

Neue Energiestrategie 2050

Das Zusammenspiel von Fotovoltaik und Speicherkraftwerken

Die neue Energiestrategie der Schweiz hat zwei Hauptstossrichtungen: Einerseits die schrittweise Abschaltung der Kernkraftwerke, andererseits die Kompensation des Produktionsausfalls durch den intensiven Ausbau erneuerbarer Energien und insbesondere der Fotovoltaik sowie durch Energieeffizienzmassnahmen. Das Energy Center der EPFL hat eine Studie über das Zusammenspiel der Fotovoltaik und den Speicherkraftwerken erstellt, um zu ermitteln, inwieweit eine solche Strategie mit Erfolg angewendet werden könnte.

Ralf M. Dyllick-Brenzinger, David C. Yoon, Hans B. Püttgen

Am 25. Mai, in Folge des Unfalls im japanischen Kernkraftwerk Fukushima, hat der Bundesrat die Inkraftsetzung einer neuen Energiestrategie bis zum Jahr 2050 auf den Weg gebracht. Im Zentrum der energiepolitischen Weichenstellung steht die Entscheidung, durch den Verzicht auf den Neubau von Kernkraftwerken am Ende der Lebensdauer der existierenden fünf aus der Kernenergie auszustiegen. Die zwei weiteren Säulen der vom Bundesrat vorgeschlagenen Energiestrategie sind einerseits der massive Aus-

bau der erneuerbaren Energien und insbesondere der Fotovoltaik und andererseits ein breites Spektrum von Energieeffizienzmassnahmen. Das Parlament hat die Vorschläge des Bundesrates schnell gutgeheissen, sehr schnell im Fall des Nationalrates und nach einer breiteren Debatte auch im Ständerat.

Dieser Artikel präsentiert die Ergebnisse einer vom Energy Center der EPFL durchgeführten Studie, die zum Ziel hat zu ermitteln, inwieweit diese neue Energiestrategie erfolgreich umgesetzt werden

kann. Die Studie richtet den Fokus auf eine Facette der Herausforderung, nämlich der Interaktion zwischen der wachsenden solaren Stromerzeugung und den verfügbaren Energiespeicherkapazitäten in Form von Speicherseen.

Neue Energiepolitik bis 2050

Obwohl es dem Eidgenössischen Nuklearsicherheitsinspektorat (Ensi) obliegt, über die Sicherheit und die Abschaltung der Kernkraftwerke zu entscheiden, ist die Planungsannahme für die Lebensdauer der einzelnen Reaktoren 50 Jahre. Unter diesen Annahmen fasst **Bild 1** die grundsätzlichen Annahmen des Bundesamts für Energie (BFE) zur Energiepolitik 2050 in Hinblick auf Verbrauch und Erzeugung bis 2050 zusammen.

Der Landesverbrauch, der Übertragungs- und Verteilungsverluste beinhaltet, belief sich in 2010 auf 64 TWh. Für 2050 sagt das BFE eine Steigerung auf 86 TWh voraus, falls keine weiteren Massnahmen ergriffen werden sollten. Das Nachfrageszenario «Neue Energiepolitik» berücksichtigt die Möglichkeit, durch Energieeffizienzmassnahmen den Verbrauchsanstieg deutlich zu reduzieren und auf lange

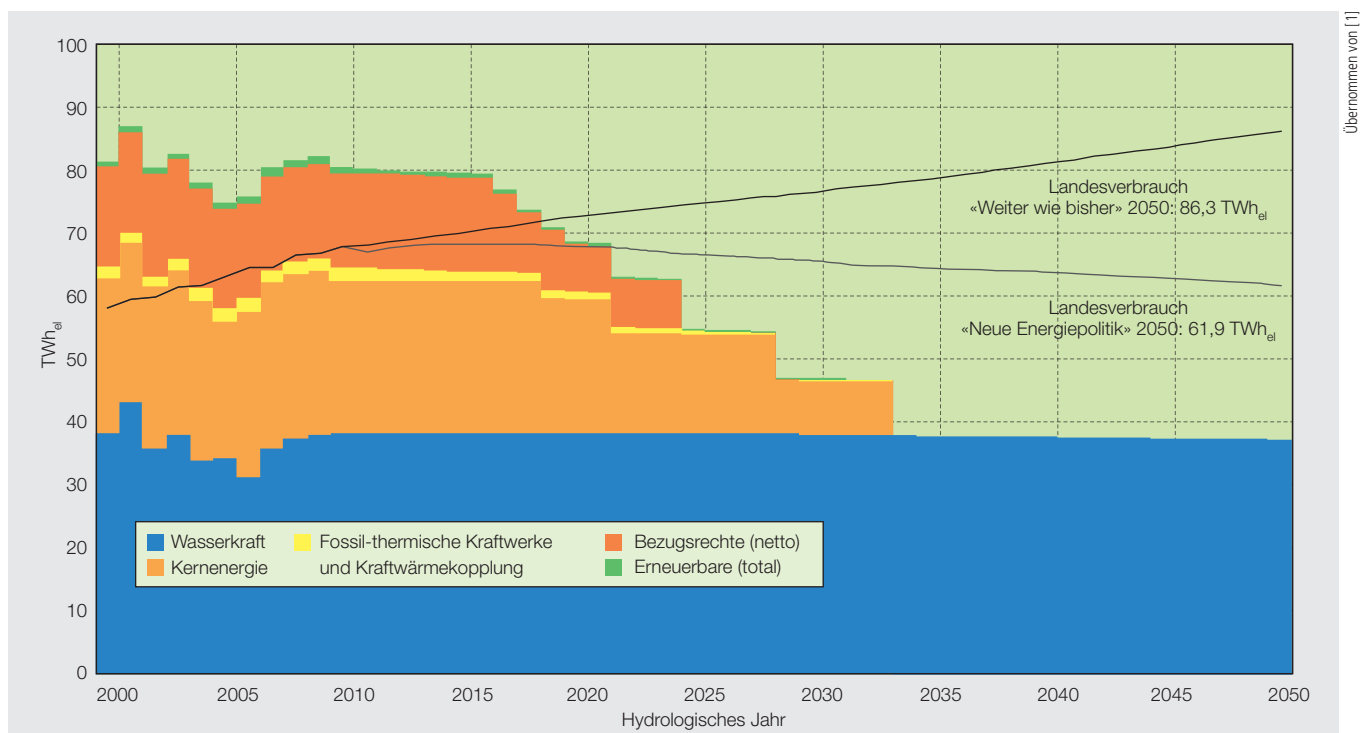


Bild 1 Darstellung der Energiepolitik bis 2050 (angepasst von [1]).

Frist sogar umzukehren. In diesem Szenario erreicht der Landesverbrauch 2050 62 TWh. Die heutige Stromproduktion der fünf Kernkraftwerke in Höhe von rund 26 TWh wird deutlich vor 2050 ausser Dienst gestellt. Es ist geplant, sie durch 24 TWh aus sogenannten neuen erneuerbaren Energiequellen (z.B. Wind, Sonne, Geothermie) zu ersetzen. Die Restproduktion von rund 38 TWh wird von den bereits existierenden Kraftwerken abgedeckt.

Herausforderung bei der Netzintegration von neuen erneuerbaren Energien

Die Energiepolitik des Bundesrats setzt in hohem Masse auf die Fotovoltaik. Heute ist die Schweiz weit davon entfernt, diesbezüglich eine Führungsposition inne zu haben. Im direkten und im pro Kopf Vergleich mit den vier Nachbarn liegt die Schweiz zurück (Bild 2). So liegt die installierte pro Kopf Kapazität rund 50% hinter Frankreich und Österreich zurück. Die beiden weltweiten Fotovoltaik-Pioniere Deutschland und Italien weisen ein um ein Vielfaches über dem Schweizer Niveau liegende Fotovoltaikpenetration auf. Ein Nachteil der Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien ist die fehlende Steuerbarkeit und die unmittelbare Abhängigkeit von der Jahres- und Tageszeit bzw. den aktuell vorherrschenden Wetter- und Windverhältnissen. Die Auswirkungen dieser Abhängigkeit auf die Stromerzeugung ist in Bild 3 für die zweite Hälfte des Monats Juni 2012 dargestellt.

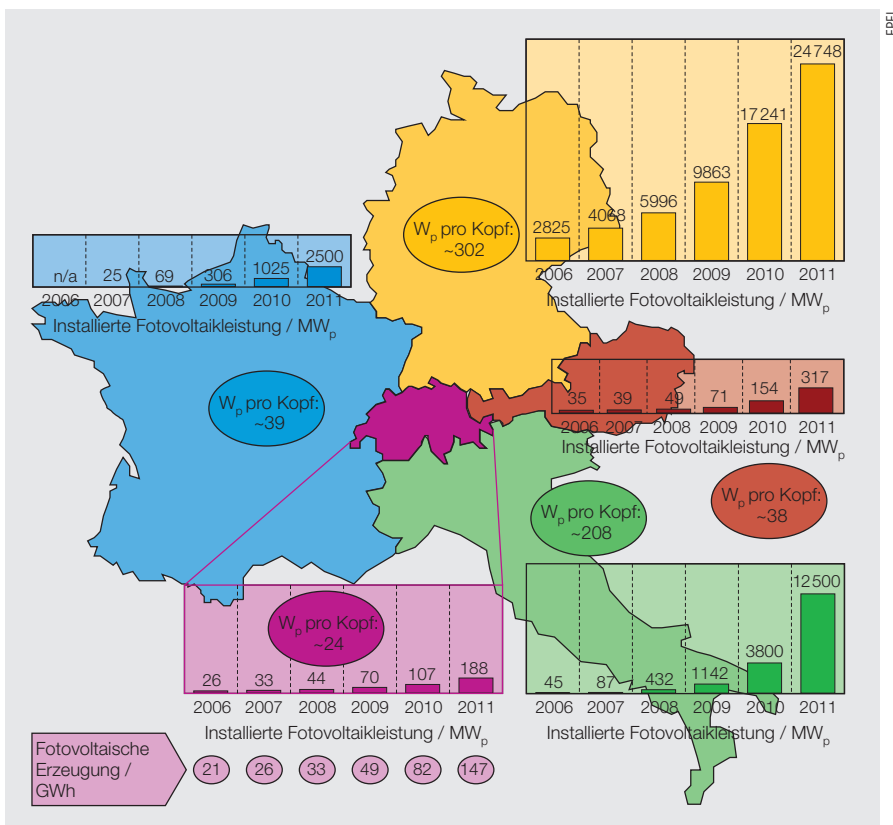


Bild 2 Installierte Fotovoltaikleistung in der Schweiz und den Nachbarländern [2].

Der rapide Ausbau der Fotovoltaik aber auch der Windkraft werfen mehrere generelle Herausforderungen hinsichtlich Ihrer Integration in das Stromsystem auf. Es handelt sich dabei um die folgenden:

- Stromerzeugung: In welchem Masse können die Erneuerbaren die heutige Stromerzeugung der Kernkraftwerke an-

gesichts deren schrittweiser Abschaltung ausgleichen?

- Stromspeicherung: Kann die benötigte Speicherkapazität zur Verfügung gestellt werden, um die Grundlast der Kernkraftwerke durch die volatile und variable Erzeugung aus Wind und Sonne zu ersetzen?

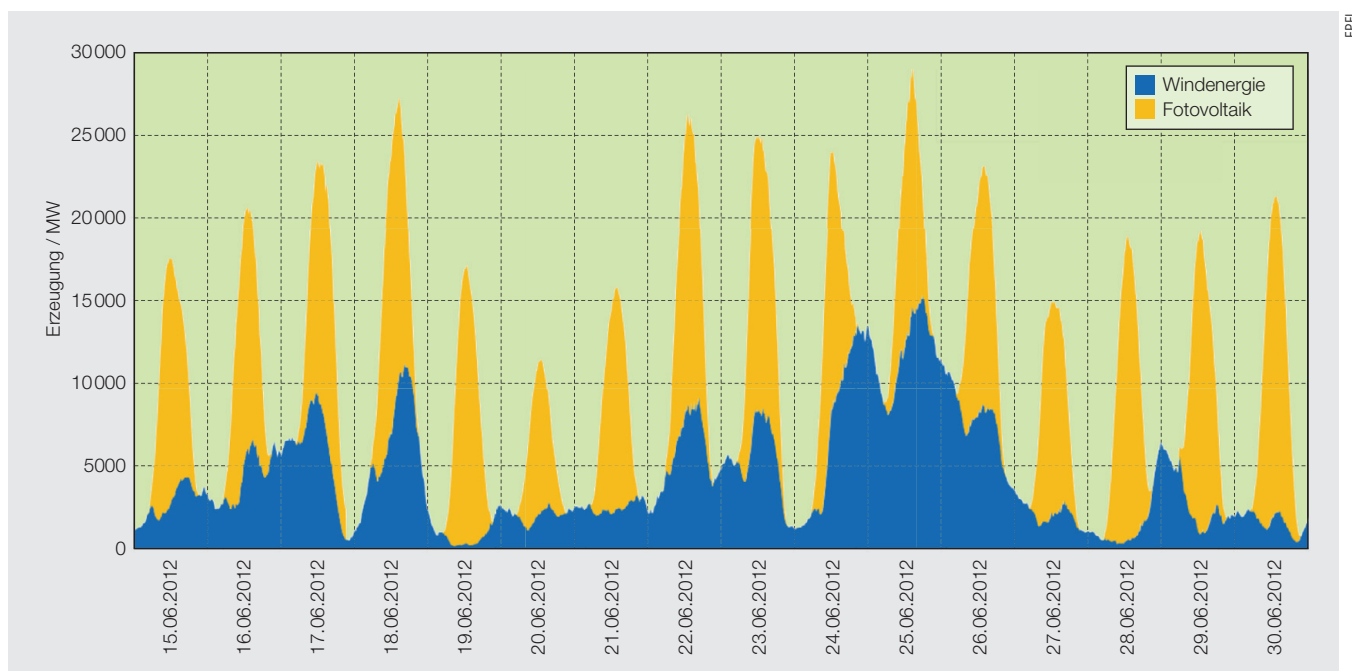


Bild 3 Stromerzeugung aus Sonne und Wind in Deutschland in der zweiten Juni-Hälfte 2012 [3].

	2015	2020	2025	2030	2040
CEN	65 950	67 600	69 250	70 850	70 850
Weiter	66 750	71 100	73 150	75 150	79 900

Tabelle 1 Simulierter Stromverbrauch für die Szenarien CEN und Weiter (in GWh).

	2015	2020	2025	2030	2040
25 %	1050	2400	3800	5300	6050
50 %	2100	4900	7900	11 100	12 600

Tabelle 2 Simulierte Erzeugung aus Fotovoltaik für die Szenarien 25% und 50% (in GWh).

■ **Netzbelastung:** Inwieweit können zusätzliche erneuerbare Erzeugungskapazitäten zu Netzengpässen führen, die unter bestimmten Wind- und Einstrahlungsbedingungen die Netzstabilität gefährden und eine Abregelung von Wind- und Sonnenkraftwerken nach sich ziehen?

Grundsätzlich verfügt die Schweiz dank seiner zahlreichen flexiblen Wasserkraftwerke über einen Stromerzeugungsmix, der die Integration der variablen Erneuerbaren in das Stromsystem ausgesprochen begünstigt.

Saisonale Veränderung der Speicherkapazitäten

Die Speicherseen erlauben bereits heute die saisonale Speicherung sehr grosser Energiemengen und damit die zeitliche Verschiebung der Stromproduktion vom Sommer in den Winter. Die entscheidende Frage ist daher nicht ob, sondern bis zu welchem Grad die existierenden Speicher die Produktion der Erneuerbaren absorbieren und sinnvoll in das System integrieren können.

In der Tat ist diese Frage aufgrund der schweizerischen Spezifika von besonderer Bedeutung:

■ Der Stromverbrauch ist im Sommer kleiner als im Winter.

■ Die Produktion aus Wasserkraft ist im Sommer höher als im Winter und damit invers zum Verbrauchsverlauf. Daher erreichen die Speicherseen ihren höchsten Stand am Ende des Sommers.

■ Die Stromproduktion aus Fotovoltaik ist im Sommer am höchsten.

Daher muss in einem ersten Schritt untersucht werden, inwieweit die Stromerzeugung aus Wasserkraft, die im Gegensatz zur Erzeugung aus Fotovoltaik zeitlich gestreckt bzw. komplett verschoben werden kann, sich in den Winter verlagern lässt. Das Problem ist dabei die tatsächlich in Zukunft verfügbare Speicherkapazität zu bestimmen, um eine zielorientierte Politik in Bezug auf die Fotovoltaik in Kraft zu setzen. Die im folgenden dargestellte Studie erlaubt einige erste Antworten auf diese Frage.

Ziel der Studie und ihre Annahmen

Das primäre Ziel der Studie war eine erste Antwort hinsichtlich der Machbarkeit von bestimmten Ausbauszenarien der Fotovoltaik unter Berücksichtigung der Grenzen, die durch die Speicherkapazität des Stroms sowie aus Versorgungssicherheitsüberlegungen resultieren. Es war kein deklariertes Ziel, die Funktionsweise des schweizerischen Stromerzeugungs- und -übertragungssystems in grosser Detailtiefe und unter Berücksichtigung von Marktreaktionen zu simulieren.

Ausgangsbedingungen und Annahmen

Die vorgestellten Ergebnisse der Studie beschränken sich auf jährliche Betrachtungen (jährliche Granularität der Ergebnispräsentation). Die Berechnun-

gen sind jedoch für die gesamte untersuchte Periode auf monatlicher Basis ausgeführt (monatliche Granularität der Analyse). Die zugrundeliegenden Studienannahmen werden in der Folge vorgestellt.

Studienperiode und Abschaltung der Kernkraftwerke

Die im Rahmen der Studie untersuchte Periode erstreckt sich bis ins Jahr 2040. Die Ergebnisse werden für die Jahre 2020, 2025, 2030 und 2040 dargestellt. Es ist weiterhin für die Ausserdienststellung der Kernkraftwerke Mühleberg, Beznau I und II das Jahr 2021 angenommen. Für Gösgen und Leibstadt gelten gleichermassen 2029 und 2035. Die angenommene jeweilige jährliche Stromproduktion bis dahin ist ein Mittelwert der Jahre 2000–2010 und beläuft sich auf 8700 GWh für die Kraftwerke der ersten Generation, 7900 GWh für Gösgen und 8800 GWh für Leibstadt. Grundlage für die Mittelwertbildung ist grundsätzlich die Schweizerische Elektrizitätsstatistik. [4]

Stromnetz

Die Integration der erneuerbaren Energien stellt eine grosse technische Herausforderung dar und bedarf Anpassungen an der Stromübertragungs- und -ver-

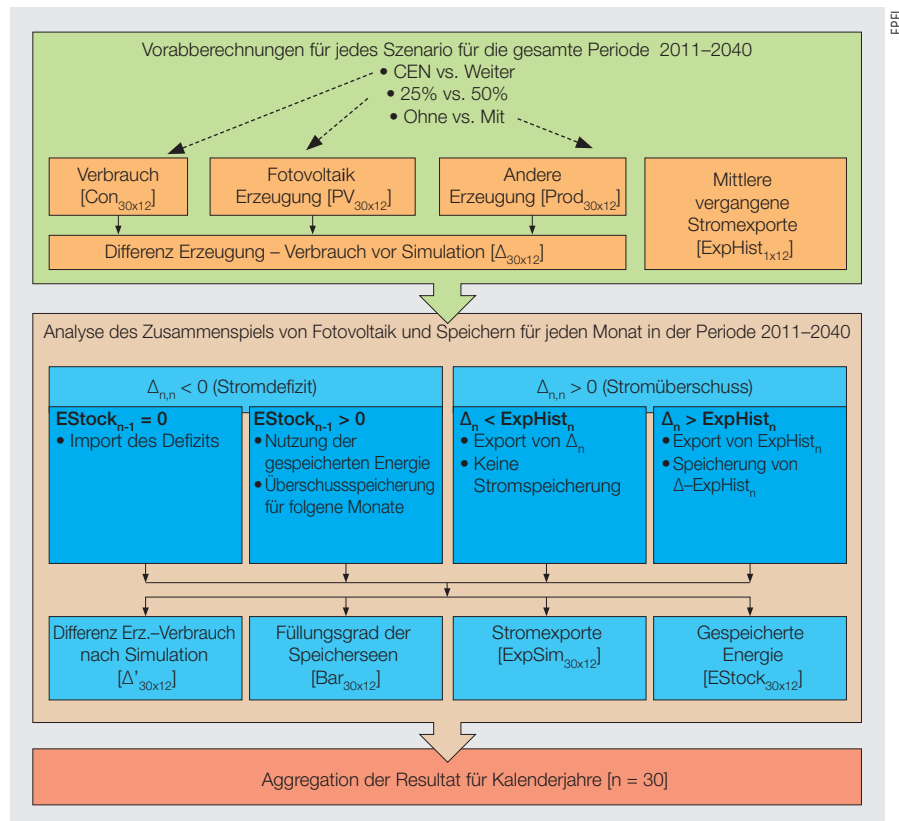


Bild 4 Analysemethodik (der Text in eckigen Klammer bezeichnet die resultierenden Matrizen).

Szenario	Zusätzliche Speicherung /GWh	Füllungsgrad	Import-Export / GWh
1s	371	89%	-64
1a	472	89%	-1619
2s	2091	109%	-2133
2a	2350	109%	-3688
1s	0	85%	3428
1a	0	85%	1873
11s	519	91%	915
11a	519	91%	-640

Tabelle 3 Ergebnisse der Analyse für das Jahr 2020.

Szenario	Zusätzliche Speicherung /GWh	Füllungsgrad	Import-Export / GWh
1s	0	85%	7464
1a	0	85%	4353
2s	660	92%	3349
2a	660	92%	239
1s	0	85%	11 376
1a	0	85%	8266
11s	20	85%	7262
11a	20	85%	4152

Tabelle 4 Ergebnisse der Analyse für das Jahr 2025.

teilungsinfrastruktur. Das Stromnetz ist jedoch nicht als eigene Entität modelliert. Es wird vereinfachend angenommen, dass alle Verbraucher und Produzenten mit dem Netz verbunden sind und mögliche Engpassprobleme werden ausgeblendet.

Bestehende Erzeugungskapazitäten

Die Erzeugung der bestehenden nicht-nuklearen Kraftwerkskapazitäten wird auf Basis der monatlichen Mittelwerte der Jahre 2000–2010 fortgeschrieben. Der natürliche Wasserzufluss in die Speicherseen und die Verteilung der Wasserkraftproduktion ist ebenfalls für die gesamte Studiendauer auf Basis der langjährigen Mittelwerte simuliert. Letztere ist jedoch nicht fixiert sondern bildet die Basis für die Bestimmung derjenigen Stromerzeugung aus Wasserkraft, die im Jahresverlauf «verschoben» wird.

Die Kernkraftwerke werden gemäss dem oben dargestellten Zeitplan vom Netz genommen. Die Pumpspeicher, deren Betriebsmodus grundsätzlich auf Tag-Nacht bzw. Wochenbetrieb optimiert ist, werden angesichts der monatlichen Analysegranularität nicht separat simuliert.

Stromverbrauch

Der monatliche Stromverbrauch für die gesamte untersuchte Periode wird auf Basis der Werte aus dem Jahr 2009 simu-

liert. Das heisst, dass sich die angenommenen Verbrauchssteigerungen im Verhältnis von Monats- zu Jahresverbrauch auf die einzelnen Monate verteilen.

Zwei Strom-Nachfrageszenarien werden untersucht: das «Szenario CEN» des Energy Centers der EPFL, das hinsichtlich seiner Energieeinsparungsannahmen ambitioniert ist, und das «Szenario Weiter», das auf dem Szenario weiter wie bisher der vom BFE in Auftrag gegebene Studie «Energieszenarien für die Schweiz bis 2050» basiert [1].

Das Szenario CEN folgt den folgenden Annahmen:

- Landesverbrauch von 66 TWh (entspricht 60 TWh Endverbrauch) in 2010;
- Abschaffung von Warmwasserboilern bis 2020 (-2,5 TWh);
- Wachstum des Verbrauchs zwischen 2011 und 2020 in Höhe von $\frac{2}{3}$ des Wachstums von 2000 bis 2010;
- Wachstum des Verbrauchs zwischen 2021 und 2030 in Höhe von $\frac{1}{3}$ des Wachstums von 2000 bis 2010;
- Stabiler Verbrauch zwischen 2031 und 2040.

Der geschätzte Landesverbrauch für die beiden Szenarien CEN und Weiter sind in **Tabelle 1** zusammengefasst.

Stromerzeugung aus Fotovoltaik

Zur Ermittlung der Stromerzeugung aus Fotovoltaik wurden die folgenden Annahmen herangezogen:

- Mittlere solare Einstrahlung bei optimaler Ausrichtung (berechnet als langjähriger gleichgewichteter Mittelwert von Bern, Chur, Genf, Lugano und Zürich): 1330 kWh/m²/Jahr [5];
- Pauschaler Abschlag für nicht optimale Ausrichtung: 15%;
- Wirkungsgrad der Module: 14% in 2010 und jeweils linearer Anstieg auf 19%, 21% und 22% in den Jahren 2020, 2030 und 2040 [6];
- Systemverluste: 22% in 2010 und lineare Abnahme auf 16% in 2030 und weiter auf 15% in 2040 (entspricht einer Performance Ratio von 78% in 2010 und 85% bzw. 86% in 2030/2040);
- Moduldegradation: 0,5% pro Jahr.

Zwei Fotovoltaik-Ausbauszenarien werden untersucht: Das «Szenario 25%» und das ambitionierte «Szenario 50%», bei denen die Prozentsätze den Fotovoltaik-Ausbau im Jahr 2030 beschreiben. Die Prozentsätze beziehen sich auf die verfügbare Gesamtdachfläche, die aufgrund der Einstrahlungsbedingungen gut für die solare Stromerzeugung geeignet ist. Gemäss einer für die Internationale Energieagentur (IEA) durchgeführten Studie sind dies 138 000 km² [7].

Im Szenario 25% wird die Fotovoltaik-Kapazität linear bis 6000 MW_p bzw. 5300 GWh in 2030 ausgebaut. Diese Gesamtkapazität basiert auf den Studien der Schweizerischen Akademie der technischen Wissenschaften (SATW) [8]. Für

Szenario	Zusätzliche Speicherung /GWh	Füllungsgrad	Import-Export / GWh
1s	0	85%	14 134
1a	0	85%	11 024
2s	350	88%	8344
2a	350	88%	5234
1s	0	85%	18 461
1a	0	85%	15 351
11s	0	85%	12 671
11a	0	85%	9560

Tabelle 5 Ergebnisse der Analyse für das Jahr 2030.

Szenario	Zusätzliche Speicherung /GWh	Füllungsgrad	Import-Export / GWh
1s	0	85%	19 545
1a	0	85%	16 435
2s	265	87%	13 015
2a	265	87%	9905
1s	0	85%	28 601
1a	0	85%	25 491
11s	0	85%	22 071
11a	0	85%	18 961

Tabelle 6 Ergebnisse der Analyse für das Jahr 2040.

den Zeitraum nach 2030 wird angenommen, dass die 20 Jahre zuvor installierte Fotovoltaik-Leistung das Ende Ihrer Lebensdauer erreicht und durch moderne und leistungsfähigere Anlagen ersetzt wird.

Im Szenario 50% wird angenommen, dass die Fotovoltaik-Kapazität linear bis 12500 MW_p bzw. 11000 GWh in 2030 ausgebaut wird. Für den Zeitraum nach 2030 wird wie im Szenario 25% ein Repowering der Altanlagen angenommen.

Die simulierte künftige Fotovoltaikproduktion ist in **Tabelle 2** für die beiden Szenarien dargestellt. Es ist erwähnenswert, dass die beiden untersuchten Szenarien signifikant ambitionierter sind als eine Fortschreibung des in der Vergangenheit beobachtbaren (exponentiellen) Leistungsausbaus. Eine solche Fortschreibung würde im Jahr 2030 eine installierte Leistung von rund 2400 MW_p ergeben. Weiterhin ist über die gemachten technischen Annahmen der Fotovoltaik in dieser Studie zu sagen, dass die oben gemachten technischen Angaben auf standardisierten Testbedingungen im Labor basieren. Die präsentierten Ergebnisse berücksichtigen jedoch, dass die real erzielbare Stromproduktion unter den Laborwerten liegt.

Windenergie und neue Wasserkraftkapazitäten

Es wird angenommen, dass die kombinierte Erzeugung der Wind- und der neuen Wasserkraftkapazitäten linear ansteigend 8 TWh in 2040 erreicht. Weiterhin wird angenommen, dass die Produktion gleichmässig über das gesamte Jahr erfolgt.

Neue Gaskraftwerke

Auch hier werden zwei Szenarien untersucht. Das «Szenario Ohne» berücksichtigt keine Gaskraftwerksneubauten im Studienzeitraum. Das «Szenario Mit» schliesst den Bau der zwei geplanten Gas-Kombikraftwerken in Chavallon (Inbetriebnahme 2019) und Corneaux (Inbetriebnahme 2021) ein. Beide Kraftwerke haben eine Leistung von 400 MW. Das Szenario berücksichtigt jedoch nur den Kraftwerksbetrieb in den sechs Wintermonaten mit einem Nutzungsgrad von 90%. Dies bedeutete primär, dass deren Betrieb die Stromimporte im Winter reduzieren ohne den Energie-Speicherbedarf im Sommer zu steigern.

Analysemethodik

Zunächst wird für die beiden Nachfrageszenarien, CEN und Weiter, für jeden

	Annahme Verbrauch	Annahme Fotovoltaik-Ausbau	Annahme Gaskraftwerke
8 analysierte Gesamtszenarien	CEN (65,9 TWh in 2040)	25% (6000 MW _{cr} in 2030; danach repowering)	Ohne 1a
		50% (12500 MW _{cr} in 2030; danach repowering)	Mit 1b
	Weiter (74,3 TWh in 2040)	25% (6000 MW _{cr} in 2030; danach repowering)	Ohne 2a
		50% (12500 MW _{cr} in 2030; danach repowering)	Mit 2b
			Ohne 1a
			Mit 1b
		Ohne 11a	
		Mit 11b	

Bild 5 Die 8 analysierten Gesamtszenarien.

Monat des Studienzeitraums die Stromnachfrage berechnet. Analog wird dies für die beiden Ausbauszenarien, 25% und 50%, ermittelt. Auszüge aus diesen Tableaus wurden oben bereits dargestellt (**Tabelle 1 und 2**).

Schliesslich wird die monatliche Stromerzeugung der existierenden Kraftwerke, der weiteren Erneuerbaren und, im Szenario Mit, der neuen Gaskraftwerke berechnet. Die Stromerzeugung aus neuen Kapazitäten wird derjenigen aus bestehenden Kapazitäten hinzuge-rechnet, um die gesamte verfügbare Stromproduktion im fraglichen Monat zu ermitteln.

Die Gegenüberstellung von simulierter Produktion und Verbrauch quantifiziert den Stromüberschuss bzw. -defizit und bestimmt das weitere Modellverhalten.

■ Bei einem Stromdefizit wird angenommen, dass die Schweiz den fehlenden Strom importiert. Der Beitrag der neuen Kapazitäten reduziert somit den Import im Vergleich zu einer Situation ohne neue Kapazitäten.

■ Bei einem Stromdefizit nach Monaten in denen Fotovoltaik-Strom Wasserkraft ersetzt hat, wird diese gespeicherte Energie ganz oder teilweise genutzt, um die Importe zu reduzieren oder sogar ganz auszugleichen.

■ Bei einem Stromüberschuss kann die Schweiz Strom exportieren. Zunächst wird der Überschuss bis zu einem Maximum in Höhe der mittleren Exporte der Jahre 2000 bis 2009 verwendet.

■ Bei einem darüber hinausgehenden Stromüberschuss wird diese Energie gespeichert, indem die gleiche Menge Wasserkraft weniger produziert und damit für die folgenden Monate verfügbar gemacht wird,

Die für die Studie verwendete Analysemethodik ist grafisch in **Bild 4** dargestellt.

Ergebnisse

Die dargestellten Einzelszenarien für den Fotovoltaikausbau, die Nachfragentwicklung und den Kraftwerksneubau lassen sich zu 8 Gesamtszenarien kombinieren (**Bild 5**). Für jedes der simulierten Gesamtszenarien werden nachfolgend die folgenden Ergebnisse für die Kalenderjahre 2020, 2025, 2030 und 2040 präsentiert:

■ **Gespeicherte Energie:** Gesamtmenge der im Sommer gespeicherten Energie in Form von nicht genutzter Wasserkraft, die durch Fotovoltaik und weitere neue Kapazitäten ersetzt wurde und nun im Winter gebraucht werden kann. Eine gespeicherte Energie von null bedeutet, dass der in jedem Monat zusätzlich durch Fotovoltaik und andere neue Kapazität produzierte Strom direkt verbraucht wurde – entweder für den nationalen Bedarf oder den Export bis zu dem auf Vergangenheitswerten bestimmten Maximum.

■ **Füllungsgrad:** Maximaler Füllungsgrad der Speicherseen im betrachteten Kalenderjahr (Annahme: 85% Füllungsgrad bedeutet Vollausnutzung des Speichervolumens zur pauschalisierten Berücksichtigung der historischen Schwankungen).

■ **Stromhandel:** Bilanz der Importe abzüglich aller Exporte; ein negativer Wert bedeutet damit einen Netto-Stromexport.

Wie in **Tabelle 3** für das Jahr 2020 dargestellt, stellt der massiv erhöhte Füllstand der Speicherseen ein Problem für die Gesamtszenarien der Gruppe 1 und 2 dar (CEN Nachfrageszenario), insbesondere bei raschem Ausbau der Fotovoltaik-Kapazität im Szenario 50%.

In den Ergebnissen für 2025 schlägt sich die Abschaltung der drei Kernkraftwerke der ersten Generation nieder. Die Stromimporte steigen massiv und für alle Szenarien ist die Schweiz Stromimporteur. In den Szenarien mit raschem Foto-

voltaik-Ausbau (Szenario 50% – Label 2 und II) geraten die Speicherseen an Kapazitätsgrenzen. Bei raschem Verbrauchsanstieg (Szenario Weiter – Label I und II) steigen die Importe in kritische Höhen (Tabelle 4).

Im Jahr 2030 ist auch das Kernkraftwerk Gösgen vom Netz. Während der Füllungsgrad der Speicherseen praktisch kein Problem mehr darstellt, steigen die Importe in allen Szenarien weiter und nehmen ein sehr problematisches Ausmass an. Dies sogar für die Szenarien 1 und 2 mit gebremstem Verbrauchsanstieg (Tabelle 5).

Ab dem Jahr 2040 werden alle existierenden Kernkraftwerke abgeschaltet sein. Die Ergebnisse stellen im Endeffekt eine Akzentuierung der Ergebnisse für 2035 dar. Es wird praktisch keine Energie mehr in den Winter verschoben. Ausserdem nehmen die Importe für alle Szenarien mehr oder weniger irrealer Werte an. Für einzelne Szenarien sind das mehr als $\frac{1}{3}$ des schweizerischen Strombedarfs (Tabelle 6).

Schlussfolgerung

Im Rahmen der neuen Energiepolitik der Schweiz mit Ihren Hauptachsen schrittweiser Ausstieg aus der Kernkraft, Ausbau der Fotovoltaik und Steigerung der Energieeffizienz, hat diese Studie das Ziel, die zwei, und nur die zwei, Fragestellungen zum Speicherstand der Stauseen und zum Stromhandel zu untersuchen. Sie erlaubt es, auf bestimmte Probleme hinzuweisen.

Kurzfristig bringt ein sehr schneller Ausbau der Fotovoltaik-Produktion Pro-

bleme hinsichtlich des Speichervolumens in den Speicherseen mit sich und unterstreicht die Notwendigkeit von Speichererweiterungen, allen voran in Form von Wasserkraft. Mittel- bis langfristig kann die Fotovoltaik trotz ihres bedeutenden Beitrags im Strommix nicht den Ausstieg aus der Kernenergie kompensieren. Dies gilt selbst unter Berücksichtigung des Neubaus zweier Gaskraftwerke und unter der Annahme eines sehr zügigen Ausbaus der Fotovoltaik. Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass die Ausweitung der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien mit ihrer nicht steuerbaren Stromproduktion zu Engpassproblematiken im Stromnetzwerk führen und die Entwicklung von Pumpspeichern notwendig machen kann, die in belastenderen Betriebsmodi operieren müssen.

Die Studie zeigt auch, dass eine höhere Energieeffizienz letztlich unumgänglich ist, unabhängig der Annahmen über zukünftige Erzeugungskapazitäten. Schliesslich bestätigt die Studie, dass nur ein umfassender Ansatz, der Energieeffizienzmassnahmen, den Ausbau der erneuerbaren Energien, den Bau von Gaskraftwerken umfasst und in enger Abstimmung mit den europäischen Partnern erfolgt, die einzige mögliche Lösung ist.

Literatur

- [1] Prognos: Energieszenarien für die Schweiz bis 2050: Zwischenbericht I, Basel, 2011.
- [2] Datenquellen: Deutschland: Photon – Das Solarstrommagazin; Österreich: Energie Control Austria (E-Control); Frankreich: EurObserv'ER; Italien:

Ufficio Statistiche of Gestore Servizi Energetici (GSE); Schweiz: Bundesamt für Energie (BFE).

- [3] <http://www.transparency.eex.com/en/>.
- [4] Bundesamt für Energie (BFE): Schweizerische Elektrizitätsstatistik. Bern, 2012.
- [5] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.
- [6] International Energy Agency (IEA): Technology Roadmaps: Solar Photovoltaic Energy. Paris, 2010.
- [7] International Energy Agency (IEA): Potential for Building-Integrated Photovoltaics – Summary Report. Photovoltaic Power Systems Programme, Paris, 2002.
- [8] Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften (SATW): Road Map Erneuerbare Energien Schweiz. SATW Report Nr. 39, Zurich, 2006.

Autoreninformation

Ralf M. Dyllick-Brenzinger ist Absolvent der Universität St. Gallen (HSG). Nach mehreren Jahren in der Unternehmensberatung für The Boston Consulting Group in deren Münchner und Dubai Office, ist er in 2011 ans Energy Center der EPFL gekommen. Seine Doktorarbeit schreibt er über Energiepolitik im Mittleren Osten und Nordafrika.

EPFL, 1015 Lausanne, ralf.dyllick-brenzinger@epfl.ch

David C. Yoon studiert derzeit Elektrotechnik an der Georgia Tech in den USA. In 2010 hat er im Rahmen seines Studiums am Institut Le Rosey in Rolle ein Praktikum am Energy Center gemacht.

davidc.yoon@gmail.com

Hans Björn (Teddy) Püttgen studierte an der EPFL (ingénieur diplômé en électricité) und an der Ecole des hautes études commerciales der Universität Lausanne (HEC Lausanne). Sein PhD in Elektrotechnik erhielt er von der University of Florida. Nach einer 30jährigen Karriere in den USA ist er seit 2006 Direktor des Energy Centers der EPFL. Er ist Mitglied der Eidgenössischen Energieforschungskommission (CORE) und Mitglied des Vorstands von Electrosuisse.

EPFL, 1015 Lausanne, hans.puetting@epfl.ch

Das Doktorandenstudium von Ralf M. Dyllick-Brenzinger wird durch EPFL Middle East finanziell unterstützt.