Die Stromproduktion von Morgen

Autor(en): **Wenger, Sophie**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **103 (2012)**

Heft (12)

PDF erstellt am: **29.04.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-857390

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Die Stromproduktion von morgen

Potenziale und Kosten von Erzeugungstechnologien bis 2050

Dem Schweizer Stromproduktionspark, der heute vor allem auf Grosswasserkraft und Kernenergie beruht, steht dem politischen Willen nach ein deutlicher Umbau bevor. Der Artikel diskutiert vor diesem Hintergrund, wie die Stromerzeugung bis im Jahr 2050 aussehen könnte.

Sophie Wenger

Gemäss Entscheid des Bundesrates und des Parlaments sollen in der Schweiz die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer sicheren Laufzeit stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Die Studie «Wege in die neue Stromzukunft» des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) hat sich unter dieser Voraussetzung eingehend mit den Potenzialen und Kosten der Erzeugungstechnologien beschäftigt, um unter vorgegebenen Rahmenbedingungen möglichst realistische Zubauszenarien zu entwickeln.

Für jede untersuchte Erzeugungstechnologie wurde aufgrund von aktuellen externen Studien und internem Branchenwissen eine Bestandsaufnahme bezüglich der Technik, der aktuellen Rahmenbedingungen, des realisierbaren Produktionspotenzials und der erwarteten Kostenentwicklung gemacht.

Produktion aus bestehenden Anlagen bis 2050

Die Schweizer Stromproduktion setzt sich heute zusammen aus rund 56 % Wasserkraft, 38 % Kernkraft, 3 % konventionell-thermischer Kraft aus fossilen Brennstoffen oder nicht erneuerbaren Abfällen sowie aus rund 2 % erneuerbarer Kraft aus Biomasse, Sonnen- und Windenergie. [1, 2] Die Schweiz bezieht zusätzlich über langfristige Importverträge Strom aus französischen Kernkraftwerken. Die Stromproduktion erfolgt heute also mehrheitlich aus erneuerbaren Quellen und ist im europäischen Vergleich sehr CO_2-arm.

Die erwartete Entwicklung der Stromproduktion aus bestehenden Anlagen ist in **Bild 1** dargestellt. Dabei wurde für die Modellrechnung eine Laufzeit der Schweizer Kernkraftwerke von 50 Jahren und der französischen Kernkraftwerke von 40 Jahren angenommen. Die weiteren bestehenden Anlagen werden am Ende ihrer Lebensdauer durch gleichwertige ersetzt. Bei der Wasserkraft wurden zusätzlich die sich Ende 2010 im Bau befindlichen Anlagen berücksichtigt sowie ein Produktionsrückgang von rund 2 TWh aufgrund neuer Restwasserbestimmungen und weiterer Auflagen. Allfällige Produktionssteigerungen, beispielsweise aufgrund von Erweiterungen oder Wirkungsgradsteigerungen, wurden nicht im Bestand, sondern im szenarienabhängigen Zubau berücksichtigt.

Bild 1 zeigt deutlich, dass sich unter diesen Annahmen die Schweizer Stromproduktion aus bestehenden Anlagen von rund 62 TWh im Jahr 2011 – zuzüglich 26 TWh aus Importverträgen – bis zum Jahr 2050 auf rund 36 TWh stark reduziert. Welche Möglichkeiten bestehen nun, um den zukünftigen Schweizer Strombedarf zu decken?

Potenziale und Kosten des Zubaus bis 2050

In der VSE-Studie «Wege in die neue Stromzukunft» wurden erstmals mit einem stundenaufgelösten europäischen Strommarkt-Modell drei verschiedene Stromproduktionsszenarien berechnet. Dabei wurden für jedes Szenario die erwartete Nachfrage, der bestehende Produktionspark **(Bild 1)** und der erwartete Ausbau an erneuerbaren Energien vorgegeben.

Ein allfälliger Schweizer Zusatzbedarf nach Strom – nach dem erwarteten Ausbau von erneuerbaren Energien – wurde im Modell durch einen Zubau von Gaskombikraftwerken oder durch Importe gedeckt. Die Wahl zwischen dem Zubau von Gaskombikraftwerken und Importen erfolgte durch eine wirtschaftliche Optimierung, also aufgrund der Strompreisentwicklungen im modellierten europäischen Markt. [3]

Verfügbare Erzeugungstechnologien

Für die Zubauszenarien wurden folgende Erzeugungsoptionen analysiert: Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, namentlich Wasser, Biomasse, Sonnenlicht (Fotovoltaik), Wind

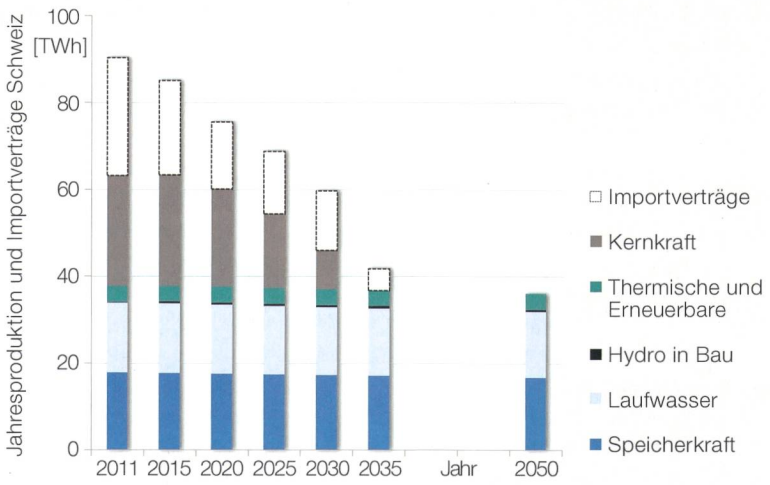

Bild 1 Entwicklung der erwarteten Stromproduktion aus heute bestehenden Anlagen einschliesslich der in Bau befindlichen Wasserkraftanlagen.

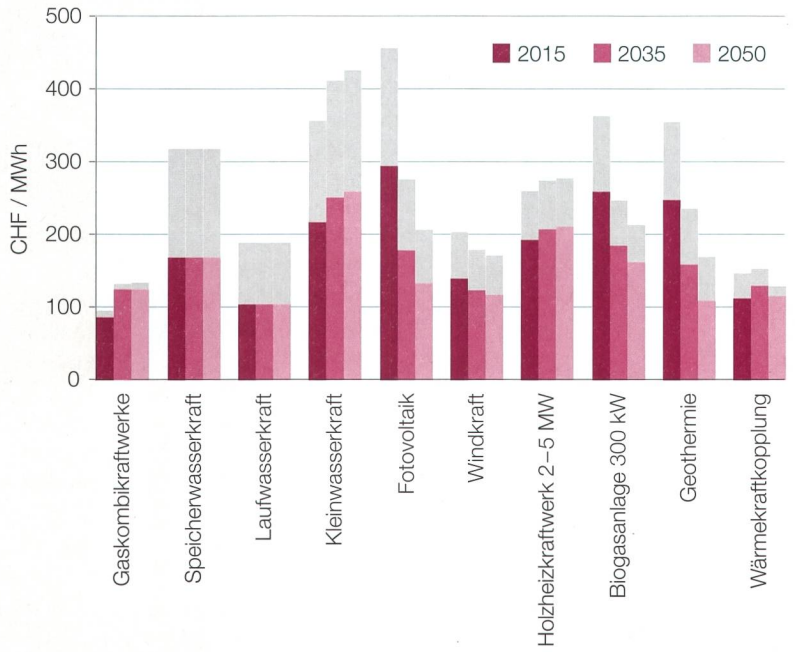

Bild 2 Geschätzte Produktionskosten verschiedener Technologien bis zum Jahr 2050.
Rot: Diskontierungszinssatz 5 %,
Grau: Diskontierungszinssatz 10 %
Wärmekraftkopplung: 2015: 200-kW-Blockheizkraftwerk; 2035: 400-kW-Blockheizkraftwerk; 2050: 400-kW-Brennstoffzelle

und Geothermie sowie Erzeugung aus fossilen Energieträgern, namentlich Erdgas in Gas- und Dampfkombikraftwerken und in Wärmekraftkopplungsanlagen.

Vergleich der Produktionskosten

Die Produktionskosten der verschiedenen Technologien wurden mit einer standardisierten Methodik berechnet, die sich insbesondere für den Vergleich zum Teil sehr unterschiedlicher Technologien eignet. Diese Methodik schafft Grundlagen für die Zusammensetzung von Produktionsszenarien aus Kostensicht. Sie ist jedoch weniger für konkrete Projektbewertungen geeignet. Dieser sogenannte «Levelized cost of electricity»-Ansatz wird unter anderem von der Internationalen Energieagentur genutzt. [4]

Die Grundidee ist, dass für jede Technologie im Rahmen einer bestimmten Amortisationsdauer die anfallenden Kosten mit den erwarteten Erträgen gleichgesetzt werden. Dabei ist die Unbekannte, nach der die Gleichung aufgelöst wird, der Preis für die produzierte Elektrizität «ab Klemme», der erzielt werden muss, um am Ende der Amortisationsdauer der Anlage eine schwarze Null zu schreiben.

Neben den diversen Inputparametern – wie Investitionskosten, Anzahl Volllaststunden oder dem Ertrag aus abgesetzter Wärme – ist eine wichtige Stellschraube der Diskontierungszinssatz. Dieser Zinssatz wird genutzt, um zukünftige Einnahmen und Ausgaben abzuzinsen, um den heutigen Barwert zu berechnen. Der gewählte Zinssatz ist abhängig davon, wie risikoreich ein potenzieller Investor ein Projekt einstuft: für eher risikoreiche Projekte, wie beispielsweise Geothermie, wird in der Regel ein höherer Zinssatz angesetzt als für risikoarme Projekte, wie beispielsweise technisch reife erneuerbare Technologien, die von einer kostendeckenden Einspeisevergütung profitieren können.

Kosten der Technologien im Einzelnen

In **Bild 2** sind die geschätzten Produktionskosten verschiedener Technologien bis zum Jahr 2050 aufgeführt. Zum Quervergleich sind die Kosten jeweils mit einem Zinssatz von 5 % und 10 % berechnet, ähnlich dem Ansatz der Internationalen Energieagentur. [4]

Für Gaskombikraftwerke erwartet man leicht steigende Kosten aufgrund langfristig steigender Gaspreise und zunehmender Kosten für die CO_2-Kompensation. [3]

Für grosse Speicher- und Laufwasserkraftwerke (Mischung aus Neu- und Umbauten) ist im Schnitt von keiner starken Änderung der Produktionskosten auszugehen. Bei Kleinwasserkraftwerken hingegen erwartet man wegen der zunehmenden Standortknappheit steigende Kosten.

Fotovoltaik gehört heute im Schnitt (Mischung aus Klein- und Grossanlagen) noch zu den teuren Technologien. [5] Die Produktionskosten sind jedoch in den letzten Jahren aufgrund des starken globalen Ausbaus deutlich gesunken, und man erwartet weitere namhafte Senkungen – unter anderem dank technologischer Entwicklungen.

Auch die Windkraft wird aufgrund des globalen Ausbaus, Skaleneffekten und technischen Verbesserungen langfristig kostengünstiger. Bei Holzheizkraftwerken geht man von tendenziell steigenden Kosten aus. Dies ist bedingt durch höhere Rohstoffpreise (steigende Nachfrage) und einen sinkenden Erlös aus dem Verkauf anfallender Wärme (langfristig sinkender Bedarf).

Die Produktionskosten aus Biogasanlagen sind heute relativ hoch, da eher kleinere Leistungseinheiten gebaut werden und die Rohstofflogistik anspruchsvoll ist. Man erwartet jedoch ein Kostensenkungspotenzial aufgrund technischer Verbesserungen und des Baus grösserer Kraftwerke.

Die Produktionskosten von Geothermiekraftwerken sind heute schwer abzuschätzen, da in der Schweiz noch keine Anlage mit Stromproduktion existiert. Aktuelle Schätzungen bewegen sich im Rahmen der heutigen kostendeckenden Einspeisevergütung. [5] Sollte sich aber die technische Machbarkeit demnächst erweisen, besteht ein hohes Kostensenkungspotenzial für zukünftige Anlagen aufgrund technischer Verbesserungen, Skaleneffekten (prinzipiell kann ein ergiebiger Standort für mehrere Bohrungen und Kraftwerke genutzt werden) und eines allfälligen Verkaufs anfallender Wärme.

Die Produktionskosten von Wärmekraftkopplungsanlagen sind stark abhängig von den Brennstoffpreisen. Langfristig könnten die Kosten dank verbesserter Technologien, beispielsweise Brennstoffzellen, sinken.

Es fällt auf, dass die Produktionskosten aller dargestellten Technologien tendenziell über dem heute erzielbaren Strommarkt-Preis liegen. Dieser hat sich 2011 bei rund 70–80 CHF/MWh

eingependelt. [6] Die meisten Projekte sind daher nicht rentabel und bedürfen der Förderung, beispielsweise in Form einer Einspeisevergütung oder durch weitere marktnähere Mechanismen.

Einfluss des Zinssatzes

Deutlich erkennbar ist der Effekt des Zinssatzes auf die berechneten Produktionskosten: Bei einem hohen Zinssatz fallen die früh getätigten Kapitalkosten (Investitionskosten) stärker ins Gewicht als Kosten, die regelmässig über die Laufzeit anfallen (Betriebs- und Brennstoffkosten).

Bei Gaskombikraftwerken, Wärmekraftkopplungsanlagen und Biomassekraftwerken ist der Anteil der Betriebs- und Brennstoffkosten an den gesamten Produktionskosten relativ hoch. Der Einfluss des Zinssatzes ist daher klein. Bei Kraftwerken, die hohe Investitionskosten, jedoch kaum Betriebskosten aufweisen – wie Wasserkraftwerke, Fotovoltaik, Windkraft und Geothermie –, ist der Einfluss des Zinssatzes sehr deutlich. Hier muss für jede Technologie individuell das erwartete Projektrisiko bewertet werden, wobei bei einem tiefen erwarteten Risiko ein tieferer Zinssatz angesetzt wird.

In **Bild 3** sind zum Vergleich die Kostenkomponenten der Produktionskosten der verschiedenen Technologien dargestellt.

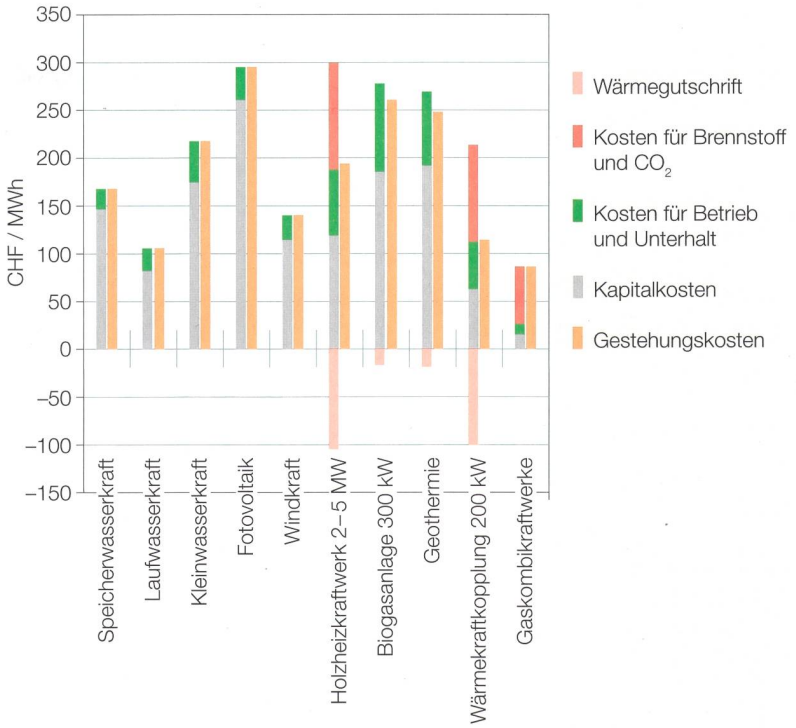

Bild 3 Geschätzte Produktionskosten verschiedener Technologien im Jahr 2015 und ihre Kostenkomponenten; Diskontierungszinssatz 5 %.

Maximal realisierbare Zubaupotenziale

Bei der Definition der Zubaupotenziale wurde auf die Definition des Energietrialogs Schweiz zurückgegriffen. [7]

Bilder: VSE

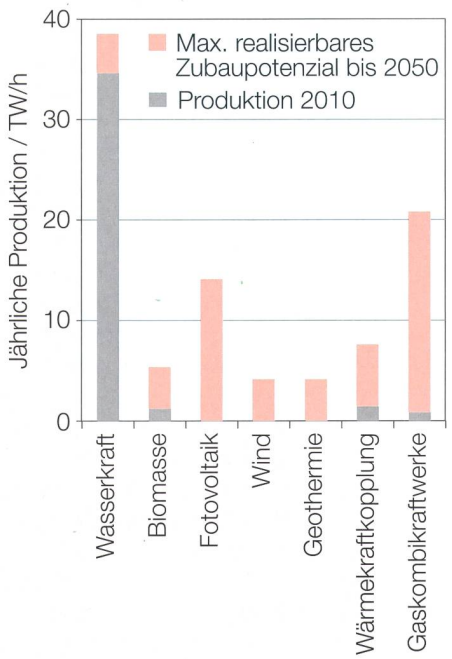

Bild 4 Vergleich der heutigen jährlichen Stromproduktion und des geschätzten maximal realisierbaren Zubaupotenzials bis 2050 für verschiedene Technologien.

Die im Folgenden erwähnten Potenziale beziehen sich auf die Zubaupotenziale, die unter optimalen Bedingungen maximal realisiert – oder erwartet – werden können. Dabei werden Reduktionen des Potenzials aufgrund von technischen, wirtschaftlichen, ökologischen und gesellschaftlichen Einschränkungen berücksichtigt.

Das effektiv realisierbare Zubaupotenzial einer Technologie ist von den angenommenen Rahmenbedingungen abhängig. So kann sich beispielsweise das realisierbare Potenzial einer Technologie dank Fördermassnahmen stark erhöhen oder durch verschärfte Umweltauflagen deutlich reduzieren. Der VSE hat daher für drei Szenarien mit verschiedenen angenommenen Rahmenbedingungen unterschiedliche realisierbare Potenziale je Technologie abgeschätzt. [8]

In **Bild 4** wird die heutige jährliche Schweizer Stromproduktion verschiedener Technologien mit dem maximal realisierbaren Zubaupotenzial verglichen.

Wasserkraft

Das Wasserkraftpotenzial gilt als praktisch ausgereizt. Schutzauflagen und zum Teil mangelnde gesellschaftliche Akzep-

Technologie	VSE-Szenario			BFE-Energieperspektiven, 2011		ETHZ-Studie, 2011	
	1	2	3	Variante 1 (Ersatz KKW)	Variante 2 (kein Ersatz KKW)	Wahrscheinlicher Wert	Bandbreite
Grosswasserkraft (brutto)	2	3	4	3	5	4	0–6
Kleinwasserkraft (brutto)	1	1,5	2				
Biomasse	2,5	3	4	1,4	2,6	6	5–8
Fotovoltaik	3,5	8,5	14	4,8	10,4	14	10–20
Wind	2	3	4	1,2	4	3	2–4
Geothermie	2	3	4	1,4	4,4	4	0–8
Total erneuerbare Energien	13	23	32	11,8	26,4	31	17–46
Wärmekraftkopplungsanlagen (fossil)	Zubau nach wirtsch. Kriterien			5,7	13,5	k.A.	k.A.
Gaskombikraftwerke	Zubau nach wirtsch. Kriterien			Keine Beschränkung		k.A.	k.A.

Tabelle Vergleich des Zubaupotenzials gemäss VSE, Bundesamt für Energie und ETH Zürich bis 2050 in TWh.

tanz hemmen die endgültige Ausschöpfung. [9, 10] Unter optimalen Bedingungen rechnet der VSE mit einer Zusatzproduktion von netto maximal 4 TWh.

Biomasse

Die Nutzung der Biomasse zur Stromproduktion ist eingeschränkt durch die limitierte nachhaltig nutzbare Ressource, energetische Umwandlungsverluste, einen langfristig sinkenden Wärmebedarf und eine zukünftig verstärkte Nutzung von Biotreibstoffen. [11] Der VSE rechnet mit einem Zubaupotenzial von bis zu 4 TWh.

Fotovoltaik

Das Zubaupotenzial für Fotovoltaik ist aufgrund der zahlreichen geeigneten Gebäudeflächen hoch. [12] Es kann jedoch aufgrund der heute noch ungenügenden Wirtschaftlichkeit erst stufenweise erschlossen werden. Der VSE rechnet mit einem Zubaupotenzial von bis zu 14 TWh. Dieses Maximalszenario entspräche einer Nutzung von 80 % der geeigneten Gebäudeflächen beziehungsweise einer Nutzung von knapp 45 % der gesamten bebauten Grundfläche in der Schweiz.

Windkraft

Das Windpotenzial in der Schweiz ist stark beschränkt durch limitierte Standorte, Schutzauflagen, langwierige Bewilligungsverfahren und zum Teil mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz. [11] Der VSE rechnet mit einem Zubaupotenzial von maximal 4 TWh.

Geothermie

Das Potenzial für Strom aus Geothermie ist mit vielen Unsicherheiten behaftet. In einem ersten Schritt muss in der Schweiz die technische Machbarkeit erwiesen werden. Unter optimalen Bedingungen – etwa höhere Förderung, Risikogarantien, vereinfachte Bewilligungsverfahren und starke technische Verbesserungen – sind bis 4 TWh Zubaupotenzial bis zum Jahr 2050 denkbar.

Wärmekraftkopplungsanlagen

Der Ausbau von Wärmekraftkopplungsanlagen ist abhängig vom langfristig sinkenden Wärmebedarf, zusätzlicher Förderung und technischen Verbesserungen.

Gaskombikraftwerke

Der zukünftige Bau von Gaskombikraftwerken ist stark abhängig von der erwarteten Wirtschaftlichkeit (Brennstoffpreise, Kompensationsmassnahmen) und von der gesellschaftlichen Akzeptanz. [13] Aufgrund der bestehenden Gasinfrastruktur rechnet der VSE mit einem Zubaupotenzial von bis zu 20 TWh.

VSE-Zubaupotenziale im Vergleich zu weiteren Studien

Im Folgenden werden die Zubaupotenziale der VSE-Szenarien mit aktuellen Szenarien des Bundesamtes für Energie (BFE) [14] und der ETH Zürich [15] verglichen (Tabelle). Zu beachten ist, dass diese Studien jeweils von unterschiedlichen Umfeldprämissen ausgehen.

In der Variante 1 des BFE stammt ein Grossteil der Produktion aus Kernkraftwerken und allenfalls Gaskombikraftwerken. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im Rahmen der bisherigen Energiepolitik. In der Variante 2 werden die Kernkraftwerke am Ende ihrer Laufzeit nicht ersetzt. Im Rahmen einer neuen Energiepolitik werden die erneuerbaren Energien verstärkt ausgebaut.

Die ETH-Studie geht wie die Variante 2 des BFE und die VSE-Szenarien davon aus, dass die bestehenden Kernkraftwerke nicht ersetzt werden. Auch der verstärkte Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt in der ETH-Studie im Rahmen einer neuen Energiepolitik. In Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien kann das VSE-Szenario 1 mit der BFE-Variante 1 verglichen werden, das Szenario 2 mit der BFE-Variante 2 und das VSE-Szenario 3 mit der ETH-Studie.

Schlussfolgerungen

Die für den Umbau des Schweizer Produktionsparks infrage kommenden Technologien sind heterogen in Bezug auf ihre technische Reife, erwarteten Kosten und gesellschaftliche Akzeptanz. Hier nicht behandelt wurden ihre unterschiedliche Betriebsart beziehungsweise Energiequalität und die Umweltverträglichkeit. All diese Faktoren bestimmen sehr stark das zu erwartende realisierbare Potenzial bis ins Jahr 2050.

Auch die wesentlichen Zubauhemmnisse sind technologiespezifisch: Der Ausbau der Fotovoltaik beispielsweise wird zurzeit vor allem von der mangelnden Rentabilität begrenzt, Wind und Wasser benötigen eine bessere Akzeptanz und vereinfachte Bewilligungen, während für die Geothermie Technik und Kosten wesentliche Hemmnisse darstellen.

Referenzen

[1] Bundesamt für Energie: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2010, 2011.
[2] Bundesamt für Energie: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien – Ausgabe 2010, 2011.
[3] Pöyry: Angebot und Nachfrage nach flexiblen Erzeugungskapazitäten in der Schweiz – Studie im Auftrag des VSE, 2012.
[4] International Energy Agency: Projected Costs of Generating Electricity, 2010.
[5] Energieverordnung vom 7. Dezember 1998, SR 730.01 (Stand 1. März 2012).
[6] Stiftung kostendeckende Einspeisevergütung: Geschäftsbericht 2011.
[7] Energietrialog Schweiz: Energie-Strategie 2050 – Impulse für die schweizerische Energiepolitik – Kurzfassung, 2009.
[8] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen: Wege in die neue Stromzukunft – Gesamtbericht, 2012.
[9] R. Pfammatter: Ausbaupotenzial der Wasserkraft, Bulletin SEV/VSE 2/2012, 2012.
[10] Bundesamt für Energie: Wasserkraftpotenzial der Schweiz – Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050, Juni 2012.
[11] Bundesamt für Energie: Das Potenzial der erneuerbaren Energien bei der Elektrizitätsproduktion, August 2012.
[12] International Energy Agency: Potential for Building Integrated Photovoltaics, 2002.
[13] Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation: Zukunft der nationalen Infrastrukturnetze der Schweiz – Bericht des Bundesrates vom 17. September 2010, 2010.
[14] Bundesamt für Energie: Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates – Frühjahr 2011 – Zusammenfassung, Bern 2011.
[15] K. Boulouchos, G. Andersson und L. Bretschger: Energiezukunft Schweiz, ETH Zürich 2011.

Angaben zur Autorin

Dr. **Sophie Wenger** ist Leiterin Innovationsmanagement beim Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ). Im VSE-Projekt «Wege in die neue Stromzukunft» leitete sie das Teilprojekt Angebot. Sie ist Physikerin ETH und promovierte über neuartige Farbstoff-Solarzellen.

EWZ, 8050 Zürich
sophie.wenger@ewz.ch

Résumé **La production d'électricité de demain**

Potentiels et coûts des technologies de production jusqu'en 2050

En 2011, la production d'électricité en Suisse s'élevait à environ 62 TWh. Etant donné que les centrales nucléaires suisses ne seront pas remplacées et suite aux nouvelles dispositions concernant les eaux résiduelles et à d'autres obligations pour l'hydraulique, la production d'électricité des centrales existantes diminuera d'environ 36 TWh jusqu'en 2050. Ce sont les conclusions auxquelles aboutissent les calculs de l'étude « Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur » réalisée par l'Association des entreprises électriques suisses. Par ailleurs, les contrats d'importation pour l'électricité provenant des centrales nucléaires françaises arrivent à leur fin.

L'étude a également analysé les coûts et les potentiels de la production supplémentaire d'électricité jusqu'en 2050. Les coûts de production de toutes les technologies ont tendance à être supérieurs au prix actuel du marché de l'électricité. De ce fait, la majeure partie des projets n'est pas rentable et nécessite l'aide de l'Etat.

Dans un cas optimal, l'étude calcule avec au maximum les potentiels d'extension suivants: pour l'hydraulique 4 TWh, la biomasse 4 TWh, le photovoltaïque 14 TWh, l'éolien 4 TWh, la géothermie 4 TWh et pour les centrales à gaz à cycle combiné 20 TWh (production annuelle).

Les obstacles à surmonter sont différents d'une technologie à l'autre: l'extension du photovoltaïque est actuellement limitée par le manque de rentabilité. Le vent et l'eau doivent bénéficier d'une meilleure acceptation régionale et sociale, ainsi que de procédures d'autorisation simplifiées alors que pour la géothermie, ce sont les coûts et la technique qui constituent les principaux obstacles. Mn

Nous sommes votre fournisseur de solutions complètes pour la distribution d'énergie et la connectique pour câbles dans les domaines de la moyenne et de la basse tension. Du conseil à la maintenance, vous bénéficiez du vaste savoir-faire de nos spécialistes et de notre service 24 h/24, synonyme d'énergie illimitée. Partout. Aujourd'hui. Et demain. **powersystems.cellpack.com**

CELLPACK
Power Systems

Concevoir, construire, connecter.

ePORTAL FÜR EVU

Das SWiBi ePortal für EVU wird bereits im Januar 2013 lanciert. Gerne halten wir Sie auf dem Laufenden, senden Sie uns dazu ein Mail mit dem Betreff «SWiBi ePortal» an unseren Kundenberater Martin Lang **martin.lang@swibi.ch**

Nutzen Sie das Internet für den Kundendialog und geben Sie Ihren Kunden die Möglichkeit zur Self-Service Kundenadministration. Mit dem neu entwickelten ePortal von SWiBi kann der Endkunde online auf seine Rechnungen zugreifen, seine Stammdaten mutieren, seine Verbrauchskurve einsehen und seinen Energiemix anpassen.

Dank der Eigenentwicklung SWiBi-Cube können bestehende EVU-Anwendungen wie IS-E oder SAP mit dem SWiBi ePortal verbunden werden. Dies erlaubt eine rasche Implementation und hält die Investitionsaufwände angenehm tief.

iimt
University of Fribourg
international institute
of management in technology

Weiterbildung im Energiebereich

Suchen Sie eine neue Herausforderung?

Das iimt bietet vielseitige und massgesschneiderte Weiterbildung im Bereich Utility Management an. Die verschiedenen Lehrgänge am iimt verschaffen einen Einblick in unterschiedliche Denkweisen und ermöglichen es, den nationalen und internationalen Markt zu verstehen und adäquate Geschäftsstrategien zu entwickeln.

- **Flexibel:** Durch die flexible Kursstruktur kombinieren Sie Ihre privaten und beruflichen Herausforderung. Sie wählen den Starttermin und die Dauer Ihres Studiums.
- **Massgeschneidert:** Stellen Sie sich Ihre Weiterbildung nach Ihren Wünschen und Bedürfnissen zusammen. Besuchen Sie die Module oder den Lehrgang Ihrer Wahl.
- **Aufbauend:** Vom Fachkurs zum Executive CAS, Diploma oder MBA. Ihre Kursmodule werden an Ihr weiteres Studium angerechnet.
- **Von Praktiker zu Praktiker:** Lernen Sie die Theorie in der Praxis anzuwenden und setzen Sie Gelerntes direkt um.

Executive MBA in Utility Management
(30 Module)

Executive Diploma in Utility Management
(20 Module)

Executive CAS in Utility Management
(10 Module)

Individuelle Fachkurse
(1-3 Module)

iimt - international institute of management in technology - University of Fribourg
Bd de Pérolles 90 - CH-1700 Fribourg - Phone +41 26 300 84 30 - Fax +41 26 300 97 94 - e-mail info@iimt.ch - www.iimt.ch