



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 (beeinflusste 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 andererseits 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 CO₂-frei produziert; der Anteil der Stromproduktion an den CO₂-Emissionen beträgt nur 3,2 %. Zum Vergleich: In Deutschland stammen 50 % der CO₂-Emissionen aus der Stromproduktion. Deshalb sind die Pro-Kopf-Emissionen in Deutschland viel höher als in der Schweiz. Der künftige CO₂-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

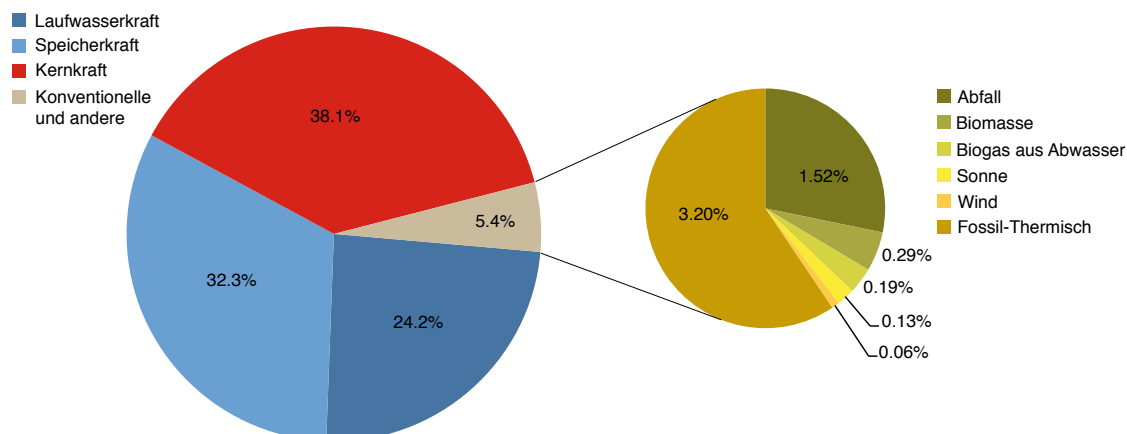


Abbildung 3.1: Stromezeugung in der Schweiz im Jahr 2010. Die unter «Konventionelle und andere» genannten Kraftwerke mit einem Anteil von 5,4 % (rechte Grafik) stammen aus fossil-thermischen Kraftwerken (3,2 %), neuen erneuerbaren Kraftwerken (0,2 %) sowie Abfall und Abwasser (2 %) mit rund 50 % Biomasseanteil (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 CO₂ 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 CO₂ abgeschieden und

sicher gespeichert werden kann. Mit einem Beitrag in der Grössenordnung der heutigen Kernkraft würden fossile Kraftwerke rund 20 % der aktuellen CO₂-Emissionen emittieren. Dies entspräche dem gesamten für eine 1 t CO₂ Gesellschaft noch verfügbaren CO₂-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 ambitionierter als die zur Klimastabilisierung erforderlichen jährlichen CO₂-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 CO₂ nicht überschreiten. Gegenwärtig belaufen sich die Emissionen auf gut 30 Gt CO₂ 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, Zerne

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 Stromspeichern 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-

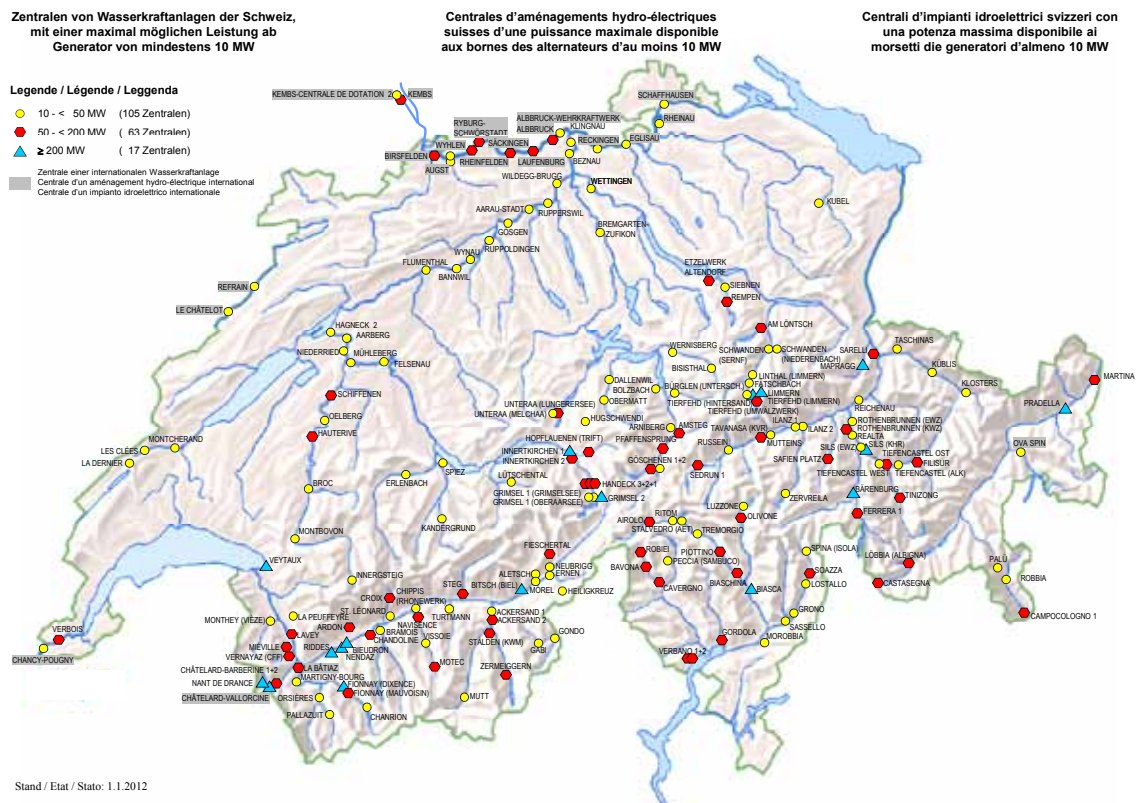


Abbildung 3.2: Standorte der Wasserkraftwerke mit mehr als 10 MW Leistung (BFE 2011e).

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,

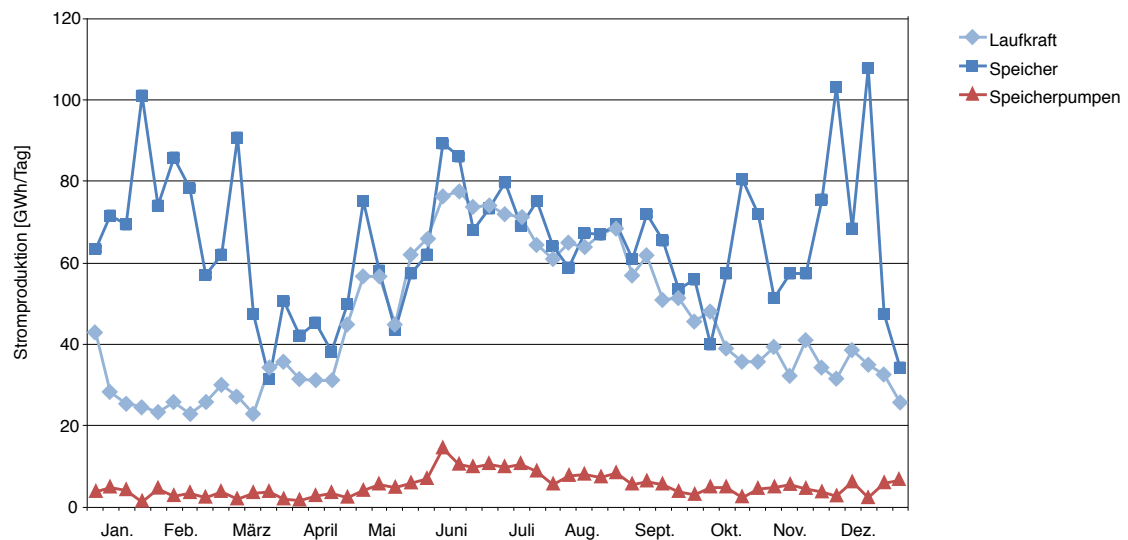


Abbildung 3.3: Produktion der Lauf- und Speicherkraftwerke und Verbrauch der Speicherpumpen im Jahr 2010 (BFE 2011d).

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 CO₂eq/kWh eine sehr vorteilhafte CO₂-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 ausgenutzt 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 Pumpspeichwerke 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 ein bedeutendes Potenzial für die Wasserkraftnutzung insbesondere 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 Kehrlichtverbrennungsanlagen, 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 Kehrlichtverbrennungsanlagen 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-Zuführung 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.

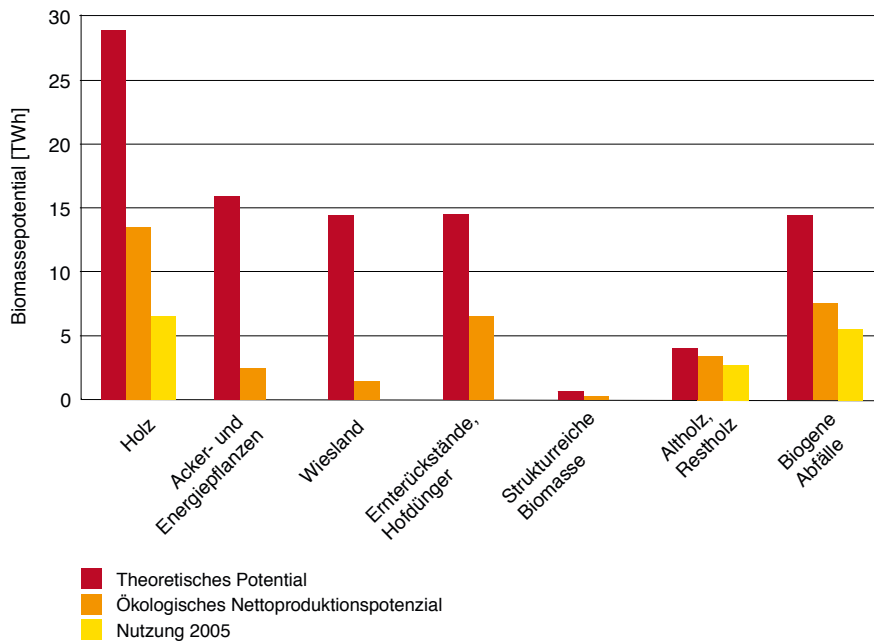


Abbildung 3.4: Potenzial für die energetische Nutzung von Biomasse in der Schweiz im Jahr 2040. Dargestellt sind das theoretische Potenzial, das ökologisch vertretbare Potenzial sowie die Nutzung im Jahre 2005. (BFE-Bio 2004).

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 CO₂-neutral. Allerdings können klimawirksame Schadstoffe aus dem Anbau und der Nutzung der Biomasse die

CO₂-Neutralität zunichte machen. Beim Biogas ist die Freisetzung von Lachgas (N₂O) und Methan (CH₄) 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 Dialogs 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 grossmasstäblichen 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 km² 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 CO₂ 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 CO₂eq./kWh. Diese Werte liegen für PV-Anlagen aus China typischerweise um 70% höher. (Ein Vergleich der CO₂-Emissionen zu anderen Produktionsarten findet sich in Abschnitt 3.11).

Wegen der geringen Energiedichte der Sonnenstrahlung werden zur grossmasstäblichen 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-

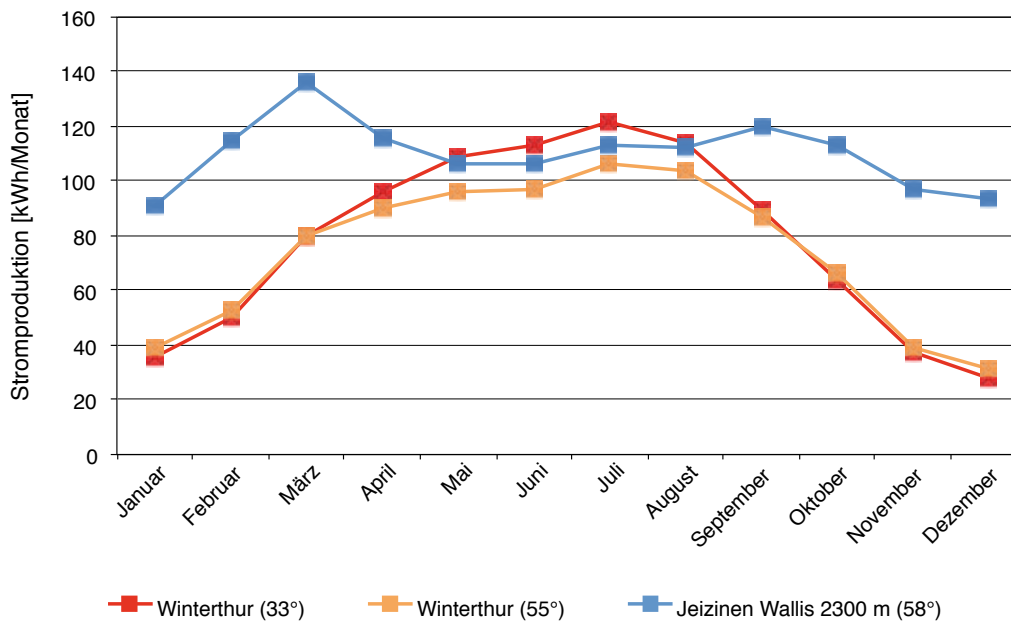


Abbildung 3.5: Erwartete Stromproduktion einer PV-Anlage in Winterthur (stellvertretend für das Mittelland) mit einer Leistung von 1 kW mit 33° und 55° Neigung und einer gleichen Anlage in Jeizinen im Wallis auf 2300 m Höhe mit 58° Neigung. Die erwartete Gesamtproduktion pro Jahr beträgt für Winterthur 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 m² für das stark besiedelte Mittelland zwischen Neuenburgersee und Bodensee, rund 1200 kWh pro m² für die Westschweiz und das Tessin. Überdurchschnittliche Einstrahlungsbedingungen haben die schwächer besiedelten inneralpinen Täler mit rund 1300 kWh pro m² und Jahr. (Nowak, Gurtchner 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 Anlagenteile (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 km² 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 Dialog 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 & Technologie 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 Dialog Schweiz 2009): Energie-Strategie 2050 – Impulse für die schweizerische Energiepolitik. Grundlagenbericht. Zürich. 144 Seiten. www.proclim.ch/news?877
- IEA-PVPS / NET Nowak Energie & Technologie 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: Hintergrundmaterial 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/m² Sonneneinstrahlung an. In der Schweiz sind es maximal etwa 1400 kWh/m². Eine Faustregel besagt, dass bei einer um 100 kWh/m² höheren jährlichen Sonneneinstrahlung die Stromkosten etwa 4,5 % tiefer sind. (Kearney, A.T. 2010)

3.5.2 Ökologische und wirtschaftliche Aspekte

Die CO₂-Emissionen eines heutigen solarthermischen Kraftwerks über den ganzen Lebenszyklus werden auf 32 g CO₂eq/kWh geschätzt. Es wird erwartet, dass die spezifischen CO₂-Emissionen bis 2050 auf etwa 17 g CO₂eq /kWh reduziert werden

können. Der Landbedarf beträgt etwa 4 km² 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 betei-

gen 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 CO₂-Emissionsfaktor beträgt, über die Lebensdauer gerechnet, bei kleineren Windkraftanlagen rund 25,2 g CO₂eq/kWh und bei Grossanlagen rund 11,6 g CO₂eq/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

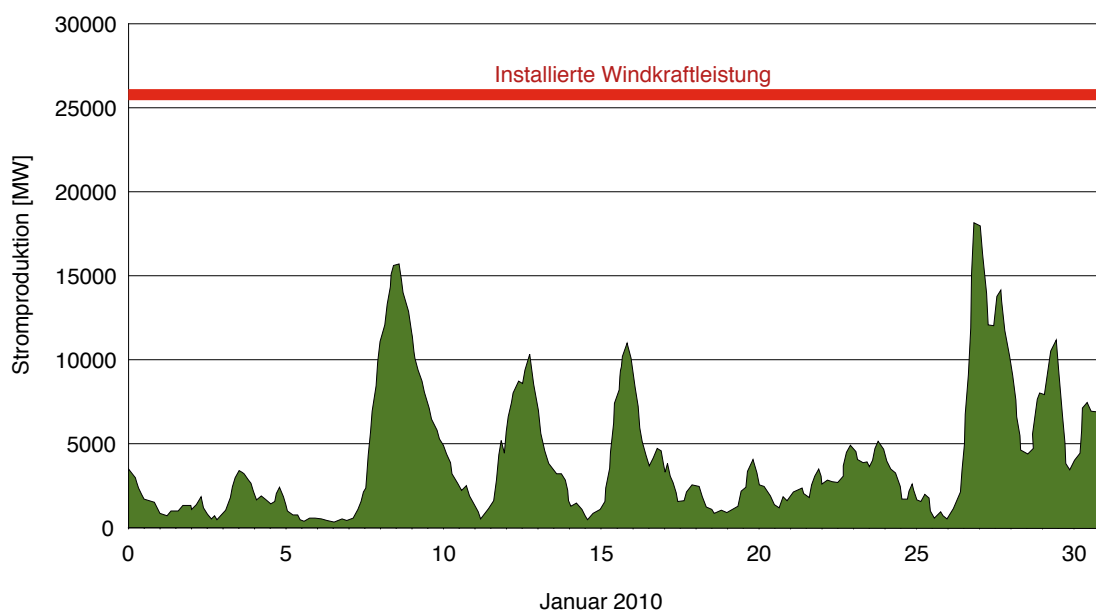


Abbildung 3.6: Die Windstromerzeugung in ganz Deutschland im Januar 2010: Nur an wenigen Tagen übersteigt die Produktion 20 % der installierten Leistung von 26 GW. (Quelle VSE, Vattenfall)

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 Wind-

strom 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 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 Stromnetz 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 können 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, BAUFU, ARE, März 2010.
www.proclim.ch/news?2394

ETS 2009 (Energie Dialog 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 re-

lativ 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 CO₂) 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 CO₂-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 CO₂eq/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 Folgen

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

allen 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 CO₂-Emissionen von rund 8 g CO₂eq/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 Grössenordnungen 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 CO₂-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 CO₂-Emissionen erfolgt oder aber Ultrazentrifugen im Einsatz sind, die deutlich weniger Energie verbrauchen als die veralteten Gasdiffusionsverfahren. Insgesamt ergeben sich CO₂-Emissionen von rund 8 g CO₂eq/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 weitest grossen Teil der anfallenden Radioaktivität. Zu den schwach- und mittelfristigen 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 mittelfristigen Abfälle deutlich. Die Schweiz hat sich gesetzlich dazu verpflichtet, die eigenen radioaktiven Abfälle im Inland zu entsorgen. Grundsätzlich liesse das Gesetz auch die Entsorgung 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 sogenannte 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 Auslegungsstörfällen³ 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 Auslegungssturfs 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 Strahlenkrankungen. 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 Notstromdieselmotoren lahmgelegt. Dadurch war über mehrere Tage keine Kühlung der Reaktoren und der Brennelementlagerbecken mehr möglich. Die Überhitzung der Brennelemente in den Reaktoren 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 dieses 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 Auslegungstörfälle 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 eingereicherter 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 gleich-

zeitig 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 Kühlwasserversorgung⁴ 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 Jahren⁵ 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 Zeitraum⁶ 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 Fehlentscheidungen verringert.

Das doppelwandige Containment von neueren Anlagen der Generation II und insbesondere 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 Notstandssysteme 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. Kap. 10 «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 10 000 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. Kühlmittlecks) 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 Kernenergieanlage 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.

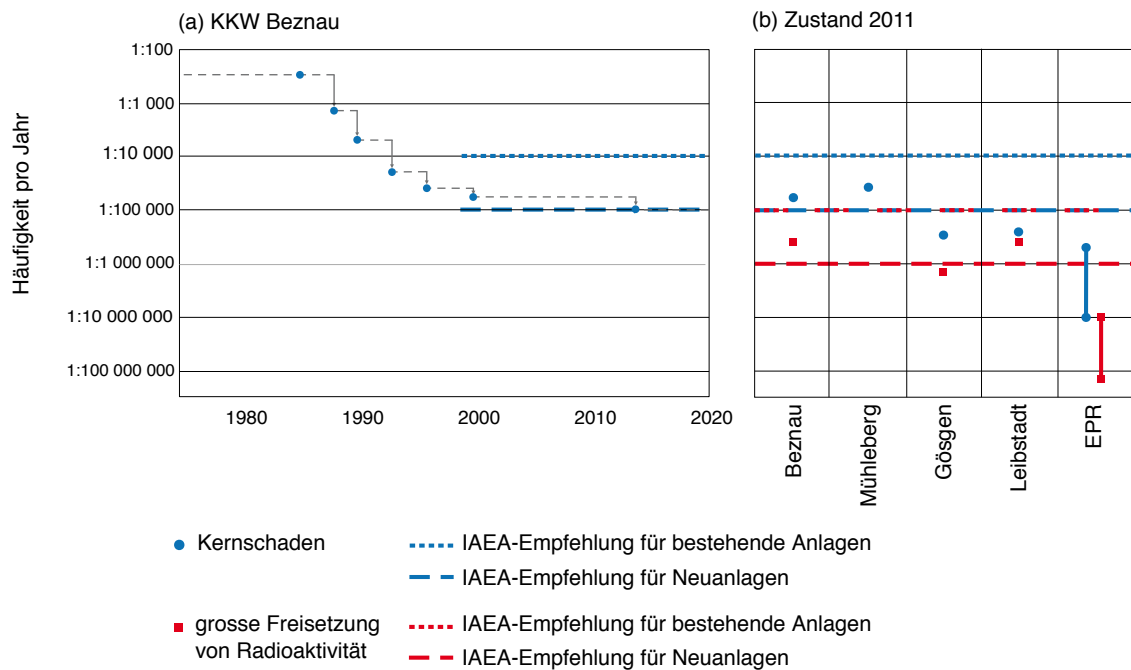


Abbildung 3.7: a) Auswirkung von Nachrüstmassnahmen auf die Sicherheit am Beispiel Beznau (Beznau 2012). Durch Nachrüstungen gelang es, die Kernschadenshäufigkeit (blaue Punkte) unter die von der IAEA heute empfohlene Obergrenze abzusinken. b) Vergleich der Sicherheit der heutigen Kernkraftwerke. Alle 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 projekt-mässig 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 andererseits die kernkraftwerksinterne Weiterentwicklung der Sicherheit unter dem Stichwort «Resilience» («Widerstandsfähigkeit»). Weitere technische Weiterentwicklungen betreffen

den Einsatz von Coated Particles⁹ als Basis für die Brennelementherstellung, die möglichst weitgehende Anwendung inhärenter Sicherheitseigenschaften¹⁰ 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 Nachzerfallswärme, 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 Verunreinigung 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 grundsätzlichen 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 Errihtungskosten für neue Kernkraftwerke dominieren die Stromerzeugungskosten und werden heute auf 3500–5000 Fr./kWh, 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

Kernergietechnologie. Einige Länder setzen zum Ersatz ihrer alternden Kernreaktoren 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 CO₂-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 radioaktiven 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 KKW.

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 Regelernergie verwendet. Wegen des unplanbaren Einsatzes scheiden sie für eine gleichzeitige Abwärmenutzung aus. Grosse Dampfkraftwerke erreichen elektrische Wirkungsgra-

de 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 (NO_x) 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 Frischdampfkopplung 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 CO₂-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. CO₂-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 CO₂-Emissionen könnte erreicht werden, wenn das CO₂ 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 CO₂eq/kWh erzeugtem Strom; für 2030 wird eine Senkung auf 390 g CO₂eq/kWh erwartet. Die Emissionen während des Betriebs belaufen sich für effizienteste Gaskraftwerke auf 320 g CO₂eq/kWh.

In Kohlekraftwerken produzierter Strom verursacht CO₂-Emissionen in der Höhe von 800 bis 1200 g CO₂eq/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 CO₂-Emissionen pro erzeugte kWh, sofern das CO₂ 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 CO₂-Kosten, je nachdem, wie die Kompensation der CO₂-Emissionen gesetzlich geregelt ist. Ohne Berücksichtigung der CO₂-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 CO₂-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 Entscheidungen ab. Besonders wichtig werden die konkreten Entscheide zum Ausstieg aus der Kernkraft sein, aber auch die Regelung der CO₂-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 CO₂, 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 CO₂ primär die Sedimentgesteine des Mittellandes in Frage. Die theoretische Speicherkapazität wird auf 2680 Mio. t CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ in Rohrleitungen zu den potenziellen Speicherstätten transportiert werden.

Die CO₂-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 CO₂-Speicherung im Untergrund der Schweiz zu bestätigen, wäre ein Pilotprojekt in kleinerem Massstab nötig. Wird CO₂ in geologischen Schichten gespeichert, besteht analog zur Geothermie das Risiko, dass beim Einpumpen Erdbeben erzeugt werden. Erdbeben gefährden überdies die sichere Lagerung des CO₂ 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 CO₂ 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 Gaskraftwer-

ken 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 CO₂-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 CO₂ – in Zukunft einen massgeblichen Beitrag zur Schweizer Stromproduktion leisten, würde der schweizerische CO₂-Ausstoss um rund 20 % erhöht.¹³ Eine Reduktion der Treibhausgasemissionen im gesetzlich vorgeschriebenen Rahmen würde dadurch praktisch verunmöglicht.

13 Modernste GuDs (320 g CO₂/kWh_{el}) würden somit für die Produktion von 25.2 TWh_{el} der KKW gut 8 Mt CO₂ ausstossen, was 20 % der gesamten Emissionen (39.6 Mt CO₂) im Jahr 2010 entspricht oder 2/3 der gesamten Gebäudeheizung.

Literatur

Diamond L. 2010: Studie zur Abschätzung des Potenzials für CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-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

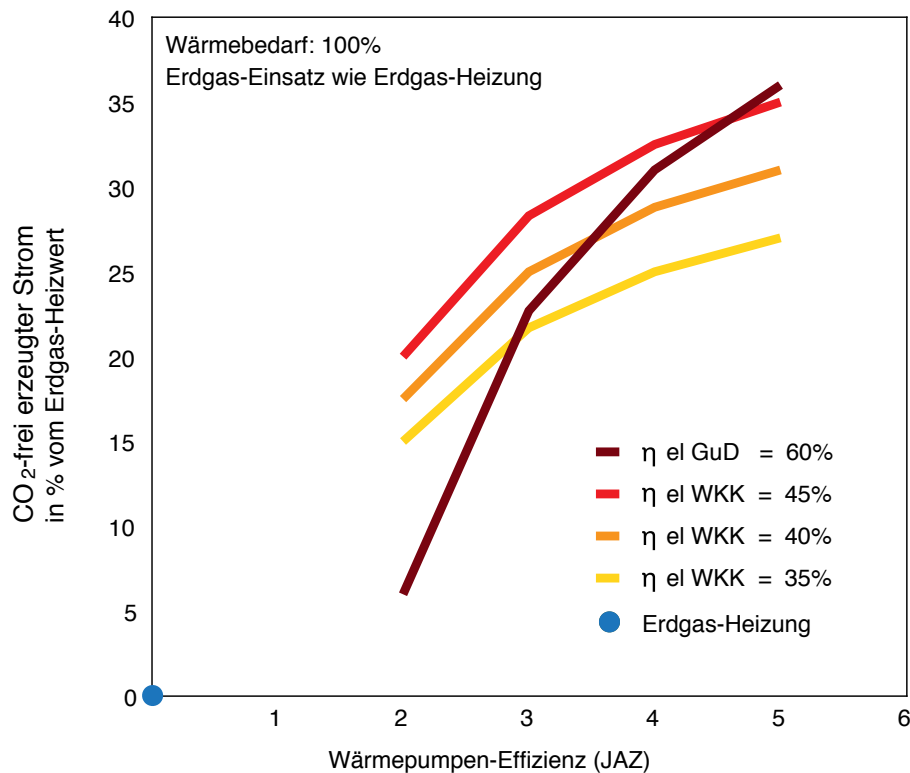


Abbildung 3.8: Zusätzliche Stromerzeugung bei der Produktion einer bestimmten Wärmemenge mit vorgegebenem Gasverbrauch: Wird Erdgas nicht in einer Gasheizung verbrannt, sondern dieselbe Gasmenge in einer WKK- oder GuD-Anlage genutzt, dann kann neben dem Betrieb einer Wärmepumpe zur Erzeugung der Wärme zusätzlich «CO₂-freier» Strom (d. h. ohne zusätzliche CO₂-Emission) erzeugt werden. Bei hohem elektrischem Wirkungsgrad η_{el} der WKK-Anlage und geringer Effizienz der Wärmepumpe (tiefe Jahresarbeitszahl JAZ¹⁴) ist die dezentrale WKK-Anlage einem GuD-Kraftwerk überlegen. Bei GuD-Grosskraftwerken werden dabei Netzverluste von 7% angenommen. (Boulouchos 2012)

in Kehrriechverbrennungsanlagen 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 CO₂-Ausstoss) zusätzlich CO₂-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 Technologien, 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 tendenziell 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 hierkömmlichen 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 CO₂-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 CO₂ (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 Betriebsspannen 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 CO₂-Kompensation oder CO₂-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

Produktionscharakteristik	Band, saisonal	Lastfolge (Sekunden)	Band, Lastfolge (Stunden)	Lastfolge (Minuten)	Stochastisch	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.

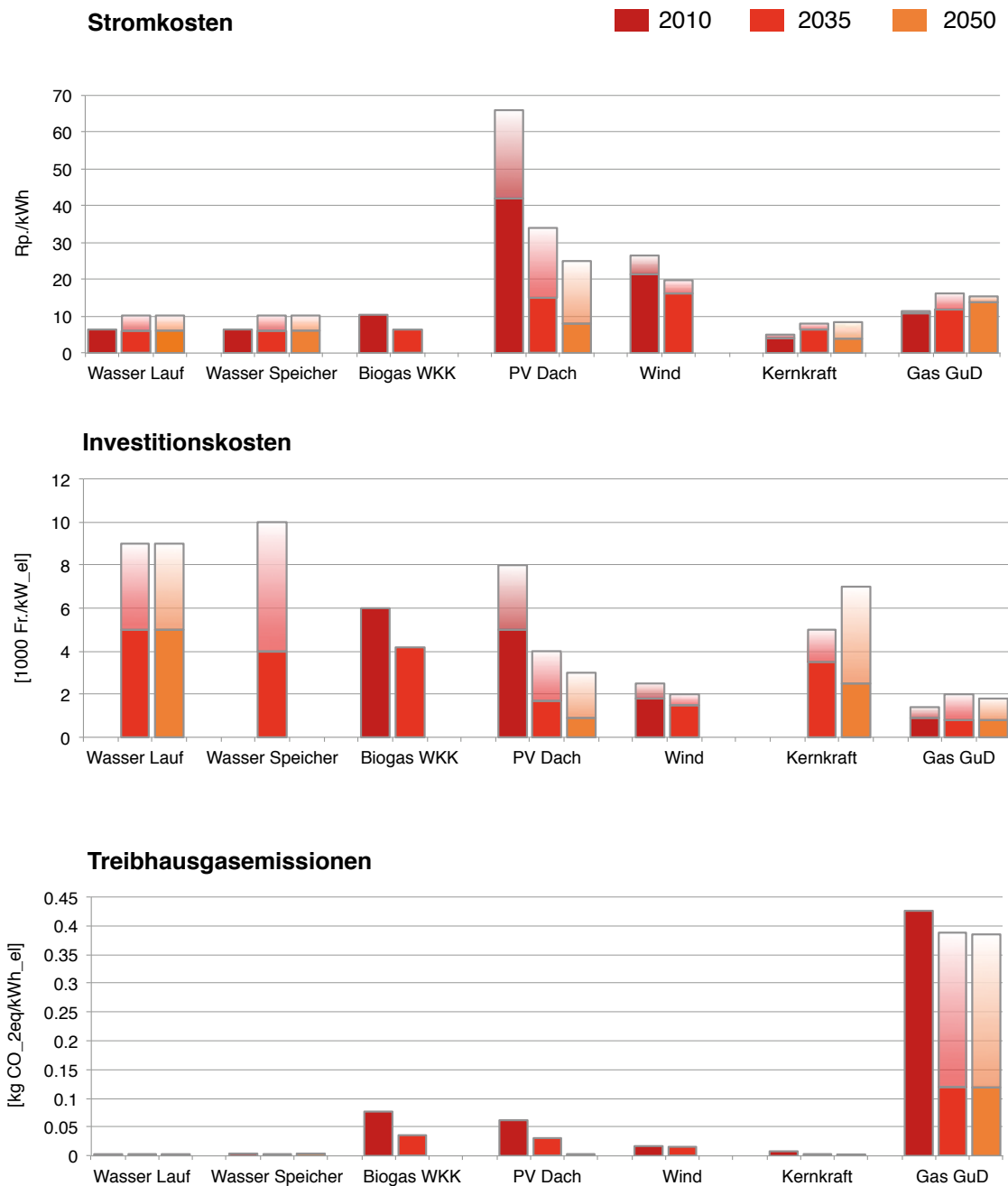


Abbildung 3.9 vergleicht ausgewählte Stromproduktionsarten unter den Gesichtspunkten Investitionskosten, Stromkosten und Treibhausgasemissionen für die Jahre 2010, 2030 und 2050. Die helleren Farbtöne geben die Bandbreite an. Die tiefen GuD-Emissionswerte und entsprechend höheren Kosten resultieren von Anlagen mit CO₂-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-

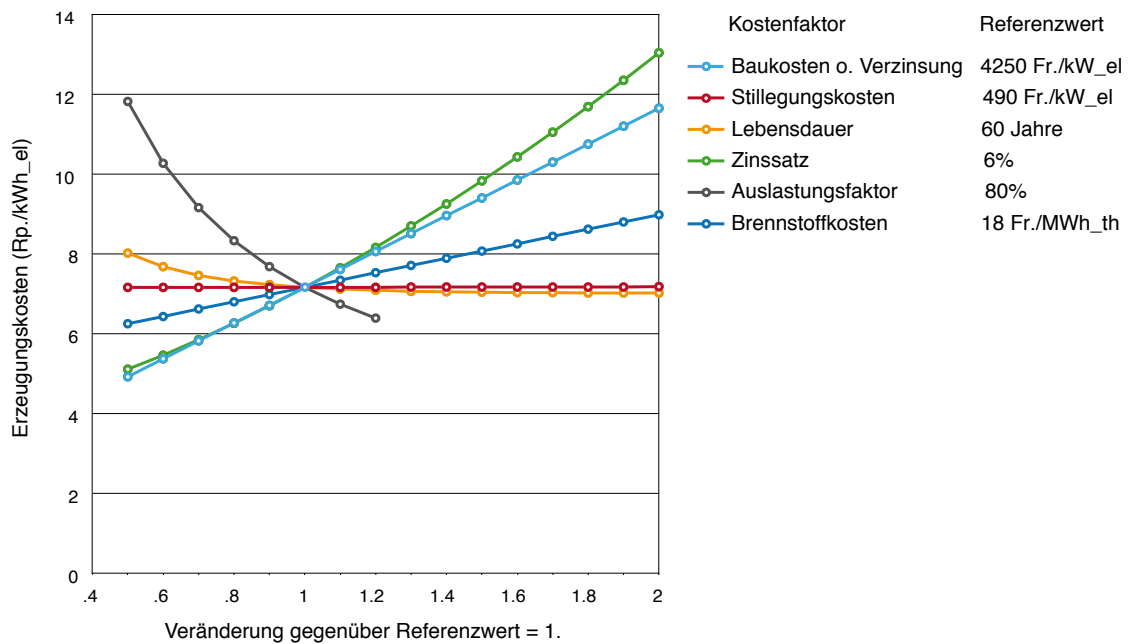


Abbildung 3.10: Kostensensitivität wichtiger Kostenfaktoren am Beispiel der Kernenergie mit Referenzwert für die Erzeugungskosten von 7.2 Rp./kWh_{el}. In diesem Beispiel verdoppeln sich die Kosten pro erzeugte kWh Strom beinahe, wenn die Auslastung von 80 auf 60 % sinkt. Wenn die Anlagekosten oder deren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

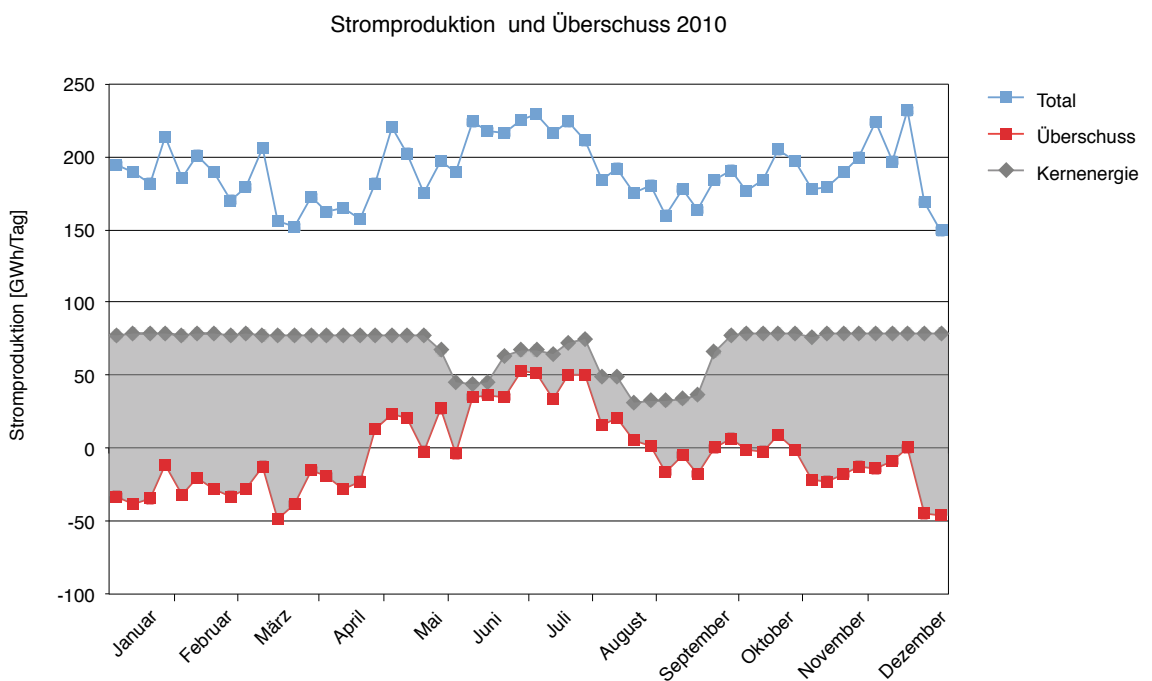


Abbildung 3.11: Wochengemittelte totale Stromproduktion (blau) im Jahr 2010. Zwischen April und August produzierte die Schweiz mehr Strom als sie verbrauchte (rot). Ohne KKW-Anteil (grau) hätte über das ganze Jahr hinweg eine Stromlücke bestanden (graue Fläche). (BFE 2011d)

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 Zertifikatspreises.

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 Geothermieranlagen 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 CO₂-Ausstoss bis 2050 auf rund 20 % der heutigen Emissionen zu senken und dies zu möglichst geringen Kosten, ist eine gewaltige Heraus-

forderung. Damit die dazu notwendigen Entscheidungen 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 Dialog 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