weiteren Umgebung. Zudem sammelte sich kontaminiertes Wasser an, das teilweise ins Meer gelangte. Mit Hilfe von Notfallmassnahmen wurden die Emissionen in die Luft und die Freisetzungen über das Wasser reduziert. Anschliessend wurden Massnahmen ergriffen, um die Kühlung wieder zu normalisieren, die atmosphärischen Emissionen zu reduzieren und das kontaminierte Wasser aufzubereiten. Ein Gebiet von mehreren Hundert Quadratkilometern ist so kontaminiert, dass zumindest grosse Teile davon voraussichtlich für lange Zeit unbewohnbar bleiben werden. Erschwerend kam bei diesem Störfall hinzu, dass die Infrastruktur im Umland des Kernkraftwerks durch den Tsunami zerstört wurde. Dadurch war es einige Tage lang schwierig, die technischen Mittel zur Begrenzung des Schadens an den Kraftwerksstandort heranzubringen. Erste Analysen lassen vermuten, dass ein Tsunami diesen Ausmasses am Standort mit einer wesentlich höheren Häufigkeit zu erwarten war als ein Mal in 10 000 Jahre, weshalb dieses störfallauslösende Ereignis als Auslegungsstörfall zu behandeln gewesen wäre (vgl. Abschnitt «Risiko: Schwere Störfälle»). Dies wurde im Vorfeld unterlassen. Zudem waren die technischen, logistischen und organisatorischen Vorkehrungen zur Handhabung des auslegungsüberschreitenden Ereignisses ungenügend und nicht auf dem Stand der Technik (Morbach 2011). Gravierenden Einfluss hatten weiterhin unvollständige Richtlinien für den anlageninternen Notfallschutz bei schweren Störfällen, was zu einzelnen Fehlern der Mannschaft und Verzögerungen bei einigen wichtigen Einzelmassnahmen geführt hat. Dies hat zur weiteren Eskalierung des Störfalls beigetragen.

Sicherheitskultur von grosstechnischen Anlagen

Die Sicherheit von grosstechnischen Anlagen (z. B. Wasser-, Kern- und Gaskraftwerke) wird nicht allein durch deren technische Auslegung gewährleistet, sondern auch durch das Verhalten der Menschen geprägt, welche die Anlage betreiben. Sicherheit als höchstes Gut muss deshalb als Grundwert in der Betreiberfirma verankert sein. Da es eine absolute Sicherheit nicht gibt, muss sich die Organisation auszeichnen durch

- Abneigung gegen vereinfachende Interpretationen und Selbstgefälligkeit,
- Sensibilität für betriebliche Abläufe,
- Bereitschaft aus Erfahrungen zu lernen und Streben nach Flexibilität,
- Respekt vor fachlichem Wissen, Können und neuen Erkenntnissen.

Flexibilität ist eine Mischung aus der Fähigkeit, Fehler frühzeitig zu entdecken, und der Fähigkeit, das System durch flexibles Handeln wieder in den Normalzustand zurückzuführen. Flexibilität ist ein heikles Thema, sollten doch alle Tätigkeiten nach klar vorgegebenen Regeln durchgeführt werden. Für Auslegungsstörfälle sind dazu auch spezifische Vorschriften mit klaren Vorgaben für die einzelnen Schritte zur Beherrschung des Störfalls vorhanden. Für auslegungsüberschreitende Störfälle gibt es symptomorientierte Vorgaben zur Beherrschung resp. Milderung der Unfallkonsequenzen. Bei diesen Störfällen ist aber auch ein situatives Handeln erforderlich. Die Organisation darf sich in diesem Moment nicht durch formale Vorgaben lähmen lassen.

Der Betreiber einer Anlage mit hohem Gefahrenpotenzial hat seine Tätigkeiten dauernd zu hinterfragen. Nicht was primär gut gelaufen ist, erhält die höchste Aufmerksamkeit, sondern Aktivitäten, bei denen Fehler gemacht oder beinahe gemacht wurden. Eine offene Informations- und Kommunikationskultur unterstützt Querdenker und Skeptiker innerhalb des Betriebes. Das Melden von Fehlern und Beinahe-Fehlern wird verlangt und nicht bestraft und ist ein wichtiges Element der Organisationskultur. Um eine gute Sicherheitskultur zu schaffen, braucht es das Engagement der obersten Führung

Es ist die Aufgabe der Aufsicht, sich ein Bild über die gelebte Sicherheitskultur des Betreibers zu machen. Dies geschieht aufgrund von Gesprächen auf allen Hierarchiestufen, durch Beobachtungen bei Inspektionen, durch Aufsichtsgespräche und durch die Überprüfung eingereichter Betriebsprotokolle und Dokumente. Im Falle der Kernkraftwerke ist die Aufsichtsbehörde das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI). (siehe auch Naegelin 2007)

Da gemäss Gesetz der Betreiber für die Sicherheit allein verantwortlich ist, muss die Aufsichtsbehörde den Betreiber in seinem Bemühen nach einer hinterfragenden Haltung unterstützen und zur Selbstreflexion über die Sicherheitskultur anregen. Eine gute Sicherheitskultur des Betreibers ist auch geprägt durch eine offene Informations- und Meldekultur gegenüber der Behörde und den andern Kraftwerkbetreibern.

tung sicher beherrscht werden muss, selbst wenn eine weitere Sicherheitseinrichtung wegen Instandhaltung nicht verfügbar ist.

Trotz dieser Vorkehrungen kann ein Kernschaden nicht vollständig ausgeschlossen werden, da es keine absolute Sicherheit dafür gibt, dass nicht mehrere oder gar alle Sicherheitssysteme gleichzeitig ausfallen. Beispielsweise können extreme externe störfallauslösende Ereignisse eintreten, gegen die die Anlage nicht vollständig ausgelegt ist und die mehrere redundante Stränge eines Sicherheitssystems gleichzeitig unwirksam machen. Speziell für die Beherrschung seltener externer Ereignisse wurden in den Schweizer Kernkraft-

werken gebunkerte Notstandssysteme mit eigener Notstromversorgung, einer Notstandswarte und einer diversitären Kühlwasserversorgung[4] nachgerüstet. Um eine Ausbreitung radioaktiver Stoffe, die bei auslegungsüberschreitenden Störfällen aus dem Reaktorkern freigesetzt werden können, in die Umgebung zu verhindern oder zumindest stark zu vermindern, wurden weitere Systeme und spezielle Unfallmanagement-Massnahmen eingeführt. Zu diesen Systemen gehören in den bestehenden Schweizer Kernkraftwerken Systeme zur gefilterten Druckentlastung, welche bei Kernschäden und Versagen des Reaktordruckbehälters das Containment vor Überdruck schützen. Die Freisetzung von radioaktiven Stoffen in die Umgebung wird durch die Filterung der Abgaben so weit reduziert, dass eine grossräumige Evakuierung und eine lang andauernde Landkontamination vermieden wird.

Gemäss Kernenergieverordnung sind zudem bauliche Vorkehrungen erforderlich, welche die Anlage vor Ereignissen schützen (z.B. Hochwasser oder Erdbeben), für die theoretische Vorhersagen ergeben, dass sie häufiger als einmal in 10 000 Jahren[5] auftreten können.

Bei Reaktoren der Generation III wird die Sicherheit weiter substanziell verbessert: Die redundante Auslegung von herkömmlichen Sicherheitssystemen wird verstärkt, und es werden passive Sicherheitssysteme installiert, die ohne externe Energieversorgung auskommen. Die Sicherheitssysteme arbeiten über einen langen Zeitraum[6] unabhängig von den Operateuren. Dadurch wird die Wahrscheinlichkeit eines Kernschadens stark reduziert, dennoch bleibt eine wenn auch sehr kleine Wahrscheinlichkeit bestehen, dass der Reaktorkern zerstört werden kann. Deshalb verfügen alle Reaktortypen der Generation III über Einrichtungen zum Auffangen von geschmolzenem Kernbrennstoff. Das Containment wird so ausgelegt, dass es allen Belastungen eines Kernschmelzstörfalls standhalten kann. Damit ist es möglich, das radioaktive Inventar in der Anlage soweit zurückzuhalten, dass es in der Umgebung zu keinen signifikanten Auswirkungen kommt.

Auch das Risiko für Fehlhandlungen an der Schnittstelle Mensch-Maschine wurde fortlaufend reduziert. Bei Anlagen mit moderner Leittechnik lassen sich Sicherheitssysteme nicht mehr umgehen. Werden diese durch den Operateur ausgeschaltet, erfolgt automatisch eine Schnellabschaltung. Zudem gibt die sicherheitstechnische Auslegung der Kernkraftwerke der Generation III den Operateuren wesentlich mehr Zeit, Entscheidungen zu treffen und Massnahmen zu ergreifen als dies bei heute in Betrieb stehenden Anlagen der Fall ist. Dadurch wird die Wahrscheinlichkeit von Fehlentscheiden verringert.

Das doppelwandige Containment von neueren Anlagen der Generation II und inbesondere der Generation III schützt den Reaktor gegen den Aufprall eines grossen Verkehrsflugzeugs. Ist bei älteren Kernkraftwerken das Containment nicht stark genug ausgelegt, so sichern die gebunkerten Notstandsysteme den Schutz der verbliebenen inneren Barrieren. Dadurch soll die Freisetzung von radioaktivem Material auch bei beschädigtem Containment niedrig gehalten werden.[7]

Die Sicherheit von Kernanlagen wird nicht allein durch die Technik bestimmt, sondern auch durch das gesellschaftliche Umfeld und das Handeln der Menschen, welche die Anlagen betreiben (vgl. Kasten «Sicherheitskultur»).

---

4 Gegenwärtig besteht noch Nachrüstbedarf hinsichtlich einer von der Aare unabhängigen Kühlwasserversorgung des Kernkraftwerk Mühleberg, während an allen anderen Standorten bereits vor Fukushima geschützte Brunnenanlagen eingerichtet wurden (ENSI 2012).

5 Dies besagt nicht, dass das Ereignis erst in 10000 Jahren eintritt, sondern, dass die Häufigkeit des Eintritts 10^{-4} pro Jahr ist.

6 Die Karenzzeit, innerhalb der keine sicherheitsgerichteten Operateureingriffe notwendig sind, wird von 30 Minuten bei Generation II Kraftwerken auf zwischen 24 und 72 Stunden (Generation III) erhöht. Dadurch wird die Wahrscheinlichkeit von Operateurfehlern verringert.

7 Die Wahrscheinlichkeit für eine grosse Freisetzung radioaktiver Stoffe beim Aufprall eines grossen Verkehrsflugzeugs auf das Containment wird vom ENSI für die drei älteren Schweizer Anlagen auf 1 % und bei den neueren Anlagen auf 0,1 % geschätzt.

Risiko

Das Risiko eines potenziellen Störfalls lässt sich als Produkt aus der Eintrittshäufigkeit unerwünschter Szenarien und der Höhe des verursachten Schadens definieren. Die Ermittlung der Häufigkeiten schwerer Störfälle, bei denen grosse Mengen an radioaktiven Stoffen freigesetzt werden, ist Bestandteil des Genehmigungsverfahrens sowie der periodischen Sicherheitsüberprüfungen. Im Hinblick auf Reaktortyp, Sicherheitstechnik, ggf. unter Berücksichtigung erfolgter Nachrüstungen und Standort muss dies für jede Anlage individuell geschehen. Die Analyse von schweren Störfällen kann deshalb nicht von einer Anlage auf andere Anlagen übertragen werden. Vielmehr muss mit Hilfe von probabilistischen anlagen- und standortspezifischen Sicherheitsanalysen (PSA) abgeschätzt werden, wie hoch die Häufigkeit eines Kernschadens und einer grossen Freisetzung radioaktiver Stoffe ist. PSAs dienen ausserdem der Identifikation von Verbesserungsmassnahmen mit möglichst hohem Sicherheitsgewinn. Bei den Analysen müssen sowohl interne (z.B. Kühlmittellecks) als auch externe störfallauslösende Ereignisse (z.B. Erdbeben, Überflutung, Flugzeugabsturz) berücksichtigt werden. Letztere sind standortabhängig und dominieren häufig die Kernschadenshäufigkeit.

Die Kernenergieverordnung der Schweiz fordert für bestehende Kernkraftwerke den rechnerischen Nachweis, dass ein Kernschaden nicht häufiger als ein 10 000-jähriges Ereignis erwartet werden darf. Für Neubauanlagen fordert die UVEK-Verordnung eine Kernschadenshäufigkeit kleiner als einmal in 100 000 Jahren. Alle Schweizer Kernkraftwerke wurden sicherheitstechnisch nachgerüstet, wodurch sie heute selbst die Anforderung an Neuanlagen weitgehend erfüllen bzw. im Fall der beiden jüngeren Schweizer KKW deutlich übererfüllen (siehe Abbildung 3.7).[8] Fukushima ist ein Beispiel für ein Kernkraftwerk im Ausland, bei dem solche Nachrüstungen ausgeblieben sind oder nur unvollständig durchgeführt wurden.

In Neuanlagen liegt die Häufigkeit einer grossen Freisetzung von radioaktiven Stoffen weit unter der eines Kernschadens, weil diese mit Systemen zur Rückhaltung einer Kernschmelze ausgestattet sind. Dies ist, wenn auch weniger ausgeprägt, auch bei den bestehenden Anlagen in der Schweiz der Fall, da diese entsprechend nachgerüstet wurden. Eine grosse Freisetzung ist dennoch nicht völlig auszuschliessen. Häufigkeiten für eine Freisetzung, die mehr als 1000 akute Strahlentote und mehrere 10 000 späte Krebsfälle nach sich ziehen würde (letzteres unter Anwendung der linearen Dosis-Risiko-Beziehung), liegen rechnerisch für Anlagen der Generation III unter 1 Mal in 1 Milliarde Jahren (Burgherr et al. 2008).

Kernkraftwerke gelten häufig als «nicht versicherbar», weil die Häufigkeit für das Eintreten eines solchen extremen Schadensereignisses sehr klein und mit einer grossen Unsicherheit behaftet ist, die Folgen des Ereignisses hingegen enorm gross sind. Überdies ist die Anzahl Anlagen, die zu versichern wären, sehr gering. Auf internationaler Ebene ist die Haftung im Pariser Übereinkommen geregelt, welche die Kernkraftwerksbetreiber zu einer Versicherung über 700 Mio. Euro verpflichtet. Hinzu kommen eine Versicherung der Gemeinschaft der Vertragsstaaten von 300 Mio. Euro und eine solche des Standortstaates von 500 Mio. Euro, deren Prämie die Schweiz auf die Betreiber überwälzt. Das Schweizer Kernenergiehaftpflichtgesetz (KHG) geht über das Pariser Abkommen hinaus und macht die Inhaber der Kernenergieanalge mit ihrem ganzen Vermögen unbegrenzt für verursachte Schäden haftbar und dies nicht nur bei Unfällen, sondern auch bei kriegerischen Ereignissen und Terrorismus. Sollte der Schaden die Deckung durch Versicherung und Inhaber übersteigen, müsste er gesamtgesellschaftlich getragen werden. In Fukushima werden die direkten Schäden auf 86 Mrd. Euro geschätzt, was Gesetzgeber und Versicherer weltweit zu einer Neubewertung der Risiken veranlasst.

8 Probabilistische Sicherheitsanalysen für das KKW Beznau ergaben für den Zeitpunkt der Errichtung (Beznau 1969,1971, Mühleberg 1971) Kernschadenshäufigkeiten im Bereich von einmal in 1000 Jahren. Zudem waren damals Systeme zur Begrenzung der Folgen eines schweren Störfalls in geringerem Umfang vorhanden.

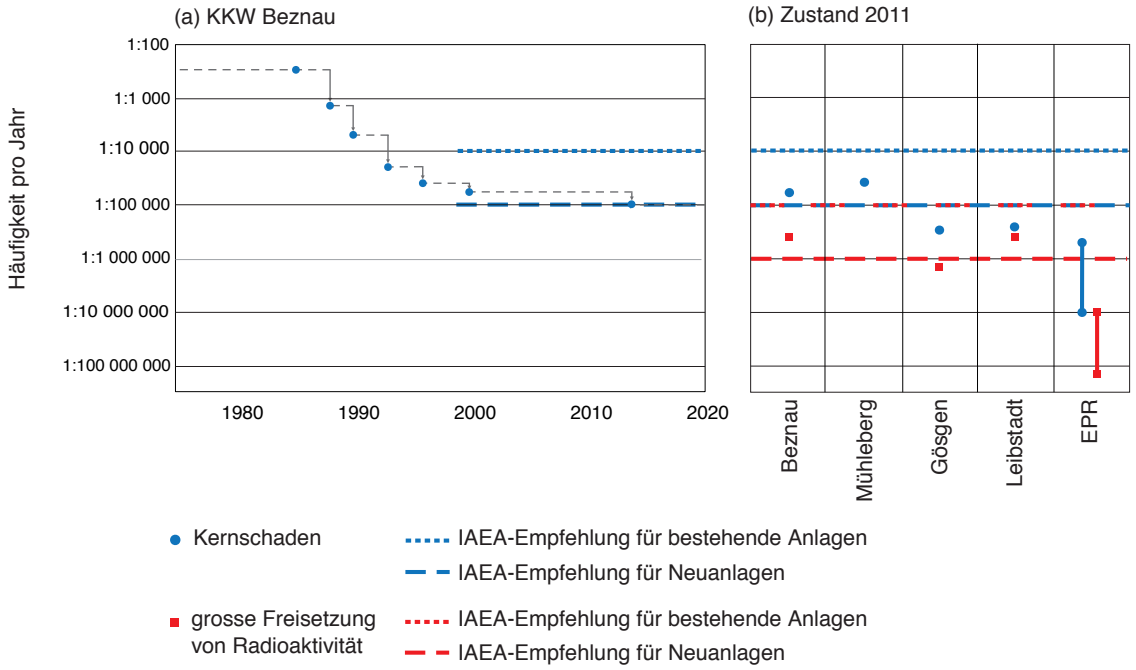


Abbildung 3.7: a) Auswirkung von Nachrüstmassnahmen auf die Sicherheit am Beispiel Beznau (Beznau 2012). Durch Nachrüstungen gelang es, die Kernschadenshäufigkeit (blaue Punkte) unter die von der IAEA heute empfohlene Obergrenze abzusenken. b) Vergleich der Sicherheit der heutigen Kernkraftwerke. Alle Schweizer Anlagen erfüllen die Empfehlungen der IAEA, sogar annähernd die Empfehlung für Neuanlagen. Ein Kernschaden bzw. eine Kernschmelze (blaue Punkte) führt nicht zwingend zu einer grossen Freisetzung radioaktiver Stoffe (rote Quadrate), wenn die zur Beherrschung schwerer Störfälle erforderlichen Einrichtungen nachgerüstet wurden oder wie zum Beispiel beim modernen Reaktortyp EPR bereits projektmässig vorgesehen werden. Für Mühleberg liegt die Risikoanalyse für eine grosse Freisetzung noch nicht vor. Der Bereich beim EPR hängt von der Standortwahl ab und ist dominiert durch das Erdbebenrisiko (Hirschberg 2012, ENSI 2012).

Weiterentwicklungen zur Erhöhung der Sicherheit

Der Unfall in Fukushima bewirkte einerseits die nochmalige Evaluation der standortspezifischen externen Risiken und anderseits die kernkraftwerksinterne Weiterentwicklung der Sicherheit unter dem Stichwort «Resilience» («Widerstandsfähigkeit»). Weitere technische Weiterentwicklungen betreffen den Einsatz von Coated Particles[9] als Basis für die Brennelementherstellung, die möglichst weitgehende Anwendung inhärenter Sicherheitseigenschaften[10] und der modulare Aufbau von grösseren Kraftwerkseinheiten aus mehreren kleineren modularen Reaktoren,[11] die Vermeidung der Wasserstoffbildung in Leichtwasserreaktoren durch den Ersatz von Zirkonium durch keramische Brennstabhüllen

9 «Coated Particles» sind keramisch fest umschlossene Brennstoffpartikel, die flüchtige Spaltprodukte bis zu einer Temperatur von 1600 °C hermetisch einschliessen können. Sie wurden in gasgekühlten Hochtemperaturreaktoren erfolgreich getestet. Sowohl die Brennelemente von Kugelhaufenreaktoren, als auch die von HTGRs mit prismatischen Brennelementen enthalten diese Brennstoffpartikel.

10 Inhärent sicher ist eine Anlage, wenn sie durch ihre Konstruktionseigenschaft bei Störungen ohne zusätzliche Sicherheitsmassnahmen die Freisetzung radioaktiver Stoffe verhindert.

11 Dadurch werden die Inventare an radioaktivem Material je Reaktor reduziert. Zudem verringert sich die Nachzerfallswärmeproduktion, wodurch passive und inhärente Sicherheitseigenschaften leichter erreichbar sind. Das heisst zum Beispiel, dass die Nachzerfallswärme direkt und ohne aktives Kühlsystem an die Umwelt abgegeben werden kann.

oder eine unterirdische Bauweise. Weitere Entwicklungen betreffen passive Systeme, welche die Langzeitkühlung auch dann gewährleisten, wenn die Mannschaft des Kernkraftwerks keine Massnahmen einleitet.

Weiterverbreitung von Kernmaterial

Der Atomwaffensperrvertrag verpflichtet die Unterzeichner, auf den Erwerb und die Entwicklung von Nuklearwaffen zu verzichten. Ausgenommen sind die grossen Atommächte. Alle Unterzeichner werden hingegen in der friedlichen Nutzung der Kernenergie unterstützt. Die Internationale Atomenergie Agentur in Wien (IAEA) kontrolliert die Einhaltung des Vertrages. Die Schweiz ist Mitglied der IAEA.
Sofern die IAEA ihre Kontrollrechte gemäss dem Atomwaffensperrvertrag wahrnehmen kann, ist die Weiterverbreitung von Kernmaterial praktisch unmöglich. Allerdings haben einige Länder den Vertrag nicht ratifiziert oder verweigern der IAEA die vereinbarten Kontrollen.
Abgesehen von den Kontrollen der IAEA gibt es technische und physikalische Barrieren, die einem Missbrauch der Kernmaterialnutzung entgegenstehen. So ist beispielsweise das Plutonium aus ausgedienten Brennstäben durch nicht-spaltbare Plutoniumisotope verunreinigt und kann nur mit erheblichen Einschränkungen für die Herstellung von Kernwaffen verwendet werden. Im Weiteren darf Uran für den Handel nicht über 20 % angereichert sein und ist in dieser Form nicht für die Waffenherstellung nutzbar. Weil die Anreicherung und die Plutoniumabtrennung sehr investitionsintensive Hochtechnologien sind, ist deren Nutzung durch terroristische Gruppen sehr unwahrscheinlich. Auch bei der Neuentwicklung von Reaktoren wird dem Risiko des Missbrauchs Rechnung getragen: So soll der plutoniumhaltige Spaltstoff möglichst über den ganzen Prozess mit stärker radioaktiven Radionukliden kontaminiert bleiben, um die militärische oder terroristische Verwendung zu erschweren. Bei der Verwendung von Thorium wäre ein inhärenter Schutz durch die Verunreingung des erbrüteten Uran 233 durch das stark strahlende Uran 232 gegeben, das als Nebenprodukt entsteht. Dies erschwert jedoch auch die Herstellung von Brennelementen.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Risikowahrnehmung und -bewertung der Kernenergie durch die Gesellschaft ist primär geprägt durch das grosse Schadensausmass, das bei Kernenergiekatastrophen aufgetreten ist (siehe Kasten «Grosse Kernenergieunfälle»). Dazu kommen erhebliche Bedenken bezüglich der sicheren Entsorgung radioaktiver Abfälle. Beides führt zu einer grundsätzlichern Ablehnung der Kernenergie in weiten Teilen der Bevölkerung. Für Befürworter der Kernenergie stehen hingegen positive Umweltaspekte im Vordergrund, deren Nutzung sie bei Einhaltung modernster Sicherheitsstandards für ethisch vertretbar halten. Häufig verweisen sie dabei darauf, dass die Verletzung dieser Sicherheitsstandards (siehe auch Abb. 3.7) zu den Katastrophen geführt hat. Eine vertiefte Diskussion der gesellschaftlichen Aspekte findet im Kapitel 5 statt.

Ressourcen

Der Rohenergieträger Uran ist ein nicht-erneuerbarer Rohstoff, der bergbaulich gewonnen wird. Die Weltmarktpreise liegen heute unter 100 Fr./kg, die mittlere spezifische Energieausbeute liegt bei 40 000 kWh/kg. Damit machen die Kosten für das Natururan heute weniger als 0,25 Rp./kWh aus. Die Urangewinnungskosten beeinflussen die Wirtschaftlichkeit der Kernenergie also kaum. Durch den geringen Kostenanteil des energetischen Rohstoffs bleibt die Wirtschaftlichkeit auch bei einem starken Anstieg der Urangewinnungskosten erhalten. Es wird daher davon ausgegangen, dass bei Verknappung der heute bekannten Ressourcen weitere Uranvorkommen erschlossen werden können, die heute wirtschaftlich noch uninteressant sind. Die Anlagen der Generation IV könnten zudem auf bislang ungenutzte Kernbrennstoffe zurückgreifen, wie das im Natururan vorwiegend enthaltene Isotop Uran-238 und Thorium. Dadurch wären alleine durch die bestehenden Lagerbestände (ausgediente Brennelemente heutiger Reaktoren, Anreicherungsrückstände) Brennstoffreserven für viele tausend Jahre gegeben.

Kosten

Der in heutigen Schweizer Kernkraftwerken produzierte Strom kostet 4 bis 5 Rp./kWh (Hirschberg 2012). Wegen des geringen Anteils des Rohstoffes Uran und wegen der sehr guten Lagerbarkeit frischer Kernbrennstäbe (Versorgungssicherheit) sind die Stromproduktionskosten stabil. Die Errichtungskosten für neue Kernkraftwerke dominieren die Stromerzeugungskosten und werden heute auf 3500–5000 Fr./kWel, geschätzt. Die Stromgestehungskosten liegen bei neuen Kernkraftwerken zwischen 6.4–8.0 Rp./kWh. Daher ist es wirtschaftlich – aber auch aus betriebstechnischen Gründen – sinnvoll, Kernkraftwerke zur Grundlastdeckung einzusetzen, sodass die hohen Baukosten auf eine grosse produzierte Energiemenge umgelegt werden können. Die Stromgestehungskosten hängen von verschiedenen Faktoren ab, wie in Abb 3.10 dargestellt. Modular aufgebaute Kernkraftwerke, die aus mehreren Reaktoren kleinerer Leistung bestehen, versprechen eine Verringerung der Installationskosten bei höheren Betriebskosten.

Der Rückbau von Kernanlagen wurde im Ausland bereits realisiert. Solche Projekte dauern rund 15 Jahre, verursachen aber nur einen kleinen Teil der gesamten Entsorgungskosten. Die Kosten für Stilllegung und Entsorgung werden in der Schweiz den Stromgestehungskosten angerechnet, um Rückstellungen zu bilden. Diese zusätzlichen Kosten betragen etwa 1 Rp./kWh.

Risikoprämien sind dabei soweit berücksichtigt, wie im Abschnitt «Risiko» dargestellt wird.

3.8.4 Potenziale bis 2050

Aufgrund der auslaufenden Stromlieferverträge mit französischen Kernkraftwerken sowie der stufenweisen Stilllegung der bestehenden Anlagen in der Schweiz besteht weiterhin Bedarf für den Neubau von Kraftwerkskapazitäten. Die Schweizer Regierung hat nach der Katastrophe von Fukushima beschlossen, keine neuen Kernkraftwerke zu bauen, obwohl aus technischer Sicht und Rohstoffgesichtspunkten auch Kernkraftwerke der dritten Generation hierfür in Frage kämen. Weltweit besteht keine Gefahr eines Kompetenzverlusts in der Kernenergietechnologie. Einige Länder setzen zum Ersatz ihrer alternden Kernreatoren wiederum auf Kernenergie. Dazu kommen Länder, welche zur Substitution von fossilen Brennstoffen einen Einstieg in die Kernenergie planen. Im Rahmen, in dem Bandenergie im Betrachtungszeitraum in der Schweiz zur Verfügung gestellt werden muss, würden für Kernkraftwerksneubauten keine Potenzialbeschränkungen bestehen.

3.8.5 Technologiespezifische Bewertung und Folgerungen

Im Normalbetrieb ist die Nuklearenergie schadstoff- und CO_2-arm. Zudem sind die Stromkosten relativ günstig (siehe Abb. 3.9). Die Zukunft der Kernkraftwerke in der Schweiz wird aber voraussichtlich eher von deren gesellschaftspolitischer Akzeptanz und daran gekoppelt von politischen Entscheiden bestimmt. Für die gesellschaftliche Akzeptanz entscheidend sind die Sicherheit der Reaktoren sowie die Langlebigkeit der radioaktien Abfälle.

Unabhängig von politischen Entscheiden über die Kernenergie sollen auch in der Schweiz Lehre und Forschung im Bereich Kerntechnik aufrechterhalten werden. Die Schweiz benötigt Experten in ausreichender Anzahl für den sicheren Betrieb der heutigen Kernkraftwerke, aber auch für den Rückbau und die Entsorgung der radioaktiven Abfälle. Zudem sollte sich die Schweiz an der Entwicklung inhärent sicherer Kernreaktorkonzepte beteiligen.

Literatur

Beznau 2012: Datenquelle Beznau, veröffentlicht mit Erlaubnis des KKWs.

Burgherr 2008: New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS). Final report on quantification of risk indicators for sustainability assessment of future electricity supply options. Burgherr P. et al., EU Integrated Project NEEDS no: 502687, PSI, October 2008. www.proclim.ch/news?2380

Dones 2007: Sachbilanzen von Energiesystemen. Dones R. et al., Final report, ecoinvent No. 6, Paul Scherrer Institut, Villigen & Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, Switzerland. (ISBN 3-905594-38-2).

ENSI 2012: EU Stress Test Swiss National report, ENSI Review of the Operators Reports, 2012. www.proclim.ch/news?2410

Hirschberg 2012: Review of current and future nuclear technologies, Hirschberg S. et al., PSI Report 2012. www.proclim.ch/news?2407

IAEA 2009: Severe Accident Management Programmes for Nuclear Power Plants. IAEA Safety Guide No NS-G-2.15. www.proclim.ch/news?2358

Mohrbach 2011: Unterschiede im gestaffelten Sicherheitskonzept: Vergleich Fukushima Daiichi mit deutschen Anlagen. Ludger Mohrbach, Int. Zeitschrift für Kernenergie, 2011. www.proclim.ch/news?2065

Naegelin 2007: Geschichte der Sicherheitsaufsicht über die Schweizer Kernanlagen 1960 – 2003, Herausgeber: Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen (HSK), Naegelin, R., Verlag Buschhö, 2007.

PSI Energie-Spiegel 2010: Nachhaltige Elektrizität: Wunschdenken oder bald Realität? Energie-Spiegel Nr.20. Juni 2010. www.proclim.ch/news?1293

Weick 2003: Das Unerwartete managen: Wie Unternehmen aus Extremsituationen lernen; Weick K.E., Sutcliffe K. M.: Stuttgart, Schäffer-Poeschel, 2003.

3.9 Fossil-thermische Stromproduktion

Autoren
Peter Jansohn (Chair), PSI, Villigen; Stefan Hirschberg, PSI, Villigen; Marco Mazzotti, ETH Zürich; Andrew Neville, EOS, Lausanne; Christian Plüss, Erdgas Ostschweiz AG, Zürich

Fossile Energien sind global gesehen die weitaus wichtigsten Energiequellen zur Stromproduktion. In der Schweiz gibt es seit der Stilllegung des Kraftwerks Vouvry kein solches Grosskraftwerk mehr. Es existieren lediglich wenige Industrie-Kraftwerke für den Eigenbedarf. Ihr Beitrag zur Landeserzeugung liegt bei 3 %. Welche Bedeutung die fossile Stromerzeugung in unserem Land künftig haben wird, entscheidet sich auf der politischen Ebene. Dabei müssen nicht nur Aspekte der Stromversorgung berücksichtigt werden, sondern auch die Treibhausgasemissionen.

3.9.1 Stand der Technologie heute

Die unter dem Kürzel GuD bekannten Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (Gaskombikraftwerke) verwenden als Brennstoff fossile Energieträger oder Biogas. Die Kombination einer Gas- und einer Dampfturbine ermöglicht einen relativ hohen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 60 %. GuD-Kraftwerke können zur Deckung der Grundlast eingesetzt werden oder als zuschaltbare Stromquelle, um die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien zu kompensieren. Die grosse Menge an Abwärme von geringer Temperatur (rund 30 °C) lässt sich kaum mehr nutzen. Reine Gasturbinenkraftwerke weisen einen deutlich geringeren elektrischen Wirkungsgrad auf (max. 40 %) und werden deswegen nur zur Erzeugung von Spitzenstrom und Regelenergie verwendet. Wegen des unplanbaren Einsatzes scheiden sie für eine gleichzeitige Abwärmenutzung aus. Grosse Dampfkraftwerke erreichen elektrische Wirkungsgrade bis rund 45 %. Als Brennstoff dient vornehmlich Braun- oder Steinkohle, erzeugt wird Bandenergie.
Der gesamte Nutzungsgrad der eingesetzten Primärbrennstoffenergie lässt sich verbessern, wenn ein Teil der Wärme genutzt wird (Wärme-Kraft-Kopplung; vgl. Unterkapitel 3.10). Dabei sinkt allerdings der elektrische Wirkungsgrad.[12]

3.9.2 Ökologische und wirtschaftliche Aspekte

Bei den Gaskombikraftwerken konnten die Schadstoffemissionen parallel zur Steigerung des Wirkungsgrades über die letzten 30 Jahre um mindestens eine Grössenordnung reduziert werden. Wie gross die ausgestossenen Mengen an Stickstoffoxiden (NOx) und Kohlenmonoxid (CO) sind, hängt stark vom Verbrennungsprozess ab. Wird der Brennstoff mit gestufter Luftzufuhr verbrannt, können die Emissionen stark reduziert werden. Auch in modernen

12 3 kWh Frischdampfauskopplung zur Wärme-Nutzung reduziert die Stromerzeugung um etwa 1 kWh_{el}.

Kohlekraftwerken werden heute die Emissionen von Schwefeldioxid, Stickoxiden und Staub durch nachgeschaltete Prozessschritte stark reduziert.

Generell sind bei fossilen Brennstoffen (im Besonderen z. B. bei Ölschiefer und Ölsanden) die Umweltbelastungen der Brennstoffgewinnung/-versorgung von der Quelle/Mine bis zum Verbraucher einzurechnen. Wird so genanntes unkonventionelles Erdgas (z. B. Schiefergas) verwendet, dann muss die relativ hohe Freisetzung von Methan (3–8 %) bei der Förderung miteinbezogen werden (UBA 2011). Eine grosse Belastung für die Umwelt bedeutet der Transport von grossen Kohlemengen. Kohlekraftwerke werden daher bevorzugt in der Nähe der Kohlevorkommen, an Küsten oder transportgünstigen Standorten gebaut.

Der Hauptnachteil der fossilen Stromerzeugung sind die relativ hohen spezifischen CO_2-Emissionen, die heute aufgrund der Klimaänderung auch politisch von grosser Relevanz sind. Sie hängen vom Brennstoff, von der Prozessgestaltung sowie dem technologischen Reifegrad der Anlage ab. CO_2-Reduktionen können durch Effizienzsteigerungen und, wenn Kohle oder Erdöl verwendet wird, durch Ausweichen auf Brennstoffe mit niedrigeren Emissionen erreicht werden. Die bedeutendste Verbesserung in Bezug auf die CO_2-Emissionen könnte erreicht werden, wenn das CO_2 abgetrennt und gespeichert würde (vgl. Abschnitt 3.9.3).

Eine moderne mit Erdgas betriebene GuD-Anlage verursacht heute inklusive Bau und Abbau Emissionen von ca. 420 g CO_2eq/kWh erzeugtem Strom; für 2030 wird eine Senkung auf 390 g CO_2eq/kWh erwartet. Die Emissionen während des Betriebs belaufen sich für effizienteste Gaskraftwerke auf 320 g CO_2eq/kWh.

In Kohlekraftwerken produzierter Strom verursacht CO_2-Emissionen in der Höhe von 800 bis 1200 g CO_2eq/kWh erzeugtem Strom und damit das zwei- bis dreifache moderner GuD-Anlagen. Die Nutzung der Kohle zur Stromproduktion führt damit mit Abstand zu den höchsten CO_2-Emissionen pro erzeugte kWh, sofern das CO_2 nicht abgeschieden und langfristig sicher gelagert wird.

Die Erstellungskosten für neue GuD-Anlagen ohne Abwärmenutzung liegen heute zwischen 900 und 1400 Fr./kW_{el}. Die Stromkosten hängen zum einen stark von den Brennstoffpreisen ab, zum anderen aber auch von den CO_2-Kosten, je nachdem, wie die Kompensation der CO_2-Emissionen gesetzlich geregelt ist. Ohne Berücksichtigung der CO_2-Kompensation liegen die Stromkosten heute bei etwa 11 bis 12 Rp./kWh. Im Ausland produzieren Kohlekraftwerke Strom zu etwa 6 bis 7 Rp./kWh.

Werden Gaskraftwerke zur Regelung stark fluktuierender anderer Stromproduktionsanlagen (z. B. Windenergie) eingesetzt, dann erhöhen sich die spezifischen CO_2-Emissionen markant. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Gaskraftwerke, ähnlich wie Fahrzeugmotoren im Stadtverkehr, im intermittierenden (Teillast-)Betrieb ineffizienter sind (bei geringer Last sinkt der elektrische Wirkungsgrad auf 30–40 %) (VDI 2010).

3.9.3 Potenzial bis 2050

Bei grossen GuD-Kraftwerken ab etwa 400 MW wird in den nächsten 10 Jahren eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades von heute 60 auf 65 % als realistisch erachtet. Ob in der Schweiz weitere GuD-Kraftwerke realisiert werden können, hängt stark von den zukünftigen energiepolitischen Entscheiden ab. Besonders wichtig werden die konkreten Entscheide zum Ausstieg aus der Kernkraft sein, aber auch die Regelung der CO_2-Kompensation. Die Kosten für die Kompensation werden durch die Entwicklung auf dem Gebiet des so genannten Carbon Capture and Storage (CCS), also der Abtrennung und Speicherung von CO_2, stark beeinflusst werden. CCS könnte sowohl in GuD- wie auch in Kohlekraftwerken zur Anwendung kommen. Für die Speicherung kommen zum einen ausgewählte geologische Schichten in Frage, beispielsweise erschöpfte Erdgas- und Erdölreservoirs. Zum anderen könnte auch die technisch beschleunigte Mineralisierung eine Option darstellen. Diese beruht auf dem natürlicherweise stattfindenden Prozess der chemischen Mineralisierung, der jedoch sehr langsam verläuft.

In der Schweiz kommen für die Speicherung des CO_2 primär die Sedimentgesteine des Mittellandes in Frage. Die theoretische Speicherkapazität wird auf 2680 Mio. t CO_2 geschätzt (Diamond 2010), was etwa

dem 65-fachen der heutigen jährlichen Emissionen der Schweiz entspricht. Das realisierbare Potential dürfte wesentlich geringer sein. Bei GuD-Kraftwerken könnten die CO_2-Emissionen mit CCS um ca. 75 resp. 90 % reduziert werden, wobei sich der Wirkungsgrad der Anlage um 5 resp. 10 %-Punkte (ZEP 2011) verschlechtern würde. Zudem müsste das abgetrennte CO_2 in Rohrleitungen zu den potenziellen Speicherstätten transportiert werden.

Die CO_2-Abtrennung ist technologisch bereits machbar. Die aktuelle Forschung hat zum Ziel, den Energieaufwand für die Abtrennung und damit die Einbussen in der Gesamteffizienz zu senken. Auch die Speicherung in geologischen Schichten wurde bereits demonstriert. Um die Machbarkeit der CO_2-Speicherung im Untergrund der Schweiz zu bestätigen, wäre ein Pilotprojekt in kleinerem Massstab nötig. Wird CO_2 in geologischen Schichten gespeichert, besteht analog zur Geothermie das Risiko, dass beim Einpumpen Erdbeben erzeugt werden. Erdbeben gefährden überdies die sichere Lagerung des CO_2 über die nächsten Jahrhunderte.

Neben ökonomischen und ökologischen Überlegungen werden auch Akzeptanzfragen darüber entscheiden, ob CCS in der Schweiz zur Anwendung kommen wird. Eine rentable Anwendung ist nur möglich, wenn die Vermeidung einer Tonne CO_2 einen gewissen Marktwert erreicht.

Aktuell sind in der Schweiz verschiedene GuD-Projekte in Planung. Sie erfahren mehr oder weniger heftigen Widerstand von Seiten der Anwohner und Umweltorganisationen. Das am weitesten fortgeschrittene Projekt ist eine Anlage in Chavalon (VS) mit einer Leistung von 400 MW. Ein zweites GuD-Projekt mit der gleichen elektrischen Leistung ist in Cornaux (NE) geplant. Die Genehmigungsanträge sollen demnächst eingereicht werden. Zwei weitere Projekte sind in der Planung für die Standorte Utzenstorf (BE) und Perlen (LU), wo die benachbarten Papierfabriken einen hohen Prozess-Wärmebedarf haben. Beide Projekte sind derzeit sistiert.

Die Risiken der Stromerzeugung in Gaskraftwerken liegen in der Verfügbarkeit des Gases und der Zuleitungen. Gas ist aufgrund heutiger Kenntnisse noch für längere Zeit vorhanden, aber geografisch sehr unausgewogen verteilt. Russland ist der dominierende Erdgaslieferant Westeuropas mit den global weitaus grössten Reserven. Zwar wird die Schweiz auch mit niederländischem und norwegischem Gas beliefert, und auch die kaukasischen Staaten drängen auf den westlichen Erdgasmarkt; eine problematische Abhängigkeit von Russland ist aber dennoch nicht zu umgehen. Zudem hat es in der Schweiz keine Erdgasspeicher von Bedeutung. Die Versorgungssicherheit wird auch durch den Gastransport beeinflusst. Grundsätzlich genügt die Kapazität des nationalen Gastransportnetzes zur Belieferung künftiger schweizerischer Gaskraftwerke. Allerdings würde ein Ausfall der Transitgasleitung, welche das nationale Netz beliefert, die schweizerische Gasversorgung stark beeinträchtigen.

3.9.4 Technologiespezifische Bewertung und Folgerungen

Die GuD-Technologie ist eine weltweit genutzte, ausgereifte Technik mit hohem Wirkungsgrad und relativ flexibler Einsatzmöglichkeit zur Deckung von Grund- und Mittellast. GuD-Kraftwerke weisen verhältnismässig tiefe Investitionskosten auf und können im Vergleich zu anderen Grosskraftwerken schneller gebaut werden. Die Produktionskosten hängen allerdings stark von der Entwicklung der Brennstoffpreise ab.

Erdgas hat von allen fossilen Energieträgern den geringsten spezifischen CO_2-Ausstoss. In der Schweiz kommen deshalb für die fossile Stromerzeugung in Grossanlagen nur gasbefeuerte GuD-Kraftwerke infrage. Sollen solche Kraftwerke – ohne Abtrennung und Speicherung von CO_2 – in Zukunft einen massgeblichen Beitrag zur Schweizer Stromproduktion leisten, würde der schweizerische CO_2-Ausstoss um rund 20 % erhöht.[13] Eine Reduktion der Treibhausgasemissionen im gesetzlich vorgeschriebenen Rahmen würde dadurch praktisch verunmöglicht.

13 Modernste GuDs (320 g CO_2/kWh_{el}) würden somit für die Produktion von 25.2 TWh_{el} der KKW gut 8 Mt CO_2 ausstossen, was 20 % der gesamten Emissionen (39.6 Mt CO_2) im Jahr 2010 entspricht oder 2/3 der gesamten Gebäudeheizung.

Literatur

Diamond L. 2010: Studie zur Abschätzung des Potenzials für CO_2-Sequestrierung in der Schweiz. Schlussbericht BFE-Projekt 102922. www.proclim.ch/news?2386

UBA 2011: Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland. Umweltbundesamt Deutschland. www.proclim.ch/news?2344

VDI 2010: Stationäre Gasturbinen – vielseitiger Einsatz in fortschrittlichen Anwendungen. VDI-Berichte 2095. www.proclim.ch/news?2387

ZEP 2011: The costs of CO_2 capture. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants. www.proclim.ch/news?2388

3.10 Stromerzeugung in Wärmekraftkopplungsanlagen

Autoren
Konstantinos Boulouchos (Chair), ETH Zürich; Daniel Favrat, EPF Lausanne; Stefan Hirschberg, PSI, Villigen; Hans Pauli, Eicher+Pauli AG, Liestal; Heinrich Schwendener, Swissgas AG, Zürich

Bei der Wärmekraftkopplung (WKK) wird gleichzeitig Strom und Wärme mit Diesel- oder Gasmotoren, Brennstoffzellen oder durch Frischdampfauskopplung in GuD-Anlagen erzeugt. Damit der technisch mögliche hohe Gesamtwirkungsgrad erreicht werden kann, braucht es eine gesicherte Stromabnahme sowie einen ausreichenden Wärmebezug.

3.10.1 Stand der Technologie heute

WKK-Anlagen können entweder nach dem Strom- oder nach dem Wärmebedarf dimensioniert und betrieben werden (Pauli 2009). Grundsätzlich unterscheidet man bei der WKK zwischen Klein- und Grossanlagen; die Grenze liegt bei einer installierten elektrischen Leistung von 1 MW. Grossanlagen (bis 50 MW_{el}) kommen vor allem in der Chemie-, der Papier- und der mineralölverarbeitenden Industrie zum Einsatz und dienen oft gleichzeitig der Verbrennung von Prozessrückständen. Kleine WKK-Anlagen werden hauptsächlich in Kläranlagen, Gewerbe- und Industriebetrieben, Büro- und Wohngebäuden sowie Spitälern und Heimen eingesetzt. Blockheizkraftwerke (BHKW) sind modular aufgebaute WKK-Anlagen.

Als Energieträger kommen fossile (Erdgas, Erdölprodukte), biogene (Biogas/Kompogas, Holzgas, synthetisches Erdgas) und aus Abfallprodukten stammende Energieträger (Gruben-, Deponie-, Klärgas) in Frage. Diese Brennstoffe unterscheiden sich in Bezug auf ihre chemischen und physikalischen Eigenschaften sowie hinsichtlich der CO_2-Emissionen. Vor allem biogene Energieträger eignen sich besonders gut für die Nutzung in dezentralen Anlagen.

Je nach Grösse der Anlage und den verwendeten Energieträgern kommen unterschiedliche Technologien zum Einsatz. Insbesondere wird zwischen zwei Kategorien von Energiewandlern unterschieden: Die thermomechanische Umwandlung findet in extern befeuerten Stirling-Motoren oder intern befeuerten (Mikro-)Gasturbinen und Verbrennungsmotoren statt; die elektrochemische Energieumwandlung in Brennstoffzellen. In einzelnen Fällen wird Frischdampf aus GuD-Anlagen ausgekoppelt, was jedoch die elektrische Leistung reduziert.

Zurzeit sind in der Schweiz rund 1000 WKK-Anlagen in Betrieb. Davon sind rund drei Viertel Klein-WKK-Anlagen mit einer Leistung unter 1 MW_{el}. In den letzten Jahren stagnierte die Zahl der Anlagen oder war sogar leicht rückläufig.

Rund 2,5 % der Schweizer Stromproduktion werden heute in WKK-Anlagen produziert. Davon entfällt gut die Hälfte (1,6 %) auf Grossanlagen. 38 % der Energie, die für den Betrieb der Anlagen benötigt wird, stammt aus regenerativen Energiequellen. Dazu gehören die erneuerbaren Anteile der Abfälle

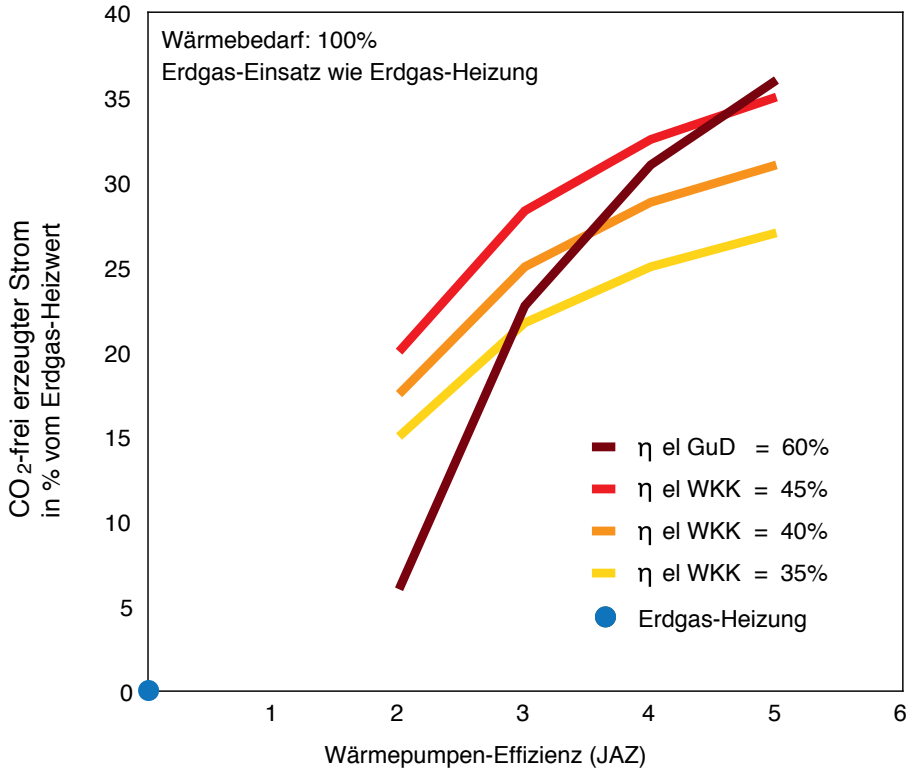


Abbildung 3.8: Zusätzliche Stromerzeugung bei der Produktion einer bestimmten Wärmemenge mit vorgegebenem Gasverbrauch: Wird Erdgas nicht in einer Gasheizung verbrannt, sondern dieselbe Gasmenge in einer WKK-oder GuD-Anlage genutzt, dann kann neben dem Betrieb einer Wärmepumpe zur Erzeugung der Wärme zusätzlich «CO_2-freier» Strom (d. h. ohne zusätzliche CO_2-Emission) erzeugt werden. Bei hohem elektrischem Wirkungsgrad η_{el} der WKK-Anlage und geringer Effizienz der Wärmepumpe (tiefe Jahresarbeitszahl JAZ[14]) ist die dezentrale WKK-Anlage einem GuD-Kraftwerk überlegen. Bei GuD Grosskraftwerken werden dabei Netzverluste von 7% angenommen. (Boulouchos 2012)

in Kehrrichtverbrennungsanlagen und Industriebetrieben sowie etwa 5 % Biogas.

3.10.2 Ökologische und wirtschaftliche Aspekte

In Bezug auf die Emissionen können keine allgemein gültigen Kennwerte angegeben werden, weil bei der WKK eine Vielfalt von Technologien, Brennstoffen, Anlagegrössen, Strom-/Wärme-Verhältnissen zur Anwendung kommt. Für die ökologische Bilanz entscheidend ist, ob fossiler oder biogener Brennstoff eingesetzt wird. Wird die erforderliche Wärme statt mit einer Gasheizung mit einer WKK-Anlage erzeugt, dann lässt sich mit derselben Erdgasmenge (und CO_2-Ausstoss) zusätzlich CO_2-freier Strom erzeugen (Abbildung 3.8). Überdies werden WKK-Anlagen im Heizbereich im Winter eingesetzt, wenn der Strombedarf gross ist und die Schweiz Strom importiert.

Die Gesamtwirtschaftlichkeit einer WKK-Anlage ergibt sich einerseits aus dem Ertrag, der mit der erzeugten Wärme und dem produzierten Strom erwirtschaftet werden kann, sowie andererseits den Investitionskosten und den Ausgaben für Wartung, Brennstoff und Versicherungen. Da der Preis pro kWh Wärme in der Grössenordnung der Brennstoffpreise liegt, bestimmt der erzielbare Strompreis die Wirtschaftlichkeit. Aus diesem Grund sind

14 Jahresarbeitszahl JAZ der Wärmepumpe: erzeugte Nutzwärme pro eingesetzte elektrische Energie, gemittelt über das ganze Jahr.

stromgeführte Systeme eindeutig im Vorteil, da sie bei Bedarf teuren Spitzenstrom produzieren können, sofern sie über einen genügend grossen Wärmespeicher verfügen. Die Wirtschaftlichkeit fossil betriebener WKK-Anlagen hängt zudem entscheidend von der Preisentwicklung des Brennstoffs ab. Steigende Preise von Erdgas oder Heizöl wirken sich stark auf die Stromerzeugungskosten und damit auf die Konkurrenzfähigkeit aus.

3.10.3 Potenzial bis 2050

WKK-Anlagen stehen bei der Stromproduktion in Konkurrenz zu etablierten Techologien, in erster Linie also mit der Stromproduktion in Grosskraftwerken (Wasser-, Kern-, Gaskraftwerke). WKK-Anlagen stehen auch bei der Wärmeerzeugung im Wettbewerb zu anderen Technologien, insbesondere zu den Wärmepumpen, die mit Strom aus Grosskraftwerken angetrieben werden (Bauer 2009). Neue Chancen eröffnen sich durch die Möglichkeit, mit dezentralen Anlagen, die biogene Brennstoffe verwenden, Spitzenstrom zu erzeugen. Solche Anlagen könnten einen wichtigen Beitrag leisten, um die fluktuierende Produktion der erneuerbaren Energien auszugleichen (Balzer 2010).

Von den verschiedenen Typen an WKK-Anlagen scheinen heute High-Tech-Gasmotoren (Nellen 2000), sowie Mittel- bis Hochtemperatur-Brennstoffzellen die vielversprechendsten Technologien zu sein. Einem tendenziel höheren elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzellen steht die mangelnde Eignung für schnelle Lastfolgen gegenüber. Entscheidend für die Marktchancen wird auch sein, wie sich die Kosten der momentan noch sehr teuren Brennstoffzellen entwickeln werden. In kleinen Brennstoffzellen-Produktionsserien mit Leistungen zwischen ein paar kW und mehreren hundert kW (Yamada, 2011) konnte ein Wirkungsgrad der Umwandlung in Elektrizität von 50–60 % erreicht werden. In Brennstoffzellen-Gasturbinen-Hybridgeneratoren werden Wirkungsgrade von mehr als 70 % erwartet (Faccinetti 2011). Ziel eines amerikanischen Technologie-Programms sind Brennstoffzellen zu einem Preis von unter 400 $/kWe.

Biogene WKK-Anlagen haben den Vorteil, dass sie erneuerbare Energieträger nutzen. Allerdings stehen sie in Konkurrenz zu anderen Technologien, die sich ebenfalls auf die begrenzte Biomasse stützen. Die Nutzung von biogenen Energieträgern für die kombinierte Strom- und Wärmeproduktion jedenfalls ist einer reinen Nutzung zu Heizzwecken eindeutig vorzuziehen.

Nach dem Ereignis von Fukushima haben sich die Marktchancen von WKK-Anlagen markant verbessert. Für das Jahr 2035 wird geschätzt, dass eine Gesamtproduktion von max. 10 TWh Strom und bis zu 20 TWh Wärme möglich wäre, wovon etwa die Hälfte biogenen Ursprungs sein könnte. Damit dieses Ziel erreicht werden kann, wäre eine gezielte Förderung nötig.

3.10.4 Technologiespezifische Bewertung und Folgerungen

Kleine WKK-Anlagen sind dezentral und verbrauchernah. Sofern der eingesetzte Brennstoff gelagert werden kann, stützen sie die Versorgungssicherheit. Bei gleicher erzeugter Wärmemenge wie bei einer hierkömlichen Öl- oder Gasheizung kann aus der gleichen Menge Brennstoff zusätzlich hochwertiger, spitzenlastfähiger Strom gewonnen werden.

Je nach Leistung und Einsatzgrösse sind dezentrale WKK-Anlagen heute vergleichsweise nahe an der Wirtschaftlichkeitsgrenze (Pauli 2009, Erb 2012). Dennoch ist das entsprechende Potenzial nicht unbegrenzt: Einerseits ist in der Schweiz der Bedarf an Hochtemperaturindustriewärme nicht so gross wie z. B. in Deutschland und andererseits sind für WKK-Anlagen zusätzlich zur Warmwassererzeugung bei der Raumheizung entweder der Altgebäudebestand mit Hochtemperaturheizsystemen oder Fälle, wo die Erdwärme nicht genutzt werden kann, interessant.

Einen wesentlichen Marktanteil können WKK-Anlagen nur erreichen, wenn die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie folgt angepasst werden:

- Förderung des Energie-Contracting: Energiedienstleister liefern Nutzenergie zu einem garantierten Tarif und kümmern sich im Gegenzug

um die Anlage während ihrer Lebensdauer. Dies würde Anlagebauern erlauben, Produkte zu modularisieren, in Serie zu fertigen und damit die Kosten wesentlich zu reduzieren.

- Begünstigung der kombinierten Strom-, Wärme- und Kälteproduktion gegenüber fossil betriebenen Heizungen ohne Stromproduktion – zum Beispiel durch einen hohen CO_2-Preis oder durch Gesetze und Normen.
- Einheitliche, langfristig geltende Abnahmebedingungen für den erzeugten Strom, oder alternativ: Orientierung der Stromvergütung an Spitzenlastpreisen, was einen weitestgehend liberalisierten Strommarkt voraussetzt.
- Stärkerer Einbezug von WKK-Projekten in die kommunalen Planungen (Energienetze mit verschiedenen Strom-, Wärme- und Kälteerzeugern)

Literatur

Boulouchos 2012: interne Berechnungen zum Vergleich von WKK- und GuD-Anlagen.

Bauer 2009: Systemvergleich von Strom- und Wärmeversorgung mit zentralen und dezentralen Anlagen. Eine Studie im Rahmen des «Energietrialog Schweiz». Bauer C. et al., PSI und Axpo Holding AG. www.proclim.ch/news?2389

Balzer 2010: BHKW und Wärmepumpe von Endkunden fernsteuern, H. Balzer u. L. Lorenz, Vattenfall Europe Wärme AG, Energy 2.0, Ausgabe 07/2010. www.proclim.ch/news?2397

Erb 2012: Fossile BHKW - Potenzial und Standortevaluation im Rahmen der Entwicklung der BFE WKK-Strategie, M. Erb, Eicher+Pauli AG im Auftrag des BFE, 2012. www.proclim.ch/news?2473

Facchinetti 2012: Innovative Hybrid Cycle Solid Oxide Fuel Cell-Inverted Gas Turbine with CO2 Separation, E. Facchinetti, D. Favrat, and F. Marechal, Fuel Cells 2012. www.proclim.ch/news?2414

Nellen 2000: Natural Gas Engines for Cogeneration: Highest Efficiency and Near-Zero Emissions, C. Nellen u. K. Boulouchos, SAE Paper 2000-01-2825, Transactions, Journal of_Fuels and Lubricants. www.proclim.ch/news?2404

Pauli 2009: Technische und wirtschaftliche Entwicklung von WKK-Anlagen, H. Pauli, Eicher+Pauli AG, 2009. www.proclim.ch/news?2413

Yamada 2011: Perspectives for decentralized power production with fuel cells, K. Yamada, M. Suzuki, Proc. of the 4th World Engineers Convention, Geneva 2011

3.11 Vergleichende Daten und Folgerungen

Autoren
Alexander Wokaun (Chair), PSI, Villigen; Stefan Hirschberg, PSI, Villigen; Christoph Ritz, ProClim/ SCNAT, Bern.

3.11.1 Vergleichende Daten

Damit die verschiedenen Arten der Stromproduktion besser miteinander verglichen werden können, sind die wichtigsten technischen Charakteristiken in Tabelle 3.2 und ausgewählte Indikatoren in den Abbildungen 3.9 a–c zusammengestellt. Weitere Umwelt- und Sozialindikatoren werden in Kapitel 5 diskutiert. Die hier zitierten Zahlen basieren auf Kosten- und Lebenszyklusanalysen (LCA), die für sehr gute Kraftwerke und assoziierte Brennstoffzyklen durchgeführt wurden (Energie-Spiegel 2010). Die Daten der LCA sind in sich konsistent, repräsentieren aber nicht zwingend das Kraftwerk mit der grössten Leistung. Zum Beispiel wurde für Kernkraftwerke der Generation II das KKW Beznau gewählt, auch wenn z.B. das KKW Leibstadt viel leistungsfähiger ist. Ausschlaggebend für die Wahl der Referenzkraftwerke ist die Verfügbarkeit eines vollständigen Sets von LCA-Indikatoren. So verteuern z.B. Zusatzanlagen zur Reduktion der Schadstoffemissionen und zur Abscheidung von CO_2 (CCS) die Anlagekosten und somit den Strompreis.

LCA sind eine Voraussetzung für einen objektiven Vergleich der verschiedenen Technologien. Die Annahmen, die diesen Analysen zugrunde liegen, entsprechen jedoch nicht unbedingt der Nutzung in der realen Welt. Die Auslastung eines Kraftwerks beispielsweise hängt davon ab, welches Kraftwerk zuerst gedrosselt wird, wenn die Stromnachfrage sinkt. Bei der Windkraft und der Photovoltaik hängt der Auslastungsfaktor zudem von Klimafaktoren, bei Biogasanlagen von der Verfügbarkeit des Rohstoffs ab.

Die Investitionskosten von heutigen Kernkraft- und Wasserkraftwerken sind sehr unterschiedlich und schwierig zu erfassen, zumal je nach Anlage verschiedene Nachrüstungen vorgenommen wurden. Bei den entsprechenden Erzeugungskosten wird eine teilweise Abschreibung der mit einem Satz von 6 % verzinsten Anlagekosten angenommen. Die zukünftigen Brennstoffkosten wurden anhand grosser europäischer Projekte geschätzt.

Die ausgewiesenen Kostenschätzungen enthalten Bandbreiten, die primär von Unsicherheiten in den Anlagekosten bestimmt sind. Abbildung 3.10 illustriert die Kostensensitivität verschiedener wichtiger Parameter am Beispiel der Kernkraft. Bei einem KKW hängen die Unsicherheiten stark davon ab, wie etabliert der Kraftwerkstyp ist, da Bauverzögerungen, Budgetüberschreitungen und Betriebspannen besonders stark ins Gewicht fallen.

Ähnliche Abhängigkeiten mit verschiedenen kritischen Faktoren ergeben sich für die anderen Produktionsarten. Bei der Wasserkraft hängen die Kosten stark von ortsspezifischen Gegebenheiten ab. Die Photovoltaik hat ein hohes Entwicklungspotenzial; die geschätzten Kosten hängen stark davon ab, welche Annahmen in Bezug auf das Ausmass und das Tempo technischer Innovationen getroffen werden. Bei PV-Anlagen sind die Investitionskosten der wichtigste Kostenfaktor. Bei Biogasanlagen hängt der Strompreis davon ab, welcher Erlös durch den Verkauf der Abwärme erzielt werden kann. Und bei fossilen Kraftwerken sind die Brennstoffkosten und die Kosten für die CO_2-Kompensation oder CO_2-Abscheidung besonders kritische Faktoren.

Die Treibhausgasemissionen der erneuerbaren Energiequellen und der Kernenergie sind unter den Bedingungen in der Schweiz in den meisten Fällen gering. Bei der Photovoltaik und bei Biogas-Anlagen können sie wahrscheinlich noch weiter reduziert werden. Mit «Carbon Capture and Storage»-Technologien lassen sich die Treibhausgasemissionen von fossilen Kraftwerken zwar stark reduzieren; sie bleiben aber trotzdem relativ hoch.

Tabelle 3.2: Technologische Charakteristiken guter Stromproduktionsanlagen. Die in Abb. 3.9 und im Kapitel 5 erwähnten Lebenszyklusanalysen und Kostenabschätzungen (Energie-Spiegel 2010) basieren auf diesen Zahlen.[15]

Typische Anlage **2010** **2030** **2050**	Wasser: Lauf-kraft-KW	Wasser: Speicher-KW	Kernkraft Gen. II Gen III Gen IV	Erdgas GuD GuD+CCS GuD+CCS	Wind CH	Photovol-taik Dachanlage	Biogas WKK
Elektrische Leistung netto [MW_{el}]	23–293	50–2000 50–2000	365 –1200 1500 1450	400 400 400	0,85 2 2–3	0,02 0,02 0,02	0,1 0,2
Wirkungsgrad elektrisch [%]	88	88	32 35 40	57,5 56 61		14,4 14,4 22	36 42
Auslastungsfaktor [kWh_{eff}/kWh_{max}]	0,65	0,3 0,3 0,3	0,9 0,9 0,9	0,9 0,9 0,9	0,18 0,2	0,1 0,1 0,1	0,85 0,85
Produktionscharak-teristik	Band, saisonal	Lastfolge (Sekunden)	Band, Lastfolge (Stunden)	Lastfolge (Minuten)	Stochas-tisch	Tagesgang, saisonal, stochastisch	Lastfolge (Minuten)

3.11.2 Gesamtstromproduktion und Verbrauch

Die Situation heute

Der schweizerische Landesverbrauch wird durch eine Kombination von verschiedenen Kraftwerkstypen gedeckt, die alle ihre spezifischen Charakteristiken aufweisen. So produzieren Windkraftwerke Strom relativ stochastisch abhängig vom vorhandenen Wind (vgl. Abbildung 3.6). PV-Anlagen ihrerseits erzeugen nur am Tag Strom und die effektive Leistung ist im Sommer rund fünfmal grösser als im Winter (vgl. Abbildung 3.5). Auch die Laufkraftwerke haben ihr Produktionsmaximum im Sommer (vgl. Abbildung 3.3). Im Monatsmittel exportiert die Schweiz im Sommer Strom nach Europa und importiert im Winter umgekehrt Strom aus Europa (Abb 3.11). Ohne Kernenergie hätte die Schweiz im Jahr 2010 eine Stromlücke von 39 TWh gehabt, was etwa der gesamten Produktion der Wasserkraft entspricht (37.5 TWh).

Um ein stabiles Stromnetz zu garantieren, wird die Stromproduktion innerhalb von wenigen Sekunden an den Strombedarf angepasst. Dafür sind Regelkapazitäten aus Stromspeichern oder Import- und Exportkapazitäten zu anderen Stromnetzen erforderlich. Dies gilt heute insbesondere für die Deckung von Bedarfsspitzen und für den Fall, dass ein grosses Kraftwerk ausfällt, sei dies wegen Wartungsarbeiten oder wegen einer Panne. Steigt die installierte Leistung des stochastisch erzeugten Stroms (z. B. aus Windkraftanlagen), dann steigt der Bedarf nach

13 Die Angaben unterscheiden sich zum Teil von den Zahlen in den Unterkapiteln, welche von den Experten anhand von aktuellen Daten angegeben wurden und nicht auf einheitlichen LCA Annahmen beruhen.

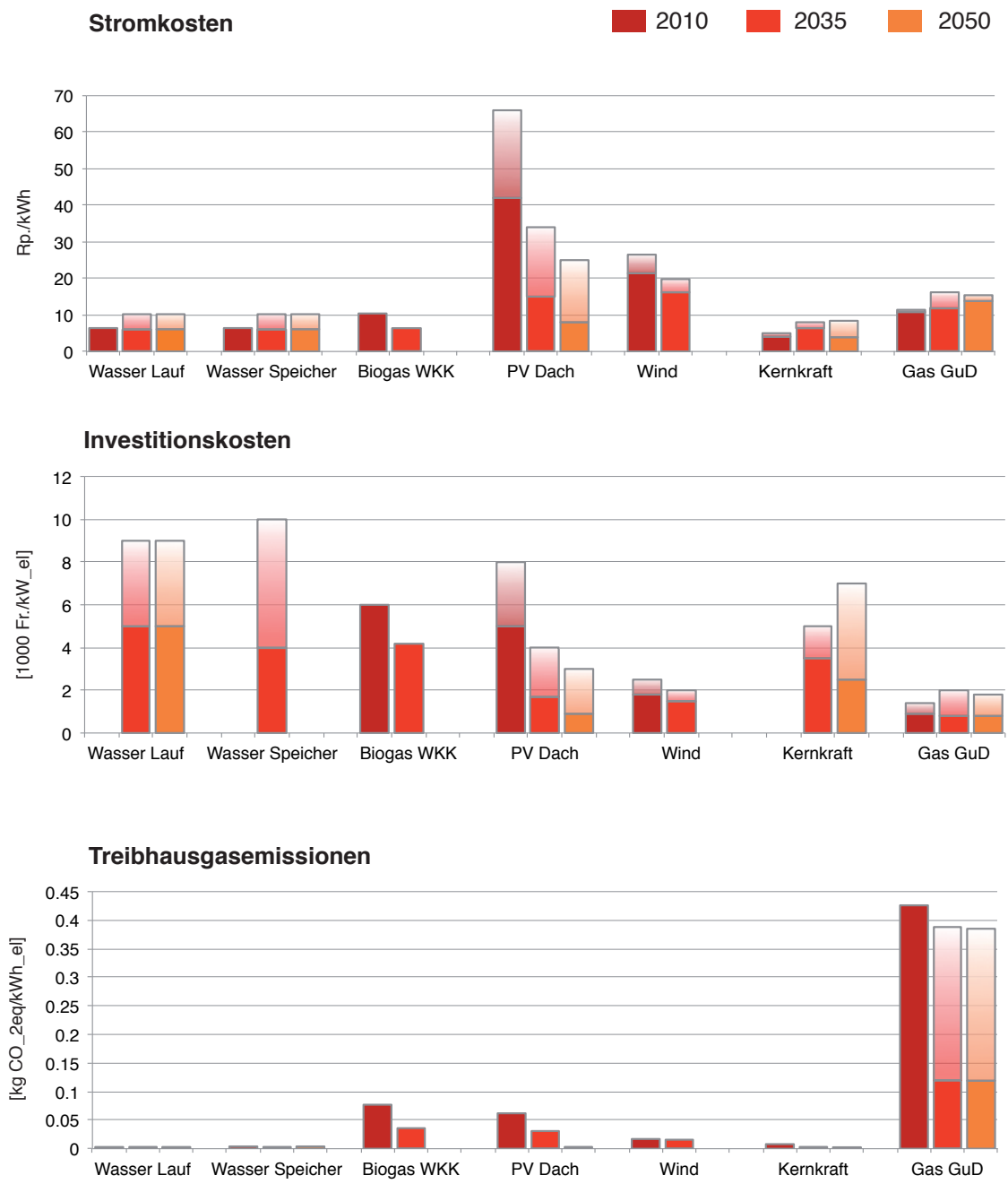


Abbildung 3.9 vergleicht ausgewählte Stromproduktionsarten unter den Gesichtspunkten Investitionskosten, Stromkosten und Treibhausgasemissionen für die Jahre 2010, 2030 und 2050. Die helleren Farbtöne geben die Bandbreite an. Die tiefen GuD-Emissionswerte und entsprechend höheren Kosten resultieren von Anlagen mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung.
(Quelle: Energie-Spiegel 2010)

Regelenergie. Die erforderliche Regelleistung muss in derselben Grössenordnung bereitgestellt werden wie die installierte Leistung des stochastisch erzeugten Stroms.

Perspektiven 2050

Der Bundesrat hat am 25. Mai 2011 beschlossen, dass die Kernkraftwerke im Inland mit einer Jahresproduktion von 25.2 TWh (2010) nicht er-

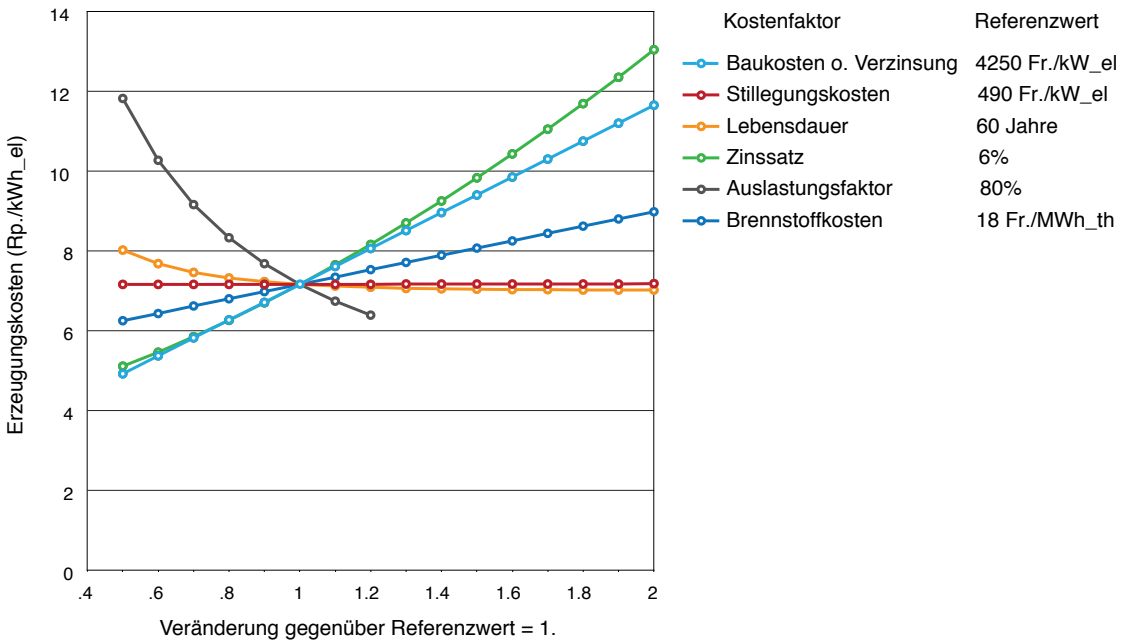


Abbildung 3.10: Kostensensitivität wichtiger Kostenfaktoren am Beispiel der Kernenergie mit Referenzwert für die Erzeugungskosten von 7.2 Rp./kWhel In diesem Bespiel verdoppeln sich die Kosten pro erzeugte kWh Strom beinahe, wenn die Auslastung von 80 auf 60 % sinkt. Wenn die Anlagekosten oder deren Verzinsung zunehmen, erhöhen sich die Produktionskosten ebenfalls sehr rasch. (Hirschberg 2012)

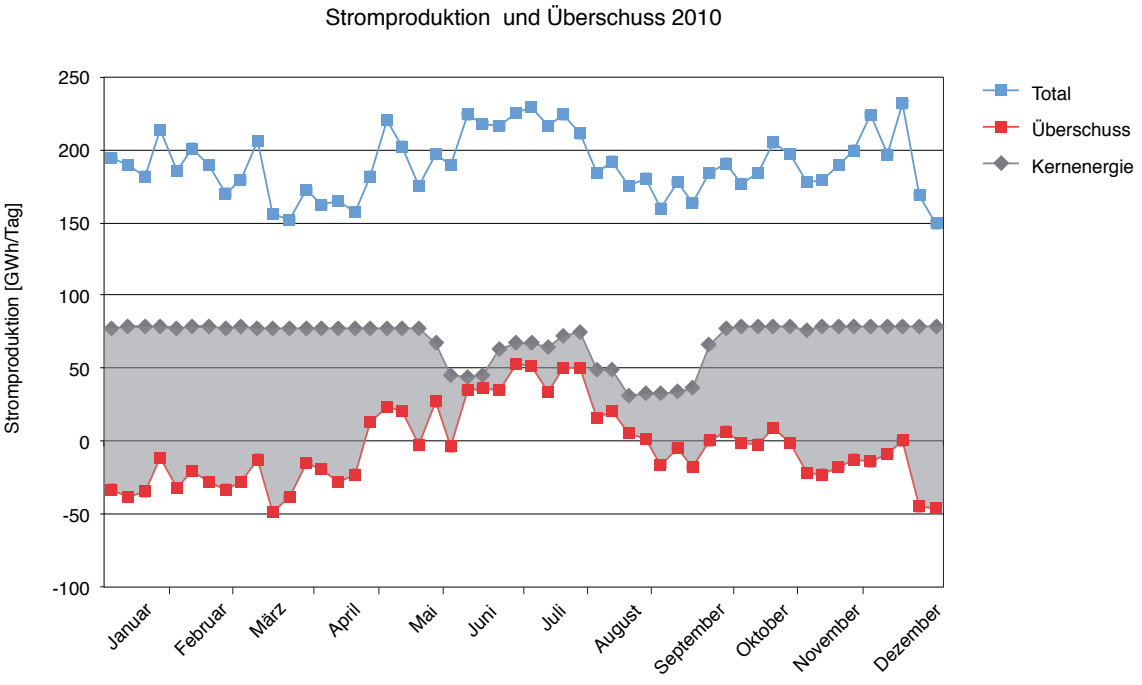


Abbildung 3.11: Wochengemittelte totale Stromproduktion (blau) im Jahr 2010. Zwischen April und August produzierte die Schweiz mehr Strom als sie verbrauchte (rot). Ohne KKW-Anteil (grau) hätte über das ganze Jahr hinweg eine Stromlücke bestanden (graue Fläche). (BFE 2011d)

Förderinstrumente für die erneuerbare Stromproduktion

Der Entscheid, in der Schweiz keine neuen Kernkraftwerke zu bauen, erfordert einen massiven Umbau des Energiesystems der Schweiz. Wenn überdies die Treibhausgasemissionen in den nächsten 40 Jahren auf 20 % der heutigen Emissionen reduziert werden sollen, ist es unumgänglich, die erneuerbaren Energien zu fördern sowie die Energieeffizienz zu steigern. Um dies zu erreichen, kommen marktwirtschaftliche Massnahmen, steuerliche Eingriffe oder gesetzliche Vorgaben in Frage.

Zu den wichtigsten Förderinstrumenten gehören die Einspeisevergütung, das Bonusmodell und die Quotenregelung für Stromfirmen (SATW 2012). Diese können durch flankierende Massnahmen wie steuerliche Begünstigungen, Investitionsbeiträge und Kreditverbilligungen unterstützt werden.

Einspeisevergütung
Die produzierte Strommenge aus erneuerbaren Energien wird dem Produzenten zu einem festgelegten Preis pro kWh abgekauft und es besteht eine Abnahmeverpflichtung. In der Schweiz sieht die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) für Wasserkraft, Photovoltaik, Windenergie, Geothermie und Biomasse feste Vergütungstarife vor, die über die Lebensdauer erhalten bleiben. Aufgrund des technologischen Fortschritts werden die Tarife mit zunehmender Marktreife angepasst.

Bonusmodell
Neben dem schwankenden Stromabnahmepreis wird dem Stromproduzenten je nach Technologie ein Betrag entrichtet. Es besteht jedoch keine Abnahmeverpflichtung, sodass der Produzent einen Teil des Risikos trägt.

Quotenregelung inklusive Zertifikatehandel
Der Staat legt fest, wie gross der Anteil an erneuerbaren Energien an der Strommenge sein soll. Daraus leitet er für jeden Anbieter einen entsprechenden Anteil ab. Der Strompreis passt sich dem Angebot so weit an, bis die Quote erreicht wird. Alternativ kann der Unternehmer erneuerbare Energien über einen Zertifikatehandel hinzukaufen. Bei Nichterfüllen ist eine Strafe zu entrichten. Sie bildet faktisch die Obergrenze des Zertifikatepreises.

Steuerliche Begünstigungen
Auf kantonaler Ebene werden teilweise erneuerbare Produktionsanlagen steuerlich begünstigt.

Investitionsbeiträge und Kreditverbilligungen
Verschiedene Kantone und Stromanbieter unterstützen Anlagen zur Produktion erneuerbarer Energien, indem sie beispielsweise für Solaranlagen Investitionsbeiträge entrichten. Daneben bieten mehrere Kantonalbanken vergünstigte Kredite.

setzt werden sollen. Im Jahr 2010 summierte sich der Strombedarf der Schweiz auf 64.3 TWh. Gemäss Kapitel 2 könnte er im Jahr 2050 zwischen 58 TWh und 68 TWh betragen. Um diesen Strombedarf durch erneuerbare Energien im Inland ohne Kernkraft decken zu können, müssen neben den Photovoltaikanlagen auf Gebäuden weitere Anlagen in der Landschaft oder eine grosse Zahl von Geothermieanlagen erstellt werden oder der Stromverbrauch bedeutend drastischer gesenkt werden als in Kapitel 2 dargestellt. Um die stochastische Natur der neuen erneuerbaren Energien auszugleichen, sind Regelleistungen von deutlich mehr als 10 GW (Überschussspeicherung) und etwa 10 GW Stromproduktion (Spitzenbedarf) erforderlich. Heute sind in der Schweiz 1,5 GW Pumpenleistung und 1,8 GW Turbinenleistung aus Pumpspeicherkraftwerken verfügbar (vgl. Tabelle 3.1). Die Installation lokaler Speicher am Ort der Erzeugung der erneuerbaren Energie könnte das sich abzeichnende

Speicherproblem entschärfen. Zudem sind saisonale Speicherkapazitäten von mehr als 10 TWh insbesondere wegen der Minderproduktion der Photovoltaik im Winter erforderlich (vgl. Abbildung 3.5), da diese Minderproduktion in der Schweiz nur zu einem geringen Teil mit Windkraft kompensiert werden kann (a+ Raum Energie 2012).

Die Stromnachfrage ohne Kernkraft auch in Zukunft zu decken und gleichzeitig aus Klimaschutzgründen den CO_2-Ausstoss bis 2050 auf rund 20 % der heutigen Emissionen zu senken und dies zu möglichst geringen Kosten, ist eine gewaltige Herausforderung. Damit die dazu notwendigen Entscheide gefällt werden können, müssen von Seiten der Wissenschaft Modelle entwickelt werden, welche die verschiedenen zentralen und dezentralen Stromproduktionsarten, die Importe und Exporte wie auch den Verbrauch und die Belastung der Übertragungsleitungen mit der erforderlichen Zeitauflösung simulieren können. Diese Simulationen müssten technische, ökonomische, gesellschaftliche und politische Faktoren (Förderinstrumente siehe Kasten) einbeziehen und klimabedingte Änderungen berücksichtigen.

Literatur

a+ Raum-Energie 2012: Lösungsansätze im Konfliktfeld erneuerbare Energien und Raumnutzung, Akademien der Wissenschaften Schweiz (2012). www.proclim.ch/news?2403

BFE 2011d: Wochenbericht 2010 Stromproduktion und Verbrauch, BFE 2011. www.proclim.ch/news?2416

Energie-Spiegel 2010: Nachhaltige Elektrizität: Wunschdenken oder bald Realität, Hirschberg, S., Bauer, C., Schenler, W., & Burgherr, P, Energie-Spiegel Nr. 20, Villigen PSI 2010. www.proclim.ch/news?2390

ETS 2009 (Energie Trialog Schweiz 2009): Energie-Strategie 2050 – Impulse für die schweizerische Energiepolitik. Grundlagenbericht. Zürich. 144 Seiten. www.proclim.ch/news?877

SATW 2012: Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien: Instrumentenanalyse. Schlussbericht 2012. www.proclim.ch/news?2396

4 Stromübertragung und Stromspeicherung

Autoren

Experten: Göran Andersson, ETH Zürich; Christof Duthaler, Swissgrid; Klaus Fröhlich, ETH Zürich; Werner Graber, axpo; Michael Höckel, FH Biel; Wolfgang Kröger, ETH Zürich; Martin Michel, Bundesamt für Energie; Christian Schaffner, Bundesamt für Energie; Hans-Jörg Schötzau, Unterentfelden; Renato Tami, ElCom; Hansruedi Zeller, consenec AG; Niklaus Zepf, axpo

Steuerungsausschuss: Irene Aegerter, SATW; Gebhard Kirchgässner, Universität St. Gallen; Andreas Zuberbühler, SATW

In der politischen Diskussion um die künftige Stromversorgung wurden bis vor kurzem Netzfragen kaum angesprochen. Allenfalls geben Projekte für neue oder zu verstärkende Hochspannungsleitungen zu reden. Die Probleme der Elektrizitätsversorgung werden in erster Linie bei der Stromverfügbarkeit sowie bei den Stromkosten gesehen. Dieses Kapitel zeigt auf, welche Herausforderungen sich national und international beim Aufbau eines nachhaltigen Elektrizitätssystems in Bezug auf das elektrische Übertragungs- und Verteilnetz ergeben. Ohne substanzielle Investitionen in ein gleichermassen leistungsfähiges wie effizientes Netz sowie ohne Änderungen bei den Bewilligungsverfahren wird das Ziel eines nachhaltigen Elektrizitätsversorgungssystems nicht erreichbar sein. In den folgenden Abschnitten werden das heutige Stromnetz, die Strommarktliberalisierung, zukünftige Netzanforderungen, Regulierungsprobleme, technische Innovationen, Konfliktpotenziale sowie Handlungsoptionen beschrieben.

4.1 Das elektrische Netz

Das elektrische Netz verbindet die Verbraucher – private Haushalte und Wirtschaft – mit den Produzenten (Kraftwerke). Einerseits bildet das Netz die technische Grundlage, um die Verbraucher mit Strom zu versorgen; andererseits ermöglicht es Vertrieb und Handel. In der Diskussion über die Zukunft der Netze sind u.a. die Themenfelder Infrastruktur, Betrieb, Instandhaltung, Erneuerung und Ausbau zu unterscheiden.

Das elektrische Netz ist ein erheblicher Kostenfaktor. Dies wurde in der Schweiz in der jüngeren Diskussion zum Thema Strompreise sowie durch Bundesgerichtsentscheide breiten Bevölkerungskreisen bewusst. Im Hinblick auf die Herausforderungen, die beim Aufbau eines nachhaltigen Elektrizitätssystems bewältigt werden müssen, muss die oben beschriebene Doppelfunktion des Netzes berücksichtigt werden. Probleme und Innovationen können sowohl auf der technischen Seite als auch durch Veränderungen auf

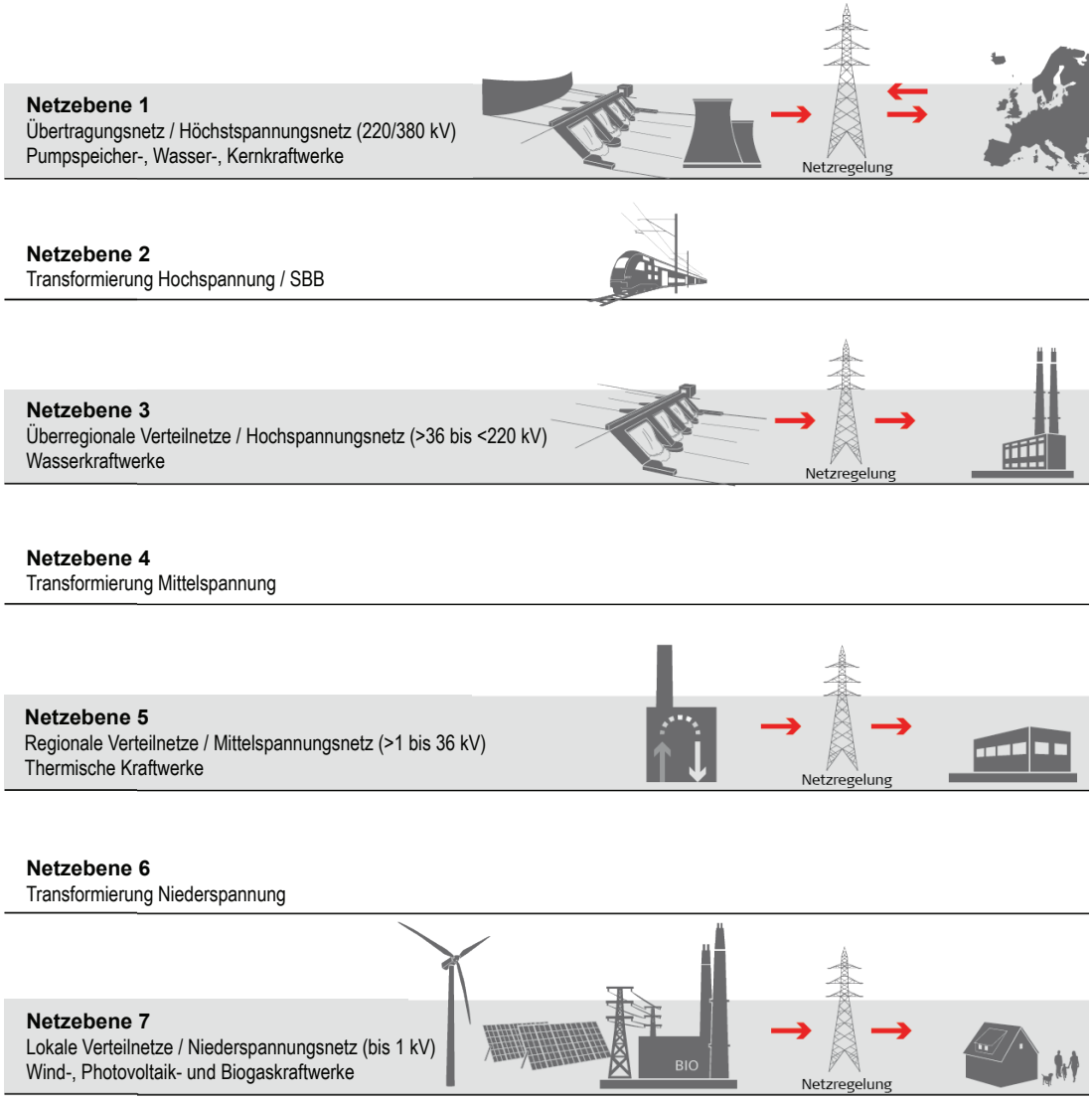


Abbildung 4.1: Darstellung des Elektrizitätsnetzes in der Schweiz mit seinen sieben Ebenen.

der Marktseite entstehen. So haben Veränderungen bei der Produktion, beispielsweise durch den Bau grosser Windparks, technische Auswirkungen auf das Netz, während die europäische Strommarktliberalisierung auf die Handelsfunktion des Netzes Einfluss nimmt. Sowohl bei der Produktion als auch im Markt können zudem politische Steuerungsinstrumente wesentliche Auswirkungen auf die Netze haben.

4.2 Das heutige schweizerische Stromnetz und der notwendige Ausbau

Abbildung 4.1 zeigt die hierarchische Struktur des schweizerischen Stromnetzes mit den sieben Netzebenen. Diese Unterteilung wird auch für die Berechnung der Durchleitungstarife verwendet. Bei den Ebenen 1, 3, 5 und 7 handelt es sich um die eigentlichen Netze. Die Transformierung zwischen den Netzen unterschiedlicher Spannung findet auf den Ebenen 2, 4 und 6 statt.

Die lokalen Netze, über die vor allem Haushalte, kleinere Gewerbebetriebe und die Landwirtschaft mit Strom versorgt werden (Netzebene 7 Niederspannungsnetz) und die regionalen Verteilnetze (Netzebene 5 Mittelspannungsnetz) weisen eine Länge von rund 250 000 Kilometern auf – sechsmal der Erdumfang. Davon werden rund 80 % unterirdisch verlegt. Die Netzeinspeisung aus dezentra-

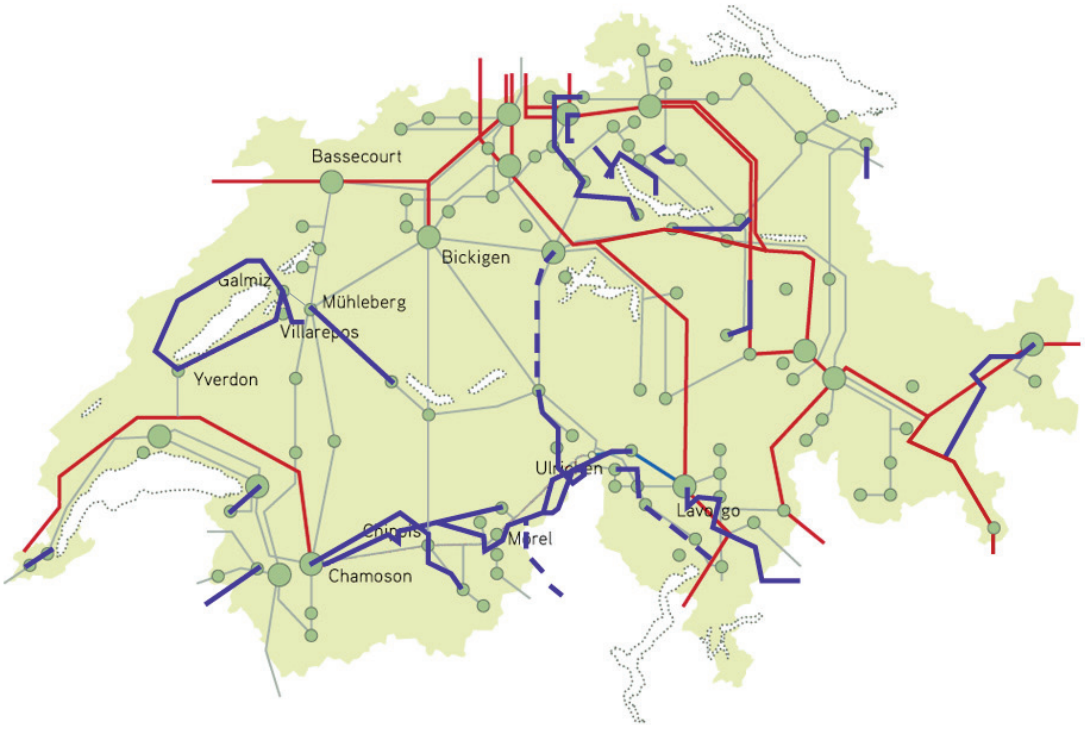


Abbildung 4.2: Schematische Darstellung des schweizerischen Höchstspannungsnetzes: dünne graue Linien: 220 kV-Leitungen; dicke rote Linien: 380 kV-Leitungen; blau ausgezogen: geplanter Ausbau gemäss Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL); blau gestrichelt: weiterhin bestehende Kapazitätsengpässe. (Swissgrid)

ler Erzeugung mit geringer Leistung erfolgt in der Regel auf der Netzebene 7.

Wind- und Biomassekraftwerke können auch ins Mittelspannungsnetz (Netzebene 5) einspeisen.

Das Schweizer Übertragungsnetz ist rund 6700 Kilometer lang. Das 220-kV-Höchstspannungsnetz umfasst gegen 5000 Kilometer, das 380-kV-Höchstspannungsnetz ist rund 1780 Kilometer lang; davon sind weniger als 1 % verkabelt.

Das schweizerische Übertragungsnetz entstand aus der Notwendigkeit, den Strom aus den Kraftwerken an den Flüssen oder in den Alpen zu den Verbrauchern – vorwiegend im schweizerischen Mittelland – zu transportieren. Die Netze waren primär auf die Belieferung der ehemaligen Monopol-Versorgungsgebiete der einzelnen Elektrizitätswerke und damit auf inländische Bedürfnisse ausgerichtet.

Bereits ab 1950 begann man damit, auch grenzüberschreitende Leitungen für den Energieaustausch mit Deutschland, Frankreich und Italien sowie später auch mit Österreich zu bauen. Der Stromaustausch diente der Optimierung der Produktionskapazitäten, der Reduktion des Reservebedarfs der beteiligten Verbundunternehmen und dem Handel. Die grossen Schweizer Elektrizitätswerke nutzten diesen Austausch lange für die Verwertung der früher regelmässig anfallenden Überschüsse – hauptsächlich von Wasserkraft im Sommer – aber auch zur Erhöhung der Versorgungssicherheit. Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft konnte dabei ihre Stärke, die Leistungsreserven, nutzen und wertvollen Spitzenstrom gegen billige Bandenergie tauschen. Die grenzüberschreitenden Leitungen dienen seit langem auch dem Stromimport aus französischen Kernkraftwerken sowie zeitweise auch aus ausländischen Kohlekraftwerken. In den letzten Jahren kamen aufgrund der hohen Photovoltaik-Einspeisung in Süddeutschland und Norditalien vermehrt auch Importe aus erneuerbaren Energien dazu, welche netztechnisch bereits heute grenzüberschreitend grosse Herausforderungen darstellen.

Das Höchstspannungsnetz als Rückgrat der Stromversorgung ist entscheidend für eine leistungsfähige Stromübertragung, die Regelung und damit auch für

die Stabilität des Netzes. Gleichzeitig dient es auch dem Stromaustausch mit dem Ausland. Es ist der sichtbarste Teil des Stromnetzes. Gegen Ausbauvorhaben von Freileitungen entsteht in der Regel massiver und tendenziell zunehmender Widerstand aus der betroffenen Bevölkerung.

Wegen der Strommarktliberalisierung, der Zunahme des Stromverbrauchs in der Schweiz, des teilweise unzureichend koordinierten Netzausbaus, der aktuellen Marktgestaltung bei der Kapazitätsvergabe und den Verzögerungen beim Netzausbau kommt das bestehende Stromnetz immer mehr an seine technischen Grenzen.

Der Netzplan in Abbildung 4.2 zeigt die wichtigsten Schwächen des schweizerischen Höchstspannungsnetzes: Es fehlen leistungsfähige Ost-West-Verbindungen, und die Kapazität im Wallis genügt heute für den Abtransport der dort erzeugten Elektrizität nicht. Daneben besteht auch ein Ausbau- und Verstärkungsbedarf für andere Leitungen, nicht zuletzt für jene der SBB, welche eine andere Frequenz haben (16,7 statt 50 Hertz). Neben diesem Bedarf an neuen Kapazitäten stehen auch Erneuerungen an, da grosse Teile des Übertragungsnetzes mittlerweile ein erhebliches Alter erreicht haben, wurden doch viele Leitungen des 220-kV-Höchstspannungsnetzes vor 40 oder mehr Jahren gebaut.

Im März 2009 hat der Bundesrat das strategische Netz für die allgemeine Stromversorgung und die Bahnstromversorgung sowie die bis 2015 zu realisierenden Leitungsbauprojekte im Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) festgelegt. Damit hat er unterstrichen, wie wichtig der Netzausbau für die Versorgungssicherheit der Schweiz ist. Die zeitnahe Realisierung des in Abbildung 4.2 dargestellten Ausbaubedarfs ist erforderlich, damit bestehende Engpässe vermieden werden können. Diese entstehen, wenn die nachgefragte Transportleistung grösser ist als die zur Verfügung stehende technisch limitierte Kapazität einer Leitung. Die Herausforderung besteht nicht nur darin, Investitionen in Milliardenhöhe zu tätigen. Bei verschiedenen Leitungsprojekten zeigte sich auch, dass die bisher geltenden Bewilligungsverfahren für neue Leitungen zu lange dauern. Es ist daher notwendig, die Bewilligungsverfahren zu straffen, damit der Ausbau zeitgerecht umgesetzt und die Erneuerung des Übertragungsnetzes gewährleistet werden kann.

Mit dem Ausbau der Leitungen und der übrigen erforderlichen Anlagen soll jederzeit ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet werden können. Die Versorgungssicherheit ist aber nicht der einzige Gesichtspunkt, der für diese Investitionsentscheide massgeblich ist. Vor allem beim Höchstspannungsnetz gibt es auch gewichtige ökonomische und ökologische Aspekte. Ein Netzausbau verursacht zwar zusätzliche Netzkosten, er ermöglicht aber gleichzeitig auch bessere Absatzmöglichkeiten und damit eine höhere Wertschöpfung für die Stromproduzenten und -händler. Allerdings werden heute die Transitkosten, die beim Stromtransport durch die Schweiz anfallen, nur teilweise abgegolten, so dass die inländischen Stromkonsumenten für diese Leistungen bezahlen müssen. Dies kommt einer Sozialisierung der Transitkosten gleich. Neue oder leistungsstärkere Leitungen führen zu Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes und zu elektromagnetischen und elektrischen Feldern. Daraus entstehen Begehren, die Leitungen durch Verkabelung in den Untergrund zu legen, was wiederum zu höheren Investitionskosten führen würde. Der Zielkonflikt zwischen Kostenminimierung, Versorgungssicherheit, Marktzugang und Umweltanforderungen muss bei jedem Investitionsvorhaben neu ausbalanciert werden. Dabei ist zu beachten, dass ein leistungsfähiges Netz nicht nur für die Konsumenten und die Elektrizitätswirtschaft von Vorteil ist, sondern auch eine erhebliche volkswirtschaftliche Bedeutung hat. Eine bewusste Inkaufnahme von Schwachstellen im Netz wäre deshalb unverantwortlich.

Für Wirtschaft und Gesellschaft ist ein funktionierendes Übertragungsnetz äusserst wichtig. Investitionen in das Stromnetz sind deshalb auch Investitionen in die Zukunft des Wirtschaftsstandortes Schweiz. Ein Blackout hat riesige gesamtwirtschaftliche Konsequenzen. Gemäss Swissgrid werden die Folgekosten eines Stromausfalls je nach Bewertung auf 8 bis 30 Millionen Franken pro Minute bezif-

fert. Würde es zu einem ganztägigen Stromausfall in der Schweiz kommen, könnte dies Kosten in der Höhe des zwei- bis siebenfachen der budgetierten Netzinvestitionskosten zur Folge haben.
Wird das Netz gemäss SÜL ausgebaut, werden wesentliche Kapazitätsengpässe des schweizerischen Höchstspannungsnetzes behoben sowie die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität verbessert. Wie ebenfalls in Abbildung 4.2 gezeigt wird, bleiben aber trotzdem Engpässe bestehen. Zudem ist zu erwarten, dass der verstärkte Handel aufgrund der Strommarktliberalisierung, die zunehmende Einspeisung aus stochastischen Quellen (Wind, Sonne) und der steigende Anteil des Stroms am gesamten Energieverbrauch die Anforderungen an das Netz weiter erhöhen werden. Soll in der Schweiz die Photovoltaik ähnlich stark ausbaut werden wie in Deutschland, müsste auch das Verteilnetz weiter ausgebaut werden – mit den entsprechenden Kostenfolgen.

4.3 Auswirkungen der Strommarktliberalisierung

4.3.1 Der europäische Kontext

Für die Europäische Union war die Verwirklichung eines wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkts ein wichtiger Schritt zur Vollendung des EU-Energiebinnenmarkts. Ziel war, die Versorgungssicherheit und die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft zu verbessern. Im Anhang 1 findet sich eine Chronologie der Liberalisierung in der EU. Ein funktionierender Binnenmarkt erfordert ein leistungsfähiges Netz. Diese Voraussetzung ist heute nur zum Teil erfüllt: In grossen Teilen Europas existieren grenzüberschreitende, aber auch inländische Kapazitätsengpässe im Übertragungsnetz. Daraus resultieren fragmentierte Energiemarkt-Regionen. Die Engpässe in den Übertragungsnetzen werden durch Auktionen der grenzüberschreitenden Übertragungsnetzkapazitäten bewirtschaftet. Ein umfassender europäischer Strommarkt, in dem jeder Kunde bei jedem Produzenten Strom kaufen kann, besteht heute noch nicht – auch wenn internationale Handelsgeschäfte quer durch Europa getätigt werden. Die EU und insbesondere Deutschland haben jedoch erkannt, dass die ambitiösen Ausbaupläne erneuerbarer Energiequellen nur sinnvoll realisiert werden können, wenn gleichzeitig die Netze massiv ausgebaut werden und an die entsprechenden Speicherkapazitäten gekoppelt werden. Gemäss der Dena-Netzstudie II benötigt allein Deutschland mehr als 3000 km neue Leitungen.

4.3.2 Das Netz im liberalisierten Markt

Mit der Strommarktöffnung soll den Konsumenten ermöglicht werden, den Lieferanten sowie die Art und die Herkunft des benötigten Stroms selber zu bestimmen. Dazu ist die Trennung von Produktion, Transport und Handel respektive Vertrieb notwendig. Das entscheidende Instrument zur Marktöffnung ist der diskriminierungsfreie Zugang der Produzenten und Konsumenten zum Netz.
Ökonomisch betrachtet sind Stromnetze weitgehend natürliche Monopole, denn es wäre weder ökonomisch noch ökologisch sinnvoll, parallele Netze zu erstellen. Beim Netz ist Konkurrenz nur in Ausnahmefällen möglich, z.B. bei Netzgebietsgrenzen, wenn verschiedene Netzbetreiber aufeinander stossen. Das Netz muss deshalb vom Staat bzw. auf europäischer Ebene reguliert werden, damit Marktverzerrungen zu Gunsten der Netzbesitzer und Monopolgewinne verhindert werden können. Markt entsteht nur auf der Produktions- und auf der Konsumebene. Ein sicheres und kostengünstiges Netz kann aber durchaus einen Standortvorteil darstellen. Ein einzelner Anbieter kann die erforderliche Leitung effizient erstellen; käme ein zweiter dazu, würde dies die Kosten unnötigerweise in die Höhe treiben. Dies gilt für alle Endverbrauchernetze: Niemand käme auf die Idee, alle Haushalte einer Gemeinde an zwei konkurrierende Elektrizitätsnetze anzuschliessen. Auch die überregionalen Verteilnetze innerhalb der Schweiz stellen ein natürliches Monopol dar.
Natürliche Monopole sind ökonomisch betrachtet dann unproblematisch, wenn es potenzielle Einsteiger gibt, die den Anbieter in diesem Markt zur Preisdisziplin zwingen. Wegen der prohibitiv hohen Markteintrittskosten ist diese Situation bei den

Stromnetzen nicht gegeben. Dies aber lädt dazu ein, die Monopolsituation auszunutzen, indem Monopolpreise festgesetzt werden, mit denen die Konsumenten wie auch die Stromproduzenten belastet werden. Möglicherweise werden einzelne Produzenten auch diskriminiert. Da alle Produzenten die gleichen fairen Bedingungen haben sollten, um ihren Strom zu den Konsumenten zu transportieren, müssen alle Netze reguliert werden. Die Regulierungen können die Preise, die Kosten, die Investitionen und die Qualität der zur Verfügung gestellten Leistungen vorschreiben.

Die Endverteilernetze und das Höchstspannungsnetz befinden sich weitgehend in der öffentlichen Hand. Die Höhe der Netznutzungsentgelte für das Übertragungs- und das Verteilnetz werden durch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) überwacht. Das Übertragungsnetz in der Schweiz wird durch die nationale Netzgesellschaft Swissgrid betrieben. Dabei ist wichtig, dass die Netzgesellschaft völlig unabhängig von den Stromproduzenten, den Händlern und den regionalen Verteilern ihre Aufgaben wahrnehmen kann.

4.3.3 Investitionsdilemma Leitungsbau

Die Liberalisierung stellt ein noch nicht endgültig gelöstes Investitionsdilemma für den notwendigen Leitungsbau dar. Während in einem geschlossenen oder stark regulierten Markt eine Leitung typischerweise vom Investor selbst exklusiv genutzt wird (bzw. Teile der Übertragungskapazität an Drittnutzer verkauft oder vermietet werden), muss im liberalisierten Markt das Stromnetz sämtlichen Nutzern zu gleichen Bedingungen zugänglich sein. Ein Investor, der das Investitionsrisiko trägt, will jedoch mit dem Bau einer neuen Leitung eine angemessene Rendite erzielen. Grundsätzlich gibt es hierfür zwei Ansätze: Die Leitung kann entweder vom Netzbetreiber gebaut, in die regulierten Netzkosten aufgenommen und über die Tarife finanziert werden, oder aber die Leitung wird als sogenannte «Merchant Line» von privaten Investoren gebaut und über die erzielten Engpassrenten finanziert, indem der Preisunterschied zwischen zwei Marktgebieten ausgenutzt wird. Erfahrungen mit einzelnen Merchant Lines in Europa zeigen, dass dies keine Perspektive für die Zukunft ist. In der EU und in der Schweiz werden solche Merchant Lines durch Leitungen abgelöst, die durch den Übertragungsnetzbetreiber gebaut werden, anstatt durch einzelne Energieversorger.

Die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes inkl. eines angemessenen Betriebsgewinns sind anrechenbare Kosten gemäss Art. 15 des Stromversorgungsgesetzes. Für die bestehende Netzinfrastruktur hat die ElCom Grundsätze in Bezug auf den Investitionsschutz festgelegt. Grundsätzlich sollte der Ausbau der Netze demnach mit dem Ausbau und der Art der Produktion korrespondieren. Netztechnisch am einfachsten zu handhaben wäre eine ausgeglichene Energiebilanz der einzelnen Regelzonen, wie dies früher weitgehend der Fall war. Die Stromflüsse steigen wegen des internationalen Stromhandels und weil gewisse Länder und Regionen immer stärker von Stromimporten abhängig werden. Die Übertragungsleitungen wurden bis jetzt aber nicht entsprechend verstärkt. Zudem entstehen leistungsstarke regionale Windparks mit stochastischer Produktion, für die der Transport der erzeugten Elektrizität in die Verbrauchszentren sichergestellt werden muss und die zu einem höheren Netzregelungsbedarf führen.

Im liberalisierten Strommarkt werden die Lastflüsse wesentlich durch die Produktions- und Grosshandelspreise bestimmt. Das Höchstspannungsnetz muss zusätzliche handelsbestimmte Belastungen übernehmen, die starken geografischen und zeitlichen Schwankungen unterworfen sind. Die Folge ist eine hohe Belastung der Netze, und die Anzahl der Verletzungen des N-1 Sicherheitsprinzips nehmen zu (N-1 Sicherheitsprinzip: Das Netz muss auch stabil bleiben, wenn das grösste Kraftwerk oder die stärkste Leitung ausfällt.). Die Liberalisierung des Strommarktes brachte eine systemimmanente Entkopplung der physikalischen und kommerziellen Stromflüsse, das heisst eine Entkopplung der effektiven Lastflüsse, die sich gemäss den physikalischen Gesetzen einstellen, von den kommerziellen Lastflüssen, die durch die

Transaktionen des Stromhandels entstehen. Die erhöhte Nachfrage nach Strom, der europaweite Stromhandel und die Einspeisung aus stochastischen Quellen führen zu einem häufigeren Betrieb des Netzes an den physikalischen Grenzen und zu einem erhöhten Koordinationsbedarf zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Marktteilnehmern. Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid hat gemeinsam mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern Massnahmen vereinbart u.a. «Redispatch» (Beeinflussung von Kraftwerksleistung durch den TSO (Transmission System Operator, Übertragungsnetzbetreiber) zur Behebung von Netzengpässen), um die Netzstabilität jederzeit zu gewährleisten.

4.3.4 Auswirkungen auf die Schweiz

Da die schweizerische Elektrizitätswirtschaft im europäischen Strommarkt eine aktive Rolle spielt, konnte sich die Schweiz der Liberalisierung in Europa nicht entziehen. Im Hinblick auf die Marktöffnung senkten verschiedene Elektrizitätsversorgungsunternehmen EVU die Strompreise. Ein erster Vorschlag zur Liberalisierung, das Elektrizitätsmarktgesetz (EMG), wurde in einer Volksabstimmung am 22. Sept. 2002 verworfen. Mitte 2003 entschied das Bundesgericht (BGE 129 II 497: EEF (Entreprises Electriques Fribourgeoises) gegen Watt/Migros), dass eine Marktöffnung auf der Basis des Kartellgesetzes grundsätzlich möglich sei. In der Folge wurde ein zweiter Anlauf zur Liberalisierung des Strommarkts unternommen. Mit dem Inkrafttreten des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) am 1. Januar 2008 schuf die Schweiz eine nicht vollständig, aber doch weitgehend mit dem EU-Recht kompatible Gesetzesgrundlage. Aus politischen Gründen wurde die Marktöffnung zweistufig konzipiert: In einer ersten fünfjährigen Periode wird nur den Konsumenten mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh ein freier Marktzutritt gewährt; frühestens ab Anfang 2014 kann der Netzzugang auch von allen übrigen Stromkonsumenten beansprucht werden. Dazu ist allerdings das Inkrafttreten eines Bundesbeschlusses erforderlich, der dem fakultativen Referendum untersteht.

Der Start der schweizerischen Strommarktliberalisierung erfolgte in einer Phase steigender Strompreise. Die in der Schweiz politisch an die Gestehungskosten gebundenen Elektrizitätstarife sind meist tiefer als die Preise am Strommarkt; deshalb ziehen es viele marktzugangsberechtigte Grosskonsumenten vor, sich weiterhin vom bisherigen Lieferanten versorgen zu lassen. Ein eigentlicher schweizerischer Elektrizitätsmarkt existiert also aus zwei Gründen noch nicht: Die Kleinkonsumenten haben noch keinen Marktzugang, und jene, die den Markt nutzen könnten, tun dies aus ökonomischen Gründen nicht. Dennoch brachte die Marktöffnung gewisse Nutzen: Es wurde per 1. Januar 2009 eine Regelzone Schweiz etabliert (die bisherigen 7 Bilanzzonen wurden aufgehoben), die Transparenz der Netzkosten und der Systemdienstleistungen wurde verbessert und die Übertragungsnetze der Überlandwerke wurden in eigene Netzgesellschaften ausgegliedert, die nun per 1. Januar 2013 in die nationale Netzgesellschaft Swissgrid AG überführt werden können. Mittelfristig sollten diese Anpassungen Effizienz- und Skaleneffekte bringen und die Planung und Koordination, sowohl beim Ausbau und Betrieb des Übertragungsnetzes, vereinfachen und verbessern.

Die Netze verursachen je nach Versorgungsgebiet und Spannungsebene die Hälfte bis zwei Drittel der gesamten Stromkosten. Die Tarife des Übertragungsnetzes sind schweizweit gleich, jene der Mittelspannungs- und Verteilnetze schwanken regional stark. Damit wird der Netznutzungspreis, der von den Stromkonsumenten zu bezahlen ist, zu einem gewissen Standortfaktor, insbesondere für Industriebetriebe.

Immer mehr Entscheide, die für unsere Elektrizitätswirtschaft massgeblich sind, fallen nicht mehr in der Schweiz oder in den Fachgremien der europäischen Stromwirtschaft, sondern in den Gremien der EU. So sind beispielsweise die Organisation der europäischen Strommarktregulatoren und die Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), welche die privatrechtlichen Vorläuferorganisationen ETSO und UCTE ablöste, eigentliche EU-Institutionen. Staatsvertraglich geregelte Bezie-

hungen zwischen der EU und der Schweiz werden deshalb immer wichtiger. Beide Parteien haben ein Interesse an einem Energieabkommen. Mit den 2007 begonnenen Verhandlungen über ein bilaterales Strommarktabkommen soll die Schweiz nun in den liberalisierten europäischen Strommarkt eingebettet werden. Das Mandat für diese Verhandlungen wurde inzwischen auf das dritte EU-Energiepaket ausgedehnt. Es ist davon auszugehen, dass die EU eine weitgehende Anpassung der schweizerischen Energiepolitik an die europäische verlangen wird. Insbesondere steht dabei auch die Übernahme der Renewable Energy Directive (RES) zur Diskussion, die von der Schweiz analoge Zielsetzungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien fordern würde. Zudem lehnt es die EU ab, dass die Elektrizität, welche aus den schweizerischen Beteiligungen an französischen Kernkraftwerken stammt, weiterhin Vorrang bei den Transportkapazitäten erhält.

Die schweizerische Politik und die Elektrizitätswirtschaft, insbesondere der Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid, stehen vor schwierigen Verhandlungen mit der EU, die durch institutionelle Fragen zusätzlich erschwert werden. Mit ihren Pumpspeicherkraftwerken kann die Schweiz einen willkommenen Beitrag zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage (Tag/Nacht und Winter/Sommer) auf europäischer Ebene liefern. Wesentlich ist auch, dass die Transportkapazität des schweizerischen Übertragungsnetzes und die Möglichkeit zur Leistungseinspeisung nicht nur erhalten, sondern verstärkt werden und damit der Tatbeweis erbracht wird, dass die Schweiz ein unverzichtbarer Teil der europäischen Stromversorgung bleiben will. Ohne Einbettung des schweizerischen Höchstspannungsnetzes in das europäische Netz kann die Versorgungssicherheit der Schweiz weder heute noch in Zukunft gewährleistet werden.

4.4 Stromaustausch und Stromhandel

4.4.1 Die Schweiz im europäischen Stromverbund

Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft ist seit über 50 Jahren im europäischen Stromaustausch aktiv. Der Stern von Laufenburg war der Kern und in der Folge die Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg (EGL) lange das Zentrum des europäischen Stromverbunds. Die Transportkapazitäten an der schweizerischen Grenze sind, gemessen an der inländischen Stromerzeugung, im Vergleich zu anderen Ländern überdurchschnittlich gross.

Sowohl für die Versorgungssicherheit als auch für den Handel spielt der grenzüberschreitende Stromaustausch eine zentrale Rolle. Im Falle von Kraftwerksausfällen ist die Schweiz – wie jedes andere europäische Land – auf die automatische Frequenzstützung durch europäische Kraftwerke angewiesen (sogenannte Primärregelung). Diese erhöhen in einem solchen Fall ihre Produktionsleistung innerhalb von Sekunden und kompensieren so kurzfristig den Ausfall.

Während vieler Jahrzehnte war die Schweiz dank ihren Produktionsreserven Stromnettoexporteur. Der steigende Verbrauch bei gleichzeitig nur wenig

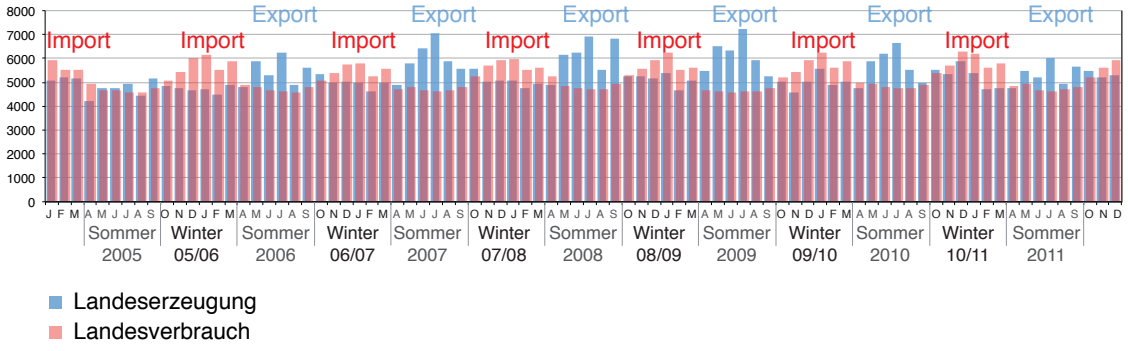
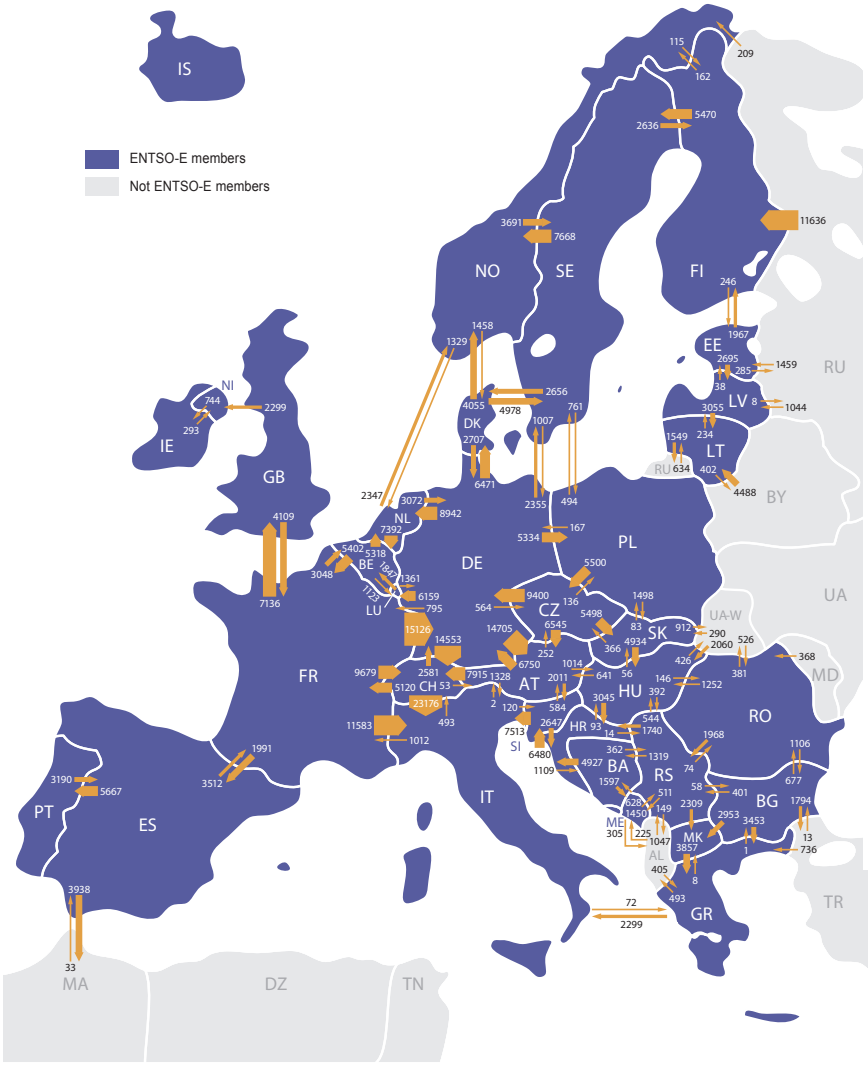


Abbildung 4.3: Schweizerische Strombilanz 2005–2011 (BFE).



Consolidated physical import and export in GWh[1]

	Import	Export
AT	22 530	19 270
BA	3 056	6 886
BE	12 287	11 843
BG	1 178	9 278
CH	32 640	30 930
CY	–	–
CZ	6 682	21 579
DE	42 171	59 878
DK	10585	11 740
EE	1 743	4 947
ES	5 214	13 117
FI	16 354	5 878
FR	19 950	48 563
GB	7 136	6 408
GR	8 523	2 801
HR	12 359	7696
HU	9 897	4 706
IE	744	293
IS	–	–
IT	45 899	1699
LT	8 177	2185
LU	7 282	3208
LV	3 973	3101
ME	2 333	2383
MK	5 270	3857
NI	2 592	744
NL	15 589	12811
NO	14441	6593
PL	6 310	7664
PT	5 667	3190
RO	1 791	4707
RS	7027	6704
SE	16 988	14728
SI	8 611	10744
SK	7 342	6295
UA_W	1719	2876

values in GWh

Sum of physical energy flows between ENTSO-E countries = 347172 GWh
Total physical energy flows = 381594 GWh

[1] Consolidated yearly values might differ from detailed flow data from the ENTSO-E database due to ex-post consolidation taking into account national statistical resources.

Abbildung 4.4: Rolle der Schweiz als Stromdrehscheibe in Europa – Grenzüberschreitende Stromflüsse im Jahr 2010 (UCTE/ENTSO-E).

wachsender Erzeugung hat dazu geführt, dass im Winterhalbjahr immer häufiger Importüberschüsse zu verzeichnen waren (vgl. Abbildung 4.3). In den Jahren 2005, 2006 und auch 2010 ergaben sich sogar über das Jahr gesehen Importüberschüsse. Die Auslandabhängigkeit wird wohl weiter zunehmen, wenn die Schweiz Kernkraftwerke vorzeitig ausser Betrieb nimmt.

Dass die Schweiz eine starke Stellung als Drehscheibe im europäischen Stromhandel einnimmt (vgl. Abbildung 4.4), liegt zum einen an ihrer geographischen Lage, zum anderen aber auch an den Übertragungsleitungen und den Leistungsreserven bei der Produktion. Von Bedeutung ist auch die Möglichkeit, hydraulisch erzeugte Elektrizität zu exportieren.

Tabelle 4.1: Netto Transferkapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarn (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E).

	In die Schweiz (MW) Winter 2010/11	**Sommer 2010**	**Aus der Schweiz (MW) Winter 2010/11**	**Sommer 2010**
Österreich	470	540	1200	1000
Frankreich	3200	3000	1100	1300
Deutschland	1500	2060	3500	4400
Italien	1810	1440	4165	3460
Total	**6980**	**7040**	**9965**	**10160**

Welche Leistungen in einem bestimmten Zeitpunkt grenzüberschreitend transferiert werden können, hängt nicht nur von den technisch bedingten Kapazitäten der Leitungen ab, sondern auch von der Leistungsfähigkeit der betroffenen Netze. Engpässe innerhalb eines Landes können den Import wie auch den Export von Energie behindern. Die Stromflüsse werden zudem wesentlich dadurch bestimmt, wo wie viel Leistung ins Netz eingespeist wird. Aus diesen Gründen sind die Transitkapazitäten zwischen zwei Nachbarstaaten je nach Flussrichtung des Stroms unterschiedlich (vgl. Abbildung 4.4). Für den kommerziellen Stromaustausch sind die Nettotransferkapazitäten (Net Transfer Capacity, NTC) die bestimmende Grösse; sie berücksichtigen die erforderlichen Sicherheitsmargen, werden für unterschiedliche Zeiträume von den zuständigen Übertragungsnetzbetreibern (TSO) ermittelt und können sich auch zeitlich ändern.

Das Übertragungsnetz muss neben den inländischen auch den ausländischen Anforderungen genügen. Die europäischen Anforderungen an das künftige Netz und die längerfristigen Lastflussszenarien sind allerdings noch unklar. Die Energiepolitik der Nachbarstaaten – wie etwa der Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie – haben auch einen Einfluss auf die künftigen Anforderungen an die Netzinfrastruktur.

Die Planung des schweizerischen Stromnetzes muss daher in den europaweiten Planungsprozess eingebettet werden, der im Rahmen des «Ten Year Network Development Plans» der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) stattfindet. Die EU-Verordnung 714/2009 gibt vor, dass ENTSO-E alle zwei Jahre einen zehnjährigen, nicht bindenden und EU-weiten Netzentwicklungsplan (inkl. einer Prognose der Produktionskapazitäten über diesen Zeitraum) vorzulegen hat. Nicht nur die Schweiz, sondern auch die EU-Staaten haben einen grossen Ausbaubedarf bei ihren Übertragungsnetzen. Zudem müssen zwischen einigen Ländern die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten verstärkt werden.

Der Ausbau und die Erneuerung des Schweizer Stromnetzes sind mit hohen Kosten verbunden. Dabei stellt sich die Frage der Finanzierung bzw. Kostenaufteilung zwischen den Akteuren im Markt. Um die inländischen Verbraucher nicht übermässig zu belasten, und um den Kraftwerksinvestoren bzw. -betreibern Anreize für die effiziente Wahl von Technologien, Standorten und Produktion zu vermitteln, ist auch die Einführung eines Netztarifes für die Einspeisung von Strom möglich (sogenannte G-Komponente im Netznutzungstarif). Ein solcher Tarif ist vor allem dann sinnvoll, wenn bestimmte Kraftwerke zusätzliche (externe) Kosten verursachen, welche die inländischen Verbraucher überge-

bührend belasten würden. Beispielsweise müssten inländische Kunden im heutigen Tarifmodell (ohne G-Komponente) den Grossteil der Netzkosten im Zusammenhang mit Kraftwerken tragen, die vor allem im internationalen Kontext eingesetzt werden (z. B. neue, grosse Pumpspeicherwerke). Ein Einspeisetarif wäre auch denkbar bei überdurchschnittlich grossen Grundlastkraftwerken oder bei erneuerbaren Energien mit besonders volatiler Produktion, sofern diese nachweislich einen Zusatzbedarf zur Vorhaltung von Regelleistung oder besonders aufwändige Netzausbauten verlangen.

Die Schweiz ist aus wirtschaftlichen Gründen daran interessiert, ein wichtiger Akteur im europäischen Stromhandel zu bleiben, da dieser für die Elektrizitätswirtschaft und die Volkswirtschaft von grosser Bedeutung ist. Seit 2001 waren die erzielten Erträge aus dem Stromhandel stets grösser als 1 Mrd. Fr., mit Ausnahme des Jahres 2005. Der bisherige Höchstwert wurde 2008 mit 2,1 Mrd. Fr. erreicht, 2010 betrug der Saldo 1,3 Mrd. Fr., 2011 1,0 Mrd. Fr. (Quelle: BFE Elektrizitätsstatistik 2011 – Einnahmen und Ausgaben aus dem Stromaussenhandel, S. 47).

4.4.2 Importmöglichkeiten von Strom

Die kommerziell nutzbaren Importkapazitäten für Strom werden durch die technisch bedingten Nettotransferkapazitäten definiert. Die Importmöglichkeiten aus Ländern mit einem vergleichsweise tiefen Strompreisniveau (Deutschland und Frankreich) werden bereits heute gut ausgeschöpft. Eine weitere Erhöhung des Imports von Strom (unter Berücksichtigung der physikalisch limitierten Übertragungskapazitäten) führt tendenziell zu einer höheren Abhängigkeit von den Entwicklungen im benachbarten Ausland, sowohl in Bezug auf die Verfügbarkeit als auch in Bezug auf das Preisniveau und die Umweltverträglichkeit.

Das Engpassmanagement an den europäischen Landesgrenzen soll weiterentwickelt werden, damit die Netzkapazitäten besser genutzt werden können und die volle Marktintegration erreicht wird. Der Trend geht in Richtung implizite Auktionen und Marktkopplung aller Regionen. Heute werden an zahlreichen Grenzen mittels expliziten Auktionen Energie und Netzkapazität getrennt gehandelt. In Zukunft soll durch den gleichzeitigen Handel von Energie und Transportkapazität eine gemeinsame Preisbildung erfolgen und die zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten besser ausgenützt werden (implizite Auktion). Bei der Marktkopplung werden die einzelnen Märkte zusammengeschlossen und Angebot und Nachfrage der nationalen Anbieter gemeinsam abgestimmt und nicht wie bisher bilateral an jeder Grenze. Diese Vergabe der Grenzkapazitäten geschieht unter Einhaltung der physikalischen Grenzen der Netze und einer grenzspezifischen Sicherheitsmarge. Treten bei der Optimierung Engpässe auf, so sind unterschiedliche Preise möglich. Eine Weiterentwicklung der Marktkopplung ist die flussbasierte Allokation von Netzkapazitäten. Dabei werden die verfügbaren Netzkapazitäten stärker anhand der physikalischen Flüsse bestimmt. Der Vorteil dieser Allokation ist, dass die bisherigen Sicherheitsmargen reduziert werden können, da die Stromflüsse differenzierter berücksichtigt sind. Eine Studie zur flussbasierten Allokation zwischen Deutschland, Frankreich, Belgien und den Niederlanden zeigt unter anderem, dass die grenzüberschreitend verfügbare Netzkapazität zunimmt und dass die Sicherheit im gesamten Netz erhöht werden konnte. Die Netzplanung ist also mit der Marktgestaltung verknüpft und sollte nicht getrennt davon betrachtet werden.

4.5 Herausforderungen auf der Produktionsseite

Neben dem verstärkten Elektrizitätshandel und dem steigenden Verbrauch sorgt auch die zunehmende Einspeisung von fluktuierendem Strom – vor allem aus Windkraft und Sonnenenergie – für zusätzliche Netzbelastungen. Die Anforderungen an die Systemstabilität steigen daher. Die erneuerbaren Energien, die künftig einen grossen Teil der Energieversorgung übernehmen müssen, werden die technische Gestaltung der Netze und die notwendigen Übertragungsnetzkapazitäten in bedeutendem Masse bestimmen. Neben dem Neubau und der Verstärkung bestehender Leitungen stellt sich auch die Frage, wie Überschüsse gespeichert werden können.

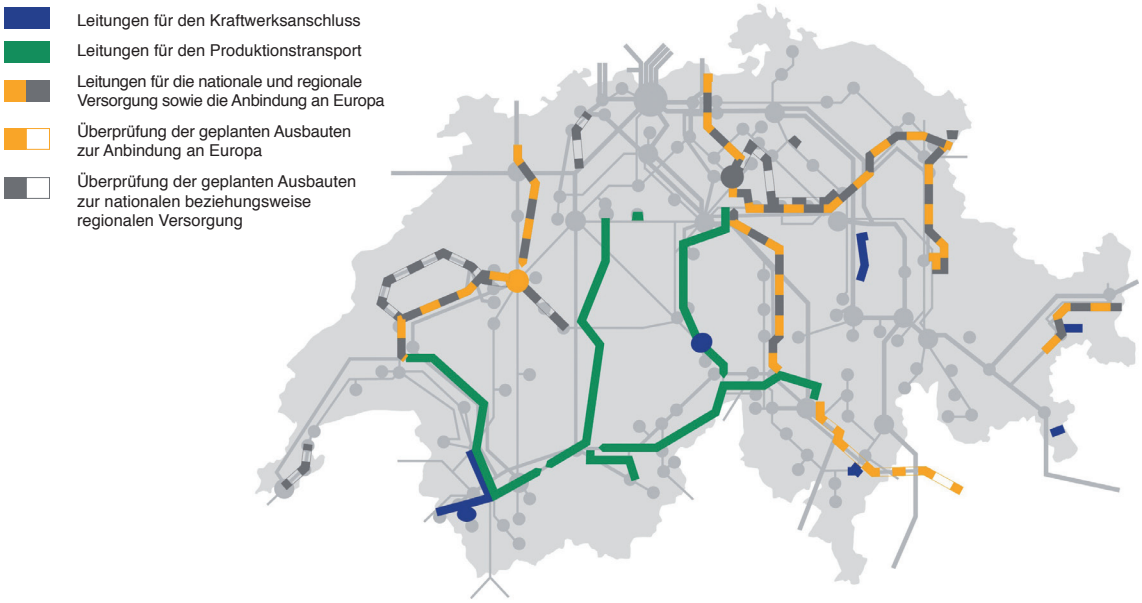


Abbildung 4.5: Beim Ausbau erneuerbarer Energiequellen wären lokale oder regionale Verteilnetze stärker betroffen als die leistungsstarken Trassees der Höchstspannungsebene (Bildquelle: Swissgrid).

4.5.1 Netzintegration von Strom aus erneuerbaren Quellen

Die dezentrale Einspeisung von Elektrizität – vor allem aus Photovoltaik- und Windanlagen – erschwert die Auslegung und den Betrieb des Netzes. Probleme ergeben sich vor allem auf der untersten Spannungsebene (Netzebene 7), da die Einspeisung in der Regel in das Verteilnetz erfolgt. Verbrauchernahe Einspeisungen können zwar die durch die Lastströme bedingten Spannungsabfälle in den Leitungen kompensieren. Doch wenn die in ein Verteilnetz eingespeiste Leistung grösser ist als die im gleichen Netz verlangte, kehrt sich der Spannungsabfall um. Es kommt zur Spannungserhöhung am Anschlusspunkt der dezentralen Erzeugungsanlage. Um solche Situationen zu meistern, muss das regionale und lokale Netz verstärkt werden.

Eine gesicherte Stromversorgung hat ihren Preis. Jedoch sind die Kosten eines Stromausfalls viel niedriger als die Kosten für den dringend nötigen Ausbau und die Erneuerung des Stromnetzes: Ein ganztägiger Stromausfall in der Schweiz könnte gemäss Schätzung von Swissgrid zu Kosten in der Höhe von 12 bis 42 Milliarden Franken führen. Dies ist in jedem Fall höher als die nötigen Netzinvestitionskosten.

Neben dem konventionellen Netzausbau stehen weitere Optionen zur Verfügung, um die Aufnahmefähigkeit von Verteilnetzen zu erhöhen. Dazu gehören u.a. erweiterte Spannungsregelkonzepte in Mittel- und Niederspannungsnetzen, wie z. B. spannungsgeregelte MS/NS-Netzstationen und die Nutzung der Blindleistungs-Regelungsmöglichkeiten von dezentralen Erzeugungsanlagen.

Nimmt die unregelmässig produzierte Leistung massiv zu, kann es vorkommen, dass sich diese nicht durch Leistungsreduktionen im thermischen Kraftwerkspark oder durch Verwertung in den vorhandenen Energiespeichern ausgleichen lässt. In solchen Fällen muss die Einspeisung aus Wind- oder Solarkraftwerken kurzfristig vermindert werden. Überschüsse von Windenergie, die im regionalen Netz nicht verbraucht bzw. gespeichert werden konnten, haben an den Strombörsen bereits zu negativen Preisen geführt.

Wind- oder Photovoltaikkraftwerke weisen hohe Leistungsgradienten auf. Bei Photovoltaikkraftwerken hängt die Leistungsabgabe linear von den Einstrahlungsverhältnissen ab, bei Windkraftwer-

ken steigt die erzeugte Leistung mit der 3. Potenz der Windgeschwindigkeit. Zudem muss bei diesen Anlagen im Bereich der Grenzwindgeschwindigkeit von ca. 25 m/s mit einer plötzlichen Volllastabschaltung gerechnet werden. So verändert sich die in das norddeutsche Hochspannungsnetz eingespeiste Windleistung im Falle eines Sturmtiefs über der Nordsee mit Leistungsgradienten im Bereich von mehreren Gigawatt pro Stunde. Trotz der inzwischen relativ guten Qualität der Prognose können bei der Vortagesplanung des Kraftwerkseinsatzes teilweise Prognosefehler im zweistelligen Prozentbereich auftreten. Zudem können schlecht planbare Lastflüsse auch über Regelzonen eines Verbundnetzes hinweg entstehen, was entsprechende Regelleistungskapazitäten erfordert.

Werden Wind- und Photovoltaikkraftwerke geografisch günstig verteilt und durch leistungsfähige Netze miteinander verbunden, verringern sich die aufgezeigten Probleme. Damit wirken sie sich auch weniger stark auf die Netzstabilität aus. Trotzdem müssen Windparks mit schnell regelbaren Kraftwerken und/oder Energiespeichern kombiniert werden, wobei zunehmend der Einsatz sich in Entwicklung befindlicher lokaler Speicher am Ort der Erzeugung notwendig und hilfreich sein kann. Die verfügbare Regelleistung muss in der gleichen Grössenordnung vorhanden sein wie die installierte Windkraftleistung. Für deutsche Windkraftwerke wurde in der ersten DENA-Studie (Deutsche Netz-Agentur, 2005) für das Jahr 2015 berechnet, dass nur 6 % der installierten Windleistung mit 99-prozentiger Sicherheit zur Verfügung stehen wird. Wenn der Windpark in den andern europäischen Ländern ausgebaut wird, kann die Verfügbarkeit steigen.

Die politischen Vorgaben der EU und der Schweiz fordern, dass die erneuerbaren Energien steigende Beiträge an die Energieversorgung leisten. Dies führt dazu, dass sich die Einspeisung der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen vervielfachen wird. Dies führt zu einem entsprechenden Bedarf an Netzverstärkungen und Vorhaltung von Regelleistung. In der Schweiz kann – dank Speicher- und Pumpspeicherwerken – die heute geringe inländische Erzeugung von Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen ohne nennenswerte Auswirkungen in das bestehende Stromnetz eingespeist werden. Nötig sind einzig punktuelle Verstärkungen von Netzen der unteren Spannungsebenen. Die steigende Produktion von Wind- und Photovoltaikstrom wird auch in der Schweiz höhere Anforderungen an die Stromnetze und an die Netzregelung stellen.

Die Integration grosser Mengen fluktuierender erneuerbarer Energiequellen führt häufig zu Netzengpässen und damit zu neuen Herausforderungen wie dem Engpassmanagement. Da Angebot und Nachfrage stets im Gleichgewicht sein müssen, braucht es zukünftig vermehrt Kraftwerke, welche ein allfälliges Ungleichgewicht auch länderübergreifend ausgleichen können. Dies ist beispielsweise mit Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken möglich oder mit neuen Mittellastkraftwerken – vorwiegend GuD –, die entsprechend den Netzbedürfnissen kurzfristig eingesetzt werden können (vgl. Abbildung 4.6).

4.5.2. Speicherung

Müssen grosse Mengen an witterungsabhängig produziertem Strom integriert werden, führt dies in vielen Fällen zu einem wirtschaftlich suboptimalen Einsatz der übrigen Erzeugungsanlagen. Deshalb und auch aus technischen Gründen ist es sinnvoll, Energiespeicher – zentrale wie auch zunehmend lokale – mit dem Netz zu synchronisieren, sie also für das Netzmanagement zu nutzen. Die Lösung der Speicherproblematik ist eine notwendige Bedingung für eine hohe Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien. Eine Anbindung der Speicherkapazität an ein zukünftiges europäisches «Super»-Netz muss deshalb frühzeitig ins Auge gefasst werden.

Die Speicherung von Strom ist in jedem Fall mit beachtlichen Kosten und Energieverlusten verbunden. Der Wirkungsgrad eines Speichers kann durch die Umwandlungsverluste bei der Ein- und der Ausspeisung, aber auch durch die Verluste an Speichermedium und wegen des Energieaufwands der

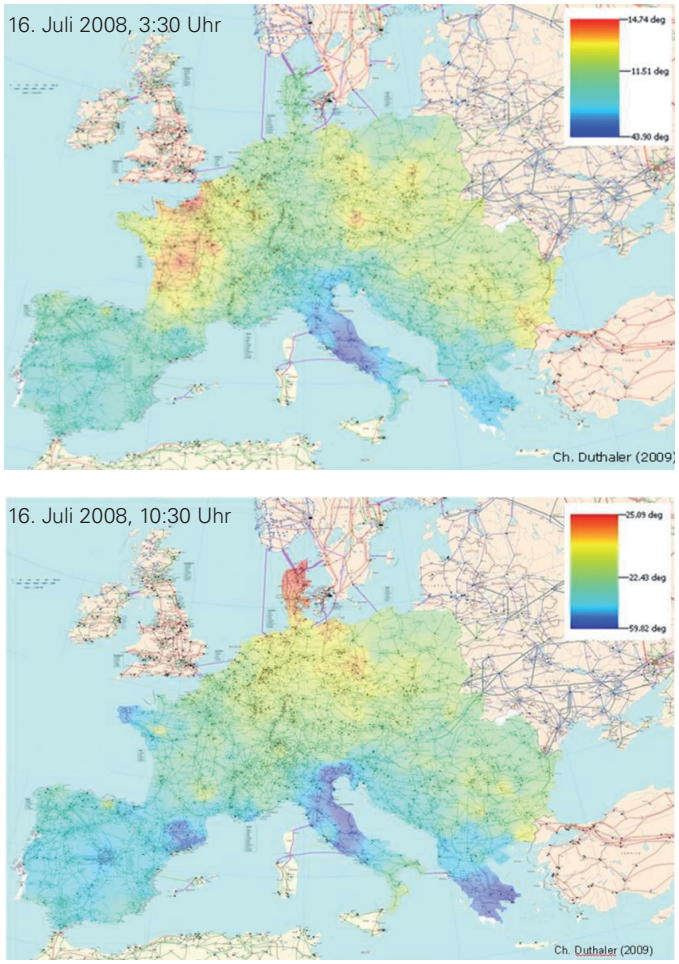


Abbildung 4.6: Innerhalb von sieben Stunden veränderte sich am 16. Juli 2008 das europäische Produktionsmuster unter dem Einfluss der Windkraft im Norden Europas. In der Folge änderten sich auch die Stromflüsse im europäischen Stromnetz, z. B. in Dänemark, Deutschland, aber auch in Frankreich und teilweise in Spanien und Italien. (Duthaler/Swissgrid).

allenfalls notwendigen Peripherie schwanken. Bei der Wahl des Speichers ist neben den Kosten, dem Zyklenwirkungsgrad (d.h. dem Wirkungsgrad einer Ein- und Ausspeisung) und den Einspeise- und Ausspeisegeschwindigkeiten auch die geografische Verteilung der nutzbaren Speicherpotenziale massgebend.

Trotz intensiver Anstrengungen bei der Entwicklung von neuen Speichertechnologien steht vorderhand für die Stromspeicherung im grossen Stil die bewährte Pumpspeicherung als wirtschaftlich günstigste Lösung im Vordergrund. Die Pumpspeicherung wird sowohl für Tages- wie auch für Monatszyklen noch für längere Zeit die wirtschaftlichste grosstechnische Variante bleiben, es sei denn, bei anderen Speichermöglichkeiten wie Batterien oder Superkondensatoren gelinge ein kostenmässiger Durchbruch.

Der Ausbau der Pumpspeicherung ist sinnvoll und auch bereits im Gange. Die optimale Nutzung der Pumpspeicherung in den Alpen, aber auch in anderen Gegenden mit genügenden Druckgefällen ist ein zentrales Element, damit die in der Nordsee geplanten Windparks realisiert werden können. Daneben müssen auch die entsprechenden Nord-Süd-Übertragungsnetze ausgebaut werden. In der Schweiz müssen die notwendigen Zuleitungen sichergestellt werden und der Ausbau der Speicherkapazität auf die Kapazitätserweiterungen im Ausland abgestimmt werden. Entscheidend ist nicht nur das Gesamtfassungsvermögen der Speicherseen, sondern auch die Leistung, die kurzfristig durch Pumpen aufgefangen oder durch Turbinierung abgerufen werden kann. Es müsste ein gegenseitiges Anliegen der Schweiz und der EU sein, die entsprechenden Pläne kooperativ und koordiniert voranzutreiben.

Neben der Pumpspeicherung gibt es auch noch andere Technologien, um überschüssigen Strom zu speichern: Bereits seit 30 Jahren besteht in Norddeutschland ein Druckluft-Speicherkraftwerk, bei dem ausgeschwemmte Salzstöcke als Luftspeicher genutzt werden. Für Tageszyklen kann die Energie zu ähnlichen Kosten gespeichert werden wie bei der Pumpspeicherung, für Monatszyklen sind die Kosten aber wesentlich höher.

Eine weitere Möglichkeit zur Speicherung von überschüssiger Energie besteht darin, mittels Elektrolyse Wasser aufzuspalten und den Wasserstoff in Kavernen zu speichern. Der Wasserstoff kann ohne schädliche Abgase wieder in Strom oder Wärme umgewandelt (oder wie auch der entstehende Sauerstoff stofflich verwertet) werden. Der Wirkungsgrad des gesamten Umwandlungszyklus (elektrisch – chemisch – elektrisch) ist jedoch wesentlich geringer als bei der Pumpspeicherung oder bei Akkumulatoren und führt daher zu höheren Kosten.

In einigen Netzen werden punktuell Akkumulatoren als stationäre Stromspeicher eingesetzt. Dabei kommen aus Kostengründen Bleibatterien zum Einsatz. Moderne Lithium- oder Natriumchlorid-Batterien sind bei heutigen Investitionskosten von bis zu 1000 Fr./kWh Speicherkapazität und einer erwarteten Lebensdauer von 1000 Zyklen eine sehr teure Speicherform.

Überschüssig eingespeister Strom kann auch durch Umwandlung in flüssige oder gasförmige Energieträger genutzt werden, die langfristig lagerbar sind. Diese Energieträger können dann ohne spezielle Infrastruktur transportiert werden. Allerdings sind hier die Umwandlungsverluste gross.

Schliesslich lassen sich bei der solarthermischen Stromerzeugung durch Salz-Wärmespeicher oder fossile Zusatzfeuerung die Schwankungen bei der Produktion bis zu einem gewissen Grad ausgleichen.

Diskutiert wird auch, ob nicht die Batterien von Elektroautos als Energiespeicher genutzt werden könnten, um so Produktionsschwankungen aufzufangen und das Netz zu entlasten. Sollten in den kommenden Jahrzehnten Elektroautos zum neuen Standard werden, würden die dazugehörigen Akkumulatoren ein beträchtliches Potenzial für die Zwischenspeicherung bieten. Automobile stehen grösstenteils still. Soweit sie mit einer ortsfesten – noch zu erstellenden – Infrastruktur verbunden und für Lade- und Entladezyklen nach Massgabe des Netzbetreibers verfügbar sind, kann ihre Speicherkapazität grundsätzlich genutzt werden. Dabei ist zu differenzieren zwischen Hybridautos, deren Akkumulatoren im Betrieb nachgeladen werden können, und reinen Elektromobilen, die wesentlich grössere Akkumulatoren aufweisen. Diese könnten allenfalls vom Netzbetreiber genutzt werden, soweit die Speicherkapazität für eine voraussehbare Zeit nicht zum Fahren benötigt wird.

Die Umsetzung einer solchen Vision erfordert den Aufbau einer komplexen Infrastruktur. Mit einem dänischen Projekt beginnt auf der Ostseeinsel Bornholm ein Praxistest, bei dem mit tausenden Elektroautos versucht wird, die Schwankungen des Windstroms auszugleichen. Als Faustregel kann gesagt werden, dass gemäss dem heutigem Stand der Technik einer Windturbine von 3 MW Spitzenleistung 300 Elektrofahrzeuge als Stromspeicher gegenüberstehen sollten.

Gegen die grosstechnische Nutzung von Autobatterien als Speicher im Stromnetz gibt es wirtschaftliche Vorbehalte, und auch die Akzeptanz der Autobesitzer ist nicht gesichert. Heutige Batterien haben eine beschränkte Anzahl Ladezyklen und eine limitierte Lebensdauer. Elektroautobatterien sind auf maximale Energiedichte optimiert und deshalb pro Entladung und pro Kilowattstunde noch teurer als Bleiakkus. Sie kommen deshalb erst dann ernsthaft als grosstechnisches Speichermedium infrage, wenn die Investitionskosten drastisch gesenkt werden können und eine sehr viel höhere Anzahl möglicher Ladezyklen erreicht wird.

4.6. Technische Innovationen für Netze und deren Betrieb

Auch bei den Netztechnologien gibt es kontinuierliche Weiterentwicklungen: Kurz- und mittelfristig wird sich das Netz – nicht zuletzt bedingt durch die langen Realisierungszeiten für neue Leitungen

und Trafostationen – weiterhin kontinuierlich entwickeln. Längerfristig dürften sich jedoch neben den etablierten Systemen auch neue Technologien durchsetzen.

FACTS-Einrichtungen (flexible Wechselstrom-Übertragungssysteme)

Unabhängig von der spezifischen Übertragungstechnologie (Freileitung oder Kabel) verwenden heute die meisten Stromübertragungs- und Verteilsysteme Dreiphasen-Wechselstrom. Wechselstrom kann leicht zwischen verschiedenen Spannungsebenen transformiert werden, was die Vernetzung und die Optimierung der Subsysteme in grossen Netzen erleichtert.

In einem herkömmlichen Wechselstromsystem hat der Netzbetreiber wenig Möglichkeiten, die Flüsse zu kontrollieren. Dies kann zu Situationen führen, in denen einzelne Übertragungsleitungen überlastet werden, während die anderen Leitungen im gleichen Gebiet unter ihren Kapazitätsgrenzen arbeiten. Durch den Einsatz von FACTS-Einrichtungen (Flexible Alternative Current Transmission Systems), die auf Leistungselektronik beruhen, können die Stromflüsse aktiv beeinflusst werden, so dass hoch belastete Leitungen entlastet werden und mehr Energie über schwächer beanspruchte Leitungen fliesst. Damit lassen sich oft auch die Übertragungsverluste vermindern und Leitungsüberlastungen verhindern.

Es gibt verschiedene Arten von FACTS-Einrichtungen, etwa Phasenverschiebungs-Transformer oder kontrollierte Serienkompensatoren. Sie können auch die dynamische Leistungsfähigkeit des Übertragungssystems erhöhen, indem sie durch Schwingungsdämpfung eine stabilisierende Wirkung entfalten. FACTS-Einrichtungen verbessern also die Stromübertragungskapazität eines Systems entweder durch Kontrolle der Stromflüsse oder durch stabilisierende Effekte bei Netzschwankungen.

Gleichstromnetze

Gleichstromsysteme (DC) waren immer eine Alternative zu den Wechselstromsystemen (AC), und sie sind wichtige Elemente in vielen modernen Stromsystemen. Insbesondere werden Gleichstromleitungen hoher Spannung (High Voltage Direct Current HVDC) für Stromtransporte über grosse Strecken, für Seekabel und für die Verbindung asynchroner Netze verwendet. Allerdings machen die Gleichstrom-Übertragungskapazitäten gegenwärtig erst wenige Prozente der gesamten Übertragungskapazitäten aus. Gleichstromleitungen sind heute reine Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. An den Ein- und Ausspeisepunkten wird der Strom via DC/AC-Wandler in Wechselstromnetze ein- resp. ausgespeist. Es bestehen heute noch keine Gleichstromnetze (die einzige Ausnahme ist eine Verbindung von drei Umformerstationen zwischen Quebec und New England). Die Vernetzung ist bei Gleichstrom viel schwieriger als bei Wechselstrom. Überdies erfordert die Übertragung von Elektrizität mittels Gleichstromtechnologie den Einsatz von kosten- und platzintensiven Umrichterstationen.

Durch die steigende Nachfrage, grosse Leistungen über weite Strecken zu transportieren, und dem gleichzeitigen Bedarf, die Netze in den Industrieländern zu verstärken, hat in den 1990er-Jahren ein neuer Entwicklungsschub eingesetzt. Er führte zu zwei Entwicklungslinien der Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ): auf der einen Seite die klassischen, netzgeführten HGÜ auf Basis von Thyristoren für die Punkt-zu-Punkt-Übertragung grösster Leistungen und auf der anderen Seite selbstgeführte HGÜ auf Basis von abschaltbaren Halbleiterbauelementen. Letztere eignen sich für eine Vielzahl unterschiedlicher Anwendungen, da ihre Umrichterstationen eine frei wählbare Spannungsform erzeugen. HGÜ sind allerdings nur bei Distanzen über 500 km wirtschaftlich.

Daneben gibt es auch noch die Möglichkeit, mit hybriden Leitungen die Transportkapazität zu erhöhen. Dabei finden sich Gleichstrom- und Wechselstromleitungen auf dem gleichen Mast. Mit der Kombination von Spannungsquellenwandlern und Gleichstromleitungen hoher Spannung eröffnet sich die Möglichkeit, vernetzte Gleichstromsysteme

zu bauen. Auch wenn noch nicht alle technischen Probleme grosser Netze gelöst sind (es fehlen noch brauchbare Gleichstrom-Unterbrecher), ergeben sich doch vielversprechende Aussichten für die Übertragungssysteme. Die Stromflüsse werden innerhalb der Grenzen der Einrichtung voll kontrollierbar; Störungen können isoliert und beherrscht werden, ohne dass sie sich wie bei einem Wechselstromnetz weiter verbreiten.

Heute laufen erste Untersuchungen zu einem neuen europäischen Höchstspannungsnetz (European DC Super Grid). Dieses soll vorwiegend mit Gleichstrom betrieben werden und dem bereits bestehenden 380 kV- und 220 kV- Wechselstrom-Übertragungsnetz hierarchisch übergeordnet sein. Ein solches europaweites System würde die Übertragungskapazität entscheidend verstärken und wesentliche Schwierigkeiten beseitigen, die sich aus dem wachsenden internationalen Stromhandel ergeben. Zudem wären Gleichspannungsuntergrundkabel mit Spannungsquellenwandlern (Voltage Source Converter VSC) kostengünstiger als konventionelle Netze. Sollten längerfristig grosse paneuropäische Höchstspannungsnetze gebaut werden, muss die Schweiz mindestens das Ziel anstreben, daran angeschlossen zu sein.

Bei Anwendung der von ABB entwickelten HVDC light Technologie (bzw. HVDC Plus als vergleichbare Produktlösung von Siemens) können HGÜ schon bei Übertragungsdistanzen ab ca. 150 km (Herstellerschätzung) eingesetzt werden. Für konventionelle Systeme liegt die Break-Even-Distanz bei ca. 500 km. Andere Gründe für die Installation von HGÜ-Leitungen sind die Kopplung von asynchronen Netzen, die Anbindung von Windparks, die Lastflusssteuerung oder die Durchquerung von Gewässern (sinnvoll ab ca. 40 km Übertragungsdistanz). Zudem können Gleichstromleitungen kompakter gebaut werden, und die Verluste der Leitungen bei Gleichstromnetzen sind geringer als bei Wechselstrom. Betrachtet man jedoch das ganze System, so zeigt sich, dass wegen der Verluste in den Umformerstationen die Verluste bei Gleich- und Wechselstromnetzen in der gleichen Grössenordnung von gut 6 % liegen.

Smart Grids

Eine weitere interessante Entwicklung ist das sogenannte Smart Grid, das die Stromerzeugung, den Stromverbrauch und die Stromspeicherung vernetzt. Bei einem Smart Grid können verschiedene Stromerzeuger, kleine dezentrale und grosse zentrale (möglicherweise mit stochastischer Erzeugung) nebeneinander bestehen und auf verschiedenen Spannungsebenen ohne negative gegenseitige Beeinflussung einspeisen. Die Netzlast passt sich automatisch an die verschiedenen Preissignale und Systemanforderungen an. Die Verfügbarkeit und die Sicherheit des Systems bleiben ständig gewährleistet. Damit ein solches System funktionieren kann, braucht es auch auf der Mittelspannungs- und der Verteilebene eine starke Vernetzung aller Akteure und einen umfassenden Einsatz von Informations- und Überwachungs- und Steuerungstechnologien.

Das Smart Grid soll unter dem Aspekt Smart Metering bis zum Stromverbraucher durchdringen. Ein intelligentes System, das die Verbrauchsdaten kontinuierlich erfasst und die Verteilung des Stroms regelt, ermöglicht eine bessere Kontrolle des Stromverbrauchs. Die Konsumenten erhalten die Möglichkeit, auf Preissignale zu reagieren. Der Elektrizitätswirtschaft wiederum gibt das Smart Metering die Möglichkeit, im Sinne des Demand Side Management die Nachfrage besser steuern zu können und über die bisherigen Mittel wie Nachtstromtarif und Rundsteuerung hinaus eine Verstetigung der Nachfrage zu erreichen. Es stellt sich jedoch die Frage, ob sich die Kosten für die Ausrüstung jedes Haushalts mit einem Smart Meter durch die erhofften Einsparungen wettmachen lassen oder ob dies nicht besser Quartier- oder Gemeindeweise geschehe. Smart Grids sollen den Verbrauch bestmöglich an die stochastische Produktion anpassen. Sie erhöhen die Energieeffizienz im Netz, stellen jedoch keine eigentliche Revolution dar, da das heutige Netz bereits zahlreiche «smarte» Komponenten enthält.

4.7. Konfliktpotenziale von Hochspannungsnetzen

Geplante und teilweise auch bestehende Hochspannungsleitungen stossen teilweise auf starke

Widerstände in der Bevölkerung. Dies kann den Bau von neuen Leitungen stark verzögern. Beanstandet werden vor allem die Beeinträchtigung der Landschaft und die elektromagnetische Belastung der Umgebung.

Nichtionisierende Strahlung, also elektrische und magnetische Felder, im Volksmund auch «Elektrosmog» genannt, findet man nicht nur bei Hochspannungsleitungen, sondern überall dort, wo Elektrizität eingesetzt wird, also bei sämtlichen elektrischen Anlagen, Geräten und Sendeanlagen. Die Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV) schützt die Bevölkerung vor erwiesenen und vermuteten Auswirkungen auf die Gesundheit. Sie unterscheidet erstens zwischen international harmonisierten Immissionsgrenzwerten, die vor wissenschaftlich anerkannten Gesundheitsschäden schützen und die überall und jederzeit eingehalten werden müssen, und zweitens viel tieferen Anlagegrenzwerten, die als Vorsorgegrenzwerte dort befolgt werden müssen, wo sich Menschen während längerer Zeit aufhalten. Für Hochspannungsleitungen sind die Anlagegrenzwerte hundertmal tiefer als die Immissionsgrenzwerte. Dadurch wird sichergestellt, dass die Belastung durch nichtionisierende Strahlung an Orten mit empfindlicher Nutzung grundsätzlich niedrig ist. Neue Bauzonen sind nur dort erlaubt, wo der Anlagegrenzwert eingehalten werden kann.

Das elektrische Feld wird durch Gebäude, Bäume oder den Erdboden verzerrt und abgeschwächt; ein von aussen wirkendes elektrisches Feld wird meistens durch die Leitfähigkeit der Baustoffe von Gebäuden genügend vermindert. Im Unterschied dazu schirmen Gebäudemauern Magnetfelder praktisch nicht ab. Durch günstige Anordnung der Leiterseile und Optimierung der Phasenbelegung lässt sich die Ausdehnung des Magnetfeldes jedoch deutlich reduzieren. Da sich bei einem Drei-Phasen-Betrieb die Summe der Ströme und die Summe der Spannungen jederzeit zu null addieren, verlieren die Felder mit der Distanz an Stärke.

Seit Jahrzehnten wird versucht, negative Einflüsse von schwachen elektromagnetischen Strahlen im 50 Hertz-Bereich auf den menschlichen Organismus nachzuweisen. Bis heute liegen jedoch keine wissenschaftlich belastbaren Ergebnisse vor, die eine schädigende Wirkung der aktuellen Elektrizitätsversorgung auf den Menschen nachweisen. Die subjektiv wahrgenommenen Beeinträchtigungen hängen einzig von der Nähe zu den als gefährdend empfundenen Einrichtungen ab. Die effektive Stärke der tatsächlich vorhandenen elektromagnetischen Felder hat aber keinen Einfluss auf die Wahrnehmung. Im Gegensatz zur ionisierenden Strahlung existiert für 50-Hertz-Wechselfelder, die eine real auftretende Intensität aufweisen, kein bekannter kausaler Wirkungspfad für eine physiologische Schädigung. Dennoch dürfen die gefühlten Einbussen der Lebensqualität, die empfindliche Personen in der Nähe von Einrichtungen zur Stromübertragung wahrnehmen, nicht einfach negiert werden.

Häufig werden Forderungen erhoben, neue oder bestehende Hochspannungsleitungen seien zu verkabeln und in den Boden zu verlegen, so wie dies auf den niedrigeren Spannungsebenen in der Schweiz bereits zum grössten Teil der Fall ist. Hinter diesen Begehren steht das Verlangen, den «Elektrosmog» und die Auswirkungen auf die Landschaft zu reduzieren. In der Tat ist die räumliche Ausdehnung des Magnetfeldes bei erdverlegten Kabelleitungen deutlich kleiner und die Belastung nimmt mit zunehmendem Abstand noch schneller ab als bei Freileitungen. Man darf aber nicht ausser Acht lassen, dass auch eine Erdverlegung von Höchstpannungsleitungen (220/380kV) einen beachtlichen Eingriff in die Landschaft bedeutet. Auf einem etwa 30 m breiten Korridor dürfen keine tiefwurzelnden Pflanzen stehen, also keine Bäume, und in Abständen von etwa 3 km sind jeweils oberirdische Installationen mit Strassenzugang nötig.

Kabel oder Freileitung

Beim Entscheid, ob eine Höchstspannungsleitung als Kabel oder Freileitung gebaut werden soll, stellen die Investitionskosten häufig das entscheidende Kriterium dar. Diese sind beim Kabel um ein Mehrfaches höher als bei einer Freileitung.

Die Fokussierung auf die Investitionskosten wird der Problematik jedoch nicht gerecht. So hat nach 20-jähriger Verfahrensdauer das Bundesgericht am 5. April 2011 einen wegweisenden Entscheid betreffend der Leitung Riniken gefällt. Gegen die Meinungen aller Vorinstanzen (ESTI, BFE, BAFU und BVG) muss ein Teil der Höchstspannungsleitung Beznau-Birr zur Schonung der Landschaft verkabelt werden. 2006 hatte das Bundesverwaltungsgericht noch eine Plangenehmigung für eine Freileitung erteilt. Ausschlaggebend für den Entscheid waren die reduzierten Stromverluste über die gesamte Lebensdauer der Leitung. In Zukunft muss somit bei allen Leitungsprojekten eine Gesamtkostenbetrachtung durchgeführt werden, die neben den reinen Investitionskosten auch die Kosten der Verluste berücksichtigt, die bei einer Freileitung in Abhängigkeit von der Auslegung und der Auslastung im Betrieb tendenziell höher sind als bei Erdkabelleitungen.

Richtungsweisend wird dabei das Bewertungsschema für Übertragungsleitungen sein, welches das Bundesamt für Energie (BFE) in Zusammenarbeit mit dem Bundesamt für Umwelt (BAFU), dem Bundesamt für Raumentwicklung (ARE) und dem Fachsekretariat der ElCom erarbeitet. Beim Entscheid über die Korridorführung einer Übertragungsleitung sind die Auswirkungen auf Raum und Umwelt, die technischen Aspekte sowie die Wirtschaftlichkeit zu berücksichtigen. Dies gilt insbesondere bei der Frage, ob eine Übertragungsleitung als Freileitung oder als unterirdische Kabelleitung gebaut werden soll. Aber auch beim Vergleich von Korridorvarianten zwischen Freileitungen oder zwischen verschiedenen Kabelleitungen müssen diese Aspekte beim Entscheid einbezogen werden. Das Bewertungsschema Übertragungsleitungen wird ein wichtiger Bestandteil der Interessenabwägung sein und dem BFE als Leitbehörde als Grundlage für die Festsetzung des Korridors dienen. Jedes Leitungsprojekt ist dabei einzelfallweise und anhand der im jeweiligen Fall vorliegenden Rahmenbedingungen zu beurteilen. Technologische Fortschritte und die damit verbundenen Auswirkungen müssen in der Auslegung der Interessen stets berücksichtigt werden. Daran hat auch der Bundesgerichtsentscheid im Fall Riniken nichts geändert.

4.8. Handlungsoptionen

Es ist heute kaum möglich, die quantitativen Anforderungen an das schweizerische Übertragungsnetz bis zum Jahr 2050 zu formulieren, ohne den künftigen Produktionsmix, die Nachfrageentwicklung und den Austausch auf dem gesamteuropäischen Strommarkt zu kennen.

Grundsätzlich ist das Netz so zu planen und zu bauen, dass es stabil und zuverlässig die Energie von den Produktionsstätten zu den Verbrauchern transportiert. Es muss so konzipiert werden, dass die vorhandenen Speichermöglichkeiten optimal genutzt werden können. Diesen Anforderungen genügt das Netz bereits heute nur noch teilweise.

Kurzfristig bis 2020 sind die möglichen Optionen zur Weiterentwicklung der Netze beschränkt. Die Entwicklung des Angebots und des Verbrauchs ist überblickbar und die Anforderungen an den Netzausbau lassen sich klar formulieren: Der Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) ist daher so rasch als möglich umzusetzen und die Planung zur Behebung der danach noch bestehenden Engpässe ist ebenfalls voranzutreiben. Das BFE ist in intensiven Verhandlungen mit allen involvierten Akteuren (Projektanten, Grundstückeigentümer, Gemeinden, Kantone etc.), um die Projekte voranzutreiben. Dabei muss das volkswirtschaftliche Gesamtinteresse Vorrang haben und die erheblichen notwendigen Mittel müssen zur Verfügung gestellt werden. Gemäss Swissgrid ist mit Investitionen von 2 bis 4 Mrd. Fr. in den nächsten 10 Jahren zu rechnen. Dass gleichzeitig bestehende veraltete Leitungen erneuert werden müssen, macht die Aufgabe nicht kleiner.

Eine weitere Herausforderung ist die Einbindung in den sich rasant entwickelnden gesamteuropäischen Strommarkt. Der Weiterbestand bzw. Weiterausbau der Knotenfunktion der Schweiz (Nord-Süd, Ost-West) im europäischen Stromhandel ist gefährdet oder zumindest nicht gesichert. Damit die Schweiz ihre Position mittel- und langfristig sichern kann,

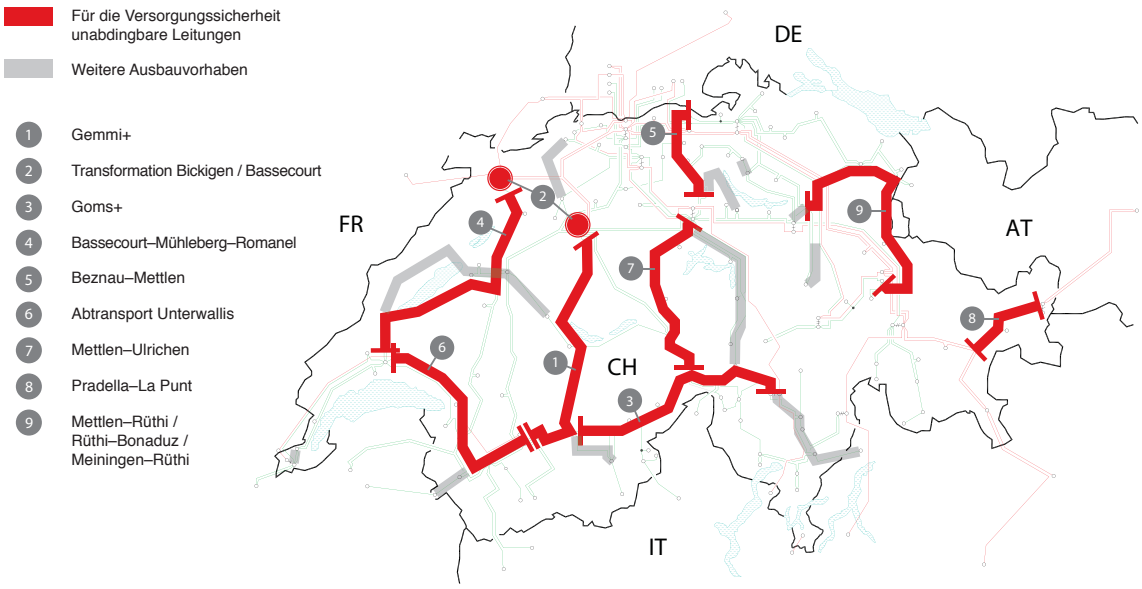


Abbildung 4.7: Dringende Erneuerungs- und Ausbauprojekte des Stromnetzes – Stand September 2011. (Quelle: Swissgrid)

muss sie die entsprechenden Verhandlungen mit der EU proaktiv mitgestalten. Es ist im gegenwärtigen Umfeld nicht zu erwarten, dass die EU der Schweiz Geschenke machen wird. Mit seinen Pumpspeicherwerken besitzt die Schweiz aber einen wesentlichen Vorteil, der – geschickt eingesetzt – durchaus zu einem für beide Parteien interessanten Ergebnis führen kann.

Mittelfristig bis 2035 ergibt sich für den Netzausbau ein breiterer Fächer von Anforderungen, bedingt durch unterschiedliche Entwicklungen bei den Produktionsanlagen im In- und Ausland. Mögliche Varianten werden hier nur summarisch dargestellt.

- Netztechnisch ist gemäss ENTSO-E jedes Land in seiner Regelzone selbst für den Ausgleich von Produktion und Verbrauch verantwortlich. Die dazu notwendige Energie kann in der Schweiz mit Flusskraftwerken und thermischen Anlagen erzeugt werden, ergänzt mit einfach regelbaren Anlagen (Speicher- und Gaskraftwerke). Die Pumpspeicherwerke könnten einen Beitrag leisten zum gesamteuropäischen Stromaustausch mittels Import stochastisch produzierter Energie (bis 2035 wohl vorwiegend aus Offshore-Windparks) und Export von Spitzenenergie. Es ist denkbar, dass nach Realisierung der Projekte gemäss SÜL und der Behebung wichtiger Engpässe das dann existierende Netz den Anforderungen im Wesentlichen genügen könnte.

- Ein sehr forcierter Ausbau der neuen erneuerbaren Energiequellen im Inland würde die Anforderungen an das Netz (und an die Speichermöglichkeiten oder frei regelbaren Produktionsanlagen) erhöhen. Dabei wären primär eher lokale oder regionale Verteilnetze betroffen als die leistungsstarken Trassees der Höchstspannungsebene (vgl. Abbildung 4.7).

- Der weitgehende Verzicht auf einen Ausbau der inländischen Stromproduktion bzw. deren Abnahme für den Fall, dass die Schweiz die bestehenden Kernkraftwerke nach Erreichen ihrer Lebensdauer nicht ersetzt, würde die Schweiz zu einem markanten Nettoimporteur von elektrischer Energie machen. Netztechnisch wäre dies wahrscheinlich ohne allzu grosse Schwierigkeiten zu bewältigen, wenn das strategische Netz ausgebaut ist und die benötigte Energie

bedarfsgerecht und nicht stochastisch geliefert wird.

- Die Variante mit den höchsten Anforderungen an das Netz wäre wohl, wenn die schweizerische Elektrizitätswirtschaft versuchen würde, die Pumpspeicherwerke in den Alpen möglichst optimal zu nutzen, um in der EU stochastisch produzierten Überschussstrom zu importieren und mit Gewinn als Spitzenenergie zu verkaufen. Dies gilt unabhängig davon, ob die Schweiz ein Nettoimporteur oder -exporteur ist. Die Anforderungen wären bei dieser Variante nicht nur für das Netz, sondern auch für die Pumpspeicherkapazität erhöht. Im Vordergrund stünde nicht die eigentliche Speicherkapazität in TWh, sondern die erreichbare Leistung in GW.

Es ist kaum zu erwarten, dass eine der obigen Varianten in Reinform verwirklicht wird. In Anbetracht der zum Teil über zehn Jahre dauernden Realisierungszeiten für Netzausbauten, speziell im Höchstspannungsbereich, ist auch für diesen Zeitraum kritisch darauf zu achten, dass das Netz mit den beschlossenen Produktions- und Speicherkapazitäten Schritt halten kann.

Langfristig bis 2050 können die wesentlichen Optionen nur sehr vage umschrieben werden. Es ist davon auszugehen, dass die EU ein eng vernetztes Energiesystem realisiert. Geplant sind auch zwei alpenquerende Leitungen mit Querverbindungen.

Neben der Einspeisung beträchtlicher Mengen an elektrischer Energie aus stochastisch produzierenden Windfarmen und evtl. dezentralen Photovoltaikanlagen ist der Import von solar-thermisch produzierter Energie aus Nordafrika eine mögliche Option. Diese Art der Stromproduktion erlaubt zwar keinen idealen Lastfolgebetrieb, wäre aber gegenüber stochastisch produzierenden Anlagen netztechnisch wesentlich einfacher zu bewältigen. Dies gilt speziell, wenn die Anlagen an Orten gebaut werden, wo die Sonneneinstrahlung praktisch mit dem Tagesablauf prognostizierbar ist und zudem wenigstens ein Teil der Wärme zwischengespeichert und bei Bedarf – auch nachts – abgerufen werden kann.

Bis zum Jahr 2050 ist damit zu rechnen, dass die Pumpspeicherung in den Alpen immer noch sinnvoll und wichtig sein wird. Ihre relative Bedeutung für das Gesamtenergiesystem wird jedoch eher ab- als zunehmen. Einerseits ist schon vorher mit einem vollen Ausbau der sinnvollen Speichermöglichkeiten zu rechnen, andererseits ist davon auszugehen, dass mit zunehmender Elektrifizierung der Wirtschaft die Stromproduktion absolut gesehen zunehmen wird. Darüber hinaus ist nicht auszuschliessen, dass bis 2050 andere Speichertechnologien soweit entwickelt sind, dass sie ökonomisch mit der Pumpspeicherung in Konkurrenz treten können.

Da Importe über sehr grosse Distanzen wahrscheinlich über Gleichstromleitungen (HGÜ) erfolgen werden, gehört es zu den Aufgaben der schweizerischen Energiepolitik, den Anschluss an diese technologische Entwicklung sicherzustellen. Es ist weniger wichtig, dass sich der Stromtransport durch die Schweiz auf ein HGÜ-Netz abstützen kann. Entscheidend für die Drehscheibenfunktion ist vielmehr, dass der Anschluss an ein übergelagertes HGÜ-Netz in Europa gewährleistet ist, sei es durch einen Knoten in der Schweiz oder durch einen grenznahen Knoten und eine genügend leistungsstarke AC-Höchstspannungsleitung.

Eine weitere Vision ist das Projekt Desertec (vgl. Abbildung 4.8). Dieses geht auf eine Industrie-Initiative zurück, die 2008 gegründet wurde. Das Konsortium klärt ab, inwieweit Europa mit Strom versorgt werden könnte, der mit Sonnenkraftwerken in der Wüste erzeugt wird. Ein erstes Pilotprojekt ist im Bau; es soll 2014 erstmals Solarstrom von Marokko nach Spanien liefern.

Technisch und möglicherweise auch ökonomisch scheint die Idee realisierbar, auch wenn dazu noch etliche Herausforderungen gelöst werden müssen. Ob die Idee auch politisch realisierbar ist, ist eine andere Frage. Problematisch ist vor allem, dass einzelne Länder Teile des Systems lahm legen könnten und Europa so in eine kritische Abhängigkeit gerät.

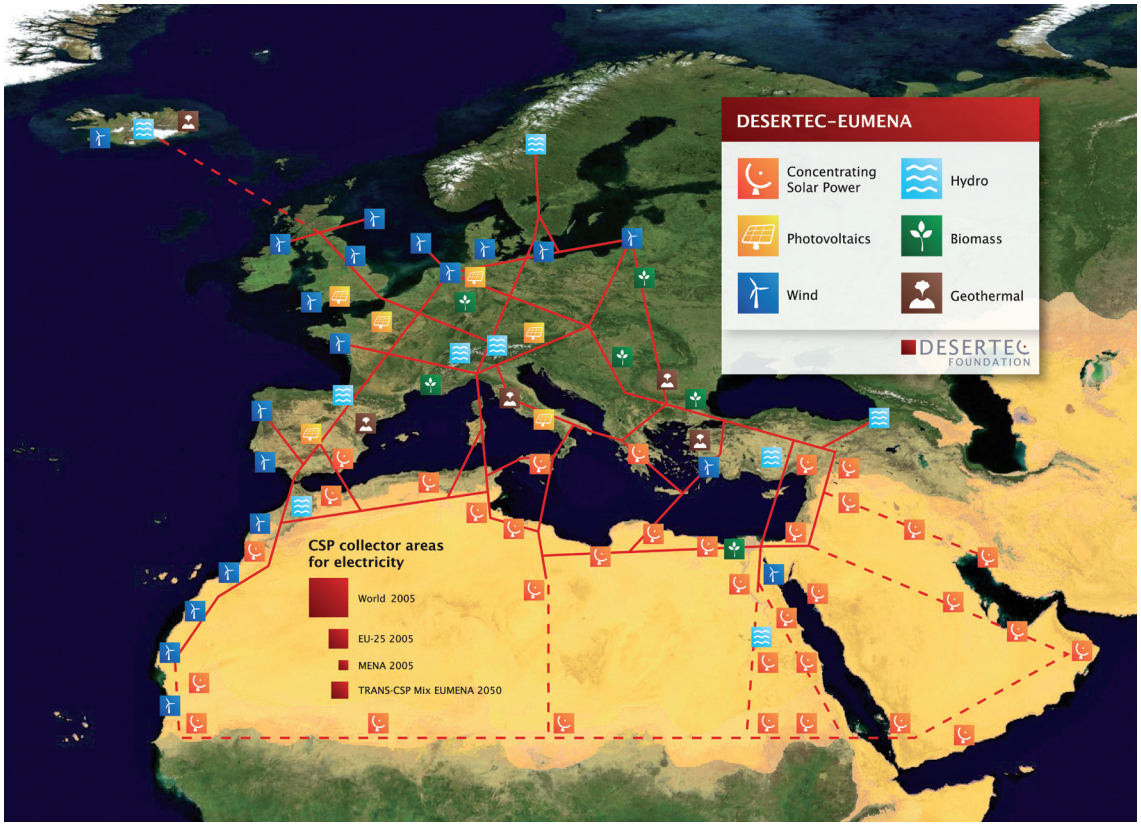


Abbildung 4.8: Mit der Vision des Projekts Desertec wird eine mögliche Versorgung Europas mit Solarstrom aus der Wüste abgeklärt. (Desertec foundation)

4.9 Literatur

Avenir Suisse: «Elektrizitätsmarkt: Wettbewerb und Entflechtung des ‹Swiss Grid›», Urs Meister, September 2007 www.proclim.ch/news?2487

Avenir Suisse: «Energiesicherheit ohne Autarkie – Die Schweiz im globalen Umfeld», Urs Meister, Verlag NZZ Libro, Zürich 2010 www.proclim.ch/news?2488

BfE-Studie: «Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)», Dr. Thilo Krause, April 2008

BfE: «Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz», Studie Econcept AG/EnCT GmbH 2009 www.proclim.ch/news?2442

Bacher Rainer, Löhrer Fredi 2005: Der Sachplan der Übertragungsleitungen - Ein Beitrag zur Netzsicherheit. In: Bulletin SVE / VSE, Fachzeitschrift von Electrosuisse und VSE. 08.12.2005 www.proclim.ch/news?2489

BUWAL: «Elektrosmog in der Umwelt», 2005 www.proclim.ch/news?2490

Credit Suisse: «Der Elektrizitätssektor auf dem Weg zum Wettbewerb?» Swiss Issues Wirtschaftspolitik, 2010 www.proclim.ch/news?2491

Dena-Netzstudie II (Deutsche Netzagentur): «Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung 2015–2025» www.proclim.ch/news?2492

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR): «Trans-Mediterraner Solarstromverbund», Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, 2006 www.proclim.ch/news?2493

Duthaler Christoph et al: «Analysis of the Use of Power Transfer Distribution Factors (PTDF) in the UCTE Transmission Grid», Power System Computation Conference, Glasgow, 2008 www.proclim.ch/news?2494

ElCom-Forum: «Auf dem Weg zum sicheren und effizienten Übertragungsnetz», 25.11.2010 www.proclim.ch/news?2495

Energie-Trialog Schweiz: «Chancen und Risiken eines verstärkten Imports von Elektrizität», Zusammenfassung der Diskussion am Experten-Workshop vom 2. Februar 2009, Zürich, Dr. Rainer Bacher, BACHER ENERGIE, Baden, Dr. Martin Jakob, TEP Energy GmbH, Zürich www.proclim.ch/news?2496

ENTSO-E: «Ten Year Network Development Plan»

EU Bericht Energy infrastructure (2011): Priorities for 2020 and beyond – a blueprint for an integrated European energy network. www.proclim.ch/news?2501. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2011. ISBN 978-92-79-18877-0 doi:10.2833/78572

EU-Stromrichtlinie (2003/54/EG) «Binnenmarktpaket für die leitungsgebundene Energieversorgung», EU-Gasrichtlinie (2003/557EG) sowie der EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel (EG Nr. 1228/2003), enthält umfangreiche rechtliche Vorgaben für die Ausgestaltung des nationalen Energiewirtschaftsrechts

Herzog Bruno: «Elektroautos als mobile Stromspeicher», Siemens Schweiz, Bulletin SEV/AES 2/2010 www.proclim.ch/news?2502

IEA Report zu Stromnetzen

Krause Thilo: «Evaluating Congestion Management Schemes in liberalized Electricity markets applying Agent-based Computational Economics», Diss. ETH Nr. 16928, 2007 www.proclim.ch/news?2503

Kröger Wolfgang et. al: Simulation komplexer Störungsabläufe. Ein objektorientierter Ansatz für die Ermittlung der Zuverlässigkeit von Übertragungsnetzen, ETHZ, Bulletin SEV/AES 6/2008, S. 21 www.proclim.ch/news?2504

Moglestue Andres: Die Vision der grossflächigen Nutzung der Sonne in der Wüste. Strom aus der Sahara für Europa. Bulletin SEV/AES 3/2010, S.10 www.proclim.ch/news?2505

Romerio Franco: «Electricity market reform: From experience to future prospects», Institute for Environmental Sciences, Universität Genf, Februar 2010

Swissgrid (2011): «Das Schweizer Stromnetz: Rückgrat der Energieversorgung», 2011

Swissgrid (2011): «Die aktuellen Energieszenarien in der Schweiz: Auswirkungen auf das Übertragungsnetz», 2011

UREK-N: «Die im StromVG stipulierte Reservehaltung», Bericht des Bundesrates zum Postulat 08.3757 www.proclim.ch/news?2508

Anhang 1: Chronologie der Liberalisierung in der EU

Mai 1988
Die Europäische Kommission legt ihren ersten Bericht zur Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes vor.

Dezember 1996
Erste EU-Richtlinie zur Elektrizitätsmarktliberalisierung: Die «Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt» erlässt gemeinsame Vorschriften für die Elektrizitätserzeugung, -übertragung und -verteilung. Sie regelt Organisation und Funktionsweise des Sektors, Marktzugang sowie Betrieb der Netze.

Juni 2003
Zweite EU-Richtlinie zur Elektrizitätsmarktliberalisierung: Die «Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt» hebt die «Richtlinie 96/92/EG» auf und bringt Massnahmen zur vollständigen Öffnung. Die Verordnung Nr. 1228/2003 regelt die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Ziel ist, die Voraussetzungen für einen echten Wettbewerb und die Schaffung eines Binnenmarktes zu verbessern.

Juli 2004
Die Marktöffnung für KMU bringt das Recht zur freien Wahl ihres Elektrizitätsanbieters.

März 2006
Die EU veröffentlicht mit dem Grünbuch eine «europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie».

Januar 2007
Ein Fortschrittsbericht über den Energiebinnenmarkt, basierend auf dem Grünbuch und entsprechenden Vernehmlassungen, wird von der EU-Kommission veröffentlicht. Darin stellt diese «ernstzunehmende Unzulänglichkeiten» fest und präsentiert gleichzeitig Massnahmen zur Verbesserung von Nachhaltigkeit, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit.

März 2007
Energiepolitischer Aktionsplan der EU: Basierend auf den von der Kommission im Januar 2007 vorgeschlagenen Massnahmen einigen sich die europäischen Staats- und Regierungschefs auf einen energiepolitischen Aktionsplan für die Jahre 2007 bis 2009.

Juli 2007
Die Marktöffnung für alle Endkunden bringt das Recht zur freien Wahl des Elektrizitätsanbieters.

September 2007
Dritte EU-Richtlinie zur Elektrizitätsmarktliberalisierung: Die «EU-Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt» wird vorgelegt. Sie soll die Richtlinie 2003/54/EG aufheben und setzt sich folgende Ziele: freie Konsumentenwahl, faire Preise, saubere Energie und Versorgungssicherheit. Die Kommission schlägt die folgenden Massnahmen vor: striktere Trennung von Produktion und

Vertrieb von den Übertragungsnetzwerken; Fördern des grenzüberschreitenden Stromhandels; effektivere nationale Regulatoren; Fördern von grenzüberschreitenden Kollaborationen und Investitionen, grössere Markttransparenz und Netzwerkkooperationen.

Juli 2009

Das EU-Parlament erlässt die Richtlinie 2009/72 und die Verordnung Nr. 714/2009 zum grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel und zur Aufhebung der Verordnung Nr. 1228/2003. Sie verankern das Prinzip der Nichtdiskriminierung im Gemeinschaftsmarkt und legen die Gründung eines Europäischen Verbundes von Übertragungsnetzbetreibern (ENTSO-E) und einer Vereinigung für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren (Association for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) fest.

November 2010

Der deutsche Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) kommuniziert den Start der europäischen Marktkopplung ohne Netzengpässe an den Grenzen. «Der erfolgreiche Start der Marktkopplung in West- und Nordeuropa bringt uns einem integrierten europäischen Strommarkt ein grosses Stück näher. So weitreichend die jetzt vollzogene Marktkopplung auch ist, werden sich die Energieunternehmen weiter dafür einsetzen, dass dies nicht der letzte Schritt bleibt. Die deutsche Energiewirtschaft strebt einen wirklichen Binnenmarkt für Strom und Gas in Europa an.»

November 2010

Die Dena-Netzstudie II liefert ein strategisches Konzept zur Weiterentwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration erneuerbarer Energien in Verbindung mit einem zunehmendem europäischen Stromhandel im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick auf 2025. Die Bedeutung der Pumpspeicherwerke im Alpenraum wird explizit hervorgehoben.

5 Bewertungskriterien für ein «nachhaltiges Elektrizitätssystem der Schweiz»

Autoren
Paul Burger, Universität Basel; Stefan Hirschberg, Paul Scherrer Institut; Heinz Gutscher, Universität Zürich

Obwohl dieses Kapitel sich von den Kapiteln 2 bis 4 darin unterscheidet, dass die einzelnen Teile nicht auf Vorarbeiten einer grösseren Gruppe von Experten und Expertinnen basieren, sondern von den drei genannten Autoren stammen, ist es Ergebnis intensiver Diskussionen und Feedbacks.

Als in den 1960er- und 1970er-Jahren des vergangenen Jahrhunderts das in den Grundzügen bis heute bestehende Elektrizitätssystem der Schweiz etabliert wurde, standen für dieses zwei Ziele im Vordergrund: Es sollte möglichst billigen Strom für eine wachsende Wirtschaft und für eine wachsende Bevölkerung auf wirtschaftlich effiziente Weise zur Verfügung stellen und es sollte eine sichere Versorgung gewährleisten. Die vorgängigen Kapitel haben deutlich gemacht, dass das heute bestehende Elektrizitätssystem vor grossen Herausforderungen steht und dass ein beträchtlicher Investitions- und Innovationsbedarf besteht. Dabei stellt sich angesichts der Langfristigkeit von Infrastrukturentscheidungen die Frage, welchen Zielen die Transformation des Elektrizitätssystems mit Blick auf den hier verfolgten Zeithorizont bis 2050 genügen soll.

Das Zielsystem aus der Mitte des letzten Jahrhunderts genügt den Ansprüchen aus verschiedenen Gründen nicht mehr. Schon seit längerer Zeit sind neben der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit zusätzlich Umweltfaktoren wie Schadstoffe oder Landschaftsschutz hinzugekommen. Mit Kohle lässt sich heute z. B. billig und auf Grund der geltenden Rahmenbedingungen wirtschaftlich effizient Strom produzieren; die damit einhergehenden CO_2-Emissionen sprechen aber gegen diese Produktionsart, zumindest solange das CO_2 nicht abgeschieden und sicher entsorgt werden kann. Angesichts der Langfristigkeit von Umweltrisiken – Klimawandel, Fragilität der ökologischen Systeme, Wasserknappheiten, Ressourcenknappheiten – müssen Umweltfaktoren heute in einem Zielsystem für die künftige Stromversorgung unbedingt berücksichtigt werden.

Zudem kann es auch nicht mehr einfach darum gehen, einen Bedarf allgemein zu bedienen, da sich sowohl aus Effizienz- als auch aus Suffizienzüberlegungen die Frage nach der Legitimität (Verantwortlichkeit) des Verbrauchs von Elektrizität stellt. Schliesslich ist die Entwicklung des Elektrizitätssystems sowohl in den europäischen Kontext als auch in den Kontext der Entwicklung des Energiesystems insgesamt (z. B. Tendenzen bezüglich Erdöl) zu stellen.

Diese Faktoren bedeuten nicht, dass die Kriterien «möglichst billig» (resp. «wirtschaftlich effizient») und «sichere Versorgung» nicht mehr länger zum Zielsystem eines künftigen Elektrizitätssystems der Schweiz gehören sollen. Die genannten Aspekte machen aber deutlich, dass das gesuchte Zielsystem durch weitere substanzielle Kriterien zu ergänzen ist.

Als Rahmen für derartige Ergänzungen stehen zwei Optionen im Vordergrund: die Orientierung an einem Schlüsselindikator, der insbesondere die grundlegenden Umweltaspekte berücksichtigt, oder aber die Orientierung an dem seit der Konferenz von Rio 1992 international anerkannten Leitbild der Nachhaltigkeit (resp. der nachhaltigen Entwicklung). Als Schlüsselindikator käme z.B. der CO_2-Ausstoss in Frage oder eine durchschnittliche (Primärenergieverbrauch orientierte) Verbrauchsgrösse, wie das bei der bekannten Formel der 2000-Watt-Gesellschaft der Fall ist. Auf den CO_2-Ausstoss zielt die Idee der 1-Tonnen-CO_2-Gesellschaft ab. Dieser zu Folge soll das Energiesystem so transformiert werden, dass neben den Kriterien «wirtschaftlich effizient» und «sichere Versorgung» auch noch das Ziel hinzukommt, die Schweiz dürfe höchstens 1 t CO_2 pro Kopf und Jahr verbrauchen. Dieses Ziel sollte für 2100 erreicht werden, für 2050 wäre das Ziel 2 t CO_2.

Das Leitbild der Nachhaltigen Entwicklung ist demgegenüber weiter gefasst. Nachhaltigkeit berücksichtigt nicht nur Umweltfaktoren wie CO_2, sondern auch soziale und institutionelle Aspekte. Die Schweiz (Bundesverfassung Art. 73; Nachhaltigkeitsstrategie des Bundes) sowie die EU (EU-Strategie 2001, Energiepolitik 2007) haben sich grundsätzlich auf das Ziel der Nachhaltigkeit verpflichtet, und in vielen Bereichen ist heute die Orientierung an Nachhaltigkeit zu einem Standard geworden (z.B. GRI-Reporting in der Wirtschaft). Da «nachhaltige Entwicklung» zusätzlich gesellschaftliche Aspekte berücksichtigt, hat sich der Steuerungsausschuss entschlossen, sich am Leitbild der Nachhaltigkeit zu orientieren.

Dieses Leitbild gibt nun zwar einen allgemeinen Rahmen vor, wirft aber auch einige Fragen auf, wenn es um konkrete Kriterien geht, die als Richtschnur für Ziel- resp. Bewertungssysteme dienen sollen. Erstens stellt sich die Frage, in welcher Hinsicht mit der Verpflichtung auf Nachhaltigkeit wissenschaftlich fundierte Zielbestimmungen erwachsen, die eindeutige Urteile über die Ausrichtung des neuen Systems erlauben. Daran anschliessend stellt sich zweitens die Frage, ob wir über wissenschaftlich fundierte Bewertungssysteme verfügen, mit denen hinreichend eindeutig Vor- und Nachteile der verschiedenen Optionen evaluiert werden können, so dass daraus zweifelsfreie Politikempfehlungen erwachsen.

Dieses Kapitel argumentiert einerseits dafür, dass beide Erwartungen in dieser starken Form (eindeutiges Zielsystem, Entscheidungen determinierendes Bewertungssystem) nicht erfüllbar sind. Es demonstriert aber andererseits auch, dass die Nichterfüllung dieser hohen Erwartung nicht gleichbedeutend damit ist, dass wir keine gut fundierten Nachhaltigkeits- bzw. Bewertungskriterien haben. Alle Bewertungssysteme basieren zwar auf Prämissen und Methoden, und ihre Aussagekraft ist immer von diesen abhängig. Dennoch lassen sich solche Ziel- und Bewertungssysteme vergleichen und analysieren. Nachhaltigkeitsbewertungen vermögen Entscheidungen nicht auszulösen bzw. gar zu determinieren, aber sie können Grundlagen für rationale Entscheide liefern.

Im Folgenden geht es in Kapitel 5.1 zunächst um die allgemeinen Grundlagen von Nachhaltigkeitsbewertungen (mit Blick auf das Elektrizitätssystem der Schweiz). Drei Aspekte werden angesprochen: die Bedeutung von Unsicherheit, die verschiedenen Bausteine, die für Bewertungen erforderlich sind, und die verschiedenen Varianten für Zielbestimmungen. Mit Kapitel 5.1 soll auf der einen Seite ein Boden für das in Kapitel 6 zugrunde gelegte Zielsystem gelegt werden. Zum anderen soll dieses Kapitel auch verständlich machen, weshalb unterschiedliche Bewertungen gerade in Bezug auf ein «nachhaltiges Elektrizitätssystem» vorgenommen werden können. Es soll mit anderen Worten Gründe für die Diversität von begründeten (!) Auffassungen verständlich machen. Schliesslich soll es auch in

Erinnerung rufen, dass es nicht Aufgabe der Wissenschaft sein kann, der Gesellschaft Ziele vorzugeben.

Kapitel 5.2 stellt einen durch das PSI entwickelten und im Kontext des europäischen NEEDS-Projekts angewandten Ansatz vor. Dieser fokussiert auf die Bewertung der verschiedenen Technologien, die für die Produktion von Elektrizität zur Verfügung stehen, und verwendet Methoden wie Lebenszyklusanalysen (LCA), Umwelteinfluss-Assessment, Kostenrechnungen oder Multikriterien-Entscheidungsanalysen (MCDA). Dieser Ansatz enthält selbst kein Zielsystem, sondern soll unter Berücksichtigung von ökologischen, ökonomischen und sozialen Aspekten einen Vergleich der verschiedenen Technologien ermöglichen, die heute für die Produktion von Elektrizität zur Verfügung stehen. Die Ergebnisse dieses Indikatoren-gestützten Ansatzes können zu verschiedenen Zielsystemen in Beziehung gesetzt werden.

Die beiden Kapitel 5.1 und 5.2 thematisieren wissenschaftliche Grundlagen für rationale, d.h. informierte Entscheidungen. Allerdings wissen wir, dass «rational» ein Ideal ist und Entscheidungen gerade mit Blick auf das Management von Risiken nicht allein nach komplexen Kriterien der Informiertheit getroffen werden. Kapitel 5.3 thematisiert daher die Unterschiede zwischen der erfahrungsbasierten und der analytischen Informationsverarbeitung und deren Konsequenzen für Entscheidungsfindungen.

5.1 Nachhaltigkeitsbewertung: Leistungen, Grundlagen & Kriterien

Bewertungen haben die grundsätzliche Funktion, Informationen über eine bestimmte Situation in Relation zu einem bestimmten Zielzustand (etwas Gewünschtes oder gar Gesolltes) zu vermitteln. Mit Handlungen verfolgen wir bestimmte Ziele, und die Bewertungen geben uns Auskunft darüber, wie günstig oder ungünstig die jetzige Situation oder mögliche Handlungsfolgen mit Blick auf diese Ziele sind. Wenn wir sagen, dass wir uns in einer Rezession befinden, dann ist das eine Bewertung des wirtschaftlichen Zustands, basierend auf der Annahme, dass wirtschaftswissenschaftlichen Standardauffassungen zufolge Wirtschaftswachstum der Sollzustand ist. Eine derartige Bewertung informiert uns, dass wir womöglich gewisse Handlungen tätigen sollten, z.B. die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verändern.

Bei Nachhaltigkeitsbewertungen interessiert das Hier und Jetzt allerdings nur in zweiter Linie. Wichtig bei Nachhaltigkeitsbewertungen ist der Blick in die Zukunft. Wir möchten a) wissen, in welche Richtung sich etwas längerfristig bewegen könnte (z.B. Entwicklung der CO_2-Emissionen) und wie günstig oder ungünstig dies mit Blick auf die Nachhaltigkeit ist. Und wir wollen b) wissen, wie günstig oder ungünstig die Konsequenzen unserer Entscheidungen in der Zukunft sein werden, d.h. ob sie in die für nachhaltige Entwicklung angenommene Richtung zielen (z.B. substanziell weniger Ressourcenverbrauch). Nachhaltigkeitsbewertungen sollen uns also erlauben, unsere Entscheidungen mit Blick auf die langfristigen Konsequenzen zu fällen.

Diese Zukunftsausrichtung ist ein grundlegendes Merkmal des Diskurses um Nachhaltigkeit. Die überragende Bedeutung einer langfristig orientierten Zukunftsperspektive ist eine Folge des Problemhintergrunds, der für die World Commission on Environment and Development (WCED) bei der Ausarbeitung ihres Leitbilds «Nachhaltigkeit» entscheidend war (Brundtland-Bericht). Vor dem Hintergrund zunehmend knapper werdender ökologischen Ressourcen und fragiler Ökosysteme sind die menschlichen Entwicklungsstrategien mit erheblichen Risiken behaftet. Was heute die Lebensbedingungen der Menschen verbessert, kann übermorgen erhebliche negative Auswirkungen eben auf diese Lebensbedingungen haben. Der Klimawandel ist das vielleicht prominenteste Beispiel für derartige Risiken. Nachhaltige Entwicklung ist die von der Brundtland-Kommission vorgeschlagene Antwort auf diese von uns selbst hervorgebrachten Risiken. Allerdings geht es nicht allein um Umweltrisiken, sondern generell um Risiken, durch deren Eintreten künftige Generationen um die Möglichkeit gebracht werden könnten, ihre Vorstellungen von Lebensqualität zu verwirklichen. Selbstverantwortung, Dynamik und Offenheit einer freiheitlichen

Gesellschaft sind zudem integrale Bestandteile einer Nachhaltigen Entwicklung.

Für Nachhaltigkeitsbewertungen, die informierte Entscheidungen ermöglichen sollen, hat dieser Zeithorizont sowie die Berücksichtigung von Offenheit und Selbstverantwortung künftiger Generationen erhebliche Folgen: Die erste Folge besteht darin, dass wir immer unter Unsicherheiten operieren (vgl. Abschnitt 5.1.1). Die zweite besteht darin, dass wir mit Blick auf die hier zur Diskussion stehende Komplexität unterschiedliche Bausteine für die Konstruktion von Bewertungssystemen berücksichtigen müssen, wobei diese Bausteine unterschiedliche Optionen zulassen (vgl. Abschnitt 5.1.2). Drittens schliesslich ist gerade aus Sicht der Wissenschaften höchst unklar, ob und in welcher Weise Nachhaltigkeitsziele eindeutig festgelegt werden können. Tatsächlich gibt es dazu unterschiedliche Optionen (vgl. Abschnitt 5.1.3).

5.1.1 Entscheidungen unter Unsicherheit

Der Blick der vorliegenden Stellungnahme der Akademien Schweiz ist auf das Jahr 2050 gerichtet. Entscheidungen mit Blick auf einen Zeithorizont von 40 Jahren sind grundsätzlich mit Unsicherheiten behaftet. Die in den Kapiteln 2 bis 4 diskutierten Aspekte bringen die Komplexität des Elektrizitätssystems deutlich zum Ausdruck. Es handelt sich um ein dynamisches System mit vielfältigen Rückkopplungsmechanismen. Zu diesen gehören beispielsweise gesellschaftliche Reaktionen und Technologieentwicklungen, Marktmechanismen, politische Steuerungsinstrumente, die internationale Vernetzung, individuelles Verhalten etc. Wer vor diesem Hintergrund davon ausgeht, dass im Jahre 2050 die Individuen noch genauso mit Elektrizität umgehen werden wie heute, geht demnach bei den heutigen Entscheidungen von der Annahme aus, dass keine sozio-kulturellen Lernprozesse stattfinden werden. Das ist genauso unplausibel wie die umgekehrte Annahme, dass sich bis 2050 suffiziente Lebensstile weitgehend durchgesetzt haben werden. Welche Lernprozesse tatsächlich stattfinden werden ist, lässt sich kaum voraussagen, zumal diese ja freiheitlich vollzogen werden sollen.

Gerade in Bezug auf die Lernprozesse wird die für die Nachhaltigkeitsthematik fundamentale Klammer der Unsicherheiten deutlich. Wir dürfen zwar zusätzlich zu Verhaltensänderungen Lernprozesse in folgenden Bereichen erwarten: Technologien zur Elektrizitätsproduktion, Netztechnologien, Effizienzsteigerung für Haushalte und Wirtschaft, internationale Abkommen (europäische Vernetzung, CO_2-Abkommen), Steuerungsinstrumente sowie Internalisierung von externen Kosten. Aber wir können heute nicht genau sagen, worin diese Lernprozesse bestehen werden. Sie können iterativ sein wie z. B. eine kontinuierliche Verbesserung der Photovoltaik. Sie könnten aber auch revolutionäre Schritte beinhalten, welche die Ausgangslage schlagartig verändern. Weder wissen wir, worin das follow-up des follow-up besteht, noch können wir vorweg revolutionäre Durchbrüche identifizieren. Wir können auch nicht die wechselseitigen Interaktionen der künftigen Lernprozesse bestimmen. Auch das oft in Anspruch genommene Vorsorgeprinzip hilft hier nicht viel weiter. Dieses fordert nämlich nicht einen Verzicht auf Risiken, sondern verlangt «nur» einen vertretbaren Umgang mit Risiken. Es gilt Risiken zu vermeiden, deren Eintreten zum Schaden Y führen, und es gilt zu vermeiden, dass ein Schaden Z entsteht, weil ein bestimmtes Risiko nicht in Kauf genommen wurde.

Eine Nachhaltigkeitsbewertung wird somit schon deswegen eine Entscheidung immer nur informieren, nicht aber determinieren können, weil es um ein komplexes dynamisches System mit Rückkopplungen und einem Zukunftshorizont geht. Die Nachhaltigkeitsbewertung selbst unterliegt dem Kriterium der Unsicherheit. Eine Entscheidung könnte nur dann durch eine Bewertung determiniert werden, wenn a) die Ziele eindeutig identifiziert werden können und b) vollständige Informationen über die Wirkung von Massnahmen vorliegen. Weder a) noch b) sind realisierbar. Eine Nachhaltigkeitsbewertung kann allerdings Eckpunkte setzen, innerhalb denen Entscheidungen als rational gelten können. Ohne zusätzliche gesellschaftliche Aushandlungen über die konkreten Ziele wird es aber nicht gehen. Die von der Politik verlangten «Ge-

wissheiten» können durch eine Nachhaltigkeitsbewertung nicht beigebracht werden.
In einem Punkt lässt sich aber dennoch eine klare Aussage machen:

Grundsatz der Vermeidung von Lernprozessen verhindernden Pfadabhängigkeiten
Auch wenn wir die Lernprozesse nicht genau identifizieren können, sind solche für ein nachhaltiges Elektrizitätssystem notwendig. Da Infrastrukturentscheidungen immer zur Folge haben, dass man einen bestimmten Pfad beschreitet, muss für diese Pfade gelten, dass sie nicht Innovationen und Lernprozesse hemmen dürfen, die zum Erreichen von Nachhaltigkeitszielen (vgl. Abschnitt 5.1.3) unverzichtbar sind.

5.1.2 Bausteine einer Nachhaltigkeitsbewertung («Indikatorensystem»)

Obwohl wir keine vollständige Information über den heutigen Zustand und die künftige Entwicklung des schweizerischen Elektrizitätssystems haben, wollen wir mit Nachhaltigkeitsindikatoren mögliche Entwicklungspfade beurteilen. Zusätzlich zu der in Abschnitt 5.1.1 thematisierten Unsicherheit kommt diesbezüglich als weitere Einschränkung hinzu, dass Indikatorensysteme auf unterschiedliche Weise konstruiert werden können.
Was unterscheidet Nachhaltigkeitsindikatoren von Messgrössen? Wenn wir sagen, dass in der Schweiz pro Sekunde ein Quadratmeter Land zugebaut wird, dann beschreibt diese Aussage mit Hilfe einer Messgrösse, wie sich ein Zustand verändert. Sie dokumentiert, wie die Bodenversiegelung in der Schweiz zunimmt. Diese Messgrösse ist aber noch kein Nachhaltigkeitsindikator. Nachhaltigkeitsindikatoren zeichnen sich durch ein besonderes Erkenntnisinteresse aus: Wir wollen Informationen in Bezug auf eine bestimmte, zumindest qualitative Zielgrösse gewinnen. Die Nachhaltigkeit eines Systems lässt sich demnach nur beurteilen, wenn Ziele festgelegt wurden, welche die Nachhaltigkeit repräsentieren.
Die Zielorientierung ist allerdings nur eine von vier Strukturanforderungen, die ein Nachhaltigkeitsbewertungssystem erfüllen muss. Die zweite Anforderung bezieht sich auf den Gegenstand. Soll z.B. das Elektrizitätssystem als Ganzes oder sollen nur einzelne Herstellungstechnologien bewertet werden? Eine Nachhaltigkeitsbewertung muss in irgendeiner Weise den zu bewertenden Gegenstand unter Einschluss der Rückkoppelungsmechanismen konzeptualisieren. Dafür gibt es verschiedene Ansätze wie das DPSIR-Modell (Driving Force-Pressure-State-Impact-Response), Stoff- resp. Kapital-Fluss-Modelle, das pragmatische Drei-Dimensionen-Modell oder Agenten-basierte Modelle.
Die dritte Anforderung betrifft die Kriterien für die Indikatoren selbst. Hier sind zunächst eine Reihe formaler Kriterien zu erfüllen wie Zuverlässigkeit der Daten (unter Einschluss ihrer Gewinnung), Vergleichbarkeit, Relevanz, Transparenz und Nachvollziehbarkeit. Weiter geht es um die Art der Indikatoren: Will man z.B. nur quantitative (=messbare) Skalen, oder lässt man auch qualitative oder ordinale Skalen für Indikatoren (z.B. mittels Expertenbefragungen) zu? Schliesslich stellt sich das Problem der Aggregation. Wie kommt man von einer Menge von Indikatoren zu einem Gesamturteil? Hierzu bedarf es oft zusätzlicher Methoden.
Viertens schliesslich stellen sich bei all diesen Punkten Fragen nach dem «Wer legt diese fest?» resp. dem «Wie werden diese festgelegt?». Konkrete Indikatorensysteme basieren in der Regel auf Aushandlungsprozessen zwischen Akteuren (siehe z.B. MONET) oder aber auf Expertenbefragungen z.B. mit Delphi (vgl. Abschnitt 5.2). Das konkrete Ergebnis ist somit immer rückbezogen auf diejenigen, die am Prozess beteiligt waren.
Diese offenkundige Komplexität der Nachhaltigkeitsbewertungen wurde schon Mitte der 1990er-Jahre auf internationaler Ebene gesehen. In den Bellagio-Prinzipien (1997) wurden daher allgemeine Rahmenbedingungen für Indikatorensysteme definiert. Diese legen aber z.B. nur fest, dass es klar formulierter Ziele bedarf, sie legen nicht fest, wie man zu diesen Zielen gelangt. Dass kein noch so transparent und seriös entwickeltes Indikatorensys-

tem einen Alleinvertretungsanspruch erheben kann, wird auch daran erkenntlich, dass mindestens drei Typen von Bewertungen zu unterscheiden sind:

a) Normatives (deduktives) Assessment: Die Grundlage bilden Zielbestimmungen, die deduktiv auf der Basis einer Operationalisierung des normativen Gehalts von Nachhaltigkeit festgelegt wurden. Das Assessment orientiert sich an einem normativ festgelegten Massstab und berücksichtigt insbesondere Kriterien der Gerechtigkeit. Beispiele hierfür bilden u.a. MONET, der Bericht der britischen Sustainable Development Commission über «The role of nuclear power in a low-carbon society» (SDC 2006), sowie das auf 15 minimal-notwendigen Nachhaltigkeitsregeln beruhende Indikatorenset der Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren (Kopfmüller 2001).

b) Deskriptives Assessment mit Fokus auf die Präferenzen der Akteure: Hierbei werden Einstellungen resp. Präferenzen von Akteuren (Experten, Stakeholder, Entscheidungsträger etc.) auf der Basis eines vorgängig festgelegten Kriteriensets ermittelt. Dies geschieht in der Regel unter Verwendung eines Tools, das Entscheidungen unterstützen soll (z.B. eine MCDA). Die Kriterien können z.B. über ein Delphi-Verfahren mit Experten etabliert werden (vgl. die Literatur unter 5.2).

c) Deskriptive Assessment-Verfahren «aus der Beobachter-Perspektive»: Hierbei werden Prozesse und Zustände z.B. mittels Verwendung von Stoff-, Energie- oder Kapitalbilanzen oder auch von Risikobestimmungen erfasst. Weder wird dabei explizit ein normativer Masstab zugrunde gelegt noch geht es um die Einstellungen der Akteure. Bekannte Beispiele für derartige Verfahren sind Lebenszyklusanalysen oder Kosten-Nutzen-Rechnungen, die von subjektiven Präferenzen unabhängige quantitative Grundlagen für Entscheidungen beisteuern sollen.

Obwohl diese drei Typen unabhängig voneinander vorkommen resp. für Nachhaltigkeitsbewertungen verwendet werden, handelt es sich nicht um Alternativen. Vielmehr ergänzen sie sich und sie werden idealerweise im Zusammenspiel verwendet. So entspricht der Ansatz in Kapitel 5.2 einer Kombination der Typen b) und c).

Vor dem Hintergrund der skizzierten Bausteine und den daraus erwachsenden Optionen zur Entwicklung von Indikatorensystemen wurde in den letzten Jahren eine Vielzahl von konkreten Vorschlägen für Nachhaltigkeitsbewertungen im Energiebereich entwickelt, etwa von politischen Ämtern oder Agenturen (Walter 2001, IAA 2007), Nachhaltigkeitsräten wie der UK Sustainable Development Commission, Konsensinitiativen wie dem Energietrialog und von Seiten der Wissenschaft. Eine Metaauswertung dieser Systeme steht allerdings noch aus.

Blickt man auf die einzelnen Indikatorensysteme, stösst man jedoch immer wieder auf ähnliche Kriterien wie CO_2-Emissionen, Energiebilanz, Abfälle, Kosten, Wertschöpfung, Zugang zu Elektrizität, Sicherheit, Effizienz, eventuell Suffizienz, soziale Kohäsion, Innovation, libertärer Staat (Nicht-Paternalismus). Die Schwierigkeiten bei einer Nachhaltigkeitsbewertung beziehen sich denn auch weniger auf die einzelnen Kriterien. Die Schwierigkeiten treten dann auf, wenn es um aggregierte Aussagen geht, d.h. wenn zwischen den einzelnen Aspekten Gewichtungen vorgenommen werden müssen und über derartige Priorisierungen ein Gesamturteil angestrebt wird. Die Schwierigkeit, ein aggregiertes Urteil zu etablieren, hängt nicht zuletzt damit zusammen, dass es unterschiedliche Optionen gibt, den Zielgehalt der «nachhaltigen Entwicklung» festzulegen.

5.1.3 Nachhaltigkeit (nachhaltige Entwicklung): Der Zielgehalt des Leitbilds

Die moderne politische Idee einer nachhaltigen Entwicklung wurde 1987 im WCED-Bericht (Brundtland-Bericht) formuliert und mit der Deklaration von Rio 1992 zur international leitenden Entwicklungsmaxime erhoben.[1] Eine (globale) Gesellschaft ist demzufolge dann nachhaltig, wenn sie allen Menschen unabhängig von Rasse, Geschlecht

1 Die Idee fiel nicht vom Himmel. Grossen Einfluss übten etwa der Brandt-Bericht von 1980, die IUCN-Strategie von 1980 oder der Meadows-Bericht 1972 aus.

Grossbritannien	Schweiz
Living within environmental limits	Ökologische Verantwortung
Ensuring a strong, healthy and just society	Gesellschaftliche Solidarität
Achieving a sustainable economy	Wirtschaftliche Leistungsfähigkeit
Promoting good governance	
Using sound science responsibility	

Tabelle 5.1

und Herkunft ein menschenwürdiges Leben ermöglicht und dieses Ziel auf eine Weise realisiert, dass sich künftige Gesellschaften nicht mit unvertretbaren Risiken hinsichtlich ihrer Möglichkeiten zur Realisierung dieses Ziels konfrontiert sehen. Die im WCED-Bericht enthaltene politische Idee der Nachhaltigkeit bringt zwei bzw. drei grosse globale Themenfelder zusammen: den klassischen Gerechtigkeitsdiskurs (z.B. den Nord-Süd-Diskurs) und den Diskurs um Umwelt resp. um knappe und fragile Ressourcen. Nachhaltigkeit ist demnach nicht allein ein Ressourcendiskurs. Im Vordergrund steht die globale, nationale und regionale Entwicklung der menschlichen Gesellschaft unter Berücksichtigung einer verantwortbaren Nutzung der natürlichen Ressourcen.[2] Dazu sollen – im Gegensatz zur klassisch sektoriellen Politik – integrative, Gesellschaft und bio-physische Umwelt gleichermassen berücksichtigende Strategien entwickelt werden.

Die allgemeine Idee ist das eine, deren Operationalisierung in Politik und Wissenschaft ein anderes. Ein Vergleich zwischen den in Grossbritannien und in der Schweiz vorgenommenen Operationalisierungen des Brundtland-Verständnisses zeitigt Vielfalt und nicht Eindeutigkeit (Tabelle 5.1).

Trotz bestehender Ähnlichkeiten ist offenkundig, dass Interpretationsräume bestehen. Diese sind von grosser Bedeutung, wenn in der Gesellschaft konkrete Ziele ausgehandelt werden sollen, da sie unterschiedliche Akteure zusammenführen können, ohne dass dazu zuvor ein einheitliches Verständnis dieser allgemeinen Ziele etabliert werden musste.

Über die politischen Interpretationsspielräume hinaus gehend hat sich innerhalb der Wissenschaften eine Reihe von theoriebasierten Konzepten für «Nachhaltigkeit» etabliert. In diesen geht es um begründete Angebote für Zielsysteme, d.h. um Angebote für das «what to sustain» (vgl. Dobson 1996).

Zwei Typen derartiger theoriegeleiteten Nachhaltigkeitskonzeptionen sind zunächst:

a. Eine Gesellschaft ist nachhaltig, wenn sie zumindest dasjenige Niveau an Wohlfahrt an die nächste Generation weiter gibt, das sie geerbt hat.

b. Eine Gesellschaft ist nachhaltig, wenn sie zumindest dasjenige Niveau an vorhandenen Ressourcen (oft auch als Kapitalstöcke bezeichnet) an die nächste Generation weiter gibt, das sie geerbt hat.

Gemeinsam ist diesen beiden Varianten, was man als Generationengleichheit bezeichnet: Genera-

2 Der Begriff «nachhaltig» wird in der Alltagssprache in vielfältiger Weise verwendet, oft einfach im Sinne von «eine dauerhafte, langfristige Wirkung erzielen» («nachhaltiger Wirtschaftsaufschwung», «nachhaltige Sicherung der Unternehmensgewinne» etc.). Wenn hingegen im politisch-wissenschaftlichen Diskurs wie hier von «nachhaltiges Elektrizitätssystem» die Rede ist, gilt immer der Bezug zur Bedeutung des WCED-Berichts (so auch in der Strategie «Nachhaltigkeit» des Bundes).

Exkurs 1: Wissenschaft – Politik – Nachhaltigkeit

Gesellschaften basieren auf Arbeitsteilung und Kooperation. In den Gesellschaftswissenschaften spricht man von der funktionalen Ausdifferenzierung der Gesellschaften. Entlang von Grundfunktionen wie Produktion, Recht, Politik, Wissensgenerierung etc. differenzieren sich Gesellschaften arbeitsteilig aus, wobei sich sowohl innerhalb dieser Bereiche als auch zwischen diesen Bereichen Kooperationen entwickeln. Die Gesellschaft ist dann das Insgesamt dieser Subsysteme zusammen mit deren Interaktionen. Solche Subsysteme sind etwa Wissenschaft, Politik, Wirtschaft, Recht, Öffentlichkeit etc. Handlungen einzelner Akteure folgen innerhalb dieser Subsysteme deren jeweiligen institutionellen Codices. Es gibt keine Akteure auf der Ebene «Gesellschaft». Daraus ergeben sich für Transformationsstrategien einige zu beachtende Konsequenzen:

1. Staatliches Handeln ist immer Teil des Ganzen und nicht das Ganze selbst. Es gibt keinen Punkt, von dem her sich das gesellschaftliche System eindeutig steuern lässt.

2. Nachhaltigkeit ist zwar ein gesamtgesellschaftliches Leitbild, es gibt aber keine Akteure, die dieses gewissermassen «gesamtgesellschaftlich» repräsentieren. Nachhaltige Entwicklung vollzieht sich über die Integration von «Nachhaltigkeit» in die institutionellen Codices der einzelnen Subsysteme (vgl. «Nachhaltiges Wirtschaften», «Nachhaltigkeitspolitik», «Nachhaltige Universitäten», «Nachhaltigkeit in NGOs»). Vielfalt und nicht Einheitlichkeit ist die Folge. Das Elektrizitätssystem ist ein multisektorielles System mit unterschiedlichsten Akteuren.

3. Wissenschaft und Politik sind zwei der wichtigsten Subsysteme moderner Gesellschaften mit ganz unterschiedlichen institutionellen Codices. Wissenschaft ist an wahr-falsch resp. methodisch begründet-unbegründet orientiert, während Politik an prozedural gesicherter Legitimität und an Aushandlungen orientiert ist. Die Politik kann sich z. B. nicht an einem bestimmten wissenschaftlichen Verständnis von «Nachhaltigkeit» ausrichten. Nachhaltigkeit kann nur soweit als politisches Leitbild fungieren, als es erstens grundsätzlich konsensfähig ist und zweitens einen Rahmen für deliberativ festzulegende Handlungen formuliert. Demgegenüber ist die Wissenschaft an «bestmöglicher Begründung» orientiert. Für sie ist das Brundtland-Verständnis nicht Prämisse, sondern Ausgangspunkt analytischer Durchdringung. Die Wissenschaft kann dabei die vernünftigerweise bestehenden Möglichkeiten rational rahmen und auch Minimalstandards für den öffentlich-politischen Diskurs über Nachhaltigkeit formulieren.

tionen haben gleiche Ansprüche. Der Unterschied zwischen a) und b) besteht darin, dass erstere als Kriterium «Erhaltung der Wohlfahrt», letztere «Erhaltung der Ressourcenbasis» aufstellt. Dies spiegelt unterschiedliche Prämissen in das zugrunde gelegte Gerechtigkeitsverständnis. Während a) im Verständnis der ökonomischen Wohlfahrts-Konzeptionen auf die Maximierung der Befriedigung von Präferenzen zielt, bildet für b) die gerechte Verteilung von Ressourcen die Grundlage nicht nur für die intra- sondern auch für die intergenerationelle Gerechtigkeit. Beide Varianten differenzieren sich intern weiter aus nach Massgabe ihrer Kriterien für die Verwendung von ökologischen Ressourcen. Das Ergebnis ist die bekannte Unterscheidung zwischen schwacher und starker Nachhaltigkeit. Ohne hier auf Details und Differenzierungen einzugehen, besagt die schwache Nachhaltigkeit, dass ökologische Ressourcen grundsätzlich dann verbraucht werden können, wenn mit diesen artifizielle, langfristig tragende Produktionsmittel (wirtschaftliches und soziales Kapital) bereitgestellt werden (Substitution). Starke Nachhaltigkeit verwirft diese Substituierbarkeit und orientiert sich an den für die Ökosysteme

Exkurs 2: Gerechtigkeit

I. Wissenschaftliche Gerechtigkeitskonzeptionen sind begründungspflichtig und haben einen diskursiv einzulösenden Objektivitätsanspruch.

II. Gerechtigkeitstheorien konzentrieren sich entweder auf Kriterien für Wohlergehen (plus Verteilungsregeln) oder umfassen auch den prozeduralen Bereich unter Einschluss politischer Rechte. Letztere werden hier vorausgesetzt und nicht weiter thematisiert.

III. Für die Gerechtigkeitsdiskussion im Kontext von Nachhaltigkeit ist charakteristisch, dass sie Fragen der Gerechtigkeit innerhalb einer Generation mit dem Problem der Gerechtigkeit zwischen den Generationen verknüpft.

IV. Die skizzierten Nachhaltigkeitskonzeptionen a) – d) spiegeln unterschiedliche Verpflichtungen auf bestehende Theorien der Gerechtigkeit. Eine erste Trennlinie besteht entlang des Verhältnisses zwischen inter- und intragenerationaler Gerechtigkeit. So lässt sich «Nachhaltigkeit» als Herausforderung zur Realisierung von «intragenerational justice under the condition of intergeneratioal justice» (Christen & Schmidt 2011) verstehen oder aber als Konzeptualisierung von intergenerationaler Gerechtigkeit allein (z. B. Kirchgässner 1997). Eine zweite betrifft die für Nachhaltigkeitskonzeptionen zentrale Thematik einer angemessenen Metrik für Lebensqualität (Wohlergehen). Die vier Varianten Wohlfahrt, Bereitstellung der Ressourcen, Capabilities und Grundbedürfnisse entsprechen den vier gängigsten Konzeptionen für Wohlergehen.

V. Wenn Gerechtigkeit (als Bedingung für ein menschenwürdiges Leben für alle) konstitutiv für Nachhaltigkeit ist, und wenn es begründete Varianten von Gerechtigkeitskonzeptionen gibt, dann ist grundsätzlich nicht damit zu rechnen, dass ein einziger wissenschaftlich etablierter Bewertungsmassstab für Nachhaltigkeit bereitgestellt werden kann.

inhärenten Funktionsgrenzen. Die dabei zu berücksichtigenden Regeln sind etwa in den «environmental management rules» (siehe unten) ausgedrückt.
Alternativen zu a) und b) ergeben sich, wenn erstens eine andere Metrik des Wohlergehens investiert wird und wenn zweitens das Prinzip der Gleichheit der Ansprüche der Generationen fallen gelassen wird:

c. Die so genannte integrative Nachhaltigkeitskonzeption der Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren (HGF) postuliert 15 allgemeine (universell gültige) qualitative Regeln, die sowohl Kriterien des Wohlergehens als auch die Ressourcen für deren Realisierung berücksichtigen (Kopfmüller 2001, 2006). Eine Gesellschaft ist demnach nachhaltig, wenn sie diese 15 Regeln erfüllt und das Niveau von Wohlergehen über die Generationen erhalten bleibt. Hier besteht Gleichheit der Generationen über einer objektiven Metrik von 15 Minimalanforderungen.

d. Im Unterschied dazu wird die Forderung nach Gleichheit zwischen Generationen im Rahmen einer so genannten Schwellenkonzeption eines menschenwürdigen Lebens verworfen. Unter moralischen Gesichtspunkten sei es nicht zwingend, dass nachfolgende Generationen dasselbe Mass an Wohlfahrt erzielen müssen wie ihre vorhergehenden, so lange die qualitativen Kriterien (Mindestbedingungen oder Schwelle) eines menschenwürdigen Lebens erfüllbar bleiben (Meyer 2008). Eine nachhaltige Gesellschaft wäre dann realisiert, wenn über die Generatio-

nen hinweg diese Minimalbedingungen immer erfüllt werden können. Ein sehr einflussreicher Schwellenansatz ist der so genannte Capability-Approach von Amartya Sen (1980, 1993) und Martha Nussbaum (2000), der eine alternative, an Bedingungen der menschlichen Wahlfreiheit orientierte Metrik für Wohlergehen postuliert.

Zusätzliche Varianten ergeben sich durch die Investition stärkerer ethischer Prämissen:

e. Investiert eine Position z.B. naturethische Prämissen wie im «Greifswalder Ansatz» (Ott 2004), entsteht ein Konzept starker Nachhaltigkeit, in dem die Menschen die moralische Pflicht haben, ihre Gesellschaften an die Rahmenbedingungen der Natur anzupassen. Eine starke Orientierung an normativen Aspekten des Pragmatismus kann demgegenüber dazu führen, Nachhaltigkeitskriterien in erster Linie mit Gestaltungsmöglichkeiten von Gemeinschaften (Gemeinde, Städten, Regionen u.ä.) zu verknüpfen (vgl. Norten 2005).

Gemeinsam ist diesen Positionen, dass sie die in der Nachhaltigkeitsidee immanenten Gerechtigkeitsaspekte auf der Basis normativer Theorien konzeptualisieren. Sie stellen den Aspekt der Gerechtigkeit resp. die Zielorientierung «menschenwürdiges Leben für alle» ins Zentrum. Die ökologischen, institutionell-politischen und wirtschaftlichen Aspekte sind Instrumente zur Zielerreichung.

Ein alternativer Typus von Nachhaltigkeitskonzeptionen zeichnet sich dadurch aus, dass er sich allein an Systemeigenschaften lebender Systeme zur Formulierung der allgemeinen Ziele von Nachhaltigkeit orientiert. John Ehrenfeld (2004) versteht Nachhaltigkeit «as evoking flourishing, resilience, integrity, adaptive capacity, or other similar concepts – all of which happen to be emergent properties of living complex systems…» (p. 3).

f. Die Grundlagen für die Konzeptualisierung von Nachhaltigkeit stellt hier die Systemtheorie resp. die darin formulierten Systemeigenschaften von komplexen Systemen bereit, insbesondere Resilienz und Vulnerabilität. Resilienz ist die Eigenschaft eines Systems, auf Störungen von aussen so zu reagieren, dass die Grundfunktionen des Systems aufrechterhalten bleiben (durch Anpassungen innerhalb des Systems selbst). Verwundbarkeit bezeichnet dagegen das Potenzial eines Systems, Einflüsse von aussen nicht «abfedern» zu können. Folgt man der Idee, Resilienz als relevante Zielorientierung zu nehmen, dann wäre ein System nachhaltig, wenn es seine Selbstorganisationsfähigkeiten so bewahrt, dass es sich den äusseren auf sie wirkenden Einflüssen und Änderungen unter Beibehaltung seiner wesentlichen Funktionen und Eigenschaften anpassen kann. Die Zielorientierung entspringt hier dem «Sollen der Selbsterhaltung» lebender Systeme. Gemeinsam ist diesen Ansätzen, dass das Ökosystem und nicht die Gesellschaft das Objekt von Nachhaltigkeit ist: «The system under study and the system that is the focus of the process of sustainable development is the global ecosystem or the ecosphere.» (Korhonen 2004, 810; vgl. auch Robèrt 2000)

Schliesslich ist noch auf das bekannte Drei- (oder Vier-) Dimensionen-Modell hinzuweisen:

g. Das Drei-Dimensionen-Modell ist in der wissenschaftlich-konzeptuellen Literatur weit weniger vertreten als in der gesellschaftlichen Praxis. Die Gründe dafür liegen bei dessen Schwächen wie z.B. der willkürlichen Trennung zwischen den drei Bereichen resp. den damit ausser Acht gelassenen Beziehungen zwischen ihnen, Problemen der Aggregation sowie dem Fehlen der politisch-institutionellen oder des kulturellen Bereichs. Die Vorteile dieses Modells werden in der Literatur auf der praktischen Ebene der Umsetzung gesehen, insofern z.B. Management- oder Entscheidungstools so konzipiert werden, dass ökologische, wirtschaftliche und soziale Aspekte auch wirklich mit berücksichtigt wer-

den (vgl. Kleine & von Hauff 2009, Schaltegger & Burritt 2005). Der bedeutende praktische Wert des Dimensionen-Modells wird auch im Kontext des in Kapitel 5.2 dargestellten Ansatzes deutlich.

Es ist hier nicht möglich, die Diskussion um das Für und Wider dieser Vorschläge etwa auch mit Blick auf eine übergreifende Typologie von Nachhaltigkeitskonzeptionen zu führen (vgl. Burger & Christen 2011, Christen & Schmidt 2011). Mit Blick auf eine Nachhaltigkeitsbewertung der Optionen für ein künftiges schweizerisches Elektrizitätssystem lassen sich dennoch einige Grundsätze heraus stellen:

1. Eine Nachhaltigkeitsbewertung kann keine Entscheidung determinieren, weil es mehrere verteidigbare Optionen zur Formulierung konkreter Nachhaltigkeitsziele gibt. Für konkrete Nachhaltigkeitsziele gilt zudem immer das Prinzip der Unsicherheit.

2. Es besteht keine «anything goes»-Situation mit beliebigen Varianten. Man kann sich z.B. nicht sowohl auf die Brundtland-Tradition der Nachhaltigkeitsidee berufen und die obige Position (f) vertreten. Folgt man der politisch-gesellschaftlichen Idee von Nachhaltigkeit, geht es um den normativen Bereich des Wohlergehens für alle unter Berücksichtigung der Fragilität und Endlichkeit des irdischen Ökosystems. Entsprechend lassen sich sozio-kulturelle und institutionelle Aspekte nicht aus Bewertungen «wegschmieren» (z.B. mit dem Hinweis, dass die diesbezüglichen Daten nicht «hart genug» seien).

3. Nachhaltigkeitsbewertungen können Entscheidungsgrundlagen bereitstellen: Gegeben wir investieren ein Konzept X zusammen mit einem bestimmten Systemverständnis Y und mit einem Indikatorenset Z, dann sind die Bewertungen relativ zu diesen Prämissen zuverlässig und können entsprechend Entscheidungen informieren.

4. Unabhängig von der Operationalisierung von Gerechtigkeit existieren ziemlich gut etablierte Grundregeln für den ökologischen Bereich, die so genannten Umweltmanagementregeln (vgl. Enquête-Kommission 1998, Pearce & Turner 1990 S. 44f):

I. Langfristig betrachtet stehen in erster Linie erneuerbare Ressourcen zur Verfügung. Dies führt zu einer Priorisierung erneuerbarer Ressourcen. Bezüglich ihrer Verwendung gilt die alte «Holzschlag-Regel»: Erneuerbare Ressourcen sind im Rahmen ihrer Regenerationsrate zu nutzen.

II. Da aus jeder Nutzung Stoffwechselprodukte anfallen und diese durch das irdische Ökosystem aufzunehmen sind, ergibt sich unter Berücksichtigung von (I) die Senkenregel: Die Art der Nutzung von Ressourcen resp. die Belastung der Ökosysteme durch Stoffwechselprodukte darf die Regenerationsfähigkeit der Ökosysteme nicht übersteigen. (Je nach Interpretation ist die Biodiversität in dieser Regel mit enthalten, während oft die Erhaltung der Biodiversität als zusätzliche Regel aufgestellt wird.)

III. Die Nutzung nicht-erneuerbarer Ressourcen ist nur dann legitim, wenn eine adäquate Substitution möglich ist. Kohle könnte z.B. verbraucht werden, da mittelfristig eine Substitution durch neue Erneuerbare denkbar ist (wenn das CO_2-Problem nicht wäre). Hierbei gibt es die Varianten «durch erneuerbare Ressourcen substituierbar» oder eine Variante, die auch künstliches Kapital als Substitution zulässt. Bei seltenen nicht-erneuerbaren Ressourcen bedeutet «Substitution» Sicherstellung der Rezyklierbarkeit.

IV. Grossrisiken, die in langfristig irreparable Schäden münden können, sind zu vermeiden. Allfällige Grossrisiken bestehen nicht allein bei Kernkraftwerken oder Staudämmen; der Klimawandel oder auch die weiter zunehmende Bodenversiegelung repräsentieren ebenfalls Grossrisiken.

Trotz der relativen Klarheit dieser Regeln besteht erheblicher Interpretationsbedarf. Was Grossrisiken im Einzelnen sind ist ebenso strittig wie die Frage, was Begriffe wie «langfristig» oder «Priorisierung» konkret bedeuten. Zu berücksichtigen wären zudem Kriterien wie Effizienz und technologisches Entwicklungspotenzial (z. B. bei der Nutzung nicht-erneuerbarer Ressourcen, Recycling etc.). Wenn wir somit «in der Wissenschaft gut etabliert» sagen, bedeutet das nicht, dass sich daraus in dogmatischer Weise konkrete Ziele eindeutig ableiten lassen. Es gibt einen recht ansehnlichen Interpretationsspielraum – die anhaltende Diskussion um «Grossrisiken» im Kontext von Kernkraftwerken legt davon Zeugnis ab.

5.1.4 Ziele

Wenn richtig ist, dass für Nachhaltigkeit generell Unsicherheit konstitutiv ist und dass für das «what to sustain» verschiedene Optionen resp. auch für die Umweltmanagementregeln verschiedene Interpretationen möglich sind, dann gilt, dass die Wissenschaft der Gesellschaft nicht die konkreten Handlungsziele vorgeben kann. Konkrete Ziele wie z. B. das 2 °C-Ziel oder die europäische 20-20-20-Formel sind Ergebnis von gesellschaftlichen Debatten und Aushandlungen. Die Wissenschaft kann bezüglich der Ziele zweierlei tun: Sie kann sie zum einen kritisch analysieren, so wie hier die Bausteine eines Bewertungssystem allgemein kritisch analysiert wurden. Die Wissenschaft kann damit auf Leistungen und Grenzen von Bewertungs- und Zielsystemen aufmerksam machen und in der Praxis auf einen nicht-dogmatischen Umgang mit derartigen Instrumenten hinarbeiten. Indem wir hier zu zeigen versucht haben, dass es begründete Alternativen bei Bewertungen gibt, haben wir auf die Gründe aufmerksam gemacht, welche die unterschiedlichen Resultate bei Nachhaltigkeitsbewertungen erklären lassen. Zugleich haben wir dafür argumentiert, dass derartige Bewertungen nicht beliebig erfolgen können, sondern dass sie sich vielmehr innerhalb eines Rahmen bewegen.

Die Wissenschaft kann zum anderen auch mögliche allgemeine Rahmungen für das «what to sustain» vorschlagen. Das ist zwar voraussetzungsreich, weil z. B. einer der vier heute vertretenen Massstäbe bezüglich Wohlergehen (Metrik von Gerechtigkeit) dazu investiert werden muss. Dennoch lässt sich das methodisch gestützt durchführen – auch wenn der kritische Diskurs darüber in den Nachhaltigkeitswissenschaften erst begonnen hat. Darüber Einigkeit zu erwarten, wäre allerdings vermessen. Wenn die Konzeptualisierung von Nachhaltigkeit Prämissen über Gerechtigkeit voraussetzt, Gerechtigkeit aber über die vier oben erwähnten Optionen ausgestaltet werden kann, ist auf die Schnelle keine einheitliche wissenschaftliche Theorie über Nachhaltigkeit zu erwarten.

Neben dem mit der Erarbeitung von Theorien verbundenen hohen Anspruch ist allerdings auch eine wissenschaftliche, interdisziplinär ausgerichtete Rahmung auf einer mittleren, konsensualen Ebene denkbar. Dieser Weg wurde vom Steuerungsausschuss bei der Ausarbeitung des Kapitels 6 beschritten und die Ergebnisse werden in der Kurzfassung des Kapitels 5 dargestellt. Als obersten Grundsatz galt die Orientierung am menschlichen Wohlergehen – ein Elektrizitätssystem muss der Realisierung von Wohlergehen dienen und dabei ökologische, ökonomische und gesellschaftliche Risiken resp. Risiken bezüglich der Versorgungssicherheit berücksichtigen.

5.1.5 Literatur

Bundesamt für Statistik: Monitoring der Nachhaltigen Entwicklung. Schlussbericht Methoden und Resultate (MONET), Neuenburg 2003. www.proclim.ch/news?2521

Brighhouse, H., Robeyns, I. (eds.) (2010): Measuring Justice. Primary Goods and Capbilities. Cambridge: UP.

Burger, Paul, Christen, Marius (2011): Towards a capability approach of sustainability, Journal of Cleaner Production vol. 19, 787–795. www.proclim.ch/news?2522

Christen, Marius, Schmidt Stephan (2011): A Formal Framework for Conceptions of Sustainability – a meta-approach as a guideline, Sustainable Development, online published DOI: 10.1002/sd.518

Dobson, A. (1996): Environment Sustainabilities: An analysis and a typology. In: Environmental Politics 5 (3), 401–428.

Ehrenfeld, J. (2004). Can Industrial Ecology be the «Science of Sustainability»? Journal of Industrial Ecology, vol. 8, p.1–3. www.proclim.ch/news?2523

Enquete-Komission, Deutscher Bundestag (1998): Konzept Nachhaltigkeit: Vom Leitbild zur Umsetzung. 13. Wahlperiode, Drucksache 13/11200 26.06.98 www.proclim.ch/news?2524

International Atomic Energy Agency (IAEA 2007): Indicators for Sustainable Energy Development. www.proclim.ch/news?2525

Kates, R.W./Parris, T.M./Leiserowitz, A.A. (2005): What is sustainable development? Goals, indicators, values, and practice. In: Environment. Science and Policy for Sustainable Development 47 (3), 8-21. www.proclim.ch/news?2526

Kleine, A., von Hauff M. (2009): Sustainability-Driven Implementation of Corporate Social Responsibility: Application of the Integrative Sustainability Triangle, Journal of Business Ethics vol. 85, Supp. 3, 517–533. www.proclim.ch/news?2527

Kopfmüller, J./Brandl, V./Jörissen, J./Paetau, M./Banse, G./Coenen, R./Grunwald, A. (2001): Nachhaltige Entwicklung integrativ betrachtet: Konstitutive Elemente, Regeln, Indikatoren. Berlin: Edition Sigma.

Kopfmüller, J. (ed.) (2006): Ein Konzept auf dem Prüfstand: das integrative Nachhaltigkeitskonzept in der Forschungspraxis. Berlin: Edition Sigma.

Korhonen, J. (2004): Industrial ecology in the strategic sustainable development model: stratgic application of industrial ecology, Journal of Cleaner Production, vo. 12, 809–823. www.proclim.ch/news?2528

Meyer, L. (2008). Intergenerational Justice, Entry in Stanford Encyclopedia of Philosophy. www.proclim.ch/news?2529

Norton, B.G. (2005). Sustainability. A Philosophy of Adaptive Ecosystem Management. Chicago: University of Chicago Press.

Nussbaum, M. C. (2000): Woman and Human Development. The Capabiliy Approach, Cambridge: University Press. www.proclim.ch/news?2530

Ott, K., Döring, R. (2004): Theorie und Praxis starker Nachhaltigkeit. Marburg: Metropolis-Verlag.

Pearce, D.W., Turner, R.K. (1990): Economics of natural resources and the environment. Baltimore: John Hopkins University Press. www.proclim.ch/news?2531

Robèrt, K.H. (2000): Tools and concepts for sustainable development, how do they relate to a general framework for sustainable development and to each other? Journal of Cleaner Production, vol. 8, 243–254. www.proclim.ch/news?2532

Schaltegger, St., Burrit, R., Petersen, H. (2003): An Introduction to Corporate Environmental Management. Striving for Sustainability, Sheffield: Greenleaf Publishing.

Sen, A. (1980): Equality of what? In: St. McMurrin (ed.), Tanner lectures on human values. Cambridge: Cambridge University Press pp. 195–220. www.proclim.ch/news?2533

Sen, A. (1993): Capability and well-being. In: M. Nussbaum & A. Sen (eds), The quality of life. Oxford: Clarendon Press, pp 51–73.

Sustainable Development Commission UK (SDC 2006): The role of nuclear power in a low carbon society, SDC position paper, www.proclim.ch/news?2534

Walter, F. et. al. (2001): Nachhaltigkeit: Kriterien und Indikatoren für den Energiebereich – Schlussbericht. Bern, Bundesamt für Energie

5.2 Indikatoren-gestützte Evaluation

Im Folgenden wird das vom PSI entwickelte und im Kontext des EU-Projekts NEEDS umgesetzte Konzept vorgestellt und demonstriert, wie es von Akteuren auf Grund unterschiedlicher Präferenzen resp. unterschiedlicher Interpretationen von Nachhaltigkeit zur Generierung von unterschiedlichen Schlüssen verwendet wird.

5.2.1 Das PSI-System

Um ein umfassendes Analyseverfahren zu erarbeiten, mit dem ein Nachhaltigkeitsindex und ein entsprechendes Ranking von Technologien erstellt werden kann, braucht es folgende grundlegende Schritte:

- Auswahl der Technologien
- Auswahl verschiedener Kriterien und assoziierter Indikatoren zur Beurteilung der Technologien
- Quantifizierung der Indikatoren
- Festlegung von Präferenzen für Aggregationszwecke
- Aggregation auf der Basis einer Kombination von Indikatorenwerten und Präferenzen
- Abbildung der Sensitivität zur Veranschaulichung der Auswirkung verschiedener Präferenzprofile auf die Ergebnisse

Die Beurteilung kann auf der Ebene einzelner Technologien mit den entsprechenden Brennstoffkreisläufen oder für Strom-/Energieversorgungsoptionen (bestehend aus alternativen Mixen einzelner Technologien) erfolgen. Für die Schweiz existiert für Letzteres noch kein vollständiges Anwendungsszenario.

Das PSI hat bei der Entwicklung einer Indikatorenbasierten Nachhaltigkeitsbeurteilung in den letzten zehn Jahren eine sehr aktive Rolle gespielt. Insbesondere das EU-Projekt NEEDS (Ricci et al., 2009) zeigt den aktuellen Stand bei der Ausarbeitung eines Bezugssystems für die Indikatoren-basierte Technologiebeurteilung im Hinblick auf zukünftige Technologien im Jahr 2050. Es weist eine Reihe von Parallelen zur Stromportfoliobeurteilung für das Schweizer Axpo-Unternehmen (Roth et al., 2009) auf; im Rahmen dieses Projekts wurden die aktuellen wie auch zukünftige Technologien beurteilt, jedoch für einen kürzeren Zeithorizont, d.h. bis 2030.

5.2.2 Referenztechnologien

Von entscheidender Bedeutung für die Ergebnisse ist zunächst die Festlegung, welche Technologien überhaupt beurteilt werden sollen. Hier kommt es vor allem darauf an, zwischen aktuellen und zukünftigen sowie durchschnittlich gut und optimal verfügbaren Technologien zu unterscheiden, und – für den Fall, dass zukünftige Technologien in Betracht gezogen werden sollen –, den zeitlichen Horizont zu bestimmen. Die Berücksichtigung der gesamten Energiekette über die Kraftwerke hinaus, d.h. der vor- und nachgelagerten Komponenten, wirkt sich wesentlich auf die Gesamtleistung der Optionen aus. Da die Leistung einiger Alternativen wie zum Beispiel Solar- und Windkrafttechnologien in hohem Masse von den klimatischen Bedingungen abhängt, ist zudem eine geografische Spezifizierung erforderlich. Darüber hinaus kann der genaue Standort einer Technologie erheblichen Einfluss auf gewisse Indikatoren haben, wie zum Beispiel die mit dem Normalbetrieb verbundenen Risiken oder Konsequenzen möglicher Unfälle. Eine Berücksichtigung zukünftiger Technologien setzt als Grundlage die Analyse zukünftiger technologischer Entwicklungen voraus. Der Grad des Optimismus hinsichtlich zukünftiger Entwicklungen spezifischer Technologien wirkt sich natürlich stark auf die Ergebnisse und deren interne Kohärenz aus. In der Praxis erhalten Technologien, die zum betreffenden Zeitpunkt noch relativ unausgereift sind, im Allgemeinen einen relativ hohen «Entwicklungsbonus».

In der Axpo-Studie wurden insgesamt achtzehn Technologien zur Stromerzeugung untersucht. Dazu gehören Technologien zur Nutzung regene-

rativer Energien sowie fossile und nukleare Kraftwerkstechnologien mit den damit verbundenen Energieketten. Die Leistung wurde für zwei Zeitfenster, bezogen auf das Referenzjahr 2000 (stellvertretend für die bestverfügbare Technologie) und das Jahr 2030 ermittelt. Die Technologie-Palette umfasst sowohl zentrale Grosskraftwerke als auch kleinere, dezentrale Anlagen in der Schweiz und einigen anderen europäischen Ländern (für potenzielle Elektrizitätsimporte). Beurteilt wurden neben Grundlast- und mittelgrossen Kraftwerken kleine Erdgas- und Biomasse-Blockheizkraftwerke. Für die Zeit zwischen heute und 2030 wurden für alle Referenz-Kraftwerke evolutionäre technologische Weiterentwicklungen angenommen (Bauer et al., 2008 und Roth et al., 2009).

Das NEEDS-Projekt deckte ein breites Spektrum an zukünftigen, modernen Stromerzeugungstechnologien einschliesslich fossiler Kraftwerke (Steinkohle, Braunkohle und Erdgas), nuklearer Technologien (Druckwasser- und Brutreaktoren) und einer Reihe regenerativer Ressourcen (Biomasse, Solarkraft und Wind) ab. Insgesamt wurden, unter Berücksichtigung der Gegebenheiten in vier Ländern (Deutschland, Frankreich, Italien und der Schweiz), 26 Technologien untersucht. Einige Technologien wurden als nicht für alle Länder gleichermassen geeignet angesehen (z. B. Solarthermie-Anlagen für Deutschland und die Schweiz). Die Basisdaten für jede Technologie wurden von zahlreichen NEEDS-Partnern erhoben und spiegeln die erwarteten zukünftigen Entwicklungen unter Vorgabe von drei Szenarien – pessimistisch, realistisch-optimistisch und sehr optimistisch – wider. Für die Beschreibung dieser Szenarien gab es unter den diversen Partnern keine strenge oder einheitliche Definition, und einige technologische Entwicklungen sind erheblich spekulativerer Art als andere – das in den Daten enthaltene Mass an Optimismus kann daher variieren (z. B. hinsichtlich erneuerbarer Energien und konventionellerer Technologien mit fossilen Brennstoffen).

Die Tabellen 5.1, 5.2 und 5.3 fassen die Hauptmerkmale der in den Axpo- und NEEDS-Studien untersuchten Technologien zusammen.

Tabelle 5.1: Liste von Energietechniken und ihre Hauptmerkmale; PSI für Axpo, Jahr 2005 (Bauer et al., 2008)

Energy source	**Nuclear**	**Nuclear**	**Hard coal**	**Natural gas**
Technology	Pressurized water reactor, Generation II	Pressurized water reactor, Generation II	Supercritical steam cycle (SC), base load	Combined Cycle (CC), base load
Capacity el. [Mw_{el}]	730	1300	509	400
Capacity th. [Mw_{th}]	-	-	-	-
Location	Switzerland (CH), Beznau	France (F), Cattenom	Germany (D), Rostock	Switzerland (CH), Birr
Operating time [full load hours per year]	8000	6300	7000	8000
Efficiency electric [%]	32.0	34.0	43.2	57.5
Lifetime [a]	40	40	30	25
Energy source	**Hydro power**	**Biogas**	**Synthetic Natural Gas (SNG)**	**Wind power**
Technology	Reservoir	Combined Heat & Power (CHP)	Combined Heat & Power (CHP)	Onshore wind park, 4 turbines
Capacity el. [Mw_{el}]	53	0.1	0.2	4 x 0.85
Capacity th. [Mw_{th}]	-	0.1	0.3	-
Location	Switzerland (CH), Illanz/Panix	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Mt. Crosin
Operating time [full load hours per year]	2476	7000	4500	1250
Efficiency electric [%]	89.0	36.0	43.0	n.a.
Lifetime [a]	150	15	20	20

a) Effizienz der Zelle; Moduleffizienz ist 13,2 %.

b) Durchschnittliche Effizienz der Zelle über die Lebensspanne (inkl. Degradation)

	Natural gas	**Natural gas**	**Natural gas**	**Natural gas**	**Hydro power**
	Combined Cycle (CC), mid load	Combined Cycle (CC), base load	Combined Heat & Power (CHP)	Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)	Run-of-river
	400	400	0.2	0.2	51
	-	-	0.3	0.2	-
	Switzerland (CH), Birr	Italy (I), Naples	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Wildegg-Brugg
	4000	8000	4500	4500	5720
	55.5	55.5	32.0	40.0	88.9
	25	25	20	5	80
	Wind power	**Wind power**	**Photovoltaic**	**Photovoltaic**	**Geothermal**
	Onshore wind park, 50 turbines	Offshore wind park, 80 turbines	Multicrystalline Si panel, rooftop	Amorphous Si, rooftop	Enhanced Geothermal System (EGS)
	50 x 2	80 x 2	0.02	0.01	3
	-	-	-	-	-
	Germany (D), Northsea coast	Denmark (DK), HornsRev	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Basel
	2500	3750	850	850	7000
	n.a.	n.a.	14.4[a]	6.5[b]	11.3
	20	20	30	30	30

Tabelle 5.2: Liste von Energietechniken und ihre Hauptmerkmale; PSI für Axpo, Jahr 2030 (Bauer et al., 2008)

Energy source	**Nuclear**	**Nuclear**	**Hard coal**	**Natural gas**
Technology	European Pressurized Water Reactor (EPR), Generation III	European Pressurized Water Reactor (EPR), Generation III	Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)	Combined Cycle (CC), base load
Capacity el. [Mw_{el}]	1500	1500	450	500
Capacity th. [Mw_{th}]	-	-	-	-
Location	Switzerland (CH), Beznau	France (F), Cattenom	Germany (D), Rostock	Switzerland (CH), Birr
Operating time [full load hours per year]	8000	8000	7000	8000
Efficiency electric [%]	33.8	33.8	51.5	63.0
Lifetime [a]	60	60	30	25
Energy source	**Hydro power**	**Biogas**	**Synthetic Natural Gas (SNG)**	**Wind power**
Technology	Reservoir	Combined Heat & Power (CHP)	Combined Heat & Power (CHP)	Onshore wind park, 4 turbines
Capacity el. [Mw_{el}]	53	0.2	0.2	4 x 2
Capacity th. [Mw_{th}]	-	0.15	0.21	-
Location	Switzerland (CH), Illanz/Panix	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Mt. Crosin
Operating time [full load hours per year]	2500	7500	4500	1500
Efficiency electric [%]	89.0	41.7	42.0	n.a.
Lifetime [a]	150	15	20	20

a) Effizienz der Zelle; Moduleffizienz ist 13,2 %.

b) Durchschnittliche Effizienz der Zelle über die Lebensspanne (inkl. Degradation)

	Natural gas	**Natural gas**	**Natural gas**	**Natural gas**	**Hydro power**
	Combined Cycle (CC), mid load	Combined Cycle (CC), base load	Combined Heat & Power (CHP)	Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)	Run-of-river
	500	500	0.2	0.2	51
	-	-	0.21	0.11	-
	Switzerland (CH), Birr	Italy (I), Naples	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Wildegg-Brugg
	4000	8000	4500	4500	5720
	61.0	61.0	42.0	52.0	88.9
	25	25	20	15	80
	Wind power	**Wind power**	**Photovoltaic**	**Photovoltaic**	**Geothermal**
	Onshore wind park, 50 turbines	Offshore wind park, 80 turbines	Multicrystalline Si panel, rooftop	Amorphous Si, rooftop	Enhanced Geothermal System (EGS)
	50 x 4.5	80 x 20	0.02	0.01	36
	-	-	-	-	-
	Germany (D), Northsea coast	Denmark (DK), HornsRev	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Baden	Switzerland (CH), Basel
	2700	4000	850	850	7000
	n.a.	n.a.	20.0[a]	13.7[b]	11.3
	20	20	30	30	30

Tabelle 5.3: NEEDS Technologien für das Jahr 2050 (Schenler et al., 2008).

		1	2	3	4	5
		Nuclear Plants		**Advanced Fossil**		
		EPR	**EFR**	**PC**	**PC-post CCS**	**PC-oxyfuel CCS**
		European Pressurized Reactor	Sodium Fast Reactor (Gen IV Fast Breeder Reactor)	Pulverized Coal (PC) steam plant	Pulverized Coal (PC) plant with Carbon Capture & Storage (CCS), post combustion	Pulverized Coal (PC) plant with Carbon Capture & Storage (CCS), oxyfuel combustion
Characteristics	**Units**					
Type of fuel		U235, 4.9 %	Mixed Oxide	hard coal	hard coal	hard coal
Electric efficiency	%	0.37	0.4	0.54	0.49	0.47
Electric generation capacity	MW	1590	1450	600	500	500
Load factor (expected hours/yr)	hours/year	7916	7889	7600	7600	7600
Annual generation (expected)	kWh/year	1.26E+10	1.14E+10	4.56E+09	3.80E+09	3.80E+09
Construction time	years	4.8	5.5	3	3	3
Capital cost (net present value)	€/kWe	1498	1900	983	1560	1560
Total capital cost (net present value)	M€	2383	2756	590	780	780
Plant life	years	60	40	35	35	35
Average cost of electricity	€cents/kWhe	3.01	2.68	2.96	3.94	4.00

		13	14	15	16	17
					Fuel Cells	
		GTCC	**GTCC CCS**	**IC CHP**	**MCFC NG**	**MCFC wood gas**
		Combined Cycle	Combined Cycle with Carbon Capture & Storage (CCS), post combustion	IC engine cogeneration	Molten Carbonate Fuel Cells, natural gas	Molten Carbonate Fuel Cells, wood gas
Characteristics	**Units**					
Type of fuel		natural gas	natural gas	natural gas	natural gas	wood gas
Electric efficiency	%	0.65	0.61	0.44	0.5	0.5
Electric generation capacity	MW	1000	1000	0.2	0.25	0.25
Load factor (expected hours/yr)	hours/year	7200	7200	5000	5000	5000
Annual generation (expected)	kWh/year	7.20E+09	7.20E+09	1.00E+06	1.25E+06	1.25E+06
Construction time	years	3	3	1	0.83	0.83
Capital cost (net present value)	€/kWe	440	615	879	1544	1544
Total capital cost (net present value)	M€	440	615	0	0	0
Plant life	years	25	25	20	5	5
Average cost of electricity	€cents/kWhe	5.99	8.69	11.10	8.74	8.44

	6	7	8	9	10	11	12
				Integrated Gasification Combined Cycle			
	PL	**PL-post CCS**	**PL-oxyfuel CCS**	**IGCC coal**	**IGCC coal CCS**	**IGCC lig**	**IGCC lig CCS**
	Pulverized Lignite (PL) steam plant	Pulverized Lignite (PL) plant with Carbon Capture & Storage (CCS), post combustion	Pulverized Lignite (PL) plant with Carbon Capture & Storage (CCS), oxyfuel combustion	Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)	Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) with Carbon Capture & Storage (CCS)	Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)	Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) with Carbon Capture & Storage (CCS)
	lignite	lignite	lignite	hard coal	hard coal	lignite	lignite
	0.54	0.49	0.47	0.545	0.485	0.525	0.465
	950	800	800	450	400	450	400
	7760	7760	7760	7500	7500	7500	7500
	7.37E+09	6.21E+09	6.21E+09	3.38E+09	3.00E+09	3.38E+09	3.00E+09
	3	3	3	3	3	3	3
	989	1560	1560	1209	1505	1209	1209
	939	1248	1248	544	602	544	483
	35	35	35	35	35	35	35
	3.01	4.08	4.16	6.17	7.26	6.57	6.78

	18	19	20	21	22	23	24	25	26
			Biomass CHP		**Solar**				**Wind**
	MCFC NG	**SOFC NG**	**CHP poplar**	**CHP straw**	**PV-Si plant**	**PV-Si building**	**PV-CdTe building**	**Solar thermal**	**Wind-off-shore**
	Molten Carbonate Fuel Cells, natural gas	Solid Oxide Fuel Cells (tubular, natural gas)	Steam turbine cogeneration, short rotation forestry poplar	Steam turbine co-generation, agricultural waste wheat straw	PV, Mono-crystalline Si, Plant Size	PV, Mono-crystalline Si, Building Integrated	CdTe, Building Integrated	Concen-trating solar thermal power plant	Wind
	natural gas	natural gas	SRF poplar	waste straw	sun	sun	sun	sun	wind
	0.55	0.58	0.3	0.3	0	0	0	0.185	0
	2	0.3	9	9	46.6375	0.419738	0.839475	400	24
	5000	5000	8000	8000	984	984	984	4518	4000
	1.00E+07	1.50E+06	7.20E+07	7.20E+07	4.59E+07	4.13E+05	8.26E+05	1.81E+09	9.60E+07
	0.83	0.83	2	2	2	0.5	0.5	3	2
	1235	1030	2280	2280	848	927	927	3044	1130
	2	0	21	21	40	0	1	1217	27
	5	5	15	15	40	40	35	40	30
	7.29	6.73	7.29	6.51	6.30	6.92	7.15	6.31	7.27

5.2.3 Kriterien und Indikatoren

Für die Beurteilung wurde das Drei-Säulen-Modell der Nachhaltigkeit herangezogen, das die Bereiche Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft abdeckt. Dieses Modell ermöglicht die praktische Operationalisierung des allgemeinen Konzepts der Nachhaltigkeit gemäss dem Brundtland-Bericht und den in Kapitel 5.1 erläuterten qualitativen Regeln.

Das PSI hat im Rahmen des NEEDS-Projekts mit Unterstützung seiner Partner (Hirschberg et al., 2008) einen umfassenden Katalog technologiespezifischer Beurteilungskriterien und Indikatoren erarbeitet, der die ökologische, ökonomische und soziale Dimension der Nachhaltigkeit abdeckt. Ein Teil dieses Katalogs basiert auf Literaturrecherche-Ergebnissen und auf quantitativen Nachhaltigkeitsbeurteilungen früherer Projekte. Die sozialen Kriterien und Indikatoren wurden, unter Zugrundelegung der Pionierarbeit der Universität Stuttgart im Rahmen der Axpo-Studie (Roth et al., 2009), weiterentwickelt und angepasst (Renn et al., 2006).

Der Gesamtkatalog ermöglicht es, die wesentlichen Merkmale der Technologien zu erfassen und ihre Unterschiede herauszustellen. Grundsätzlich stiessen die vorgeschlagenen Kriterien und Indikatoren, wie eine Umfrage (Burgherr et al., 2008) zeigt, unter den europäischen Interessenvertretern sowohl inhaltlich als auch hinsichtlich ihrer hierarchischen Struktur auf breite Zustimmung. Die Zahl der dazugehörigen Indikatoren beläuft sich auf 36, die sich wie folgt verteilen:

- 11 ökologische Indikatoren zur Abdeckung der Bereiche Energieressourcen und Bodenschätze, Klimawandel, Auswirkungen auf das Ökosystem bei normalem Betrieb bzw. im Falle eines schweren Unfalls, sowie spezielle chemische und mittel- sowie hochradioaktive Abfälle.

- 9 ökonomische Indikatoren wie zum Beispiel Auswirkungen für Kunden (Strompreis), die Gesamtwirtschaft (Beschäftigung, Stromerzeugungsautonomie) und Energieversorger (finanzielle Risiken, Betrieb).

- 16 soziale Indikatoren bezüglich Sicherheit/Zuverlässigkeit der Energieversorgung, politische Stabilität und Legitimität, sowohl expertenbasierte als auch wahrgenommene gesellschaftliche und individuelle Risiken (Normalbetrieb und Unfälle) als auch auf Ebene der subjektiven Wahrnehmung, terroristische Bedrohung und Wohnumfeldqualität (Landschaftsbild, Lärm).

Die Tabellen 5.4 bis 5.6 enthalten die Definitionen der für NEEDS angewendeten Kriterien und Indikatoren (Hirschberg et al., 2008).

In der Axpo-Studie (Roth et al., 2009) gab es insgesamt 75 Indikatoren: 11 ökologische, 33 soziale und 31 ökonomische. Die höhere Anzahl der Indikatoren ergab sich hauptsächlich aus der stärkeren Berücksichtigung von Energieversorger- und Standort-spezifischen Faktoren sowie operativen und makroökonomischen Aspekten.

Zu erwähnen ist, dass die Anzahl der Indikatoren für die jeweilige Nachhaltigkeitsdimension nichts über ihre relative Bedeutung aussagt. Erstens werden dem hier zugrunde gelegten Nachhaltigkeitsverständnis zufolge allen drei Dimensionen gleich viel Bedeutung beigemessen. Zweitens spiegelt die Anzahl der Indikatoren, dass es möglich ist, ökologische Indikatoren auf der Grundlage objektiver, den Naturwissenschaften entlehnter Methoden zu aggregieren. Eine solche Aggregation sozialer Indikatoren ist dagegen nur in wenigen Fällen möglich.

5.2.3 Quantifizierungsansätze

Um die Transparenz und systematische Nutzung der objektiven Wissensbasis zu verbessern, wurde am Paul Scherrer Institut (PSI) ein Bezugssystem für die systematische vergleichende Evaluation von Energiesystemen entwickelt. Dieses ermöglicht es, kritische Aspekte der technologischen Alternativen im Verhältnis zu den für politische Strategien als relevant betrachteten wirtschaftlichen, ökologischen und sozialen Dimensionen zu untersuchen. Wenngleich es Unterschiede bei Detaillierungsgrad, Umfang und Tiefe gibt, wurden die meisten Teile dieses Bezugssystems im Wesentlichen sowohl für die Axpo- als auch die NEEDS-Projekte verwendet (vgl. Abb. 5.1).

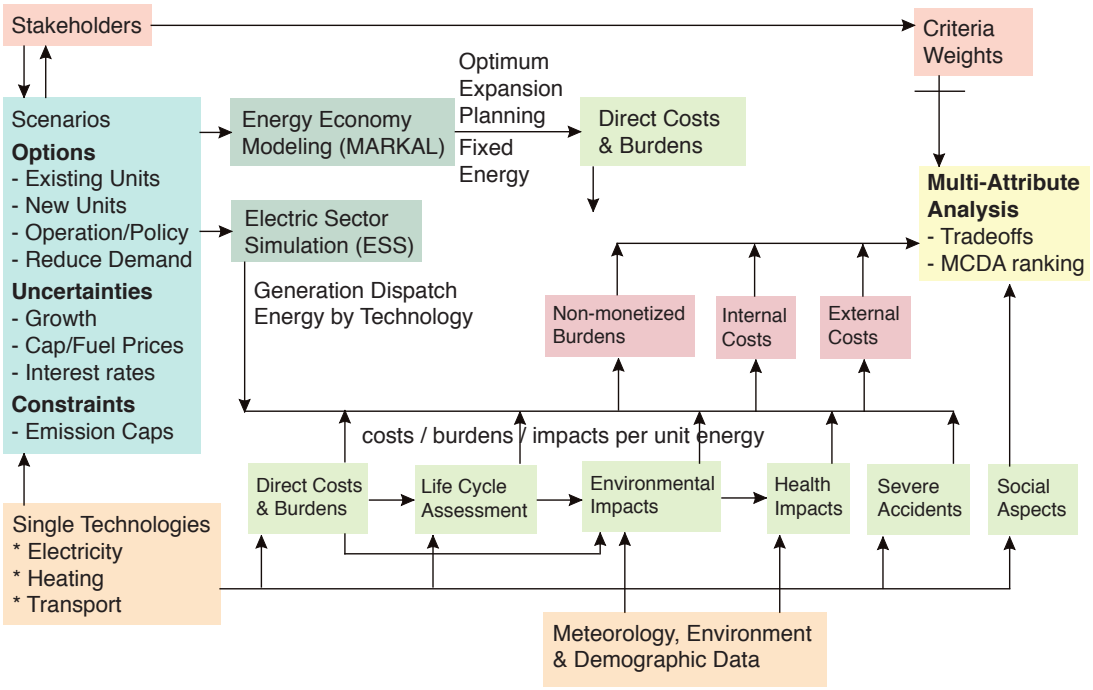


Abbildung 5.1: PSI-Bezugssystem für umfassende Energiesystemanalyse

Der interdisziplinäre Ansatz bezieht verschiedenste Forschungsgebiete ein, unter anderem die Lebenszyklus-Analyse (LCA), die Analyse von Umweltverträglichkeit und externen Kosten, Systemmodellierung und integrale Bewertung mithilfe der Gesamtkosten- und der Multi-Kriterien-Analyse (MCDA) unter Verwendung ökologischer, wirtschaftlicher und sozialer Indikatoren. Der integrale Ansatz ermöglicht umfassende Studien zum Vergleich von Energieoptionen für den Elektrizitäts-, Wärme- und Transportsektor. Die in diesem Kapitel aufgeführten quantitativen Indikatoren basieren hinsichtlich der Beurteilung von Energiesystemen, soweit möglich, auf einer systematischen, multidisziplinären Bottom-Up-Methode. Dies gilt insbesondere für die komplexen ökologischen Indikatoren. Der Gesamtansatz ist prozessorientiert, d.h. die betreffenden Technologien und ihre Merkmale werden explizit dargestellt. In den folgenden Unterkapiteln werden die wichtigsten angewandten Ansätze kurz erläutert.

Lebenszyklus-Analyse

Die Lebenszyklus-Analyse (LCA) wird zur Generierung von Indikatoren verwendet, welche die Belastungen und Auswirkungen des Normalbetriebs auf Ökosysteme charakterisieren. Die LCA ist eine systematische Methode für die Erstellung von Energie- und Materialbilanzen der verschiedenen Energieketten. Sie verwendet eine für die Arten der im jeweiligen Prozess verwendeten Brennstoffe spezifische Prozesskettenanalyse und ermöglicht die vollständige Einbeziehung von Belastungen wie Emissionen, auch jenseits der Landesgrenzen. Bei der LCA werden nicht nur direkte Emissionen aus dem Bau, dem Betrieb und der Stilllegung von Kraftwerken, sondern auch Umweltlasten im Zusammenhang mit dem kompletten Lebenszyklus aller relevanten vor- und nachgelagerten Prozesse innerhalb der Energiekette berücksichtigt, darunter Exploration, Förderung, Aufarbeitung, Transport sowie Abfallbehandlung und -lagerung. Direkte Emissionen beinhalten unter anderem Ausstösse aus dem Betrieb von Kraftwerken, Minen und verarbeitenden Betrieben, Transportsystemen und Baumaschinen. Auch indirekte Emissionen, die aus der Materialherstellung – vom Energieinput bis hin zu allen Schritten der Kette – und aus der Infrastruktur stammen, sind abgedeckt.

Tabelle 5.4: Ökologische Kriterien / Indikatoren

Kriterium/Indikator	Beschreibung	Einheit
UMWELT	Umweltrelevante Kriterien	
RESSOURCEN	Ressourcenverbrauch (nicht erneuerbar)	
Energie	Energieressourcenverbrauch im Laufe des gesamten Lebenszyklus	
Fossile Brennstoffe	Dieses Kriterium dient der Berechnung der Gesamtprimärenergie der für die Erzeugung von 1 kWh Strom verbrauchten fossilen Ressourcen. Dies beinhaltet den Gesamtverbrauch an Kohle, Erdgas und Rohöl für die jeweilige komplette Stromerzeugungstechnologiekette.	MJ/kWh
Uran	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung der für die Erzeugung von 1 kWh Strom verbrauchten Primärenergie aus Uran-Ressourcen. Hierin enthalten ist der Gesamt-Uranverbrauch für die jeweilige komplette Stromerzeugungstechnologiekette.	MJ/kWh
Mineralische Rohstoffe	Verbrauch mineralischer Ressourcen im Laufe des gesamten Lebenszyklus	
Metallerz	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung des Verbrauchs bestimmter seltener Metalle für die Erzeugung von 1 kWh Strom. Der Verbrauch aller einzelnen Metalle wird in Antimon-Äquivalenten angegeben (basierend auf der Seltenheit des jeweiligen Erzes in Relation zu Antimon).	kg(Sb-eq.)/kWh
KLIMA	Potenzielle Auswirkungen auf das Klima	
CO_2-Emissionen	Dieses Kriterium beinhaltet die Gesamtmenge aller Treibhausgase, angegeben in kg CO_2-Äquivalent.	kg(CO_2-eq.)/kWh
ÖKOSYSTEME	Potenzielle Auswirkungen auf Ökosysteme	
Normalbetrieb	Auswirkungen auf das Ökosystem bei Normalbetrieb	
Biodiversität	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung der durch die Landnutzung zur Erzeugung von 1 kWh Strom verursachten Artenverluste (Flora & Fauna). Die in PDF («Potentially Damaged Fraction») angegebene Anzahl potenziell geschädigter Arten wird mit der Landfläche und den Jahren multipliziert.	PDF*m^2*a/kWh

Ökotoxizität	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung der zur Erzeugung von 1 kWh Strom verursachten Artenverluste (Flora & Fauna) aufgrund ökotoxischer Substanzen, die in die Luft, in Wasser und ins Erdreich gelangen. Die in PDF («Potentially Damaged Fraction») angegebene Anzahl potenziell geschädigter Arten wird mit der Landfläche und den Jahren multipliziert.	PDF*m²*a/kWh
Luftverschmutzung	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung der durch Übersäuerung und Eutrophierung verursachten Artenverluste (Flora & Fauna) pro erzeugter kWh Strom. Die in PDF («Potentially Damaged Fraction») angegebene Anzahl potenziell geschädigter Arten wird mit der Landfläche und den Jahren multipliziert.	PDF*m²*a/kWh
Schwere Unfälle	Auswirkungen auf das Ökosystem im Falle eines schweren Unfalls	
Kohlenwasserstoffe	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung grosser, potenziell Ökosystem-schädigender Mengen (mind. 10 000 Tonnen) unbeabsichtigt austretender Kohlenwasserstoffe.	t/kWh
Bodenkontaminierung	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung der Fläche, die bei einem Unfall durch die Freisetzung radioaktiver Isotope kontaminiert wird. Die kontaminierte Fläche wird mittels probabilistischer Sicherheitsanalyse (PSA) geschätzt. Hinweis: nur bei nuklearen Stromerzeugungstechnologieketten.	km²/kWh
ABFALL	Potenzielle durch Abfälle verursachte Auswirkungen	
Chemische Abfälle	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung der für die Erzeugung von 1 kWh Strom anfallenden Gesamtmenge von in Untertagdeponien gelagerten chemischen Abfällen. Die Dauer der Einlagerung wird dabei nicht berücksichtigt.	kg/kWh
Radioaktive Abfälle	Dieses Kriterium dient der Quantifizierung des Volumens der für die Erzeugung von 1 kWh Strom anfallenden, in Untertagdeponien gelagerten mittel- und hochradioaktiven Abfälle. Die Dauer der Einlagerung wird dabei nicht berücksichtigt.	m³/kWh

Quelle: Hirschberg et al., 2008

Tabelle 5.5: Ökonomische Kriterien / Indikatoren

Kriterium/Indikator	Beschreibung	Einheit
WIRTSCHAFT	Wirtschaftsbezogene Kriterien	
KUNDEN	Wirtschaftliche Auswirkungen auf Kunden	
Erzeugungskosten	Dieses Kriterium gibt die durchschnittlichen Erzeugungskosten pro Kilowattstunde an (kWh). Es enthält die Investitionskosten des Werks, (Brennstoff), sowie Kosten für Betrieb und Wartung. Dabei handelt es sich nicht um den Endpreis.	€/MWh
GESELLSCHAFT	Wirtschaftliche Auswirkungen auf die Gesellschaft	
Direkte Arbeitsplätze	Das Kriterium gibt die Zahl der direkt mit dem Bau und dem Betrieb der Erzeugungstechnologie verbundenen Arbeit an, inklusive der mit der Förderung, der Gewinnung oder dem Transport von Brennstoffen (sofern zutreffend) verbundenen direkten Arbeit. Indirekte Arbeit ist nicht berücksichtigt. Gemessen in Personenjahre/GWh.	Personenjahre/GWh
Brennstoffautonomie	Die elektrische Leistung kann anfällig für Versorgungsunterbrechungen sein, wenn importierte Brennstoffe aufgrund wirtschaftlicher oder politischer Probleme im Zusammenhang mit der Energieressourcenverfügbarkeit nicht zur Verfügung stehen. Hierbei handelt es sich um ein expertenbasiertes Vulnerabilitäts-Mass.	Ordinal
VERSORGUNGSBETRIEB	Wirtschaftliche Auswirkungen auf Versorgungsunternehmen	
Finanzen	Finanzielle Auswirkungen auf Versorgungsunternehmen	
Finanzierungsrisiko	Versorgungsunternehmen können einem erheblichen Finanzierungsrisiko ausgesetzt sein, wenn die Gesamtkosten für neue Stromerzeugungsanlagen im Verhältnis zur Unternehmensgrösse sehr hoch sind. Möglicherweise ist es erforderlich, Partnerschaften mit anderen Versorgungsunternehmen zu schliessen oder Kapital über Finanzmärkte zu beschaffen.	€
Brennstoffsensitivität	Der Anteil der Brennstoffkosten an den Gesamterzeugungskosten kann bei Null liegen (Photovoltaik), gering (Kernkraft) oder auch hoch (Gasturbinen) sein. Er gibt somit an, wie empfindlich die Erzeugungskosten auf eine Brennstoffpreisänderung reagieren würden.	Faktor

Bauzeit	Sobald ein Versorgungsunternehmen mit dem Bau eines Werks begonnen hat, gerät es ins Blickfeld öffentlicher Opposition, was zu Verzögerungen und anderen Problemen führen kann. Dieser Indikator gibt die voraussichtliche Werkbauzeit in Jahren an. Planungs- und Genehmigungsphase sind nicht berücksichtigt.	Jahre
Betrieb	Faktoren im Zusammenhang mit der Nutzung einer Technologie durch ein Versorgungsunternehmen.	
Grenzkosten	Erzeugungsunternehmen setzen ihre Werke in Abhängigkeit von ihren variablen Kosten in Betrieb, angefangen bei Grundlastwerken mit den geringsten Kosten bis hin zu solchen mit den höchsten Kosten zu Spitzenlastzeiten. Diese variablen Kosten sind die Kosten, die für das Betreiben des Werks anfallen.	€-Cents/kWh
Flexibilität	Versorgungsunternehmen benötigen Prognosen für die Stromerzeugung, die sie nicht steuern können (erneuerbare Ressourcen wie Wind und Sonne) und die erforderlichen Ein- und Abschaltzeiten für die von ihnen steuerbaren Werke. Dieser Indikator kombiniert diese beiden Planungsflexibilitäts-Masse anhand von Beurteilungen durch Experten.	Ordinal
Verfügbarkeit	Bei allen Technologien kann es aufgrund von Störungen der Anlagen (störungsbedingte Nichtverfügbarkeit) oder von Wartungsaktivitäten (nicht störungsbedingte oder geplante Nichtverfügbarkeit) zu Ausfällen von Werken oder teilweisen Ausfällen (Erzeugung weniger als 100 %) kommen. Dieser Indikator gibt Aufschluss über den zeitlichen Anteil, den das Kraftwerk für die Stromerzeugung zur Verfügung steht.	Faktor

Quelle: Hirschberg et al., 2008

Tabelle 5.6: Soziale Kriterien / Indikatoren

Kriterium/Indikator	**Beschreibung**	**Einheit**
GESELLSCHAFT	Gesellschaftsbezogene Kriterien (Quellen: NEEDS Research Stream 2b Umfrage unter Gesellschaftsexperten. PSI-Risikodatenbank-basiertes quantitatives Risiko.)	
SICHERHEIT	Soziale Sicherheit	
Politische Kontinuität	Politische Kontinuität	
Sicherheit der Energieversorgung	Marktkonzentrierung von Energieversorgern im jeweiligen Primärenergiesektor, die zu ökonomischen oder politischen Umbrüchen führen könnten.	Ordinalskala
Einlagerung von Abfällen	Die Möglichkeit, dass nicht rechtzeitig Deponieeinrichtungen für die Einlagerung von Abfallstoffen aus dem gesamten Lebenszyklus zur Verfügung stehen.	Ordinalskala
Anpassungsfähigkeit	Technische Eigenschaften der jeweiligen Technologie, die ihren flexibeln Einsatz bei der Umsetzung technischer Fortschritte und Neuerungen ermöglichen.	Ordinalskala
POL. LEGITIMITÄT	Politische Legitimität	
Konflikt	Bezieht sich auf Konflikte, die sich historisch belegen lassen. Steht in Zusammenhang mit Eigenschaften konfliktauslösender Energiesysteme.	Ordinalskala
Partizipation	Bestimmte Arten von Technologien erfordern öffentliche, partizipative Entscheidungsfindungsprozesse, insbesondere hinsichtlich der Bau- und Betriebsgenehmigungen.	Ordinalskala
RISIKO	Risiko	
Normales Risiko	Normales Betriebsrisiko	
Mortalität	Aufgrund des Normalbetriebs verlorene Lebensjahre durch vorzeitigen Tod in der Gesamtbevölkerung (Years of life lost, YOLL) im Vergleich zu einem Zustand ohne die entsprechende Technologie.	YOLL/kWh

Morbidität	Behinderungsbereinigte Lebensjahre (Disability adjusted life years, DALY) der Gesamtbevölkerung aufgrund des Normalbetriebs im Vergleich zu einem Zustand ohne die entsprechende Technologie.	DALY/kWh
Schwere Unfälle	Risiko schwerer Unfälle (Quelle: NEEDS Research Stream 2b für Daten zu schweren Unfällen)	
Unfallmortalität	Anzahl der pro kWh Strom erwarteten Todesfälle bei schweren Unfällen mit fünf oder mehr Toten pro Unfall.	Todesfälle/kWh
Maximale Todesfälle	Basiert auf der angemessen glaubwürdigen Höchstzahl von Todesfällen für einen einzelnen Unfall für eine Stromerzeugungstechnologiekette.	Todesf./Unfall
Wahrgenommenes Risiko	Wahrgenommenes Risiko	
Normalbetrieb	Angst der Bürger/-innen vor Gesundheitsschäden bei Normalbetrieb der Stromerzeugungstechnologie.	Ordinalskala
Wahrgenommene Unf.	Wahrnehmung der Bürger/-innen von Risikoeigenschaften, der persönlichen Kontrolle darüber, Umfang möglicher Schäden sowie ihre Vertrautheit mit dem Risiko.	Ordinalskala
Terrorismus	Gefahr durch Terrorismus	
Terroristisches Potenzial	Möglichkeit eines erfolgreichen terroristischen Anschlags auf eine Technologie. Basiert auf ihre Vulnerabilität, möglichen Schäden und der öffentlichen Risikowahrnehmung.	Ordinalskala
Terroristische Auswirkungen	Mögliche maximale Folgen eines erfolgreichen terroristischen Anschlags. Speziell für unwahrscheinliche Unfälle mit weitreichenden Folgen.	Erw. Todesfälle
Proliferation	Potenzial für den Missbrauch von Technologien oder Substanzen aus der Kernenergieerzeugungstechnologiekette.	Ordinalskala
WOHNUMGEBUNG	Qualität der Wohnumgebung	
Landschaft	Funktionale und ästhetische Auswirkungen der gesamten Technologie und Brennstoffkette auf die Landschaft. Hinweis: Verkehr ausgeschlossen.	Ordinalskala
Lärm	Dieses Kriterium basiert auf dem durch das Kraftwerk und den Materialtransport für das Lager verursachten Lärmaufkommen.	Ordinalskala

Quelle: Hirschberg et al., 2008

Als Hintergrunddatenbank wird die ecoinvent-Datenbank herangezogen (www.ecoinvent.ch). Ecoinvent ist die weltweit umfangreichste zentralisierte, webbasierte Datenbank für Lebenszyklus-Analysen (LCA), die vom Schweizer Zentrum für Ökoinventare (EMPA, EPFL, ETHZ, FAL, PSI) entwickelt und implementiert und von verschiedenen Schweizer Bundesämtern unterstützt wurde.

Wirkungspfadansatz

Die LCA berücksichtigt keine standortspezifischen Abhängigkeiten. Die Quantifizierung von Gesundheits- und Umweltschäden, die auf Luftverschmutzung aus Energieketten zurückzuführen sind, basiert auf dem innerhalb der ExternE-Reihe entwickelten modernen Wirkungspfadansatz (Impact Pathway Approach/IPA) (Friedrich et al., 2004; Rabl und Spadaro, 2005).

Der IPA umfasst vier Schritte: 1. Abschätzung der Emissionen, 2. Abschätzung der Änderungen in der Konzentration von Schadstoffen, 3. Beurteilung der Wirkung auf Rezeptoren wie Menschen, Tiere, Pflanzen etc. und 4. Bewertung: Für die Bewertung der Wirkungen werden bei der Externkosten-Methode monetäre Werte verwendet. Der IPA wurde für die Referenzkraftwerk-Technologien an bestimmten, hauptsächlich in der Schweiz angesiedelten Standorten angewandt. Für die damit verbundenen Brennstoffkreisläufe werden Faktoren regionaler Schäden herangezogen.

Bewertung des Risikos eines schweren Unfalls

Die Risikoanalyse für schwere Unfälle deckt, sofern anwendbar, die kompletten Energieketten ab. Mit Ausnahme der Kernenergie stützt sich die Bewertung hauptsächlich auf zurückliegende Erfahrungen mit Unfällen unter Heranziehung der vom PSI entwickelten ENSAD (Energy-related Severe Accident Database). ENSAD ist die weltweit grösste und detaillierteste Datenbank zu schweren Unfällen im Energiebereich (Hirschberg et al., 2004, Burgherr und Hirschberg, 2008).

Die meisten Unfallindikatoren für heutige Technologien stammen aus ENSAD, wobei Anpassungen zur Berücksichtigung der Effizienz der Referenztechnologien und Eigenschaften der entsprechenden Energieketten vorgenommen wurden. Bei den erneuerbaren Energien beruhen die Unfallrisikoabschätzungen mit Ausnahme der Staudämme teilweise auf der Literatur und teilweise auf eigenen Schätzungen. Die Schätzungen für die Jahre 2030 und 2050 werden von einer Trendanalyse der historischen Daten und Extrapolation in die Zukunft gestützt.

Die Abschätzung der Folgen hypothetischer wasserkraftbezogener Unfälle berücksichtigt standortspezifische Faktoren unter Verwendung einer Formel, die auf von zurückliegenden Erfahrungen mit Dammunfällen abgeleiteten Parametern basiert. Für hypothetische Nuklearunfälle wird die probabilistische Sicherheitsanalyse (PSA) herangezogen, die auf in der Literatur veröffentlichten (und gegebenenfalls an die spezifischen Designs angepassten) Quelltermen und einen vereinfachten, zu einem früheren Zeitpunkt (Hirschberg et al., 2003) veröffentlichten Folgenabschätzungs-Ansatz aufbaut.

Weitere angewandte Ansätze

Wirtschaftliche Indikatoren stützen sich auf umfassende Literaturstudien, ein Net Present Value Model, Input aus der Industrie und, sofern angemessen, auf Expertenmeinungen. Die meisten der gesellschaftlichen Indikatoren wurden anhand einer Umfrage unter Experten in den Bereichen Energietechnologien, Nachhaltigkeit, Energiepolitik und Risikoanalyse quantifiziert. Diese Erhebung beinhaltete auch eine abschliessende Delphi-Befragung der Experten.

5.2.4 Beispiele für messbare Indikatoren

Die hier aufgeführten Beispiele für ausgewählte ökologische, wirtschaftliche und soziale Indikatoren beziehen sich auf eine Reihe ausgewählter Technologien. Die Ergebnisse stammen aus dem Energie-Spiegel Nr. 20 (Hirschberg et al., 2010) und stützen sich auf die NEEDS- und Axpo-Projekte mit adäquaten, die jüngsten Entwicklungen widerspiegelnden Modifikationen. «Heute» bezieht sich in allen Abbildungen auf den Stand der Technologien um das Jahr 2005.

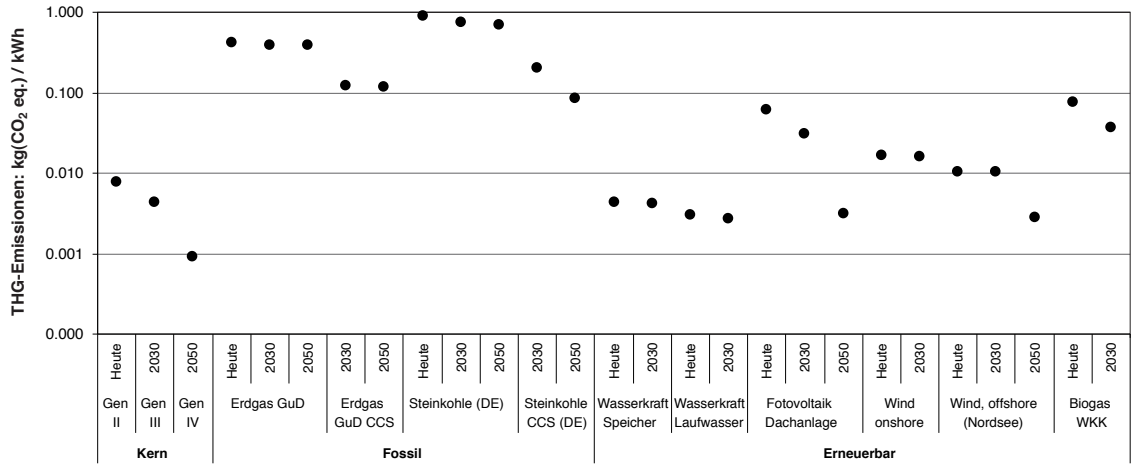


Abbildung 5.2: Treibhausgasemissionen von ausgewählten Technologien (Hirschberg et al., 2010).

Die erneuerbaren Energien und die Kernenergie erzeugen Treibhausgasemissionen, die eine bis zwei Grössenordnungen tiefer liegen als bei fossilen Technologien ohne CCS (vgl. Abb. 5.2). CCS hat das Potenzial, die Emissionen um bis zu einer Grössenordnung zu reduzieren.

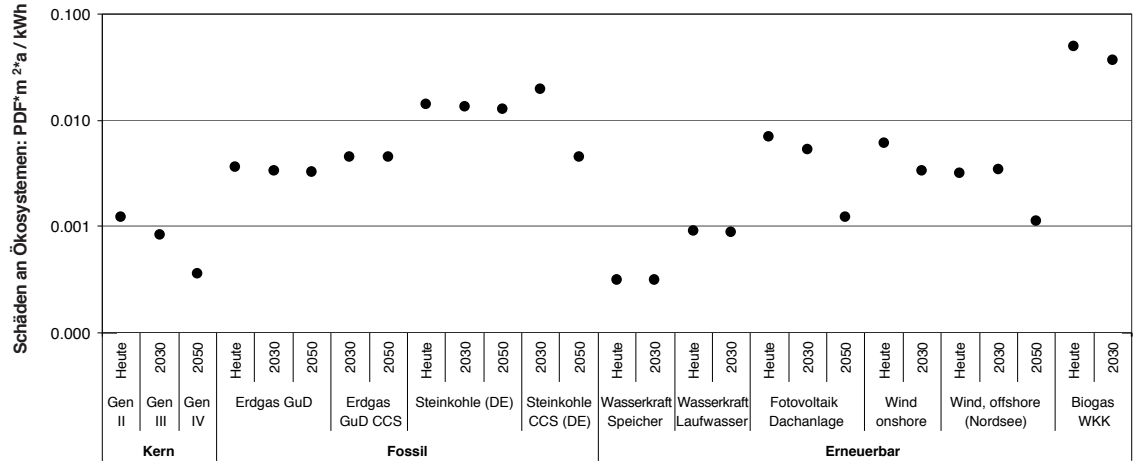


Abbildung 5.3: Schäden an Ökosystemen von ausgewählten Technologien: «Potentially Damaged Fraction» (PDF) von Arten quantifiziert den Artenverlust (Flora und Fauna) aufgrund von Landverbrauch, in die Luft abgegebene ökotoxische Substanzen, Wasser und Boden, sowie Versauerung und Eutrophierung (Hirschberg et al., 2010).

Die Schäden an Ökosysteme sind bei Biogasanlagen am höchsten, gefolgt von Kohlekraftwerken (vgl. Abb. 5.3). Die Wasserkraft aus Speicherseen bewirkt die geringsten Schäden.

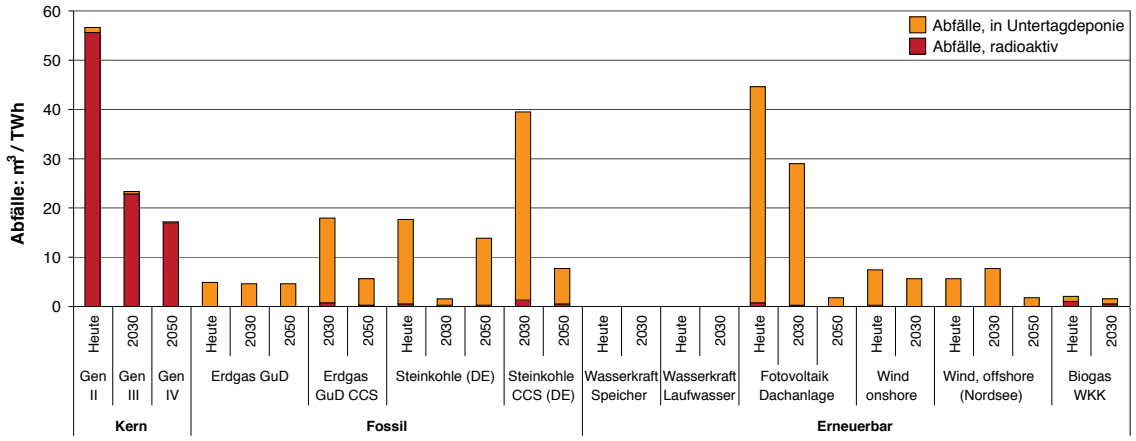


Abbildung 5.4: Mittel- und hochradioaktive Abfälle sowie Chemieabfälle, die in Untertagdeponien gelagert werden (Hirschberg et al., 2010).

Die Kernenergie produziert naturgemäss am meisten radioaktive Abfälle. Die meisten nicht-radioaktiven Sonderabfälle fallen bei Photovoltaik an. Es wird jedoch erwartet, dass diese Abfallmengen in Zukunft stark reduziert werden können (vgl. Abb. 5.4). Die Wasserkraft produziert am wenigsten Abfälle.

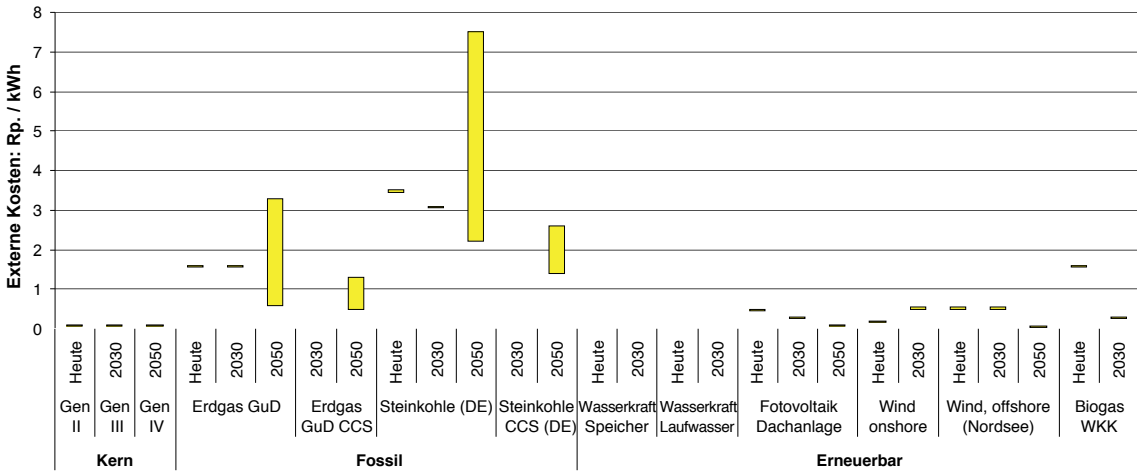


Abbildung 5.5: Externe Umweltkosten von ausgewählten Technologien, vor allem betreffend Klimagasen und Luftverschmutzung (Hirschberg et al., 2010). Externe Kosten von Kernenergie werden kontrovers betrachtet, da einige Stakeholder deren Relevanz in Frage stellen. Dies, weil sich in den Kosten Aspekte wie Risikowahrnehmung und -aversion nicht widerspiegeln.

Kohlekraftwerke verursachen die höchsten externen Kosten (aufgrund der Treibhausgasemissionen) (vgl. Abb. 5.5). Die Reduktion der Umweltkosten bei Biogas ist darauf zurückzuführen, dass dank technologischen Entwicklungen viel tiefere NO_x-Emissionen entstehen werden. Die externen Kosten der Kernenergie werden in Abschnitt 5.2.5 kommentiert.

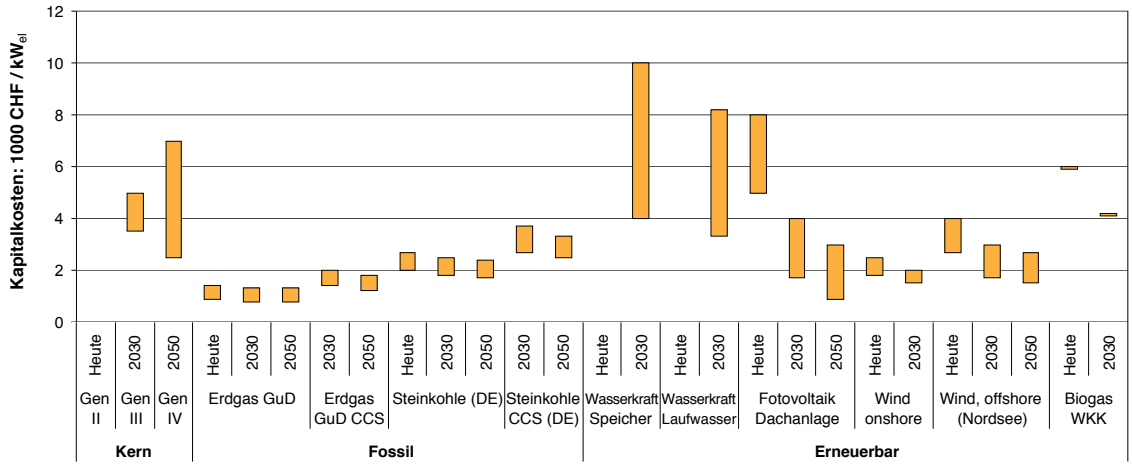


Abbildung 5.6: Kapitalkosten von ausgewählten Technologien. Historische Kapitalkosten von Kern- und Wasserkraftwerken, die heute in der Schweiz in Betrieb sind, werden nicht gezeigt (Hirschberg et al., 2010).

Die grösste Reduktion der Kapitalkosten wird bei der Photovoltaik erwartet (vgl. Abb. 5.6). Die Kapitalkosten für Kernenergie, Photovoltaik und Wasserkraft beinhalten die grössten Unsicherheiten, wenn auch unterschiedlicher Art. Während für Kernenergie die Umstände bei der Umsetzung entscheidend sind, hängen die Unsicherheiten bei der Wasserkraft zum grössten Teil von Merkmalen der Anlage ab und bei Photovoltaik in der erfolgreichen Umsetzung möglicher Verbesserungen.

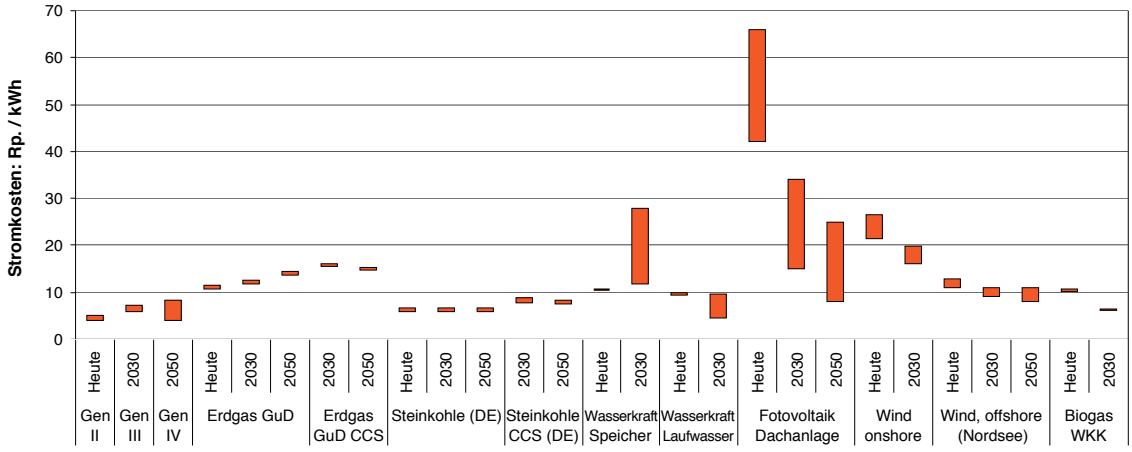


Abbildung 5.7: Stromkosten von ausgewählten Technologien; Zins 6 % (Hirschberg et al., 2010).

In den aktuellen Stromgestehungskosten der Kernenergie und Wasserkraft widerspiegelt sich der Umstand, dass die Kapitalkosten teilweise schon amortisiert sind (vgl. Abb. 5.7). Reduktionen in Kapitalkosten und ihre Unsicherheiten zeigen sich in den Produktionskosten. Da Kapitalkosten die Kosten bei Photovoltaik und künftiger Wasserkraft dominieren, sind die Unsicherheiten in den Produktionskosten bei diesen Technologien am höchsten. Unsicherheiten bei der Entwicklung der Treibstoffpreise wurden nicht berücksichtigt.

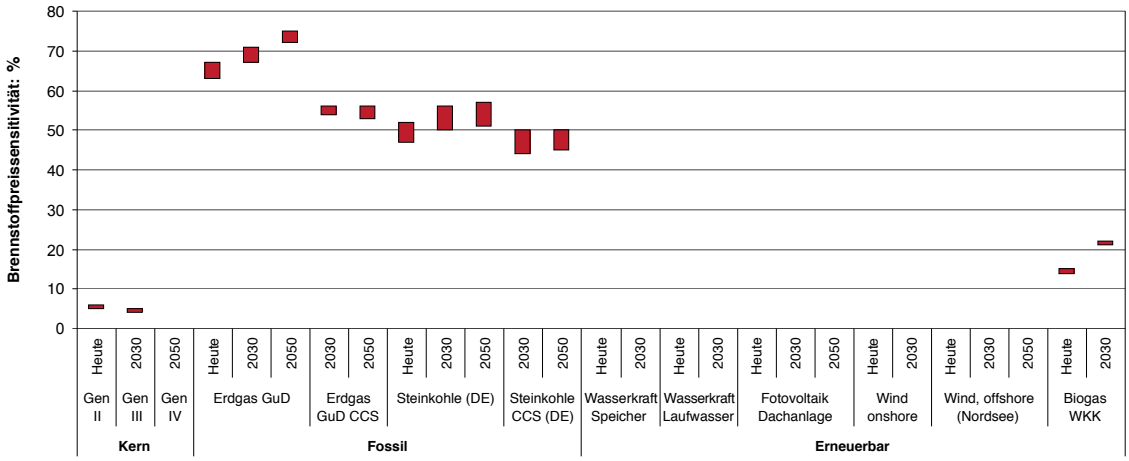


Abbildung 5.8: Brennstoffpreissensitivität (Hirschberg et al., 2010)

Fossile Technologien, vor allem Combined Cycle Gas, zeigen eine sehr hohe Brennstoffpreissensitivität (vgl. Abb. 5.8). Bei der Kernenergie ist diese Sensitivität bei schnellen Brütern sehr gering oder vernachlässigbar. Erneuerbare Energien – mit der Ausnahme von Biomasse – sind praktisch unabhängig von Brennstoffpreisen.

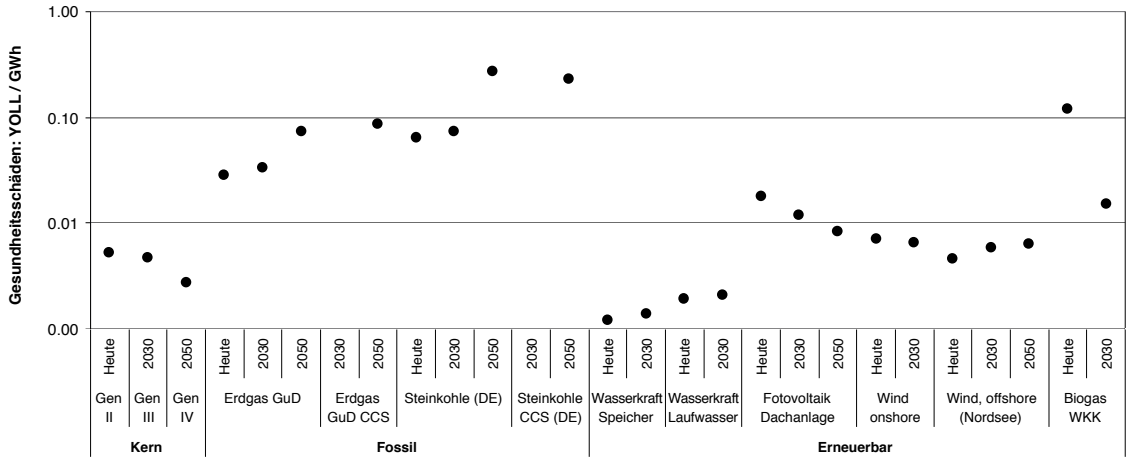


Abbildung 5.9: Gesundheitsschäden bei Normalbetrieb ausgedrückt als Verlust an Lebensjahren pro GWh (Hirschberg et al., 2010).

Wasserkraft bewirkt die geringsten Gesundheitsschäden, gefolgt von Kernenergie und Windenergie (vgl. Abb. 5.9). Kohle und momentan auch Biogas haben die grössten geschätzten Gesundheitsschäden. Im Fall von Biogas besteht ein grosses Reduktionspotenzial.

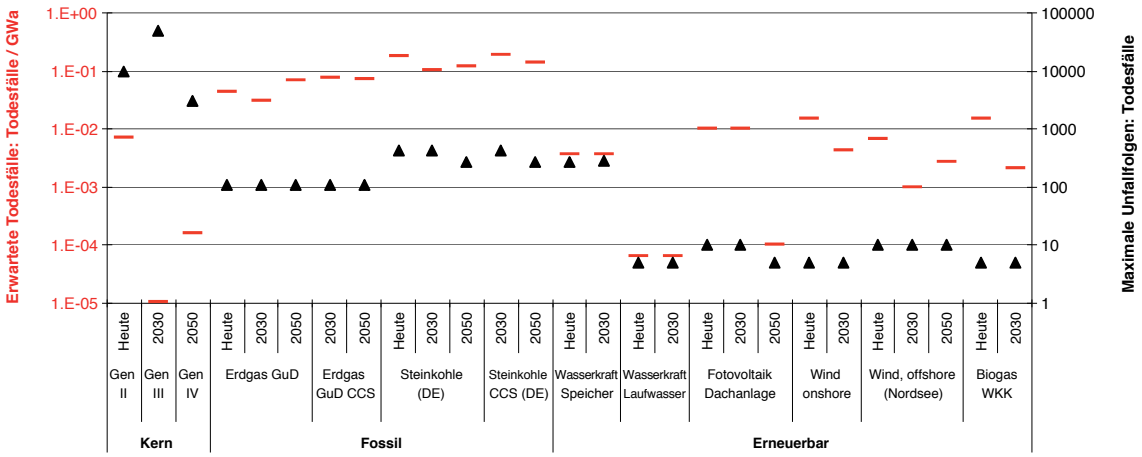


Abbildung 5.10: Erwartete Todesfälle aufgrund von schweren Unfällen und maximale Konsequenzen pro Unfall (Hirschberg et al., 2010).

Das grösste Unfallrisiko haben fossile Technologien (vgl. Abb. 5.10). Neue Kernenergietechnologien (GEN III) führen zu einer markanten Reduktion des aktuellen Risikoniveaus. Allerdings hat Kernenergie auch die höchsten denkbaren Konsequenzen im Falle eines Unfalls, was zu einem hohen Niveau an Risikoaversion führt. Es gilt anzumerken, dass für Wasserkraft aus Speicherseen Resultate für ein reales 50-MW-Kraftwerk mit geringer Population flussabwärts gezeigt werden. Grosse Wasserkraftwerke haben – abhängig von ihrem Standort – das Potenzial für Unfälle mit schwerwiegenden Folgen (mit 10 000 Todesfällen und mehr), jedoch ohne eine langjährige Kontamination des Landes zu bewirken. Letzteres betrifft nur die Kernenergie. Bei schweren nuklearen Unfällen müssen deshalb ganze Bevölkerungsteile nicht nur kurzfristig evakuiert, sondern langfristig umgesiedelt werden.

5.2.5 Aggregation – Beurteilung des Gesamt-Nachhaltigkeitsindex

Eine Aggregation aller Aspekte kann basierend auf dem Gesamtkosten-Ansatz (interne plus externe Kosten) durchgeführt werden oder anhand einer Multi-Kriterien-Analyse (MCDA).

Als «extern» werden jene Kosten bezeichnet, die nicht vom Verursacher, sondern von der Allgemeinheit getragen werden. Sie beinhalten die Kosten von Gesundheitsschäden, die durch Luftverschmutzung entstehen. Schäden dieser Art werden monetarisiert, d.h. in Geldbeträgen gemessen oder umgerechnet, und beinhalten auch Kosten, die in Zukunft durch den Klimawandel entstehen. Diese Kosten sind heute sehr unsicher und können über einen grossen Bereich schwanken. Weitere Aspekte sind durch Luftverschmutzung verringerte Ernteerträge und Schäden an Gebäuden.

Nicht alle Faktoren, die bei der Beurteilung einer Technologie eine Rolle spielen, werden in Franken und Rappen gemessen: Dies ist vor allem bei subjektiven Aspekten wie wahrgenommenen Risiken oder Störungen im Landschaftsbild umstritten.

Externe Kosten sind trotz dieser Einschränkungen für Kosten-Nutzen Analysen sehr wertvoll. Die Gesamtkosten setzen sich aus Produktions- (oder internen) und externen Kosten der Elektrizität zusammen und werden manchmal auch als Mass für die Nachhaltigkeit verwendet, was allerdings umstritten ist, da die soziale Dimension nur zum Teil repräsentiert ist. Nicht monetarisierte Aspekte sind naturgemäss nicht berücksichtigt. Abbildung 5.11 zeigt die Gesamtkosten von Technologien auf Basis der zuvor gezeigten Schätzungen von internen und externen Kosten.

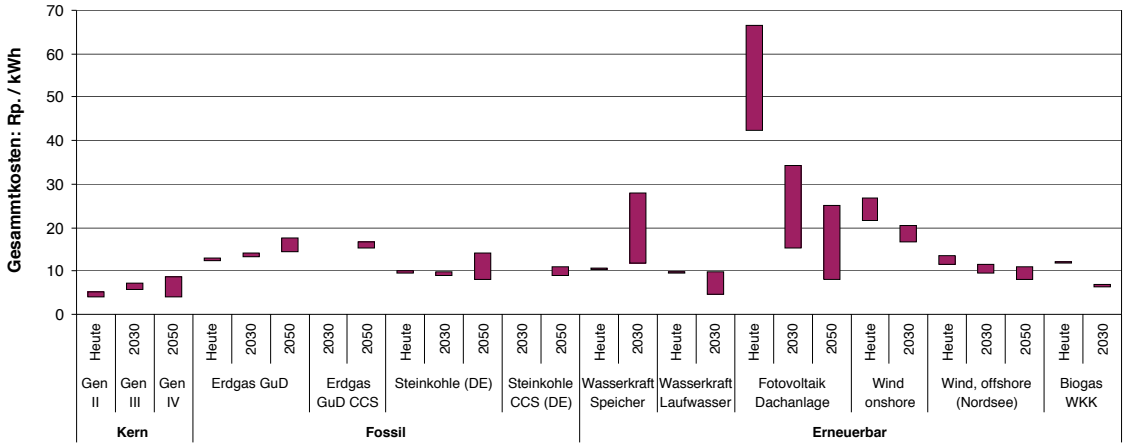


Abbildung 5.11: Gesamtkosten ausgewählter Technologien.

Kernenergie weist die niedrigsten Gesamtkosten auf, unterliegt aber folgenden (bereits zuvor erwähnten) Einschränkungen: Die heutigen internen Kosten basieren auf teilweise amortisierten Investitionskosten (dies gilt auch für Wasserkraft). Bei den zukünftigen internen Kosten wird angenommen, dass die Projekte ohne Verzögerungen umgesetzt werden können. Und schliesslich werden bei den externen Kosten Aspekte, die schwer oder nicht sinnvoll monetarisiert werden können, nicht berücksichtigt. Dazu gehören beispielsweise Fragen der Risikowahrnehmung und -aversion. Die Unsicherheiten bei der Beurteilung der Gesamtkosten fossiler Technologien hängen in erster Linie mit der Beurteilung der Schäden durch die globale Erwärmung zusammen. Auch die mit den zukünftigen Brennstoffkosten verbundenen Unsicherheiten sind nicht enthalten; sie können dominant sein. Bei der Photovoltaik wiederum ist die Entwicklung der Investitionskosten sehr unsicher.

Mithilfe der MCDA können Aspekte der subjektiven gesellschaftlichen Akzeptanz widergespiegelt werden. Der Ansatz stützt sich auf die in Abb. 5.12 gezeigten Schritte. Zunächst müssen die zu vergleichenden Technologien definiert werden. Anschliessend werden Indikatoren festgelegt, die alle drei Bereiche des Drei-Säulen-Modells abdecken und die für jede einzelne Technologie gemessen werden können (vgl. Tab. 5.4 bis 5.6). Diese Einzelindikatoren können bereits für einen Vergleich der Technologien verwendet werden. Auf dieser Grundlage kann ein einzelner, umfassender Index-Wert berechnet werden. Dieser Index (oder Rang) gibt Aufschluss darüber, wie nachhaltig die einzelnen Technologien im Vergleich zueinander sind. Bei der Berechnung des Gesamtindex werden die Indikatoren jeweils einzeln auf der Basis der jeweiligen Präferenzen des Anwenders gewichtet. Die Ergebnisse für den Nachhaltigkeitsindex fallen je nach Gewichtung des Indikators unterschiedlich aus, sodass es keine «richtigen» oder «falschen» Ergebnisse gibt.

Abb. 5.13 zeigt die von den jeweiligen europäischen NEEDS-Projektbeteiligten beigemessene durchschnittliche Indikatorengewichtung.

Abb. 5.14 zeigt eine auf allen Antworten von Akteuren basierende Ergebnisübersicht gemäss Erhebung im Rahmen des NEEDS-Projekts, zusammen mit den Gesamtkosten (Schenler et al., 2009).

Während beim im NEEDS-Projekt angewandten Konzept der externen Kosten die Nuklearenergie die niedrigsten Gesamtkosten aufweist, belegt sie beim MCDA-Ranking tendenziell einen schlechteren Rang. Dies ist hauptsächlich auf die Berücksichtigung einer Reihe von sozialen Aspekten zurückzuführen, die sich nicht in externen Kosten niederschlagen. So rangiert die Nuklearenergie im MCDA-Ranking zumeist auf niedrigeren Rängen als die erneuerbaren Energien, die von einer stark

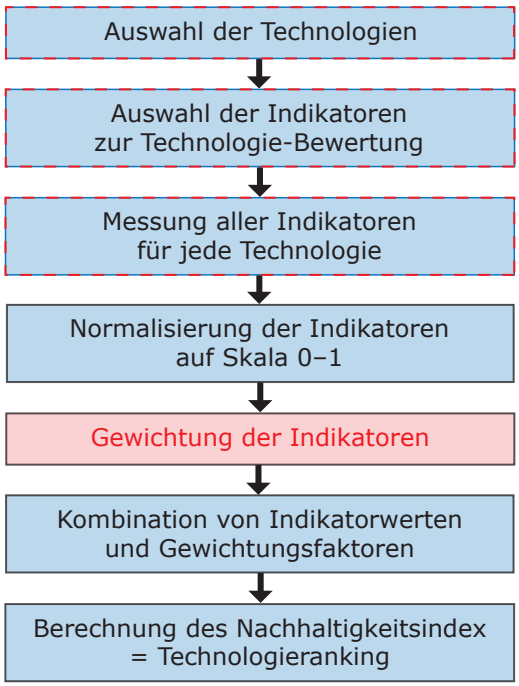


Abbildung 5.12: Schema für den Ablauf der Multi-Kriterien-Analyse (subjektive Elemente in rot, objektive Schritte in blau).

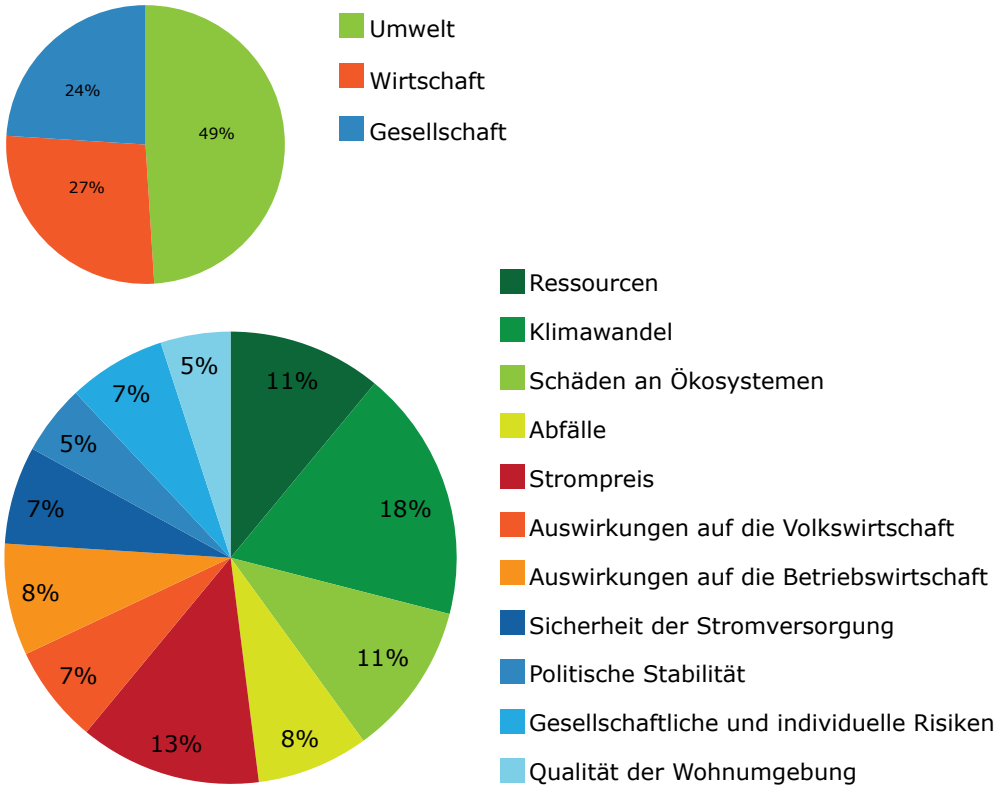


Abbildung 5.13: Durchschnittliche Indikatorengewichtung zur Technologiebewertung, ermittelt im Rahmen einer Online-Befragung von Akteuren im europäischen Energiesektor (nicht repräsentativ für den Bevölkerungsschnitt). (Schenler et al., 2009)

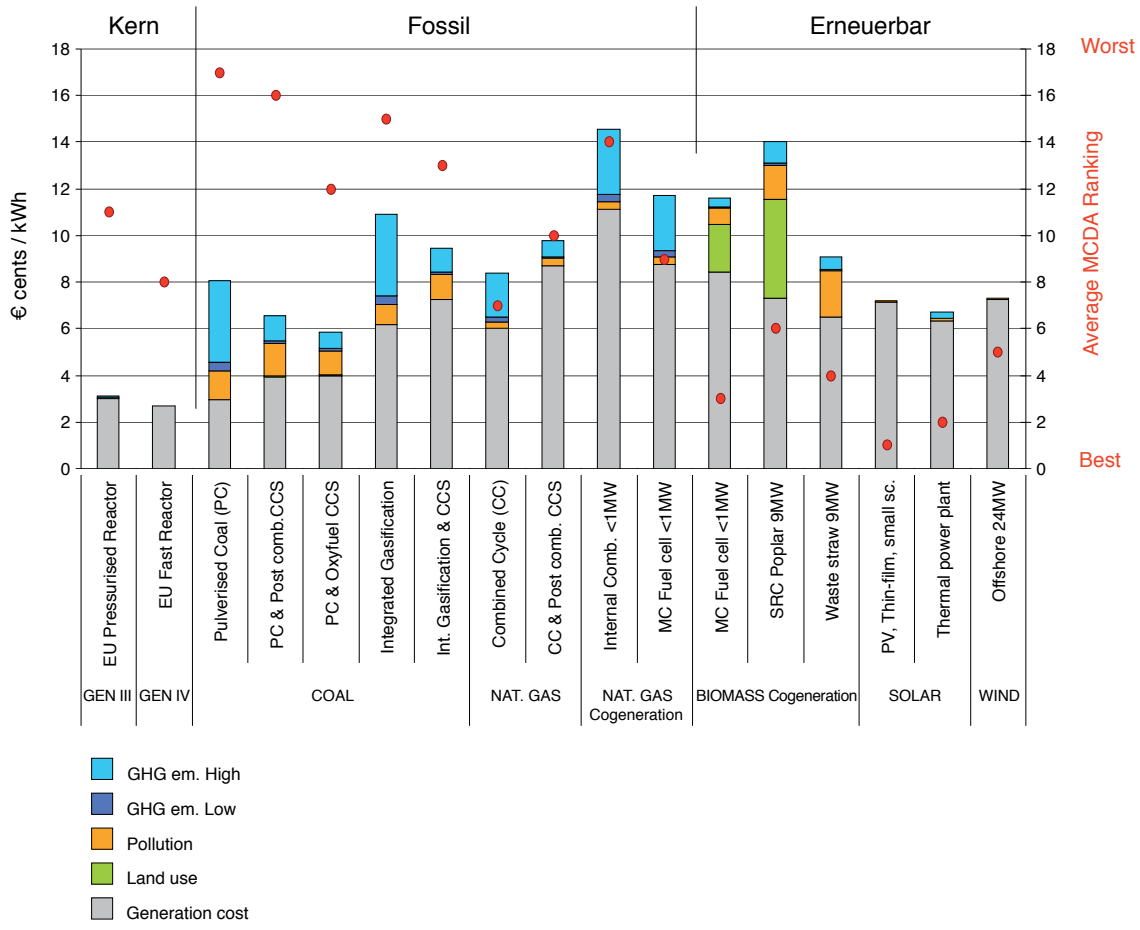


Abbildung 5.14: Durchschnittliches MCDA-Ranking (die roten Punkte) zukünftiger Technologien (2050) im Vergleich zu den Gesamtkosten. (Schenler et al., 2009) Die Grafik zeigt eine Auswahl der 26 bewerteten Systeme GHG (Treibhausgasemissionen) hohe (high)/niedrige (low) geschätzte Schadenskosten durch den Klimawandel. CCS: CO_2-Abscheidung und Speicherung; MC: Schmelzkarbonat; PV: Photovoltaik.

verbesserten Wirtschaftlichkeit profitieren. Kohletechnologien weisen meistens geringere Gesamtkosten auf als Erdgas. Andererseits schneidet Kohle beim MCDA-Ranking schlechter ab als zentrale Ergasoptionen, die im Mittelfeld liegen, ungefähr auf gleicher Höhe wie nukleare Technologien. Die CCS-Leistungen sind unterschiedlich.

Die einzelnen Präferenzprofile haben einen entscheidenden Einfluss auf das MCDA-Ranking der Technologien. Bei einer gleichen Gewichtung von Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft und einer stärkeren Gewichtung von Klimaschutz und Ökosystemen, Minimierung objektiver Risiken und Erschwinglichkeit für Kunden rangieren nukleare Technologien unter den obersten Plätzen.

Eine stärkere Gewichtung von Faktoren wie radioaktive Abfälle, Bodenkontaminierung aufgrund hypothetischer Unfälle, Risikoaversion und Wahrnehmung, terroristischer Bedrohung und Konfliktpotenzial hingegen bewirkt eine Veränderung des Rankings zum Nachteil der Nuklearenergie. Dies unterstreicht die Notwendigkeit weiterer technologischer Entwicklungen zur Abschwächung der negativen Einflüsse dieser Aspekte.

Die Platzierung fossiler Technologien hängt in hohem Masse davon ab, wie stark die ökologische Leistung gewichtet wird, die, relativ gesehen, weiterhin eine Schwäche darstellt, für Kohle mehr noch als für Gas. Die Erneuerbaren zeigen aufgrund der stark verbesserten Wirtschaftlichkeit grösstenteils

eine stabile, sehr gute Leistung hinsichtlich der verhältnismässig niedrigen Empfindlichkeit gegenüber Änderungen in den Präferenzprofilen.
Es ist anzumerken, dass sich die obigen Ergebnisse auf zumeist evolutionäre wie auch manche revolutionäre Technologien der ferneren Zukunft (Jahr 2050) beziehen. Die im Rahmen des Axpo-Projekts für aktuelle und zukünftige (Jahr 2030) Technologien gewonnenen Resultate (Roth et al., 2009) weisen ähnliche Muster auf, jedoch mit Abstrichen bei Photovoltaik, hauptsächlich aufgrund der weniger beträchtlichen Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu der vom NEEDS-Projekt angenommenen Entwicklung. Staudämme und Laufwasserkraftwerke, die beim NEEDS-Projekt als voll ausgereifte Technologien eingestuft und somit nicht analysiert wurden, zeigten im Axpo-Projekt fast durchgängig Bestleistungen.

5.2.6 Vor- und Nachteile der Indikatorgestützten Analyse

Der wichtigste Vorteil der Einzelindikatoren besteht darin, dass sie ein differenziertes Bild der Leistung der verschiedenen technologischen Optionen hinsichtlich verschiedener Kriterien liefern. Dies ermöglicht es Akteuren und Entscheidungsträgern, die Stärken und Schwächen dieser Optionen zu verstehen. Der Hauptnachteil betrifft einige der weichen sozialen Indikatoren, die von Natur aus subjektiv sind und somit weniger stabil als naturwissenschaftlich gestützte Indikatoren.
Die auf den Gesamtkosten basierende Aggregation der Indikatoren ist äusserst nützlich für die Durchführung von Kosten-Nutzen-Analysen. Dennoch hat dieser Ansatz den Nachteil, soziale Aspekte nur eingeschränkt zu berücksichtigen. Diese können entweder nur schwer oder nicht sinnvoll monetarisiert werden oder aber weisen niedrige monetäre Werte auf, sind für die Bevölkerung aber von grosser Wichtigkeit.
Der MCDA-Ansatz ermöglicht eine transparente Berücksichtigung eines breiten Spektrums an ökologischen, wirtschaftlichen und sozialen Aspekten. Sie können als Basis für fundierte Entscheidungsfindungen und als Leitfaden für Diskussionen und partizipative Prozesse herangezogen werden. Dennoch liefert die MCDA kein definitives Ranking der Technologien, vielmehr veranschaulicht sie die Sensitivität des Rankings gegenüber subjektiven Präferenzen der verschiedenen einzelnen Akteure oder Interessengruppen.
Die hier präsentierte Anwendung berücksichtigt lediglich einzelne Technologien. Das Potenzial spezifischer Optionen und deren Fähigkeit, Elektrizität auf Abruf zu liefern, wurden nicht berücksichtigt. Es ist also notwendig, das gesamte Stromversorgungssystem im Hinblick auf realistische alternative Technologiemixe zu untersuchen. Dies ist in vollem Umfang umsetzbar und erfolgte vor kurzem durch das PSI (Eckle et al., 2011) im Rahmen des EU-Projekts SECURE für internationale Stromversorgungsszenarien. Die nächste erforderliche Ausweitung ist die Einbindung des Stromnetzes in die Analyse.

5.2.7 Schlussfolgerungen

Aus den jüngsten Beurteilungen der verschiedenen Technologien lassen sich ziemlich klare Muster erkennen:

- **Ökologische Aspekte:** Die externen Gesamtkosten sind bei Wasserkraft, Kernkraft und Windenergie am niedrigsten. Diese Energiequellen weisen hinsichtlich der ökonomischen Kriterien sehr gute Leistungen auf. Die Nuklearenergie ist jedoch wegen der Produktion radioaktiver Abfälle und hypothetischer Unfälle umstritten; die hiermit verbundenen Risikoaversions- und Wahrnehmungsaspekte manifestieren sich nicht durch die externen Kosten, sondern beeinträchtigen in hohem Masse die Akzeptanz gegenüber der Kernkraft (soziale Dimension). Die diesen Aspekten beigemessene Wichtigkeit hängt von den individuellen Präferenzen ab.

- **Ökonomische Aspekte:** Aus Sicht der Kunden und unter schweizerischen Bedingungen bieten die Kernenergie und die Wasserkraft mit in unterschiedlichem Ausmass amortisierten Investitionskosten den billigsten Strom. Für neue Werke kann die Kernenergie trotz der hohen

Investitionskosten ökonomisch nach wie vor attraktiv sein, jedoch nur unter der Bedingung, dass Nuklearprojekte planungsgemäss, d.h. ohne grössere Hindernisse, umgesetzt werden. Die hohen Investitionskosten stellen ein Risiko für Investoren dar, da für einen sehr langen Zeitraum stabile Betriebsbedingungen erforderlich sind. Einige der neuen erneuerbaren Energien (z.B. Biogas, tiefe Geothermie) sind ökonomisch vielversprechend, haben aber entweder ein verhältnismassig niedriges Potenzial (Biogas) oder sind noch längst nicht ausgereift (tiefe Geothermie). Diese Aussagen beziehen sich auf die Bedingungen in der Schweiz. Insbesondere die Windenergie kann heute in Ländern, die bessere Windbedingungen aufweisen als die Schweiz, relativ wirtschaftlich Strom erzeugen.

- **Soziale Aspekte:** Die geringsten gesundheitlichen Auswirkungen (ein sozialer Aspekt) auf die Öffentlichkeit haben Wasserkraft, Kernenergie und Windenergie. Photovoltaik findet in der Öffentlichkeit die grösste Akzeptanz und schafft die meisten direkten Arbeitsplätze pro produzierter kWh. Der Gesamteffekt von konstenintensiv erzeugtem Strom auf den Arbeitsmarkt kann in energieintensiven Sektoren jedoch negativ sein, je nach dem, welche Politik die Handelspartner der Schweiz verfolgen werden. Die Risikoaspekte sind sehr komplex und weisen grosse Diskrepanzen zwischen den expertenbasierten erwarteten und wahrgenommenen Risiken auf. Informierte Entscheidungsträger sollten beide Seiten berücksichtigen. Letztendlich ist es für die Nutzer wichtig, ihre kWh zu bekommen, wenn sie diese brauchen. Aus diesem Grund ist die Konzeption des Gesamtenergiesystems sehr wichtig. Es müssen angemessene Grundlastkapazitäten und reserven bereitgestellt werden, falls erneuerbare Energien, die stochastisch produzieren, einen erheblichen Anteil zur Gesamtversorgung beisteuern.

Der Gesamtkostenansatz als Mass für die ökonomische und ökologische Effizienz von Energiesystemen begünstigt die Kernkraft, während die fossilen Ressourcen und die meisten Erneuerbaren, deren Leistung sich mit der Zeit jedoch verbessert, schlechter abschneiden.. Gleichzeitig sind Gesamtkostenbeurteilungen für die Kernenergie umstritten – hauptsächlich aufgrund der eingeschränkten Berücksichtigung sozialer Aspekte – und werden von bestimmten Akteuren nur teilweise akzeptiert.

Der Multi-Kriterien-Analyse (MCDA)-Ansatz ist für die Erneuerbaren günstiger; zukünftige Nukleartechnologien schneiden im Vergleich schlechter ab. Die stärkere Präferenz von wirtschaftlichen Aspekten durch der Akteure geht zu Lasten der Erneuerbaren, die stärkere Gewichtung ökologischer Aspekte wiederum zu Lasten der fossilen Energieketten; stärker gewichtete soziale Aspekte sind nachteilig für die Kernenergie.

Keine der technologischen Optionen kann alle Nachhaltigkeitskriterien erfüllen, da sie sowohl Vorteile als auch – teilweise inhärente – Schwächen aufweisen. Dennoch ist zu erwarten, dass zukünftige technologische, langfristige Entwicklungen der Erneuerbaren, insbesondere der Solartechnologien, und der Nuklearenergie, einige der derzeitigen Schwachpunkte mindern und so ihre gesamte Nachhaltigkeitsleistung verbessern.

5.2.8 Literatur

Bauer C., Dones R., Heck T., & Hirschberg S. (2008) Environmental assessment of current and future Swiss electricity supply options, Proceedings of International Conference on the Physics of Reactors, 14–19 September 2008, Interlaken, Switzerland, CD-ROM, 2008 (ISBN 978-3-9521409-5-6).

Burgherr, P., & Hirschberg, S. (2008). A comparative analysis of accident risks in fossil, hydro and nuclear energy chains. Human and Ecological Risk Assessment, 14 (5) 945–973. www.proclim.ch/news?2509

Burgherr, P., Hirschberg, S., & Schenler, W. (2008). Implementation, evaluation and reporting on the survey on criteria and indicators for assessment of future electricity supply options. NEEDS Deliverable n° D12.3 – Research Stream 2b. Brussels, Belgium: NEEDS project «New Energy Externalities Developments for Sustainability.» www.proclim.ch/news?2510

Eckle, P., Burgherr, P., & Hirschberg, S. (2011). Final Report on Multi Criteria Decision Analysis (MCDA). SECURE Deliverable, 6.2. www.proclim.ch/news?2511

Ecoinvent. (2011). The ecoinvent database v2.2. Dübendorf, Switzerland: The ecoinvent centre. Retrieved from www.ecoinvent.org

Friedrich, R. et al. (2004). NewExt Final Report: New Elements for the Assessment of External Costs From Energy Technologies. Project. www.proclim.ch/news?2512

Hirschberg, S., Bauer, C., Burgherr, P., Dones, R., Simons, A., Schenler, W., Bachmann, T., et al. (2008). Final set of sustainability criteria and indicators for assessment of electricity supply options. NEEDS deliverable n° D3.2 – Research Stream 2b. Brussels, Belgium: NEEDS project «New Energy Externalities Developments for Sustainability.» www.proclim.ch/news?2513

Hirschberg S., Burgherr P., Spiekerman G., Cazzoli E., Vitazek J. and Cheng L. (2003) Assessment of Severe Accident Risks. In: Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China – The China Energy Technology Program <https://mail.psi.ch/exchange/stefan.hirschberg/Drafts/projects/cetp/index.html> . Book Series: Alliance for Global Sustainability Series: Volume 4, pp. 587–660 (Ed. Eliasson B. and Lee Y. Y.). Kluwer Academic Publishers, Dordrecht/Boston/London.

Hirschberg, S., Bauer, C., Schenler, W., & Burgherr, P. (2010). Nachhaltige Elektrizität: Wunschdenken oder bald Realität? Energie Spiegel Nr. 20. Villigen PSI, Switzerland: Paul Scherrer Institut. www.proclim.ch/news?2390

Hirschberg, S., Burgherr, P., Spiekerman, G. & Dones, R. (2004). Severe accidents in the energy sector: Comparative Perspective. Journal of Hazardous Materials, 111 (1-3) 57–65. Available at: www.elsevier.com/locate/jhazmat

Rabl, A., & Spadaro, J. V. (2005). Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications. Version 2, EC EESD-Programme. www.proclim.ch/news?2514

Renn, O., Hampel, J. & Brukmajster, D. (2006). Establishment of social criteria for energy systems. Updated report on social indicators accommodating Delphi results. NEEDS deliverable n° D2.3 – Research Stream 2b. Brussels, Belgium: NEEDS project «New Energy Externalities Developments for Sustainability.» www.proclim.ch/news?2516

Ricci, A. et al. (2009). Policy use of the NEEDS results. www.proclim.ch/news?2515

Roth, S., Hirschberg, S., Bauer, C., Burgherr, P., Dones, R., Heck, T., & Schenler, W. (2009). Sustainability of electricity supply technology portfolio. Annals of Nuclear Energy, 36(3), 409–416. Elsevier Ltd. doi:10.1016/j.anucene.2008.11.029 www.proclim.ch/news?2517

Schenler, W., Hirschberg, S., Bauer, C., & Burgherr, P. (2008). Final report on indicator database for sustainability assessment of future electricity supply options. NEEDS deliverable n° D10.1 – Research Stream 2b. Brussels, Belgium: NEEDS project «New Energy Externalities Developments for Sustainability.» www.proclim.ch/news?2519

Schenler, W., Hirschberg, S., Burgherr, P., & Makowski, M. (2009). Final report on sustainability assessment of advanced electricity supply options. NEEDS Deliverable n° D10.2 – Research Stream 2b. Brussels, Belgium: NEEDS project «New Energy Externalities Developments for Sustainability.» www.proclim.ch/news?2518

5.3 Risiken und Prozesse menschlicher Risikobewertung

Im Folgenden wird auf grundlegende Aspekte menschlicher Informationsverarbeitung eingegangen, weil sie eine entscheidende Rolle spielen, wie Risiken der Stromproduktionstechnologien eingeschätzt und bewertet werden und sich daraus entsprechende Präferenzen bilden.

Erfahrungsbasierte Verarbeitung von Information (System I)

Der direkte Pfad menschlicher Informationsaufnahme und -verarbeitung führt über die eigene Anschauung und Erfahrung. Mindestens ebenso wichtig sind heute indirekte, stellvertretende Anschauungen und Erfahrungen, die in der unmittelbaren Kommunikation mit Personen im sozialen Umfeld aufgenommen oder via die diversen Print- und elektronischen Medien vermittelt werden. Die sich daraus ergebenden individuellen Bedeutungen und Schlussfolgerungen sind Ergebnis mentaler Verarbeitung; Bedeutungen werden nicht einfach «mittransportiert» bzw. Schlussfolgerungen nicht einfach übernommen. So wird zunächst ein automatisierter, sehr rasch ablaufender Bewertungsprozess durchlaufen, aus dem eine unmittelbare erste bewertende Einschätzung resultiert. Dabei stehen Kriterien wie neu – vertraut, positiv – negativ oder relevant – irrelevant für momentan angestrebte Ziele im Vordergrund. Grundlage für diese Bewertungsprozesse sind bereits gespeicherte frühere Erfahrungen und Wissen.

Dieses erfahrungsbasierte Verarbeitungssystem (System I, Slovic et al. 2004) funktioniert automatisch und schnell, intuitiv-ganzheitlich, affektiv, lust-unlust-orientiert; es werden Bilder und Geschichten wachgerufen und Informationen in solchen abgelegt; Entscheidungen beruhen auf Selbstevidenz. Dieses stammesgeschichtlich sehr alte System dient primär der eigenen Sicherheit indem es hilft, Risiken zu meiden und aus Schaden zu lernen. Studien zeigen, dass wir Negativinformation stärker beachten, für glaubwürdiger halten und besser erinnern. Es wird deshalb gelegentlich auch Angstsystem genannt, da es Menschen bei entsprechenden Ergebnissen des Informationsverarbeitungsprozesses Angst erleben lässt und somit eine evolutionär bevorzugte Flucht- oder Angriffsmotivation auslöst.

Die psychologische Risikoforschung hat sehr viele Merkmale von zu bewertenden Objekten bzw. Risiken identifiziert, denen ein negatives Affektauslösepotenzial zugeschrieben wird. So sind es Risiken, die

- plötzlich auftauchen;
- unerwartet, neu, unbekannt und unvertraut sind;
- wenig greifbar, wenig anschaulich sind (z.B. Gase, Strahlung);
- trotz geringer Eintrittswahrscheinlichkeit mit besonders schrecklichen Konsequenzen assoziiert werden (dread potential);
- unfreiwillig, von aussen auferlegt und unkontrollierbar erscheinen;
- uns selbst und nachfolgende Generationen treffen;
- letztlich von Menschen verursacht werden (nicht natürlichen Ursprungs sind);
- von fremden, als unzuverlässig eingestuften Urhebern stammen;
- als unfair bzw. ungerecht angesehen werden;
- sich spektakulär auswirken und deshalb leicht von Medien vermarktbar und zum Gegenstand der Alltagskommunikation werden;
- deren Auswirkungen besonders bildhaft, vorstellbar und deshalb gut erinnerbar sind, was sie unserem Bewusstsein jederzeit leicht verfügbar macht;
- die uns gleichzeitig über viele sensorische Kanäle erreichen;
- Personen aus unserem persönlichen Umfeld gerade kürzlich betroffen haben.

Die Konsequenzen dieser Affektauslösepotenziale sind erheblich. Insbesondere dann, wenn die Ergebnisse von Entscheidungen affektiv sehr stark aufgeladene Bedeutungen zugewiesen erhalten, ist zu beobachten, dass Unterschiede bezüglich Wahrscheinlichkeiten (probability neglect) vernachlässigt werden. Es ist im Extremfall also egal, ob ein Ereignis, auf das einige der oben genannten

Merkmale zutrifft, eine Eintretenswahrscheinlichkeit von 1 oder 99 % aufweist. Es tritt demnach tendenziell eine Alles-oder-Nichts-Haltung auf, bei der die Möglichkeit und Qualität eines Ergebnisses viel stärker gewichtet wird als die Eintretenswahrscheinlichkeit. Während Experten dazu tendieren, Trade-offs von eingegangenen Risiken zu berücksichtigen und potenzielle Schäden mit ihrer Eintretenswahrscheinlichkeit zu gewichten, fokussieren Laien vor allem auf das Ausmass und die Schrecklichkeit potenzieller Schadensereignisse. Das erklärt, warum beispielsweise neuere Kernkrafttechnologien, die um Grössenordnungen sicherer sind, von der Bevölkerung nicht als sicherer bewertet werden als ältere Kernkrafttechnologien.

Der Wunsch der Bevölkerung nach «Null-Risiko» ist verständlich und nachvollziehbar. Da jedoch jede Energietechnologie mit Risiken verbunden bleibt, ist die Erwartung an eine hundertprozentig sichere Technologie unhaltbar. Der Wunsch nach Sicherheit vor bestimmten Risiken bestimmter Technologien lässt sich allerdings durch konsequenten Verzicht auf die betreffenden Technologien verwirklichen. Gleichzeitig erfordern derartige Entscheidungen eine gründliche, durch solide wissenschaftliche Daten gestützte Auseinandersetzung mit den Risiken der verfügbaren Alternativen und allenfalls schliesslich eine informierte Inkaufnahme dieser Risiken.

Analytische Verarbeitung von Information (System II)

Um solche Abwägungen leisten zu können, also zum Beispiel eben Trade-offs für die Zukunft rational abzuschätzen, hat sich im Zuge der Evolution ein weiteres Informationsverarbeitungssystem herausgebildet. Als eine stammesgeschichtlich wesentlich jüngere Errungenschaft verfügen Menschen auch über ein bewusst zu steuerndes, langsameres, analytisches Verarbeitungssystem (System II, Slovic et al. 2004): Es basiert auf systematischem Analysieren; es funktioniert logisch-argument- bzw. datenorientiert; Information wird in Symbolen, Zahlen etc. gespeichert; Entscheidungsalternativen werden bewusst gegeneinander abgewogen; es wird auf der Basis von Logik und verfügbarer Evidenz entschieden. Im Gegensatz zum raschen, erfahrungsbasierten System I ist das analytische System nicht unmittelbar handlungsorientiert. Es erfordert Zeit und eine tragfähige Datengrundlage.

Rationale Entscheidungen

Rationalität ist nun aber nicht einseitig dem analytischen Verarbeitungsmodus (System II) zuzuschreiben. Entscheidend für rationales Entscheiden ist das Zusammenspiel von System I und System II, denn beim Bewerten und Abwägen von Alternativen braucht es auch die erfahrungs- und wissensbasierten Leistungen von System I.

Die evolutionären Vorteile der raschen System-I-Signalverarbeitung sind unübersehbar; sie waren und sind wichtig. Dennoch entstand offenbar ein evolutionärer Druck, ein zusätzliches, analytisches, vorausschauendes System auszubilden. Denn allein auf sich gestellt wäre dieses rasche, «alte» Gehirn in einer «neuen» Welt nicht immer funktional, obwohl es als «Bauchgefühl» nach wie vor bei vielen Bewertungen und Entscheidungen das langsamere analytische Verarbeitungssystem dominiert. So wird beispielsweise in der Schweiz kein Aufhebens gemacht um die verbreiteten Grenzwertüberschreitungen beim natürlichen radioaktiven Gas Radon, das für jährliche ca. 200 bis 300 Lungenkrebstodesfälle verantwortlich gemacht wird; sogar die direkt Gefährdeten sind nur schwer zu Sanierungen ihrer belasteten Liegenschaften zu bewegen. Im Gegensatz dazu ist im Falle von Radioaktivität aus künstlichen Quellen die Reaktionsbereitschaft ausserordentlich hoch und die Toleranz praktisch Null.

Die oben genannten Merkmale und die intuitiven Informationsverarbeitungsmechanismen bewirken, dass sich Menschen oft um die falschen Dinge sorgen. So fürchten sich viele Leute eher vor «Elektro-Smog», «Gen-Tomaten», BSE oder Terroranschlägen als vor Autofahren oder Übergewicht. Letztere erscheinen trotz tödlicher Konsequenzen vertraut, alltäglich und tendenziell selbst kontrollierbar. Der dahinter stehende Verarbeitungsmechanismus sowie die menschliche Tendenz, die Gegenwart stärker und Dinge am fernen Horizont geringer zu

gewichten, behindern die Funktionsweise des analytischen Systems. Dies erklärt, warum manchmal rasch entschieden wird und die Konsequenzen zuwenig mitbedacht werden. Oder warum entfernte Risiken wie Klimawandel plötzlich zugunsten anderer Prioritäten weniger bedrohlich wirken. Allerdings wird in der Wissenschaft darüber diskutiert, in welchen Situationen analytisches Denken Vorzüge aufweist gegenüber intuitiven Entscheidungen und wo nicht. Der Trend geht dahin, zumindest anzuerkennen, dass intuitiv auch sehr komplexe Sachverhalte rasch und effektiv zu einem Urteil integriert werden können (Wilson & Schooler 1991).

Schliesslich ist aber zu berücksichtigen, dass auch sehr hohe Aktivierungen und die damit verbundenen negativen Affekte mit der Zeit wieder abklingen und die mentale Verfügbarkeit der Bedrohung abnimmt. Es wäre unerträglich, wenn sich Menschen in jeder Sekunde ihres Daseins immer sämtlicher potenzieller Risiken und Gefährdungen ihrer Existenz bewusst wären. Im normalen Abklingen, teilweisen Vergessen und Verdrängen bzw. Ersetzen durch neue medienvermittelte Hypes liegt der Grund, warum diese risikobewusstseinsfördernden Verarbeitungsmechanismen gezielt bewirtschaftet werden, sei es beispielsweise im Falle der nuklearen Technologien durch atomkritische Kreise oder im Falle von HIV-Infektionen durch Gesundheitsbehörden und besorgte Nichtregierungsorganisationen.

Welche Rolle kommt dabei den Wissenschaften zu? Keinesfalls ist es Sache der Wissenschaft, darüber zu entscheiden, welche Risiken in welchen gesellschaftlichen Feldern wie Verkehr, Ernährung, Kriminalität oder auch Energieversorgung zumutbar und in Kauf genommen werden sollen; dies ist Sache aller Bürgerinnen und Bürger. Aber es ist sehr wohl Aufgabe der Wissenschaft, Risiken zu identifizieren, zu qualifizieren, zu quantifizieren und ihre Befunde in verständlicher Form an Bevölkerung und Politik zu kommunizieren. Es ist – da ein Franken nur einmal ausgegeben werden kann – ausserdem Aufgabe der Wissenschaft, gegebenenfalls darauf hinzuweisen, dass mindestens im Falle von Konsens über anzustrebende Risikominimierungskriterien pro investierter Franken allenfalls in einem anderen Handlungsfeld wesentlich mehr an Sicherheit gewonnen werden könnte. (Beispiel: Die extrem hohen Investitionen in Asbestsanierungen oder BSE-Tests mit extrem geringem Sicherheitszuwachs versus Krankenhausinfektionen, wo mit einem Bruchteil der investierten Mittel wesentlich mehr Menschenleben gerettet werden könnten.) In derartigen Trade-off-Diskussionen über Allokation bzw. Fehlallokation von Mitteln sollte und kann die Wissenschaft rationale Argumente liefern, auch wenn die Prioritäten in der Risikominimierung letztlich politisch zu entscheiden sind.

Zusätzlich spielt bei den meisten Technologien die Komplexität der Materie eine wichtige Rolle: Das gilt für unsere subjektive Abschätzung von Risiken der nuklearen Stromproduktion genauso wie für die Gen- oder die Nanotechnologie. In allen diesen Fällen sind Laien – und das sind mehr als 99 % der Bevölkerung – darauf angewiesen, fehlendes Wissen und fehlende Beurteilungskompetenz durch Vertrauen zu ersetzen in die Wissenschafter, die Hersteller, die Regulationsbehörden sowie die Politik. Ist dieses Vertrauen nicht vorhanden oder kommt es abhanden, fehlt eine entscheidende Grundbedingung für einen rationalen Risikodialog in der Bevölkerung.

5.3.1 Literatur

Slovic, P.; Finucane, M. L.; Peters, E. & MacGregor, D. G. (2004). Risk as analysis and risk as feelings: Some thoughts about affect, reason, risk, and rationality. Risk Analysis, 24 (2), 311–322. www.proclim.ch/news?2520

Wilson, T. D. & Schooler, J. W. (1991). Thinking too much: Introspection can reduce the quality of preferences and decisions. Journal of Personality and Social Psychology, 60, 449–457.

6 Schlussfolgerungen

Steuerungsausschuss
Irene Aegerter, SATW; Marco Berg, Stiftung Klimarappen; Paul Burger, Universität Basel; Heinz Gutscher, Universität Zürich; Stefan Hirschberg, PSI; Eduard Kiener, SATW; Gebhard Kirchgässner, Universität St. Gallen; Christoph Ritz, Proclim; Andreas Zuberbühler, SATW

In diesem Schlusskapitel wird zunächst aufgezeigt, welche Anforderungen an Nachhaltigkeit das künftige Stromversorgungssystem erfüllen sollte. Danach werden die neuen Rahmenbedingungen diskutiert, die durch den Bundesratsentscheid vom 25. Mai 2011 geschaffen wurden. Und schliesslich zeigen die Akademien Schweiz auf, welche Aspekte beim Aufbau einer langfristig nachhaltigen Stromversorgung beachtet werden sollten.

6.1 Aspekte der Nachhaltigkeit

Der Aufbau eines nachhaltigen Elektrizitätssystems setzt eine langfristig orientierte Denkweise voraus. Nachhaltigkeit ist heute ein international anerkanntes Leitbild. Angesichts der begrenzten und fragilen ökologischen Ressourcen erfordert das Konzept der Nachhaltigkeit, dass insbesondere auch im Energiebereich integrative und vorsorgende Strategien entwickelt werden. Die heutigen Entscheide sollten also so gefällt werden, dass erstens auch die nachkommenden Generationen noch die Möglichkeit haben, ein menschenwürdiges Leben zu führen, und dass zweitens die Risiken, die sich aus der Nutzung der natürlichen Ressourcen ergeben, minimiert werden. Dabei gilt es zu bedenken, dass unser Wissen unsicher ist und dass die Dynamik der betroffenen Mensch-Umwelt-Systeme unterschiedliche Entwicklungspfade ermöglicht.

Es gibt in unserer Gesellschaft unterschiedliche Auffassungen, wie eine nachhaltige Stromversorgung aussehen könnte. Selbst wenn Einigkeit bestehen würde, welche Kriterien eine nachhaltige Stromversorgung erfüllen müsste, gäbe es Differenzen, da verschiedene Gruppen die Kriterien unterschiedlich gewichten. Dennoch gehen die Akademien Schweiz davon aus, dass ein nachhaltiges Stromversorgungssystem grundsätzlich folgenden Kriterien genügen sollte:

- **Menschliches Wohlergehen:** Das Elektrizitätssystem soll einen Beitrag zur individuellen Lebensqualität leisten. Dies setzt voraus, dass allen Menschen Zugang zur Stromversorgung gewährleistet wird, dass gesundheitliche Schäden vermieden werden und dass die Elektrizität für die Realisierung von wichtigen materiellen und immateriellen Gütern genutzt werden kann. Dies gilt sowohl für die heutige Generation als auch für die nachkommenden Generationen. Wenn Risiken eingegangen werden, sollte auf

eine gerechte Verteilung über die Generationen hinweg geachtet werden. Die heutige Generation sollte also keine Entscheide fällen, von denen sie alleine profitiert, während die kommenden Generationen die Risiken dieser Entscheidung tragen müssen. Da gesellschaftliche Partizipation ein wichtiger Pfeiler des menschlichen Wohlergehens ist, kann ein Stromversorgungssystem nur dann nachhaltig sein, wenn es auch gesellschaftliche Akzeptanz geniesst.

- **Versorgungssicherheit:** Eine sichere Stromversorgung für Wirtschaft und Gesellschaft bleibt auch in den kommenden Jahrzehnten ein zentrales Anliegen der schweizerischen Energiepolitik. Versorgungssicherheit ist deshalb eine zwingend zu verlangende Eigenschaft eines nachhaltigen Elektrizitätssystems. Damit diese gewährleistet ist, müssen insbesondere die Energieträger, die dazugehörigen Produktionsanlagen und die dafür notwendigen Materialien in ausreichender Menge und Qualität zur Verfügung stehen. Zudem muss das Netz auch dann stabil bleiben, wenn das grösste Kraftwerk oder die stärkste Leitung ausfallen oder wenn grosse Mengen an unregelmässig erzeugtem Strom eingespiesen werden.

- **Minimierung ökologischer Risiken:** Ein nachhaltiges Energiesystem berücksichtigt ökologische Risiken. Eine vorrangige Stellung kommt dabei dem Klimaschutz zu: Wenn der Klimawandel auf ein tragbares Mass begrenzt werden soll, dürfen weltweit gesehen bis Ende dieses Jahrhunderts die CO_2-Emissionen nur noch 1 Tonne pro Jahr und Kopf betragen. Für die Schweiz bedeutet dies, dass bis 2050 die jährlichen CO_2-Emissionen aus der Energienutzung (inkl. Flugverkehr) von heute rund 6 auf 2 Tonnen pro Kopf zurückgehen müssten. Zu beachten ist ferner, dass Ressourcen wie Rohstoffe, Land oder Wasser begrenzt sind und dass deren Nutzung mit Emissionen verbunden ist.

- **Ökonomische Effizienz:** Elektrizität ist sowohl Produktionsfaktor als auch Konsumgut. Wirtschaft und Konsumenten haben ein Interesse an kostengünstigem Strom. Aus Sicht der Nachhaltigkeit kann es allerdings nicht darum gehen, den Strom einfach möglichst billig anzubieten. Vielmehr soll der Strompreis die tatsächlichen Kosten unter Einschluss der Risiken widerspiegeln. Ökonomische Effizienz setzt einerseits Kostenwahrheit voraus; die externen Kosten der Stromerzeugung und -verteilung sollten deshalb internalisiert werden. Andererseits setzt ökonomische Effizienz auch voraus, dass die Rahmenbedingungen im Strommarkt nicht verzerrt sind und dass die Marktregulierung wettbewerbsneutral ausgestaltet wird.

- **Vermeidung von systemgefährdenden Risiken:** Jedes Elektrizitätssystem hat seine spezifischen Risiken. Es liegt in der Verantwortung jeder Generation, autonom über den Umgang mit diesen Risiken zu entscheiden. Es sollen jedoch keine Risiken eingegangen werden, die einen Zusammenbruch des gesellschaftlichen Systems bewirken können.

Nachhaltige Entwicklung im Allgemeinen respektive die Entwicklung eines nachhaltigen Elektrizitätssystems im Besonderen verlangt, dass längere Zeiträume berücksichtigt werden. Gerade bei Infrastrukturentscheidungen ist eine Perspektive von 40 bis 50 Jahren unabdingbar. Die mit dem Klimawandel verbundenen Herausforderungen reichen allerdings weit über diesen Zeithorizont hinaus. Ein derart langer Zeithorizont hat zur Folge, dass Entscheide unter grossen Unsicherheiten gefällt werden müssen. Neben den oben aufgeführten inhaltlichen Eckpunkten muss ein nachhaltiges Elektrizitätssystem daher noch zwei weitere Forderungen berücksichtigen, welche diese Unsicherheiten reflektieren:

- **Flexibilität:** Die Entwicklungspfade, die heute beschritten werden, sollen die Entwicklung von zukünftigen besseren Pfaden (zum Beispiel in Bezug auf Technologien) nicht ausschliessen. Da wir diese besseren Pfade im Augenblick

nicht kennen, muss das System so ausgelegt werden, dass es flexibel an Veränderungen angepasst werden kann.

- **Diversität:** Da ein System grundsätzlich leichter veränderbar ist, wenn es auf vielen Pfeilern aufbaut, ist bei der Entwicklung eines neuen Stromversorgungssystems auf Diversität (bezüglich der Technologien, der Reduktion des Verbrauchs, etc.) zu achten.

Schliesslich sei an dieser Stelle auch daran erinnert, dass die schweizerische Volkswirtschaft im internationalen Vergleich pro Einheit Bruttoinlandprodukt zwar einen geringen Energieverbrauch und eine tiefe Umwelt- und Klimabelastung aufweist. Doch wenn man den mit der Einfuhr von Grundstoffen, Materialien und Fertigprodukten verbundenen sogenannten grauen Energieverbrauch sowie die grauen CO_2-Emissionen einbezieht, ist die Schweiz eine 9000 Watt- bzw. eine 10 Tonnen CO_2-Gesellschaft.

6.2 Ökonomische Aspekte des Strommarkts

Strom wird im Rahmen der neuen Energiepolitik künftig eine wichtigere Rolle für die Energieversorgung der Schweiz spielen als heute. Eine wesentliche Voraussetzung für den Erfolg dieser Politik ist jedoch, dass die Nachfrage nach Strom zurückgehen bzw. deutlich weniger zunehmen wird, als dies bei einer Fortschreibung der bisherigen Entwicklung der Fall wäre. Dazu muss der Strompreis deutlich ansteigen. Angesichtes der international steigenden Nachfrage sowie der wachsenden Förderkosten ist davon auszugehen, dass die Preise der fossilen Energieträger in Zukunft real steigen werden. Dies dürfte sich auch auf den Strompreis in der Schweiz auswirken. Es ist jedoch fraglich, ob dieser Anstieg (zusammen mit anderen Massnahmen, vgl. Kapitel 2, Abschnitt 2.3) ausreichen wird, die energiepolitisch angestrebten Ziele zu erreichen. Ist dies nicht der Fall, sollte der Preis mit Hilfe von Steuern oder Abgaben zusätzlich erhöht werden.

Der (für die Zukunft erwartete) Preis beeinflusst aber nicht nur die Nachfrage, sondern spielt auch für das Angebot eine wesentliche Rolle, insbesondere bei den neuen erneuerbaren Energien. Diese werden sich längerfristig nur dann auf breiter Front durchsetzen können, wenn sie wettbewerbsfähig sind, d.h., wenn ihre Stromgestehungskosten nicht höher sind als bei anderen Energieträgern. Dabei spielen die Preise nicht nur für den jeweiligen Absatz eine wichtige Rolle, sondern die erwartete Preisentwicklung beeinflusst auch die Investitionen in die Entwicklung dieser Technologien, was zu sinkenden Kosten und damit zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit führt. Werden für die Zukunft keine höheren Preise erwartet, gibt es kaum Anreize, in die Entwicklung neuer Technologien zu investieren, weshalb mögliche Kostensenkungen gar nicht realisiert werden.

Damit die Preise diese Rolle spielen können, müssen sie alle anfallenden Kosten reflektieren. Werden bei bestimmten Produktionsvorgängen Kosten auf Dritte bzw. auf die Allgemeinheit abgewälzt, wird der so produzierte Strom zu einem – gesellschaftlich betrachtet – zu niedrigen Preis angeboten. Dies hat eine wettbewerbsverzerrende Wirkung. Solche Verzerrungen entstehen beispielsweise, wenn bei der Stromproduktion mittels fossiler Brennstoffe die erwarteten negativen Folgen der Klimaveränderung aufgrund der CO_2-Emissionen nicht in Rechnung gestellt werden oder wenn die ungedeckten Kosten, die für die Produktion und Entsorgung von Materialien für die neuen erneuerbaren Energien anfallen, nicht eingeschlossen werden. Auch die Tatsache, dass Kernenergie und Wasserkraft indirekt subventioniert werden, weil keine adäquaten Versicherungen für die dabei auftretenden Risiken abgeschlossen werden müssen, stellt eine Wettbewerbsverzerrung dar.

Die Preise – und damit der Markt – spielen auch eine wesentliche Rolle für die Netze. Kurzfristig weist das Netz eine bestimmte Kapazität auf. Es geht darum, die Netze so auszulasten, dass die gewünschten Strommengen nach Möglichkeit transportiert werden können. Langfristig müssen die Erträge der Netzbetreiber (und damit die Preise für die Nutzer der Netze) so hoch sein, dass die Betreiber einen Anreiz erhalten, nicht nur in den Unterhalt, sondern auch in den Ausbau der Netze zu investieren.

6.3 Strategie des Bundesrats zum Ausstieg aus der Kernenergie

6.3.1 Die verschiedenen Varianten des Bundesrats

Knapp zwei Wochen nach dem Unfall im japanischen Kernkraftwerk Fukushima hat der Bundesrat das zuständige Departement beauftragt, die Energieperspektiven aus dem Jahr 2007 anhand dreier Stromangebotsvarianten zu aktualisieren. Die unter grossem Zeitdruck erstellten Szenarien (Rahmenentwicklungen, energiepolitischen Ziele und Instrumente, szenarienspezifische Entwicklungen der Energienachfrage und des Energieangebots) bildeten die Grundlage für den Bundesratsbeschluss vom 25. Mai 2011, die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Lebensdauer nicht zu ersetzen. Dieser Beschluss wurde in der Folge von den Eidgenössischen Räten bestätigt.
Gegenüber den Energieperspektiven von 2007 wurde in der aktualisierten Fassung der Betrachtungszeitraum von 2035 auf 2050 erweitert und die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten wurden zwischenzeitlichen Erkenntnissen angepasst. Die Annahmen zu den technischen Potenzialen blieben weitgehend unverändert. Für die Nachfrageseite wurden zwei Szenarien gebildet, die beide von denselben aktualisierten Annahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung ausgehen, sich aber in der Entwicklung der Energiepreise unterscheiden:

- Das Szenario «Weiter wie bisher» basiert auf dem bisherigen Referenzszenario, berücksichtigt die zu erwartenden Klimaänderungen und die seit 2007 eingeführten energiepolitischen Instrumente (CO_2-Abgabe auf Brennstoffen, Gebäudeprogramm und kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), wettbewerbliche Ausschreibungen zur Förderung der Stromeffizienz und Verbrauchsvorschriften für Fahrzeuge). Dies ergibt eine Nachfrage in den Jahren 2020, 2035 und 2050 von 66 TWh, 72 TWh bzw. 79 TWh.

- Das Szenario «Neue Energiepolitik» geht von quantitativen Zielen aus. Zielvorstellung bleibt die 2000-Watt-Gesellschaft. Sie setzt einen energiepolitischen Paradigmenwechsel voraus. Es besteht eine Liste mit insgesamt 50 denkbaren Massnahmen. Zur Erreichung der Szenarioziele sind Instrumente mit hoher Eingriffstiefe nötig. Als zentrales Instrument wird im Bericht des BFE eine vollständig an Bevölkerung und Unternehmen rückerstattete Energielenkungsabgabe ab 2011 unterstellt, die durch Ordnungsrecht und Förderinstrumente flankiert werden soll. Als notwendige Voraussetzung wird weiter genannt, dass Ziele und Instrumente der Energiepolitik international harmonisiert werden. Die Stromnachfrage in den Jahren 2020, 2035 und 2050 beträgt gemäss diesem Szenario 62 TWh, 59 TWh bzw. 56 TWh.

Für das Angebot hat der Bundesrat drei Varianten vorgegeben:

- Variante 1: Weiterführung der bisherigen Stromproduktion mit allfälligem vorzeitigem Ersatz der ältesten drei Kernkraftwerke im Sinne höchstmöglicher Sicherheit.

- Variante 2: Kein Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer (voraussichtlich 50 Jahre).

- Variante 3: Ausserbetriebnahme der bestehenden Kernkraftwerke vor Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer (voraussichtlich nach 40 Jahren Laufzeit).

Von den aus diesen Varianten und den beiden Szenarien möglichen sechs Kombinationen wurden vier näher untersucht. Die Varianten wurden zudem in Untervarianten unterteilt, welche die verschiedenen Stromproduktionstechnologien von der Kernenergie über Gaskraftwerke, fossile Wärmekraftkopplung bis zu den erneuerbaren Energien in verschiedenen Zusammensetzungen umfassen. Insgesamt resultierten elf Kombinationen.
Tabelle 6.1 zeigt die Zusammensetzung des Stromangebots (mittlere Bruttoerzeugung) in den ein-

Tabelle 6.1: Vom Bundesrat untersuchte Kombinationen der Nachfrageentwicklung und des Stromangebots für das Jahr 2050 (grau unterlegt). Die Zahlen sind in TWh angegeben. Die Wasserkraft ist nicht aufgeführt. Sie trägt in Variante 1 46 TWh, in den Varianten 2 und 3 48 TWh zur Stromproduktion bei. Zum Vergleich: In 2010 setzte sich die inländische Bruttoerzeugung von insgesamt 66 TWh aus 25 TWh Kernkraft, 2 TWh fossile WKK, 38 TWh Wasserkraft und 1,4 TWh neuen erneuerbaren Energien zusammen. Der Verbrauch der Speicherpumpen betrug 2,5 TWh. Hinzu kamen Importe von 17 TWh aus Bezugsrechten an französischen Kernkraftwerken.

	Angebotsvariante 1		**Angebotsvariante 2**			**Angebotsvariante 3**		
	Nuklear	Fossil zentral + Nuklear	Fossil zentral + Erneuerbar	Fossil dezentral + Erneuerbar	Erneuerbar	Fossil zentral + Erneuerbar	Fossil dezentral + Erneuerbar	Erneuerbar
Nachfrage «Weiter wie bisher»	4 KKW: 47,22	5 GuD: 7,77 3 KKW 35,41	9 GuD: 34,65 EE: 22,6	WKK 11,5 EE: 22,6 Import: 17,2	WKK 3,8 EE: 22,6 Import: 25,9			
Nachfrage «Neue Energiepolitik»			5 GuD: 15,4 WKK 3,8 EE: 22,6	WKK 11,5 EE: 22,6	WKK 3,8 EE: 22,6 Import: 5,6	7 GuD: 11,55 WKK 3,8 EE: 22,6	WKK 11,5 EE: 22,6	WKK 3,8 EE: 22,6 Import: 5,6

zelnen Kombinationen im Jahr 2050. Weil versucht wurde, die erforderlichen Leistungen so zu bestimmen, dass auch im Winterhalbjahr keine Importe getätigt werden müssen, übersteigt das Angebot die erwartete Nachfrage in der Regel deutlich. In manchen Varianten wird gleichwohl ein Bedarf für Importe ausgewiesen, weil die erforderlichen Kapazitäten an erneuerbarer Stromproduktion nicht rasch genug erstellt werden können. Der grösste Importbedarf ergibt sich meist um das Jahr 2035. In allen Szenarien und Varianten wird davon ausgegangen, dass die Speicherpumpen alleine brutto 7,6 TWh Energie pro Jahr verbrauchen werden (bereits ab 2020).

In seinem Strategieentscheid vom 25. Mai 2011 hat sich der Bundesrat für das Szenario «Neue Energiepolitik» und gegen den Bau neuer Kernkraftwerke ausgesprochen. Er befürwortet einen Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen sowie nötigenfalls der fossilen Stromproduktion (primär WKK-Anlagen, sekundär GuD-Kraftwerke) und der Importe. Die Stromnetze sollen rasch ausgebaut und die Energieforschung verstärkt werden. Offen ist noch, mit welchen Instrumenten diese Strategie umgesetzt werden soll. Vertiefte Abklärungen bezüglich Wirtschaftlichkeit und Auswirkungen auf Versorgungssicherheit und Umwelt werden derzeit im Hinblick auf die für Herbst 2012 angekündigte Botschaft des Bundesrates an die eidgenössischen Räte vorgenommen.

6.3.2 Einschätzung der Bundesratsvarianten

Wie lassen sich die Szenarien und Angebotsvarianten des Bundesrats vor dem Hintergrund der Ausführungen in den Kapiteln 1 bis 5 und der in Abschnitt 6.1 vorgestellten Nachhaltigkeitsziele einschätzen? Die Annahmen zu den Rahmenbedingungen, insbesondere zur Bevölkerungs-, Wirtschafts- und Strompreisentwicklung stimmen mit

den Ausführungen in Kapitel 2 überein; auch bei den Annahmen zu den technischen und wirtschaftlichen Potenzialen bestehen keine wesentlichen Differenzen zwischen dem Bericht des Bundesrates und den Einschätzungen der Akademien Schweiz. Hingegen ist der Stromverbrauch im Szenario «Weiter wie bisher» deutlich höher, als es die Akademien Schweiz für eine unbeeinflusste Entwicklung geschätzt haben. Das heisst: Das Szenario «Weiter wie bisher» ist konservativer als die Schätzungen der Akademien Schweiz, da der Bunderat offenbar annimmt, die technischen und gesellschaftlichen Effizienzpotenziale würden in geringerem Ausmass ausgeschöpft, als von den Akademien Schweiz geschätzt wird. Das Szenario «Neue Energiepolitik» hingegen stimmt sehr gut mit den Schätzungen der Akademien Schweiz überein. Beide setzen voraus, dass die energiepolitischen Instrumente deutlich verstärkt werden.

Da für diesen Bericht die Orientierung an Nachhaltigkeit wesentlich ist, stellt sich die Frage, wie die Nachfrageszenarien und Angebotsvarianten des Bundesrates hinsichtlich der in Abschnitt 6.1 formulierten Nachhaltigkeitsziele zu beurteilen sind.

- **Menschliches Wohlergehen:** Das Szenario «Neue Energiepolitik» muss gegenüber dem Szenario «Weiter wie bisher» keinen Verlust an Wohlergehen bedeuten, wenn Wohlergehen qualitativ und nicht nur quantitativ als Menge des materiellen Konsums konzipiert wird. Bei den Angebotsvarianten müssen die Auswirkungen auf die Gesundheit und das Landschaftsbild sowie die indirekten wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Aspekte berücksichtigt werden. Bei einer Stromproduktion, die sich mehrheitlich auf erneuerbare Energien abstützt, ist mit tendenziell höheren Strompreisen und Strompreisspitzen zu rechnen. Zudem steigt bei gegebener Netzstruktur aufgrund von Schwankungen in der Produktion das Risiko von (kurzen) Stromunterbrüchen. Der fossilen Stromproduktion wiederum fehlt die breite Akzeptanz, was zu sozialen und politischen Konflikten führt. Allerdings bergen auch die energiepolitischen Instrumente, die für den Verbrauchspfad im Szenario «Neue Energiepolitik» notwendig sein werden, ein erhebliches gesellschaftliches Konfliktpotenzial.

- **Versorgungssicherheit:** Der Bericht des Bundesrats enthält keine konkreten Aussagen, ob die Versorgungssicherheit in den verschiedenen Szenarien gewährleistet werden kann. Bei allen Angebotsvarianten wird das Ziel einer national ausgeglichenen Energiebilanz angestrebt. Dieses Ziel ist aber nicht bei allen Varianten erreichbar. So sind bei manchen Varianten im Winter Stromimporte notwendig. Inwieweit die verschiedenen Varianten den Stromaustausch mit dem Ausland ermöglichen oder gar voraussetzen und inwieweit sie den bisher lukrativen Stromhandel behindern oder im Gegenteil sogar unterstützen, ist aus dem Bericht des Bundesrats nicht ersichtlich. Unklar ist auch, zu welchem Preis der in einigen Angebotsvarianten vorgesehene Importbedarf auf dem europäischen Markt gedeckt werden kann.

- **Minimierung ökologischer Risiken:** Der Bericht des Bundesrats weist für die 11 betrachteten Kombinationen die jeweiligen inländischen CO_2-Emissionen der Stromproduktion aus. Am besten schneiden hier – unabhängig von der Entwicklung der Nachfrage – die Varianten «Nuklear» und «Erneuerbar» mit lediglich 1 Mio. Tonnen in 2050 ab. Wird ein Teil des Stroms dezentral in WKK-Anlagen erzeugt, erhöhen sich die CO_2-Emissionen auf 3 bis 4 Mio. Tonnen. Mit GuD-Kraftwerken würden die CO_2-Emissionen im Szenario «Neue Energiepolitik» auf 5 bis 6 Mio. Tonnen steigen, im Szenario «Weiter wie bisher» auf 12 Mio. Tonnen. Die mit Importen (Strom, Güter, Dienstleistungen) verbundenen grauen CO_2-Emissionen wurden nicht berücksichtigt.

  Das Szenario «Neue Energiepolitik» schneidet bezüglich den CO_2-Emissionen generell besser

ab als das Szenario «Weiter wie bisher», weil es einerseits durch die Reduktion der Nachfrage den ökologischen Aufwand bei der Produktion senkt und andererseits den Umstieg auf Elektromobilität forciert und damit zu einem Rückgang der CO_2-Emissionen des Verkehrssektors führt. Bezüglich anderer Risiken wie zum Beispiel Versorgungsengpässen bei seltenen Rohstoffen oder Eingriffen in Naturräume ist eine solche generelle Aussage nicht möglich.

- **Ökonomische Effizienz:** Die ökonomischen Auswirkungen der Szenarien und Varianten wurden bislang nur grob abgeschätzt. Der zugrunde liegenden Studie zufolge belaufen sich die volkswirtschaftlichen Mehrkosten bei der Umsetzung der «Neuen Energiepolitik» und einem Verzicht auf neue Kernkraftwerke pro Jahr auf 0,4 bis 0,7 % des Bruttoinlandprodukts verglichen mit dem Szenario «Weiter wie bisher» und dem Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke. Ein gut begründetes Urteil über die Kosten der verschiedenen Varianten ist derzeit aber noch nicht möglich. Mit welchen Instrumenten der Bundesrat das Szenario «Neue Energiepolitik» realisieren will, ist zurzeit ebenfalls noch unklar. Bei den Varianten, welche den Ausbau der Erneuerbaren forcieren, besteht die Gefahr, dass wettbewerbsverzerrende Subventionen ausgerichtet werden. Inwiefern für energieintensive Wirtschaftszweige Übergangslösungen gefunden werden müssen, ist offen.

- **Vermeidung von systemgefährdenden Risiken:** Bei der Risikobeurteilung einer Energietechnologie ist zu berücksichtigen, ob diese eine Systemgefährdung darstellen kann. Ein Systemrisiko stellt zum einen ein schwerer Nuklearunfall dar. Zum anderen ist auch ein mittlerer Temperaturanstieg von deutlich mehr als 2 °C ein Risiko für das «System Schweiz». Diese zwei Risiken sind allerdings so verschieden, dass sie kaum verglichen werden können oder gar gegeneinander aufgerechnet werden dürfen. Durch die Abschaltung der Schweizer Kernkraftwerke kann ein schwerer Nuklearunfall in der Schweiz ausgeschlossen werden, womit regionale und möglicherweise grenzüberschreitende Auswirkungen vermieden werden können. Dem gegenüber hat die Schweiz auf das Ausmass des Klimawandels direkt einen nur marginalen Einfluss, während die Auswirkungen global sind. Sowohl die Variante «Nuklear» als auch sämtliche Varianten, die sich auf fossile Energien abstützen, haben mit den jetzigen Technologien ein Potenzial zur Systemgefährdung, wobei die Schweiz im Alleingang nur das mit der Variante «Nuklear» einhergehende Risiko entscheidend beeinflussen kann. Problematisch aus Sicht der Nachhaltigkeit ist bei allen Varianten, dass sie den künftigen Generationen erhebliche Risiken aufbürden: Es müssen nukleare Abfälle entsorgt werden. Der Klimawandel wird die späteren Generationen stärker treffen als die heutige. Ein grosses Schadenspotenzial haben auch verschiedene Formen der Wasserkraft. Allerdings sind die Auswirkungen im Falle eines Staudammbruchs räumlich und zeitlich beschränkt. Auch erneuerbare Energien verursachen Umweltrisiken wie Sonderabfälle, deren Tragweite heute noch nicht abgeschätzt werden können.

Die Einordnung der Bundesratsvarianten macht deutlich, dass jedes Szenario und jede Variante in Bezug auf die formulierten Nachhaltigkeitsziele spezifische Stärken und Schwächen aufweist. Diese können ohne Gewichtung der Ziele nicht ohne weiteres gegeneinander aufgerechnet werden. Es kann jedoch sein, dass die nachkommenden Generationen diese Ziele anders gewichten werden und dass sich dadurch auch die Bewertung verschieben wird. Der anstehende Umbau des schweizerischen Elektrizitätssystems muss diese Offenheit berücksichtigen: Unsere heutigen Entscheidungen sind Entscheidungen unter Unsicherheit. Auch bei einer konsequenten Orientierung an den Kriterien der Nachhaltigkeit gibt es keine risikofreien Entwicklungspfade.

6.4 Die Position der Akademien Schweiz

Die Akademien der Wissenschaften Schweiz begrüssen, dass der Bund einen klaren Rahmen für die Energiepolitik der nächsten Jahre schaffen will. Sie unterstützen grundsätzlich die in der neuen Energiepolitik enthaltene Ausrichtung, Energie effizienter zu nutzen und die erneuerbare Stromproduktion auszubauen. Ein weiteres wichtiges Ziel ist die Integration der schweizerischen Stromversorgung in den europäischen Markt. Der Verzicht auf neue Kernkraftwerke wird kontrovers beurteilt.

Ist die Rede von der künftigen Elektrizitätsversorgung, dreht sich die Diskussion meist nur um die Stromerzeugung. Dies wird der Komplexität der Problematik jedoch in keiner Weise gerecht. Faktoren wie Nachfragestrukturen, Stromnetz und Aussenbeziehungen bestimmen die Stromzukunft genauso wie die vielfachen Abhängigkeiten und Rückkopplungen innerhalb des Stromsystems.

Die Akademien der Wissenschaften Schweiz weisen auf die gewaltigen Herausforderungen hin, die mit der neuen Energiepolitik verbunden sind, und machen insbesondere auf die Umsetzungsproblematik aufmerksam. Sie plädieren für einen breiten gesellschaftlichen Diskurs, damit eine gemeinschaftlich getragene neue Energiepolitik erarbeitet werden kann. Im Folgenden werden – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – einige wesentliche Aspekte dazu beleuchtet.

Nachfrageentwicklung

Eine Nachfrageentwicklung, wie sie im Szenario «Neue Energiepolitik» postuliert wird, soll unabhängig vom beschlossenen Verzicht auf neue Kernkraftwerke angestrebt werden.

Bei tiefem Stromverbrauch ist die Stromversorgung bei gleicher Produktionsstruktur tendenziell sicherer, wirtschaftlicher und weniger umweltbelastend als bei hohem Verbrauch. Damit ein tiefer Verbrauch erreicht werden kann, braucht es neben griffigen Massnahmen zur effizienten Bereitstellung von Energie, die häufig mit Stromeinsatz verbunden ist, auch tiefgreifende Verhaltensänderungen. Dies muss aber nicht zu einem Verlust an Lebensqualität führen.

Elektrizität wird künftig eine noch wichtigere Rolle für die Energieversorgung spielen als heute. Damit die «Neue Energiepolitik» Erfolg haben kann, ist es notwendig, dass die Nachfrage nach Strom zurückgeht beziehungsweise deutlich weniger ansteigt, als es bei einer Fortschreibung der bisherigen Entwicklung geschehen würde. Dies gelingt nur, wenn der Preis deutlich ansteigt. Es ist davon auszugehen, dass die Preise der fossilen Energieträger in Zukunft real zunehmen werden. Dies dürfte sich auch auf den Strompreis in der Schweiz auswirken. Es ist jedoch fraglich, ob dieser Anstieg (zusammen mit anderen Massnahmen wie zum Beispiel Vorschriften) ausreichen wird, um die angestrebten Ziele zu erreichen. Sollte dies nicht der Fall sein, müsste der Preis mit Hilfe von Steuern oder Abgaben zusätzlich erhöht werden.

Der Bundesrat hat mit seinem Entscheid vom 18. April 2012 ein erstes Paket an Effizienzmassnahmen bestimmt. Sie zielen aus Sicht der Akademien der Wissenschaften Schweiz in die richtige Richtung, insbesondere weil sie nicht nur die Stromnutzung betreffen, sondern auch Gebäude, Industrie, Dienstleistungen und Mobilität einschliessen. Allerdings werden damit die durch die «Neue Energiepolitik» angestrebten Stromeinsparungen bis 2050 erst zu 55 Prozent erreicht. Aus diesem Grund sind weitere Massnahmen notwendig. In diese Richtung zielt auch die angekündigte Prüfung einer Energieabgabe.

Erneuerbare Stromversorgung

Der Strombedarf soll soweit als möglich aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden. Dazu sind die in der Schweiz ökologisch und ökonomisch verantwortbaren Produktionspotenziale der erneuerbaren Energien umfassend zu nutzen. Da fluktuierende Energiequellen an Bedeutung gewinnen werden, müssen auch die Speicherkapazitäten ausgebaut und das Stromnetz angepasst werden.

Der Aufbau einer Stromversorgung, die sich grösstenteils auf erneuerbare Energien abstützt, ist ein anspruchsvolles Unterfangen. Dies gilt sowohl für den Ausbau der Wasserkraft wie auch für jenen der neuen erneuerbaren Energien, die erst am Anfang ihrer Entwicklung stehen. War bisher die Stromversorgung alleinige Aufgabe der Elektrizitätswirtschaft, werden mit dem Ausbau der dezentralen erneuerbaren Energien immer mehr auch Private zu Stromanbietern – mit entsprechenden Konsequenzen für das Stromsystem. Eine Vollversorgung der Schweiz aus erneuerbaren Quellen ist aufgrund der vorhandenen technischen Potenziale grundsätzlich möglich. Es genügt aber nicht, nur die Energiemengen bereitzustellen. Die stark fluktuierende Erzeugung muss auch ins Netz integriert werden können. Eine Herausforderung stellen die Widerstände in der Bevölkerung dar. Es ist zu befürchten, dass sie sich wesentlich verstärken werden, wenn im grossen Stil Windkraft- und Photovoltaikanlagen gebaut werden sollen. Wenn es nicht gelingt, eine von der Bevölkerungsmehrheit getragene Strategie zu erarbeiten, ist der angestrebte Umbau des Energiesystems zum Scheitern verurteilt.

Der (für die Zukunft erwartete) Strompreis ist auch für die Entwicklung des Angebots wesentlich. Die neuen erneuerbaren Energien werden sich längerfristig nur dann auf breiter Front durchsetzen, wenn sie wettbewerbsfähig sind. Es wäre volkswirtschaftlich nicht tragbar, die angestrebte Vollversorgung aus erneuerbaren Quellen durch Subventionen erzwingen zu wollen. Die Strompreise beeinflussen auch die Investitionen in die Entwicklung dieser Technologien. Werden für die Zukunft keine höheren Preise erwartet, gibt es kaum Investitionsanreize, sodass mögliche Kostensenkungen gar nicht realisiert werden.

Die zunehmende Einspeisung von Strom aus fluktuierenden Quellen hat starke Auswirkungen auf das Elektrizitätssystem. Bisher war das Stromangebot auf den Bedarf ausgerichtet: Laufkraftwerke und Kernkraftwerke deckten die Grundlast, die Speicherkraftwerke die Mittel- und Spitzenlast. Mit der steigenden fluktuierenden Einspeisung sinkt der Anteil der Grundlast. Bei einer voll erneuerbaren Stromversorgung können die Grundlastkraftwerke nicht mehr permanent mit gleicher Leistung produzieren. Es braucht deshalb Kraftwerke, die flexibel eingesetzt werden können, neben Speicherkraftwerken sind dies vor allem Gaskombikraftwerke und Gasturbinen. Allerdings sinkt bei einem flexiblen Einsatz deren Jahresnutzungsdauer und damit ihre Wirtschaftlichkeit, da der Marktpreis weiterhin durch billigere Grenzproduzenten, vor allem Kern- und Kohlekraftwerke, bestimmt wird und nur während kurzen Perioden hohe Erlöse erzielt werden können. Wenn sich die Back-up-Anlagen wirtschaftlich nicht rechnen, besteht das Risiko, dass ungenügend in sie investiert wird.

Bei der Gesetzgebung und der Organisation des Strommarkts ist deshalb im Auge zu behalten, dass die Elektrizitätsversorgung künftig zu einem bedeutenden Teil auf fluktuierender Einspeisung beruhen wird.

Förderstrategien für erneuerbare Energien

Die kostendeckende Einspeisevergütung soll laufend an die aktuellen Gestehungskosten angepasst werden. Mittelfristig soll sie ergänzt werden, zum Beispiel mit einer Quotenregelung mit Zertifikatehandel oder mit einem Ausschreibemodell, die eine grössere Marktnähe und eine stärkere dynamische Anreizwirkung für Innovationen aufweisen.

Der Umbau des Energiesystems stellt hohe Anforderungen an das energiepolitische Instrumentarium. Neben Steuern, Lenkungsabgaben und Vorschriften kommen auch Förderinstrumente in Frage, mit denen erneuerbare Energien gezielt unterstützt werden. Heute ist in der Schweiz und in verschiedenen europäischen Ländern die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) etabliert; sie ist effektiv, um Technologien anzuschieben, aber wirtschaftlich nicht effizient. Die Akademien der Wissenschaften Schweiz unterstützen die Vorschläge des Bundesrates vom 18. April 2012 zur Anpassung der KEV und für weitere Massnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien.

Mittelfristig entscheidend ist, dass das gewählte Förderinstrument die technische und wirtschaftliche Entwicklung beschleunigt. Dies wird am ehesten mit einer Quotenregelung (inklusive Zertifikatehandel) erreicht. Auch ein Ausschreibemodell wäre denkbar. Zusätzlich sollten Energieproduktionsformen belohnt werden, die kontinuierlich oder flexibel abrufbaren Strom erzeugen. Neben der Anwendungsförderung muss weiterhin in Forschung und Entwicklung investiert werden.

Aspekte einer erneuerbaren Stromversorgung im Ausland

Stromimporte sollen möglichst aus erneuerbaren Quellen stammen. Damit Investitionen schweizerischer Elektrizitätsversorgungsunternehmen in ausländische Anlagen für die schweizerische Stromversorgung relevant werden können, braucht es entsprechende Durchleitungskapazitäten, einen integrierten europäischen Strommarkt sowie ein geeignetes Stromabkommen mit der EU.

Die Schweiz entwickelt sich immer mehr zum Stromimporteur und zwar nicht nur wie bereits seit längerem im Winter, sondern zunehmend auch über das ganze Jahr hinweg betrachtet. Dieser Importbedarf wird noch während längerer Zeit andauern, wie auch die bundesrätlichen Energieszenarien bestätigen. Der Verzicht Deutschlands, Österreichs und Italiens auf die Kernkraft und die wegen des Klimawandels angestrebte Reduktion der fossilen Stromerzeugung lassen die Vermutung zu, dass Strom in Europa künftig knapper wird. Dass die Schweiz ihre Stromlücke alleine mit Importen deckt, ist deshalb aus Gründen der Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit nicht empfehlenswert.

Wenn Importe unabwendbar sind, dann sollen sie nicht aus Anlagen erfolgen, die in der Schweiz abgelehnt werden. Mit dem Ausstieg aus der Kernkraft ist der Import von Nuklearstrom ebenso unglaubwürdig wie der Import fossil erzeugten Stroms. Grundsätzlich soll daher erneuerbar erzeugte Elektrizität eingeführt werden.

Investitionen in solarthermische Anlagen in Südeuropa oder Windfarmen in Nordeuropa werden deshalb – falls verfügbar – für die schweizerischen Elektrizitätsunternehmen zu einer bedenkenswerten Option. Damit solche Investitionen tatsächlich einen Beitrag an die schweizerische Stromversorgung leisten können, müssen jedoch mehrere Bedingungen erfüllt sein: Es braucht Durchleitungskapazitäten, um den Strom in die Schweiz zu führen, das europäische System muss als integraler Strommarkt funktionieren, und der Zugriff auf die entsprechenden Produktionsanlagen muss durch ein bilaterales Stromabkommen gesichert werden. Dieses muss dem Umstand Rechnung tragen, dass die EU-Länder mit der Richtlinie über die Förderung von erneuerbaren Energien (RES) anspruchsvolle Ausbauvorgaben zu erfüllen haben. Da die EU von der Schweiz entsprechend grosse Anstrengungen verlangt, muss Strom aus schweizerischen Investitionen im EU-Raum im bilateralen Stromabkommen als schweizerische Produktion anerkannt werden.

Fossile Stromerzeugung

Auf den Bau von fossilen Kraftwerken im Inland soll möglichst verzichtet werden. Werden sie aus Gründen der Netzstabilität trotzdem gebaut, sollen die CO_2-Emissionen vollständig kompensiert werden, damit die Erreichung der Schweizer Klimaziele nicht in Frage gestellt wird. Investitionen in ausländische fossile Kraftwerke sind nicht sinnvoll.

Die Energiestrategie 2050 des Bundes zeigt, dass sich in allen Szenarien eine Stromlücke öffnet, die sich selbst mit starken nachfragesenkenden Massnahmen und einer massiven Förderung der erneuerbaren Energien nicht vollständig decken lässt. Da auf den Bau von neuen Kernkraftwerken verzichtet werden soll, könnten sich die inländischen Stromproduzenten veranlasst sehen, als Ersatz für die Kernkraftwerke neue Gaskombikraftwerke oder fossile Wärmekraftkopplungsanlagen zu bauen.

Die Akademien der Wissenschaften Schweiz halten ein solches Ausweichen für verfehlt; sie befürworten vielmehr den konsequenten Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion. Ihrer Ansicht nach kommen fossile Kraftwerke nur als Notlösung in Frage und sind aus Sicht des Klimaschutzes nur zulässig, wenn sie die Erreichung der Schweizer Klimaziele nicht gefährden. Dazu müssen die CO_2-Emissionen vollständig kompensieren werden, so wie dies das geltende CO_2-Gesetz und der Bundesrat verlangen. Die Akademien der Wissenschaften Schweiz müssen allerdings zur Kenntnis nehmen, dass der Bundesrat in seiner Information vom 18. April 2012 die fossile Stromerzeugung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit als notwendig erachtet.
Investitionen in ausländische fossile Kraftwerke bedeuten eine Auslagerung der Klima- und Umweltverantwortung und sind daher aus ethischen Gründen abzulehnen.

Kernkraft

Damit die Schweizer Kernkraftwerke bis zu ihrer Abschaltung sicher weiterbetrieben werden können, sollen die Sicherheitsforschung fortgeführt und die daraus resultierenden Massnahmen umgesetzt werden. Dies gilt auch für die Forschung zur Endlagerung der radioaktiven Abfälle und die Vorbereitungen zur Umsetzung der entsprechenden Lagerkonzepte. Die Forderung nach Diversität und Flexibilität impliziert ebenfalls, dass die nukleare Forschung weitergeführt wird, insbesondere hinsichtlich der Entwicklung neuer Reaktorkonzepte. Sie dient auch der Ausbildung des notwendigen Fachpersonals.

Für die dicht besiedelte Schweiz ist es zwingend notwendig, dass sich kein Reaktorunfall mit systemgefährdenden Auswirkungen ereignet. Investitionen in Forschung und Nachrüstungen sollen helfen, die Risiken der heutigen Kraftwerke auf tiefem Niveau zu halten. Anlagen der Generation III/III+ gelten zwar als viel sicherer, fallen aber aufgrund der politischen Grundsatzentscheide und der vermuteten mangelnden Akzeptanz in der Bevölkerung als Option zumindest mittelfristig ausser Betracht.
Die von den Kernkraftwerken produzierten radioaktiven Abfälle müssen von der Umwelt für sehr lange Zeit ferngehalten werden. Mit der Tiefenlagerung ist grundsätzlich ein Konzept vorhanden, wie diese Abfälle entsorgt werden könnten. Dennoch besteht auch in diesem Bereich weiterer Forschungsbedarf.

Stromnetz

Beim Stromnetz besteht bereits heute ein grosser Ausbau- und Erneuerungsbedarf. Zusätzliche Anforderungen ergeben sich durch die neue Energiepolitik. Damit die Ausbauten zeitgerecht realisiert werden können, sollen die Bewilligungsverfahren gestrafft werden.

Ein leistungsfähiges Netz ist für die Versorgungssicherheit ebenso wichtig wie die Stromproduktion und hat daher eine erhebliche volkswirtschaftliche Bedeutung. Eine bewusste Inkaufnahme von Schwachstellen wäre unverantwortlich.
Beim Übertragungsnetz besteht aufgrund des fortgeschrittenen Alters der Anlagen ein grosser Investitionsbedarf für Erneuerungen. Zusätzlich ergibt sich ein Ausbaubedarf, damit neue Pumpspeicherkraftwerke integriert und Engpässe behoben werden können. Der Bundesrat hat die dringend zu realisierenden Leitungsbauprojekte im Sachplan Übertragungsleitungen festgelegt. Diese Projekte sollen nun zügig realisiert werden. Damit die notwendigen Ausbauten zeitgerecht getätigt werden können, soll das Bewilligungsverfahren gestrafft werden.
Die effiziente und sichere Integration der dezentralen und teilweise fluktuierenden Stromeinspeisung erfordert sowohl einen Ausbau des bestehenden Netzes als auch die Entwicklung eines intelligenten Netzes (Smart Grid) auf der Verteilebene. Zudem wird mit steigender Einspeisung in die unteren Netzebenen die Koordination zwischen Übertragungsnetz und Verteilnetzen wichtiger.

Stromspeicherung

Wenn die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Quellen einen grösseren Anteil zur Energieversorgung leisten soll, müssen entsprechende zentrale und dezentrale Speichermöglichkeiten geschaffen werden.

Windkraft und Photovoltaik produzieren grösstenteils nicht so, wie es der Nachfrage entspricht. Da Einspeisung und Verbrauch jederzeit übereinstimmen müssen, lässt sich eine Stromversorgung, die sich überwiegend auf erneuerbare Quellen abstützt, nur realisieren, wenn auch entsprechend ausreichende Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke spielen daher auch künftig eine wichtige Rolle für die Stromversorgung. Nach der Realisierung der im Bau oder in Projektierung befindlichen Anlagen wird eine Pumpleistung von etwa 5 GW zur Verfügung stehen. Dies genügt noch nicht, um bei einer voll erneuerbaren Stromversorgung die Leistungsüberschüsse aus der Windkraft und der Photovoltaik zu verwerten. Zudem muss künftig mehr Energie vom Sommer auf den Winter umgelagert werden. Deshalb muss nicht nur die Produktionskapazität, sondern auch die Speicherkapazität erhöht werden.
Die Pumpspeicherung ist heute die kostengünstigste Möglichkeit zur Stromspeicherung. Allerdings ändert sich ihr Einsatz: Bisher diente sie in erster Linie dazu, billigen Strom aus Kohle- und Kernkraftwerken zu verwerten. Künftig geht es darum, zeitlich schlecht planbare Leistungsüberschüsse aus der Windkraft und der Photovoltaik abzubauen und höhere Regelleistungen einzuspeisen. Die wirtschaftlichen Bedingungen der Pumpspeicherung wandeln sich also.
Andere Speichertechnologien wie Druckluftspeicherkraftwerke, Erzeugung und Lagerung von Wasserstoff durch Elektrolyse oder Akkumulatoren sind heute nur in besonderen Fällen konkurrenzfähig. Thermische Energiespeicher (Wärmespeicher) werden in solarthermischen Kraftwerken standardmässig eingesetzt und erlauben eine Stromproduktion praktisch rund um die Uhr. Bei einer stark dezentralisierten Stromerzeugung erscheint eine dezentrale Speicherung grundsätzlich sinnvoll, insbesondere wenn die Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in den Strommarkt einbezogen werden sollen.

Effizienz und Suffizienz

Die Realisierung eines nachhaltigen Elektrizitätssystems setzt wesentlich verbesserte Effizienz und höhere Suffizienz voraus. Bund und Kantone sollen zusammen mit den beteiligten Akteuren die dazu geeigneten Rahmenbedingungen schaffen.

Wenn das Elektrizitätssystem auf erneuerbare Energieträger umgestellt werden soll, muss der Strom wesentlich effizienter genutzt werden als heute. Damit das Wirtschaftswachstum, die Bevölkerungszunahme sowie die Elektrifizierung im Wärme- und Transportsektor nicht zu einer Erhöhung des Verbrauchs führen, müssen Effizienz- und Suffizienzgewinne möglichst realisiert werden. Dabei spielen folgende Faktoren eine wichtige Rolle:

- Strompreis: Bleibt der Strompreis auf dem heutigen Niveau, werden Effizienz- und Suffizienzpotenziale kaum realisiert. Eine markante Preiserhöhung ist bereits zu erwarten, wenn Marktverzerrungen beseitigt werden. Wissen die Nutzer, dass die Preise längerfristig substanziell steigen werden, haben sie einen Anreiz, in Effizienzmassnahmen zu investieren. Allerdings kann ein hoher Strompreis auch zu einer Verlagerung auf fossile Energieträger führen.

- Verbrauchsmuster: Veränderte Verbrauchsmuster können einen wesentlichen Beitrag zur effizienteren Stromnutzung leisten. Neben höheren Strompreisen lassen sie sich auch durch neue Stromangebote, «smart metering», veränderte Alltagsroutinen und gesellschaftliche Werthaltungen erzielen.

- Soziale Lernprozesse: Effizienz und Suffizienz gehören noch nicht zu den sozialen Grundnormen. Die geforderten Effizienz- und Suffizienzziele lassen sich aber ohne neue Normbildungen nicht erreichen. Dies ist auf unterschiedlichen Ebenen möglich: Lebensqualität wird nicht mehr primär über den Konsum von Gütern definiert, suffiziente Verhaltensweisen erhalten eine höhere soziale Stellung und Energielabels regen zum sparsamen Energieverbrauch an.

- Politische Instrumente: Welche sozialen Lernprozesse stattfinden, lässt sich weder steuern noch vorhersagen. Es ist aber möglich, durch geeignete Rahmenbedingungen Lernprozesse zu fördern. Daneben können auch gezielte Massnahmen ergriffen werden: Gerätestandards werden kontinuierlich verschärft, bestimmte Stromanwendungen werden verboten oder der Stromverbrauch wird mit einer Lenkungsabgabe direkt beeinflusst.

Liberalisierung des Strommarkts

Die Marktöffnung für alle Kundenkategorien soll so rasch als möglich umgesetzt werden. Die schweizerische Netzgesellschaft Swissgrid soll eine unabhängige Unternehmensstruktur erhalten.

Seit 2009 ist in der Schweiz der freie Marktzugang für Grosskunden möglich. Nun muss der Markt auch noch für alle anderen Konsumenten geöffnet werden. Dabei geht es nicht nur um die freie Wahl des Lieferanten. Der Strommarkt kann nur dann unverzerrt funktionieren, wenn die Strompreise die wirklichen Kosten widerspiegeln. Bisher nicht berücksichtigte externe Kosten müssen daher in die Preisbildung einfliessen. Damit wird auch die ökonomische Grundlage für die «Neue Energiepolitik» geschaffen.
Die Strommarktliberalisierung erfordert die Trennung von Produktion und Netz, da dieses ein natürliches Monopol darstellt, das reguliert werden muss. Das Übertragungsnetz wird spätestens 2013 in das Eigentum der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid übergehen. Damit der Markt funktionieren kann, ist es wichtig, dass Swissgrid künftig unabhängig von den Stromproduzenten und regionalen Verteilern handeln kann.
Die Liberalisierung hat beachtliche Auswirkungen auf die Stromwirtschaft. Mit der Ausgliederung des Übertragungsnetzes ändert sich ihre Struktur. Die volle Marktöffnung führt für Versorger und Stromkonsumenten zu neuartigen Geschäftsbeziehungen, nicht zuletzt weil es künftig möglich sein soll, dass die Stromkunden auf Preissignale reagieren können. Schliesslich stellt sich mit Blick auf die Liberalisierung und die steigende dezentrale Stromeinspeisung auch die Frage, ob der sehr kleinräumige Aufbau der Elektrizitätswirtschaft mit vielen kleinen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zukunftsfähig ist.

Die schweizerische Stromversorgung im europäischen Kontext

Das schweizerische Elektrizitätssystem soll im Interesse der sicheren und wirtschaftlichen Versorgung des Landes im europäischen System integriert bleiben. Dazu ist ein Stromabkommen mit der EU unverzichtbar.

Das schweizerische Elektrizitätssystem ist heute integraler Bestandteil des europäischen Strommarkts. Dieser wird sich aus technischen, wirtschaftlichen und politischen Gründen stark verändern. Dies hat auch Folgen für die Schweiz: Die Entwicklung in der EU beeinflusst nicht nur die schweizerische Gesetzgebung, sondern auch die Versorgungssicherheit, die Stromflüsse und damit die Anforderungen an das Übertragungsnetz. Für die Schweiz ist es wichtig, dass sie an ein künftiges europäisches Höchstspannungsnetz (Super Grid) angeschlossen wird. Die Abhängigkeit ist aber nicht einseitig: Auch der europäische Stromverbund ist auf ein leistungsfähiges schweizerisches Stromsystem angewiesen.
Die Schweiz und die EU haben deshalb beide ein Interesse an einer intensiven Zusammenarbeit. Da-

mit die schweizerischen Elektrizitätswerke und Behörden bei der Weiterentwicklung des europäischen Verbundsystems mitwirken können, braucht es das bereits erwähnte bilaterale Abkommen. Sollte dieses nicht zustande kommen, entstehen für die Schweiz beträchtliche Risiken. Die Verhandlungen zu einem solchen Stromabkommen sind zwar im Gange, gestalten sich aber schwierig. So hat die Schweiz die von der EU geforderte Marktliberalisierung bisher nicht realisiert. Dazu kommen zwei weitere strittige Punkte: der schweizerische Durchleitungsvorrang für Elektrizität aus französischen Kernkraftwerken und die Übernahme der EU-Richtlinie über die Förderung von erneuerbaren Energien (RES).

Neuausrichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sollen neue Businessstrategien entwickeln, welche Rendite und verkaufte Menge voneinander entkoppeln. Dazu braucht es Geschäftsfelder und Dienstleistungen, die auf Effizienz ausgerichtet sind.

Wenn Wirtschaftsakteure Erfolg haben wollen, müssen sie sich an veränderte Rahmenbedingungen anpassen. Wird das bisherige Elektrizitätssystem so umgestaltet, dass die eingangs formulierten Ziele bis 2050 erreicht werden, stehen den Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) weitreichende Anpassungsaufgaben bevor. Obwohl letztlich jede Unternehmung diese Aufgabe für sich selbst wird lösen müssen, sollen dabei folgende Punkte beachtet werden:

- Strukturen: Ob die anstehenden Aufgaben mit der bestehenden Struktur der Elektrizitätswirtschaft gelöst werden können, ist fraglich, weil sowohl die Diversifizierung der Produktion als auch die Eingliederung in den europäischen Strommarkt zu veränderten Rahmenbedingungen führen werden.

- Businessmodelle: Alle EVU müssen sich auf zwei zentrale Herausforderungen einstellen: Der Strommarkt wird weiter liberalisiert. Und wenn Effizienz und Suffizienz zu zentralen Zielen werden, werden die EVU ihre Gewinne künftig nicht mehr primär über die Menge an verkauftem Strom erwirtschaften, sondern mit neuen Angebots- und Kundenbeziehungsmodellen.

- Investitionen: Dass die EVU einen Grossteil der Investitionen für den Umbau des Stromsystems leisten müssen, steht ausser Frage. Wo, in welche Anlagen und mit welchen Strategien sie investieren, bleibt im Rahmen der staatlichen Vorgaben letztlich eine betriebswirtschaftliche Entscheidung.

Forschung, Entwicklung und Lehre

Die energiebezogene Forschung, Entwicklung und Lehre sollen verstärkt werden. Dabei ist insbesondere auch die sozioökonomische Forschung substanziell auszubauen.

Die vorstehenden Überlegungen machen deutlich, dass der Umbau des Stromsystems mehrere Jahrzehnte erfordern wird. Dabei spielen die Fortschritte in Wissenschaft und Technik eine massgebende Rolle. Je effektiver Forschung und Entwicklung vorangetrieben werden, desto ökonomischer und ökologischer kann der Umbauprozess gestaltet werden. Dabei geht es zunächst einmal um naturwissenschaftlich-technische Aspekte, etwa um verbesserte Energietechnologien (Photovoltaik, Biomasse) oder um neu zu entwickelnde Technologien (Stromspeicherung, Smart Grid, Geothermie, Kernreaktoren der Generation IV). Der technische Fortschritt ist eine notwendige, aber keine hinreichende Voraussetzung, dass die Infrastruktur zur Bereitstellung und Nutzung der Elektrizität ökonomisch und ökologisch verbessert werden kann.
Deshalb erfordert der Umbau des Elektrizitätssystems auf der anderen Seite auch einen massiven Ausbau der wirtschafts- und sozialwissenschaftlichen Forschung. Ökonomische Fragen betreffen etwa die volkswirtschaftlichen Auswirkungen, die

Internalisierung externer Kosten oder die optimale Gestaltung von Lenkungsmassnahmen oder des Strommarkts. Ebenso relevant sind sozialwissenschaftliche Fragen etwa zum Konsumentenverhalten, zum Umgang mit Unsicherheiten und Risiken, zur Akzeptanz neuartiger Technologien, zur gesellschaftlichen Organisation (Selbstversorgung von Regionen, Innovationsfähigkeit von Strukturen) oder zu gesellschaftlichen Lernprozessen. Wichtig ist auch der Systemaspekt, der sich zum Beispiel in der Netzproblematik und in der internationalen Vernetzung äussert. Es gilt, die Komplexität des gesamten sozio-technischen Systems «Stromversorgung» mitsamt den Rückkopplungen zu verstehen.
Konkreter Forschungsbedarf besteht insbesondere bei folgenden Punkten:

- Entwicklung eines Energiesystemmodells, das alle Produktionsarten, die Übertragung und Speicherung des Stroms, die Importe und Exporte sowie den Verbrauch umfasst und Kosten, Risiken, Akzeptanz, Ressourcenverbrauch, wirtschaftliche Auswirkungen und Umweltbelastung berücksichtigt;

- Entwicklung von Szenarien, wie konkrete Vorgaben (Verfügbarkeit von Strom und Wärme, Preise, Umweltanforderungen) gesellschaftlich, ökonomisch und politisch umgesetzt werden können unter Berücksichtigung der möglichen internationalen Entwicklung;

- Elektrizitätsspeicherung sowie thermische beziehungsweise thermochemische Energiespeicherung: Entwicklung, Lebenszyklusanalyse, Kosten und Risiken;

- Optimierung der Materialflüsse sowohl bei häufigen als auch bei seltenen Materialien.

Die Schweiz verfügt mit den beiden ETHs, den Universitäten und den Fachhochschulen, mit einer innovativen Wirtschaft, aber auch mit bewährten Förderinstitutionen (Schweizerischer Nationalfonds SNF, Kommission für Technologie und Innovation KTI, Ressortforschung) über eine ausgezeichnete Basis, um die dringend nötigen Fortschritte zu erzielen. Eine kontinuierliche, verstärkte Förderung von Forschung und Entwicklung drängt sich nicht nur auf, weil so der Umbau des Stromsystems möglichst wirtschaftlich erfolgen kann, sondern weil sie auch zu einem Klima der Innovation beiträgt und so die schweizerische (Clean-Tech-)Industrie unterstützt. Die Akademien der Wissenschaften Schweiz begrüssen daher, dass der Bundesrat gemäss seinem Entscheid vom 18. April 2012 wieder vermehrt Mittel für Pilot- und Demonstrationsanlagen einsetzen will.
Der Um- und Ausbau des gesamten Energiesystems erfordert in der Forschung, der Entwicklung und der Umsetzung ausreichende Fachkräfte – ob Handwerker oder Forscherin. Lehre und Ausbildung sind entscheidende Faktoren für den Erfolg der Energiestrategie 2050 und sollten daher auf allen Ausbildungsstufen verstärkt werden.

6.5 Schlusswort

Der angestrebte Umbau des Elektrizitätssystems ist eine gigantische, in ihren systemischen Zusammenhängen noch weitgehend unerforschte Herausforderung. Der Aufbau einer voll erneuerbaren Stromversorgung benötigt grosse Investitionen. Er ist umso eher möglich und umso kostengünstiger, je tiefer der Verbrauch ist. Damit könnten auch die Auswirkungen auf Umwelt und Landschaft gemindert werden. Dabei muss nicht nur die Stromversorgung auf erneuerbare Quellen umgestellt werden; auch die fossilen Brenn- und Treibstoffe, welche heute den überwiegenden Teil des Energieverbrauchs decken, sind langfristig durch erneuerbare Energien zu ersetzen. Unabhängig vom politischen Willen ist die Umstellung auf erneuerbare Energiequellen eine Aufgabe, die mehrere Jahrzehnte in Anspruch nehmen wird; sie ist umso schwieriger zu lösen, je länger mit der Umsetzung zugewartet wird.
Die Umgestaltung des Systems im Sinne der «Neuen Energiepolitik» darf als gesellschaftliches Experiment betrachtet werden. Der Umbau des Elektrizitätssystems erfordert nicht nur einen technologischen Wandel, sondern auch einen ge-

sellschaftlichen. Veränderungen auf Seiten der Gesellschaft beeinflussen den technologischen Wandel genauso wie Technologien gesellschaftliche Strukturen. Die Anpassung an eine gänzlich veränderte sozio-ökologische Umwelt wird alle Teile der Gesellschaft betreffen und ist deswegen eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Dabei versteht heute niemand, wie dieser Umbau vollzogen werden soll und was er alles beinhaltet. Es gilt allerdings, ihn so anzupacken und zu gestalten, dass die wesentlichen Nachhaltigkeitsziele erreicht werden können.

Drei Dinge sind dabei zu vermeiden: reines Wunschdenken, blinder Aktionismus und eine Handlungsblockade. Reines Wunschdenken liegt vor, wenn zum Beispiel die Geothermie als fester Beitrag an die Stromversorgung eingeplant wird, obwohl diese Technologie noch viel Forschung und Entwicklung benötigt. Blinder Aktionismus ist gegeben, wenn die Ziele mit Schnellschüssen erreicht werden sollen, zum Beispiel durch Aufhebung des Deckels der im Rahmen der KEV für die Photovoltaik verfügbaren Mittel. Eine Handlungsblockade schliesslich besteht etwa dann, wenn für die Umsetzung der neuen Energiepolitik benötigte Instrumente und Mittel politisch verweigert werden.

Dieser Bericht hat massgebliche Handlungsfelder angesprochen und mögliche Handlungsoptionen skizziert. Deutlich geworden ist, dass es keinen bereits geebneten Weg gibt und dass alle Optionen neben Vorteilen immer auch Nachteile haben. Die grosse Aufgabe besteht darin, eine Balance zwischen den verschiedenen Vor- und Nachteilen zu finden. Das betrifft nicht nur die Technologien, sondern insbesondere auch die Menschen, die zu Recht eine ausgewogene Verteilung von Lasten und Nutzen erwarten. Hält man sich vor diesem Hintergrund die Grösse der Aufgabe vor Augen und berücksichtigt, dass in einem demokratischen Land ein gesellschaftlicher Umbau nur freiheitlich vollzogen werden kann, dann kommen wir nicht umhin, nach so etwas wie einem neuen Gesellschaftsvertrag als wichtigen Rahmen für die Realisierung dieses Umbaus zu verlangen. Die Schweiz kennt einige Beispiele wie etwa die Entwicklung der Altersvorsorge oder die Realisierung der Bahn 2000 und der Neat. Für derartige Projekte braucht es nicht nur einen starken politischen Willen. Es braucht auch entsprechende Rahmenbedingungen und den Willen vieler individueller (Haushalte, Unternehmen) und organisierter Akteure (EVU, NGO, Medien), ihren Beitrag zur Erreichung des gemeinsamen Ziels zu leisten.