

Auswirkungen der neuen schweizerischen Energiepolitik: Analyse des Stromangebots

Florian Ess (*), Almut Kirchner

Prognos AG, Henric Petri-Strasse 9, CH-4051 Basel, +41 61 3273-420,
florian.ess@prognos.com, www.prognos.com

Kurzfassung: Im Rahmen der Aufdatierung und Anpassung der Energieperspektiven Schweiz wurden Szenarien entwickelt, welche langfristige Pfade für die Energieversorgung der Schweiz beschreiben. In diesem Beitrag wird insbesondere eine Auswahl an Stromangebotsvarianten hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und auf mögliche Änderungen im zukünftigen Management von Kraftwerken analysiert. Im Folgenden werden daher zuerst die Hintergründe der energiepolitischen Entwicklungen des letzten Jahres in der Schweiz dargestellt. Anschließend werden die daraus resultierenden Konsequenzen für die zukünftige Stromversorgung, getrennt in Stromnachfrage und Stromangebot, überblicksmäßig dargestellt. In einem weiteren Schritt wird verstärkt auf die Implikationen für das Management von Kraftwerken, insbesondere auf die regelfähige Erzeugung durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, eingegangen.

Keywords: Energieszenarien, Energiewende, Stromerzeugung, Schweiz, Speicherkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, Regelenergie

1 Hintergrund

Im Bereich der Stromerzeugung der Schweiz ist in Zukunft mit bedeutenden Änderungen in der Struktur des Kraftwerkparcs zu rechnen. Ein Hauptgrund dafür ist der Beschluss zum schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie durch den Bundesrat. Einführend wird daher zuerst auf die Hintergründe dieses Beschlusses eingegangen.

1.1 Ausgangslage und Szenariendefinition

Das Erdbeben in Japan und der Unfall im Kernkraftwerk von Fukushima hatte zur Folge, dass der Bundesrat am 23. März 2011 das UVEK (Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation) beauftragte, bis Ende Mai 2011 die Energieperspektiven des Jahres 2007¹ (Energieperspektiven 2035) zu aktualisieren. Dabei wurden für das Stromangebot drei Pakete von Angebotsvarianten überprüft. Stromangebotsvariante 1 zielt im Wesentlichen auf eine Beibehaltung der gegenwärtigen Struktur der Stromerzeugung ab, wobei die drei ältesten Kernkraftwerke im Falle sicherheitstechnischer Bedenken vorzeitig außer Betrieb genommen werden konnten. In der Stromangebotsvariante 2 sollen die derzeit installierten Kernkraftwerke nicht ersetzt werden. Stromangebotsvariante 3 beinhaltet schließlich den vorzeitigen Ausstieg aus der Kern-

¹ Energieperspektiven 2035, Band I bis V (BFE, 2012)

energie, also die vorzeitige Außerbetriebnahme (Laufzeit von 40 Jahren) von Kernkraftwerken (BFE, 2011a).

In einem ersten Schritt wurden im Rahmen der Arbeiten zur Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen und Politikvarianten definiert. Insbesondere die soziodemographischen Rahmenbedingungen haben sich – vor allem für die Projektion – gegenüber den Voraussetzungen der Arbeit von 2007 deutlich verändert, da die Bevölkerungsprognosen zuwanderungsbedingt um bis zu 1,5 Mio. Personen höher liegen. Dabei wurden zwei Politikvarianten als Korridor definiert: In der ersten Politikvariante, dem Szenario „Weiter wie bisher“ (WWB), wurde die Wirkung bereits beschlossener und in Kraft gesetzter Politikinstrumente implementiert. Unterstellt wird dabei ein Trend zu erhöhter Energieeffizienz, wobei die Bestandsgrößen aufgrund der angenommenen Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung gleichzeitig ein positives Wachstum (z.B. Fortsetzung des Wachstumstrends der spezifischen Wohnflächen, Wachstum der Verkehrsmengen, Produktionswachstum in zahlreichen Branchen) aufweisen. Dieses Szenario dient als Ausgangspunkt und Vergleichsgröße. Die zweite Politikvariante, die in weiterer Folge das Szenario „Neue Energiepolitik“ (NEP) bildete, orientiert sich an dem Szenario IV der Energieperspektiven 2035, welches wiederum einen Weg zur Umsetzung der 2000-Watt Gesellschaft² beschreibt. Diese zielorientierte Politikvariante unterstellt einen umfassenden energiepolitischen Paradigmenwechsel in der Schweiz im Einklang mit der internationalen Energiepolitik (BFE, 2011b).

In den Stromangebotsvarianten 1 bis 3 wurden mehrere Kombinationen von möglichen Kraftwerksausbaupfaden und Zubauprioritäten analysiert. In einigen Kombinationen wird der Zubau von zentralen Kraftwerken forciert (Variante A: Kernkraftwerke, Variante B: Kernkraftwerke und Gaskombikraftwerke), während andere Varianten entweder einen kombinierten dezentralen und zentralen Zubau adressieren (Variante C&E: Gaskombikraftwerke und verstärkter Zubau Erneuerbarer) oder ausschließlich dezentrale Anlagen, wenn notwendig kombiniert mit Stromimporten, zugebaut werden (Variante D&E: verstärkter Zubau dezentraler WKK und Erneuerbarer, Variante E: verstärkter Zubau Erneuerbarer). Für dezentrale WKK und Erneuerbare wurden dabei zwei Ausbaupfade (hoch bzw. tief) implementiert, die auf den Energieperspektiven 2035 beruhen und mit aktuellen Prognosen zu technischen Potentialen der jeweiligen Technologien abgeglichen wurden (vgl. dazu BFE, 2011b, S. XVI).

1.2 Bundesratsbeschluss

Im Mai 2011 hat der Bundesrat – unter Berücksichtigung der Ergebnisse der aktualisierten Energieperspektiven – entschieden, dass in der Schweiz mittelfristig ohne Stromerzeugung aus Kernkraftwerken eine dauerhaft hohe Stromversorgungssicherheit garantiert werden soll. Gegenwärtig installierte Kernkraftwerke sollen daher am Ende ihrer Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden (BFE, 2011a).

² Die Vision 2000 Watt-Gesellschaft setzt als Zielvorgabe die Reduktion des spezifischen Energieverbrauchs (jahresdurchschnittliche Leistung) auf 2000 Watt pro Person, damit zusammenhängend werden Ziele für den CO₂-Ausstoß und den fossilen Energieverbrauch pro Kopf formuliert (Fachstelle 2000W-Gesellschaft, 2011)

Die künftige Stromerzeugung der Schweiz orientiert sich somit an der Stromangebotsvariante 2 (im Folgenden als Bundesratsvariante 2 bezeichnet), wobei der Bundesrat für die bestehenden Kernkraftwerke von einer sicherheitstechnischen Betriebsdauer von 50 Jahren ausgeht. Das erste Kernkraftwerk (Beznau I) würde somit im Jahr 2019 vom Netz genommen werden, das letzte Kernkraftwerk (Leibstadt) im Jahr 2034. Der Bundesrat geht, unter Heranziehung der Ergebnisse der aktualisierten Energieperspektiven, davon aus, dass der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie wirtschaftlich tragbar und technisch möglich ist. Der Entschluss bedingt aber eine Neuorientierung der schweizerischen Energiestrategie (Energiestrategie 2050), welche die folgenden Prioritäten umfassen soll (BFE, 2011a):

- Senkung des Stromverbrauchs durch verstärkte Effizienzmaßnahmen, Sensibilisierung und Information der Bevölkerung, sowie Maßnahmen im Wärmebereich
- Verbreiterung des Stromangebots durch verstärkten Ausbau von Wasserkraft und neuen Erneuerbaren, wenn notwendig durch zusätzlichen Ausbau von Wärmekraftkopplung (WKK, primär) und Gaskombikraftwerken (sekundär)
- Beibehaltung der Möglichkeit von Stromimporten unter Berücksichtigung einer möglichst auslandsunabhängigen Stromversorgung
- Ausbau des Stromnetzes, Umbau von Verteilnetzen zu Smart Grids und optimale Anbindung an das europäische Netz
- Verstärkung der Energieforschung und der Zusammenarbeit zwischen Hochschulen, Wirtschaft und Technologiekompetenzzentren
- Vorbildfunktion von Bund, Kantonen, Städten und Gemeinden
- Erkenntnisgewinn durch Leuchtturm- und Pilotprojekte zur Optimierung des Energiesystems
- Förderung der internationalen Zusammenarbeit

1.3 Fragestellungen für die zukünftige Stromversorgung

Die Auswahl der Bundesratsvariante 2, also der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie, bedeutet mittelfristig eine umfassende Änderung der Struktur der Stromerzeugung in der Schweiz. Gegenwärtig stellen die installierten Kernkraftwerke rund 85 % der Grundlasterzeugung bereit. Bis zum Jahr 2050 bleiben von der derzeit installierten Kraftwerksleistung unter Berücksichtigung der technischen Lebensdauer ausschließlich die Wasserkraftanlagen bestehen. Die stufenweise wegfallende Erzeugung von Kernkraftwerken muss durch Wasserkraft, neue erneuerbare Erzeugungstechnologien, WKK-Anlagen und GuD-Erzeugung ersetzt werden. Damit ergibt sich eine neue Struktur des schweizerischen Kraftwerksparks: Die Sicherstellung eines hohen Maßes an Versorgungssicherheit mit diesem Kraftwerkspark stellt das Stromsystem vor neue Herausforderungen.

Insbesondere stellen sich die folgenden Fragen:

- Ist mit dieser neuen Stromangebotsstruktur das Kriterium der Versorgungssicherheit im Sinne einer zuverlässigen Stromversorgung über einen längeren kritischen Zeitraum (z.B. Winterhalbjahr) gewährleistet und kann die Stromnachfrage durch

einen Kraftwerkspark, welcher stärker von dargebotsabhängiger Erzeugung abhängig ist, zu jeder Stunde des Jahres gedeckt werden?

- Entstehen dabei neue Herausforderungen durch dauerhafte Erzeugungsüberschüsse in Perioden mit hoher dargebotsabhängiger Erzeugung (z.B. PV-Erzeugung im Sommer) und können diese durch derzeit bekannte Speicherkapazitäten in Perioden mit Nachfrageüberschüssen verlagert werden?

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse beruhen im Wesentlichen auf den Analysen im Rahmen der Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (BFE, 2011b) für die Bundesratsvariante 2.

An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass es sich hierbei noch nicht um abschließende Ergebnisse handelt. Derzeit werden detaillierte Analysen in einer hohen zeitlichen Auflösung zur dargestellten Thematik im Rahmen der ausführlichen Aufdatierung der Energieperspektiven 2007 durchgeführt. Diese werden voraussichtlich Ende Sommer 2012 veröffentlicht werden.

2 Stromversorgungsszenarien

2.1 Kurzbeschreibung Strommodell

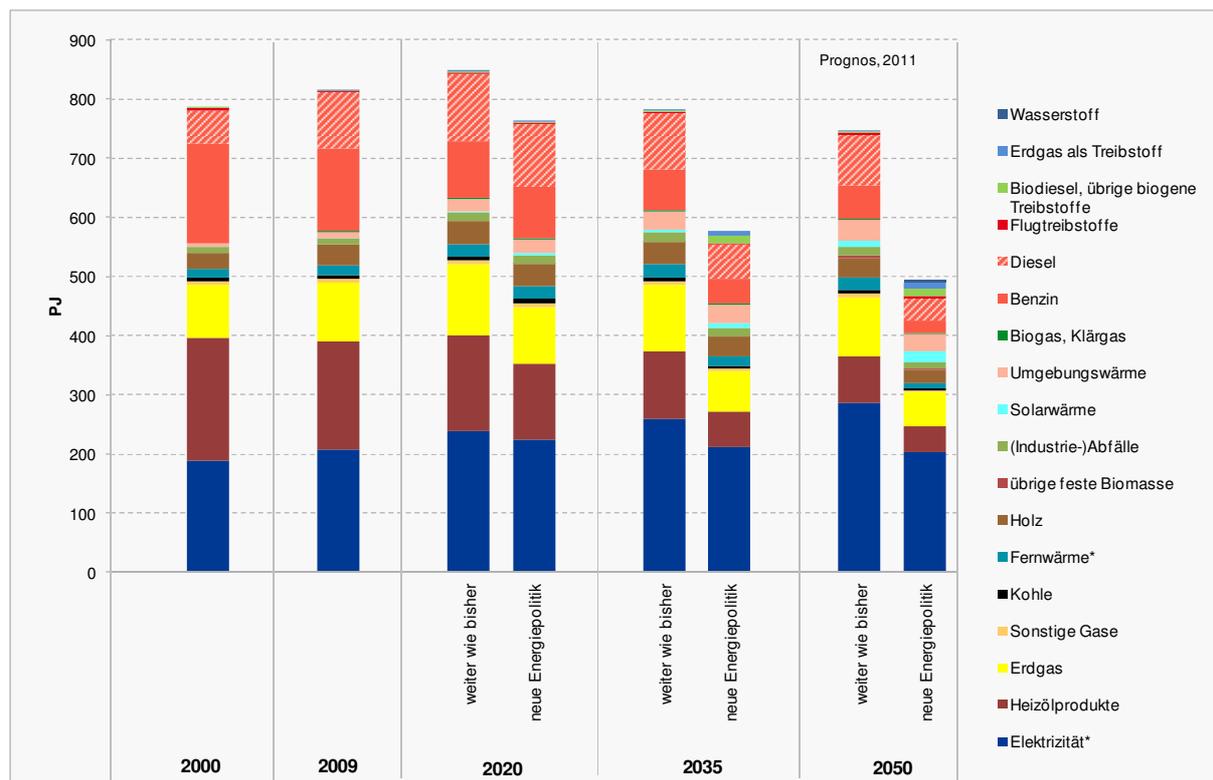
Die Modellierung des Stromangebots der Schweiz erfolgt mit einem Bottom-Up-Kraftwerksmodell. Das Modell greift auf eine umfangreiche Datenbank zu, welche die wesentlichen Eigenschaften der Erzeugungstechnologien des schweizerischen Kraftwerksparks abbildet. Die Stromnachfrage (je nach Nachfrageszenario) wird in einem eigenen Modell berechnet und geht exogen in das Stromangebotsmodell ein. Je nach energiepolitischer Zielvorgabe können Prioritäten für den Zubau verschiedener Technologien festgelegt werden (z.B. zuerst Zubau von Kernkraftwerken, dann Zubau von Gaskombikraftwerke).

Die wesentliche Zielgröße für das Modell stellt die Deckung der schweizerischen Stromnachfrage im Winterhalbjahr dar. In einem weiteren Modul des Strommodells wird eine stundengenaue Simulation von Stromnachfrage und Stromangebot durchgeführt. Dabei wird neben der Modellierung eines für die Schweiz typischen Nachfrageprofils und typischer Einspeiseprofile insbesondere auch das stochastische Verhalten erneuerbarer Stromerzeugung berücksichtigt.

2.2 Stromnachfrage

Abbildung 1 zeigt die Modellergebnisse des Verlaufs der Endenergienachfrage für die Szenarien WWB und NEP. In beiden Politikvarianten ergibt sich eine Verlagerung der Energienachfrage von Heizöl zu Erdgas und gleichzeitig eine Verlagerung von fossilen Treibstoffen zu Elektrizität. Im Szenario WWB erfolgt im Zeitverlauf vor allem aufgrund geringer Effizienzfortschritte ein Anstieg des Elektrizitätsverbrauchs, während sich der Elektrizitätsverbrauch im Szenario NEP bis 2050 stabilisiert. Insgesamt sinkt der Endenergieverbrauch im Szenario NEP kontinuierlich. Im Szenario WWB sinkt der Endenergieverbrauch hingegen erst nach einem zwischenzeitlichen Anstieg unter das Niveau von 2009 und liegt im Jahr 2050 um ca. 50 % über dem Wert des NEP-Szenarios (BFE, 2011b).

Abbildung 1 Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Der in Abbildung 1 dargestellte Elektrizitätsverbrauch geht in die Modellierung des Stromangebots ein, wobei Netzverluste und Stromverbräuche der Speicherpumpen (Inland) sowie bekannte Lieferverpflichtungen (Auslandskomponente) mitberücksichtigt werden müssen.

2.3 Stromangebot

2.3.1 Bestand

Der gegenwärtige Kraftwerkspark der Schweiz wird durch Kernkraftwerke (ca. 1/3 der inländischen Stromerzeugung) und Wasserkraftwerke (ca. 2/3 der inländischen Stromerzeugung) dominiert. Ebenfalls dem Bestand zugerechnet werden Bezugsrechte an ausländischen Kraftwerken, welche vor allem französische Kernkraftwerke betreffen. In Abbildung 2 wird der Verlauf des Kraftwerkbestands lt. Stromangebotsvariante 2 im hydrologischen Jahr³ dargestellt. Durch die Lebensdauer der Kernkraftwerke von 50 Jahren geht der Bestand an Kernkraftwerken bis 2035 außer Betrieb. Auch die Bezugsrechte im Ausland sind vertraglich befristet und laufen bis 2035 fast zur Gänze aus. Daher bleiben ab 2035 von der derzeit installierten Kraftwerksleistung nur noch die Wasserkraftanlagen zur Deckung der schweizerischen Stromnachfrage. In Bezug auf die Wasserkrafterzeugung ist hinzuzufügen, dass für die Zukunft ein für die bisherigen jahresspezifischen Beobachtungen mittleres Erzeugungsjahr (vgl. BFE, 2011c) angenommen wurde.

³ Das hydrologische Jahr beginnt im Gegensatz zum Kalenderjahr im Monat Oktober und endet im September. Zudem kann das hydrologische Jahr in Winterhalbjahr (Oktober bis März) und Sommerhalbjahr (April bis September) unterteilt werden.

Abbildung 2 Stromangebotsvariante 2 und Deckungsbedarf in den Politikvarianten WWB und NEP

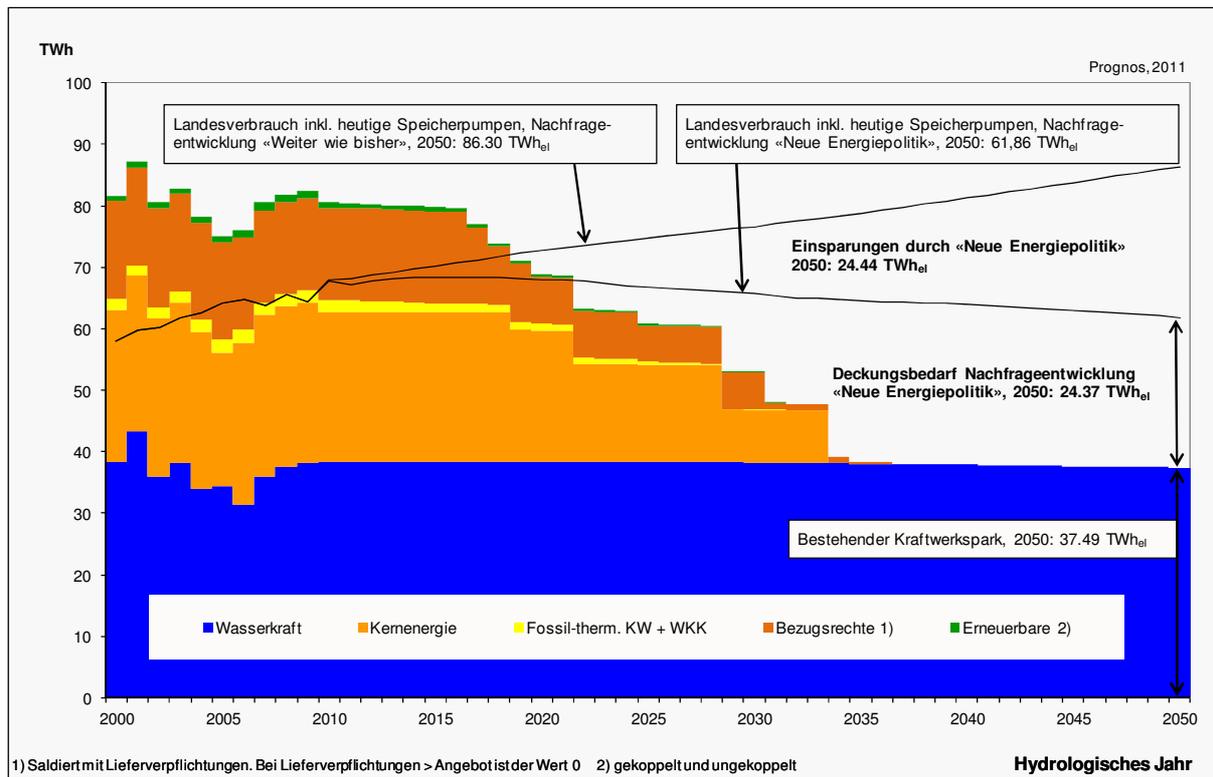


Abbildung 2 zeigt den verbleibenden Deckungsbedarf in der Politikvariante NEP von 24,37 TWh im Jahr 2050 (ohne Zubau von Kraftwerken). Der Deckungsbedarf in der Politikvariante WWB ist fast doppelt so hoch. Hinsichtlich der Modellierung der Wasserkrafterzeugung ist zu ergänzen, dass aktuelle Studien zum Einfluss des Klimawandels auf die Wasserkrafterzeugung (Hänggi et al, 2011) von einem, über das hydrologische Jahr gesehen, leicht positiven Einfluss des Klimawandels auf die Wasserkrafterzeugung im Betrachtungszeitraum⁴ ausgehen. D.h. der Deckungsbedarf würde im Vergleich zu Abbildung 2 etwas geringer ausfallen.

2.3.2 Zubau

Abbildung 2 zeigt, dass die Stromnachfrage (inkl. Verbrauch bestehender Speicherpumpen) für das hydrologische Jahr ab 2017 (Szenario WWB) bzw. 2022 (Szenario NEP) nicht mehr mit bestehenden inländischen Kapazitäten und Bezugsrechten gedeckt werden kann. Um das einfache integrale Kriterium der Versorgungssicherheit (Deckung der Stromnachfrage über einen längeren Zeitraum) zu erfüllen wird in der Schweiz das jeweilige Winterhalbjahr herangezogen (im Winterhalbjahr ist einerseits die Wasserkrafterzeugung geringer als im Sommerhalbjahr und andererseits die Stromnachfrage höher). Im Folgenden wird daher auf die Situation im Winterhalbjahr eingegangen. In Abbildung 3 wird die Stromangebotsvariante C&E für die Politikvariante WWB dargestellt. Es erfolgt ein hoher Zubau von Erneuerbaren (2050: 22,6 TWh/a) und ein mäßiger Zubau von fossilen WKK-Anlagen (2050: 3,8 TWh/a).

⁴ Diese Feststellung gilt nur für den Zeitraum bis 2050, vor allem aufgrund des höheren Abflusses durch die Gletscherschmelze, für den Zeitraum 2050 bis 2100 ist ein negativer Einfluss des Klimawandels auf die Wasserkraftnutzung zu erwarten (Hänggi et al, 2011)

Die Ausbaupfade dieser beiden Technologiegruppen beruhen auf vorhandenen Potentialabschätzungen für Einzeltechnologien (vgl. BFE, 2011b). Bei einem zusätzlichen Deckungsbedarf der Stromnachfrage im Winterhalbjahr können Gaskombikraftwerke zugebaut werden. Abbildung 3 zeigt auch die Zunahme des Stromverbrauchs durch den Zubau von Pumpspeicherkraftwerken und den sich dadurch ergebenden Speicherpumpenverbrauch (im Zeitraum 2015 bis 2017⁵).

Abbildung 3 Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2, Variante C&E, Szenario WWB, in TWh

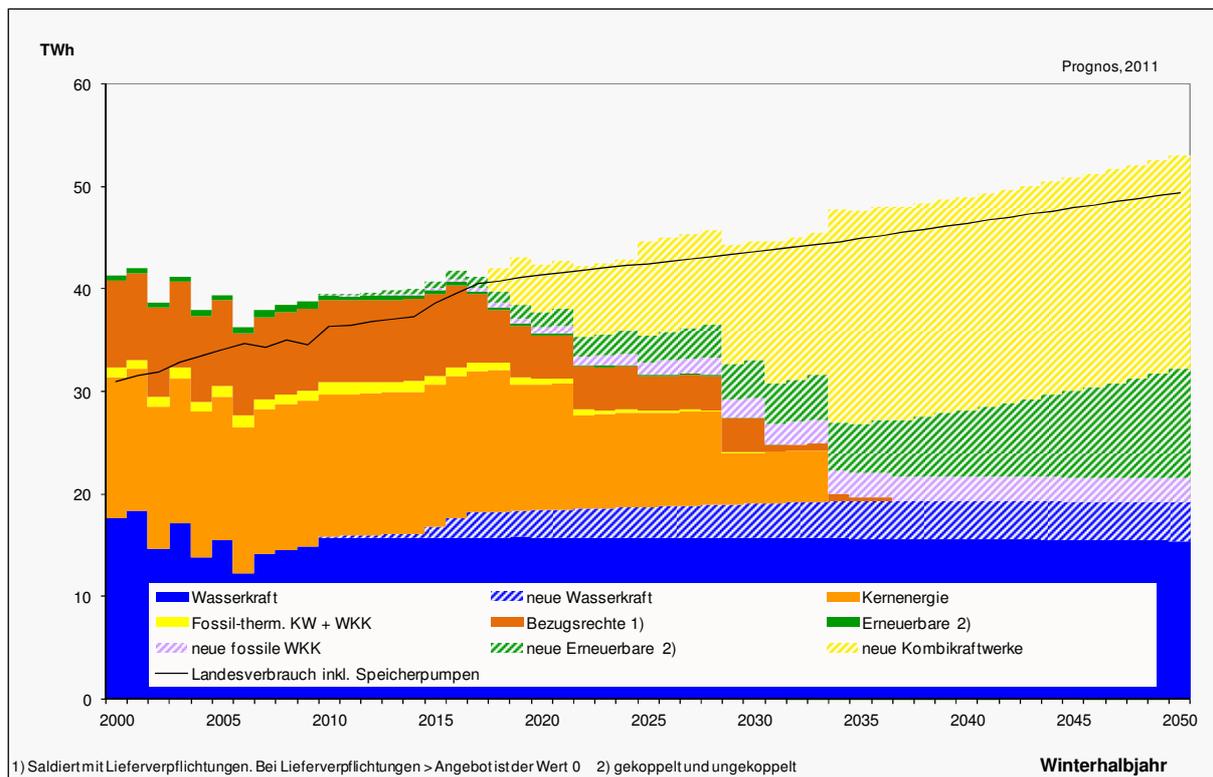
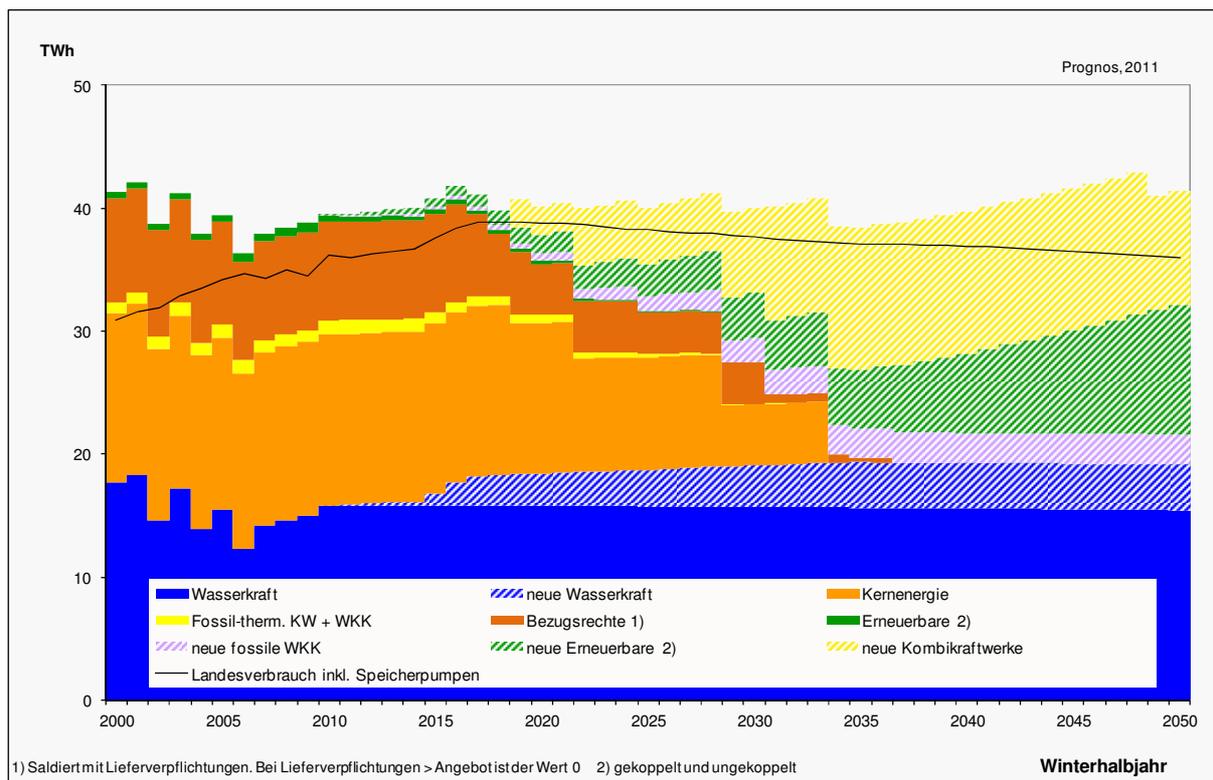


Abbildung 3 zeigt, dass die Stromnachfrage im Winterhalbjahr trotz des hohen Zubaus Erneuerbarer und des zusätzlichen Ausbaus der Stromerzeugung aus fossilen WKK im Winterhalbjahr schon ab dem Jahr 2017 nicht mehr gedeckt werden kann. Somit müssen Gaskombikraftwerke zugebaut werden, wobei insgesamt ein Zubau von 9 Gaskombikraftwerken (plus 2 Ersatzkraftwerke) bis 2050 notwendig ist.

In der Politikvariante NEP verringert sich der Gesamtbedarf für den Zubau von Gaskombikraftwerken (Zubau von insgesamt 5 Gaskombikraftwerken bis 2050). Auch in diesem Szenario ist die Deckung der Stromnachfrage durch den ausschließlichen Zubau Erneuerbarer und fossiler WKK allerdings nicht möglich (siehe Abbildung 4). Der Verzicht auf einen Zubau von Gaskombikraftwerken würde für die Schweiz bedeuten, dass zusätzliche (gesicherte) Netto-Stromimporte getätigt werden müssten (vgl. Variante E in BFE, 2011b).

⁵ In den Berechnungen zur Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 wurde von einem Zubau von 3 Pumpspeicherkraftwerken im Zeitraum 2015 bis 2017 ausgegangen, gegenwärtig wird mit einem Zubau von 5 Pumpspeicherkraftwerken im Zeitraum 2015 bis 2019 gerechnet.

Abbildung 4 Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2, Variante C&E, Szenario NEP, in TWh

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass in beiden Politikvarianten NEP und WWB über den gesamten Zeitraum 2010 bis 2050 trotz eines hohen Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugung entweder Gaskombikraftwerke zugebaut werden müssen, oder neue Stromimporte notwendig sind. Nur so lässt sich die Stromnachfrage im Winterhalbjahr decken, wodurch die energetische Versorgungssicherheit gewährleistet ist.

3 Neue Herausforderungen für die Stromversorgung

In den bisherigen Ausführungen stand die Deckung der Stromnachfrage im Winterhalbjahr im Fokus. Durch die bisherige Kraftwerksstruktur der Schweiz hat diese Betrachtung gegenwärtig höhere Bedeutung gegenüber einer Leistungsbetrachtung, da in der Schweiz vor allem durch die hohen Anteile von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken genügend Leistung im System vorhanden ist, um die Nachfrage in jeder Stunde zu decken. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke alleine stellen derzeit ca. 9,5 GW an verfügbarer Leistung, wobei die inländische Höchstlast im Vergleich dazu bei ca. 10,5 GW (November bzw. Dezember abends) liegt (BFE, 2011c). Der mögliche Engpass lag daher bisher eher bei der jeweils in den Saisonspeichern untergebrachten und zugänglichen Arbeitsmenge.

Bei der in Abbildung 3 und 4 dargestellten Änderung der Erzeugungsstruktur wird sich zukünftig vor allem das Verhältnis zwischen installierter Leistung, produzierter Arbeit und, bei einem hohen Anteil fluktuierender Erzeugung, der Zeitpunkt der verfügbaren Leistung von den bisherigen Verhältnissen unterscheiden. Insbesondere werden sich die Verhältnisse der Leistungsverfügbarkeit zur nachgefragten Leistung sowohl im Tages- als auch im saisonalen Verlauf verändern. Daher werden zusätzlich zeitlich höher aufgelöste Analysen notwendig,

um Einschätzungen über den veränderten Bedarf an (zusätzlicher) Speicher- und Regelenergie sowie veränderten Kraftwerksfahrweisen zu entwickeln.

3.1 Charakteristika des neuen Kraftwerkparks

In den Stromangebotsvarianten der Bundesratsvariante 2 kommt es vor allem zu einem Ausbau von neuen erneuerbaren Technologien, Gaskombikraftwerken und fossilen WKK-Anlagen. Dagegen gehen Kernkraftwerke als klassische Grundlastkraftwerke mit Volllaststunden von ca. 7.600 h/a schrittweise aus dem System. Die bestehenden Wasserkraftwerke bleiben im System und es werden in moderatem Ausmaß neue Wasserkraftwerke zugebaut. Dabei kann zwischen Laufwasserkraftwerken (Grundlast bzw. Mittellast) und Speicherkraftwerken bzw. Pumpspeicherkraftwerken (Spitzenlast) unterschieden werden (BFE, 2011b).

Die Leistungscharakteristika der neu hinzukommenden Kraftwerkstechnologien weisen gegenüber den bisherigen Kraftwerken deutliche Unterschiede auf. Gaskombikraftwerke werden vor allem im Mittellastbetrieb (ab 4.500 Volllaststunden) eingesetzt und können schnell positive oder negative Regelenergie bereitstellen. In den Abbildungen 3 und 4 werden Gaskombikraftwerke vor allem als Ersatz für Kernkraftwerke eingesetzt. Dezentrale fossile WKK-Anlagen werden als kleine Anlagen, die vor allem Raumwärme und Warmwasser produzieren, meist wärmegeführt betrieben. Bei einer wärmegeführten Betriebsweise können diese Anlagen nur wenig Regelenergie bereitstellen. Große WKK-Anlagen stellen im industriellen Bereich hingegen vor allem Prozesswärme und Strom bereit und können stromgeführt betrieben werden. Bei erneuerbaren Erzeugungstechnologien muss zwischen Grundlast- und regelfähiger Stromerzeugung (Biomasse, Geothermie) sowie stochastisch anfallender Stromerzeugung durch Solar und Windenergie unterschieden werden (BFE, 2011b).

3.2 Stromspeicher und Regelenergie

In den Stromangebotsvarianten mit hoher erneuerbarer Erzeugung beträgt im Jahr 2050 die installierte Leistung an Photovoltaik-Anlagen 9,5 GW_p und die installierte Leistung an Windkraftanlagen 2 GW. Es muss davon ausgegangen werden, dass die Photovoltaik-Peakleistung an sonnigen Sommertagen beinahe in voller Höhe zur Verfügung steht. Damit übersteigt dieser Wert bereits die sommerliche Höchstlast der Schweiz von 8 bis 8,5 GW (BFE, 2011b). Zudem kann eine solche Situation mehrere Tage anhalten und es ist in den Sommermonaten gleichzeitig mit einer hohen Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken zu rechnen.

Andererseits steht die Leistung an Photovoltaik-Anlagen zum Zeitpunkt der Winterspitze an einem Winterabend definitiv nicht zur Verfügung. Die Winterspitze tritt in den Ländern Mittel- und Nordeuropas in etwa zur gleichen Zeit auf (vgl. ENTSO-E, 2011), womit auch keine kurzfristigen Importe möglich sind. Daher müssen entsprechend hohe Back-Up Kapazitäten bereitgestellt werden, um die Nachfrage trotzdem decken zu können.

Im Fall der sommerlichen Photovoltaik-Spitze sind die Speicherung überschüssiger Photovoltaik-Erzeugung (in Pumpspeicherkraftwerken) und die Bereitstellung negativer Regelenergie Lösungsansätze. Im zweiten Fall der Winterhöchstlast bietet die Erzeugung durch Speicherkraftwerke und die Bereitstellung positiver Regelenergie Interventions-

möglichkeiten. In beiden Fällen besitzt die Schweiz, durch das Vorhandensein von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken und sonstiger regelfähiger Last, Kapazitäten um diese Herausforderungen zu überwinden. Allerdings existieren in beiden Fällen auch Engpässe und Restriktionen, welche eine zufriedenstellende Lösung erschweren können (vgl. BFE, 2011b, Exkurs 8.6.2):

- Gegenwärtig erfolgt das Pumpspeichermanagement mit mittleren Pumpleistungen, um einige wenige Stunden (Schwachlastzeiten) zu pumpen und in Spitzenzeiten kurzfristig mit hohen Turbinenleistungen Strom zur Verfügung stellen zu können. Die Zwischenspeicherzeiten sind relativ kurz. Somit stellen vor allem die Unterseen der Pumpspeicheranlagen, neben der installierten Pumpleistung, ein mögliches beschränkendes Element dar. Dies gilt insbesondere dann, wenn im Sommer bei dauerhaft hoher Photovoltaik-Erzeugung und geringer Stromnachfrage zu Nachtzeiten große Leistungs- und Energieüberschüsse (saisonal) gespeichert werden sollen.
- Saisonale Speichersysteme (Speicherkapazität von ca. 8,5 TWh) werden derzeit vor allem durch Zulauf von Schmelzwasser und Niederschlägen gefüllt. Die Speicherung von überschüssigem Wind- und Solarstrom würde ein neues Management bedeuten, für welches diese Kraftwerke gegenwärtig nicht ausgelegt sind. Neben der Kapazität der Unterseen (siehe oben) ist dabei auch die Beschränkung durch die Kapazität der Oberseen zu berücksichtigen. Dies gilt vor allem im Sommer, wenn die Speicher bereits zu einem großen Anteil gefüllt sind. Andererseits zeigt die Betrachtung der installierten Leistung an Speicherkraftwerken, insbesondere unter Berücksichtigung des zukünftigen Zubaus von Pumpspeicherkraftwerken, dass die Deckung der Winterhöchstlast mit dem Kraftwerkspark der Schweiz tendenziell möglich scheint.
- In Fällen hoher erneuerbarer Erzeugung in den Sommermonaten bzw. einer hohen Nachfrage in den Wintermonaten (mit gleichzeitig geringer PV-Erzeugung im Winter) kann, aufgrund des Vorhandenseins ähnlicher Situationen in den Nachbarstaaten, möglicherweise nicht auf Importe bzw. Exporte zurückgegriffen werden. Dies gilt vor allem bei einer ähnlichen strategischen Ausrichtung der Nachbarstaaten der Schweiz im Bereich der Entwicklung erneuerbarer Erzeugung.
- Neben den technischen Voraussetzungen für das Speicher- und Regelenergiemanagement, müssen auch entsprechende Rahmenbedingungen der Strommärkte vorhanden sein. So besteht für die Stromversorger ein Anreiz, Kapazitäten für Regelenergie und Speicher bereitzustellen, welcher nur bei einer Anpassung der Organisation gegenwärtiger Marktregimes gewährleistet werden kann.

4 Vorläufige Schlussfolgerungen

Die bisherigen Analysen weisen darauf hin, dass sich der im Frühling 2011 beschlossene Kernenergieausstieg der Schweiz in vielfacher Weise auf die Struktur und das Management des schweizerischen Kraftwerksparks auswirkt. Durch die Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke entsteht in allen Nachfrageszenarien zusätzlicher Deckungsbedarf. Dieser muss entweder durch den Bau und Betrieb neuer Gaskraftwerke oder durch neue Stromimporte gedeckt werden. Auch der Ausbau von neuen erneuerbaren Energien kann, vor allem im

Szenario mit einer niedrigen Nachfrageentwicklung, einen bedeutenden Anteil zur Deckung der Nachfrage leisten.

Durch den hohen Ausbau erneuerbaren Energien entstehen allerdings auch neue Herausforderungen für das Kraftwerksmanagement, für welche der gegenwärtige Betrieb der regelfähigen Kraftwerke nicht ausgelegt ist. Dabei existieren technische Beschränkungen, wie die Speicherkapazitäten der Unter- und Oberseen von Speicherkraftwerken und die installierten Pumpleistungen, die aus derzeitiger Sicht mögliche Hürden für die Umsetzung einer hohen erneuerbaren Stromerzeugung darstellen.

Eine detaillierte Überprüfung dieser Beschränkungen wird aktuell im Rahmen der ausführlichen Aktualisierung der Energieperspektiven 2007 durchgeführt. Umfassende Ergebnisse dazu sind Ende Sommer 2012 zu erwarten. Derzeit kann aber davon ausgegangen werden, dass die wesentlichen Herausforderungen für die schweizerische Stromversorgung bezüglich des Stromangebots vor allem den Ausbau von Speicher-, Pumpen- und Netzkapazitäten, die Sicherstellung ausreichender regelbarer Kapazität im System, eine koordinierte Ausbauplanung der erwähnten Kapazitäten und die Schaffung entsprechender Marktmechanismen betreffen.

Literaturverzeichnis

Bundesamt für Energie (BFE), 2011a, *Bundesrat beschliesst im Rahmen der neuen Energiestrategie schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie*, Medienmitteilung vom 25. Mai 2011, Bern, <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msgid=39337>

Bundesamt für Energie (BFE), 2011b, *Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011 – Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (energiewirtschaftliche Modelle)*, Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK), Bundesamt für Energie – Abteilung Energiewirtschaft, Sektion Analysen und Perspektiven, Bern

Bundesamt für Energie (BFE), 2011c, *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2010*, Bern

Bundesamt für Energie (BFE), 2012, *Energieperspektiven 2035*, Dokumente und weitere Informationen zu den Energieperspektiven 2035, Bern, <http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00538/index.html?lang=de>

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 2011, *Country Data Packages*, <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/country-packages/>

Fachstelle 2000W-Gesellschaft, 2011, *Grundlagenpräsentation 2000 Watt-Gesellschaft*, Langversion, <http://www.2000watt.ch/>

Hänggi, P., Weingartner, R., Balmer, M., 2011, *Auswirkungen des Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung in der Schweiz 2021-2050 – Hochrechnung*, Fachzeitschrift Wasser Energie Luft (WEL), Heft 4/2011, Geographisches Institut der Universität Bern (GIUB) und Centre for Energy, Policy and Economics (CEPE), ETH Zürich