



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Internationales

Februar 2012

Stärkung der Stromdrehscheibe Schweiz und der Versorgungssicherheit

Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 09.3468 der UREK-N vom
11. Mai 2009



Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
1. Wortlaut des Postulates vom 11. Mai 2009	8
2. Rahmenbedingungen in der EU	9
Energie- und Klimapaket:	9
Energiestrategie 2020 und Energie-Fahrplan 2050	10
3. Rahmenbedingungen in der Schweiz.....	12
Energiestrategie 2050.....	12
Bestehende Gesetzesgrundlagen im Bereich von erneuerbarem Strom.....	13
Stromkennzeichnung und Herkunftsnachweise für erneuerbaren Strom.....	14
Netzverstärkungen für den Anschluss von Produktionsanlagen von erneuerbarem Strom.....	14
Grenzüberschreitende Netzkapazitäten	14
Stromversorgungsgesetz (StromVG)	14
4. Stromverhandlungen der Schweiz mit der EU und Anschluss ans europäische Emissionshandelssystem ETS.....	16
Ausgangslage	16
Die Schweiz im europäischen Strombinnenmarkt.....	17
Verhandlungen zum Linking des schweizerischen Emissionshandelssystem mit dem europäischen ETS	18
5. Potenziale für erneuerbaren Strom in Europa.....	20
Das technische und wirtschaftliche Potenzial für Windenergie	20
Das realisierbare Potenzial für erneuerbare Energie in der EU bis 2020	21
Wechselseitige Abhängigkeit der Förderung von erneuerbarem Strom und der Klimapolitik in der EU	26
6. Bedeutung der Pumpspeicherkraftwerke für die Versorgungssicherheit der Schweiz.....	27
Ausgangslage	27
Funktionsweise von Pumpspeicherkraftwerken	27
Aktueller Stand und Ausbaupläne	28
Wertschöpfung Stromaussenhandel	29
Fazit	30
7. Bedarf und Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken	31
Bedarf von Pumpspeicherkraftwerken in Europa	31
Beitrag der Schweizer Wasserkraft zur RES Integration in Deutschland.....	32
Wirtschaftlichkeit von PSKW	33
8. Möglichkeiten des Stromimports und Netzbelastung	37
Zwischenbericht der Strategiegruppe Netze und Versorgungssicherheit (SG NVS) vom 23. Juni 2011	39
9. Literatur	41



Zusammenfassung

Situation der erneuerbaren Energien in der EU

Im Frühling 2009 hat das EU-Parlament das Energie- und Klimapaket verabschiedet. Ein wichtiger Pfeiler des Pakets ist die Richtlinie zum Ausbau der erneuerbaren Energien (RES-Richtlinie). Gemäss der Richtlinie soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 von heute unter 10% (8.5% im Jahr 2005) auf 20% gesteigert werden. Die Energieszenarien der EU von 2009 gehen davon aus, dass den erneuerbaren Energien in der Stromproduktion eine zentrale Rolle bei der Zielerreichung zukommen wird und diese bis 2020 einen Anteil an der Stromproduktion von 33% haben werden.

Die einzelnen Mitgliedsländer der EU haben im Sommer 2010 ihre Nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energien (NREAPs) zur Umsetzung der RES-Richtlinie eingereicht. Diese NREAPs enthalten Szenarien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in den Bereichen Strom, Wärme und Treibstoffe sowie für die Entwicklung des Bruttoendenergieverbrauchs. Die Beratungsfirma ECN hat diese NREAPs im Auftrag der Kommission ausgewertet und kommt zum Schluss, dass in einem Politikscenario mit neuen Effizienzmassnahmen das Ziel von 20% leicht übertroffen werden kann. Diese Übererfüllung entspricht rund 355 PJ und stünden für die so genannten Kooperationsmechanismen zur Verfügung, über welche auch die Schweiz bei Abschluss eines Stromabkommens Anteile von erneuerbaren Energien zukaufen könnte.

Gemäss den nationalen Aktionsplänen soll die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen zwischen 2010 und 2020 von 652 TWh auf 1217 TWh ausgebaut werden. Allein die Produktion aus Windkraft soll von heute 165 TWh auf 495 TWh im Jahr 2020 ausgebaut werden; dies entspricht einem Zubau der installierten Kapazität von 85 auf 213 GW.

Situation der erneuerbaren Energien in der Schweiz

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein Eckpfeiler der vom Bundesrat in seiner Klausur vom 25. Mai 2011 definierten Neuausrichtung der Energiepolitik. Gemäss den ersten Grundlagen kann die erneuerbare Stromproduktion bis 2050 um 22 TWh gesteigert werden. Zudem hat der Bundesrat im Herbst 2010 das Verhandlungsmandat zum Stromabkommen mit der EU um den Einbezug der RES-Richtlinie erweitert. Je nach Ausgestaltung des Abkommens wäre die Schweiz somit verpflichtet, den Anteil der erneuerbaren Energien ebenfalls auszubauen (interne Schätzungen gehen von plus 12 Prozentpunkten oder zusätzlich rund 108 PJ aus erneuerbaren Energien aus). Die oben genannten Kooperationsmechanismen könnten unter einem Abkommen auch der Schweiz zur Zielerreichung zur Verfügung stehen. Gemäss den Szenarien zur Zielerreichung der RES-Richtlinie (Prognos im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE) müsste die Schweiz rund 50 PJ erneuerbare Energien über die Kooperationsmechanismen zukaufen.

Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien unter Aspekten der Klimapolitik

Mit dem beschlossenen Energie- und Klimapaket „20-20-20“ bis 2020 will die EU die Treibhausgasemissionen im Bereich des Emissionshandels (Emission Trading System, ETS) bis 2020 und bezogen auf 2005 um 21% senken und den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendverbrauch auf 20% steigern. Bei der Festlegung dieser beiden Ziele wurden die gegenseitigen Abhängigkeiten berücksichtigt und politisch gewichtet. Bei der Umsetzung der Erneuerbaren-Ziele und CO₂-Ziele kommen unterschiedliche Instrumente zum Zug: das EU Emissionshandelssystem (EU ETS) sowie die länderspezifischen Einspeisevergütungen (bzw. Quotensysteme) zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Die wechselseitigen Beziehungen zwischen dem CO₂-Preis und dem Anteil erneuerbarer Energien führen allerdings dazu, dass bspw. mit mehr Förderung der erneuerbaren Energien nicht zwingend zusätzliches CO₂ vermindert werden kann.

Die wechselseitige Abhängigkeit von CO₂-Preis und Kosten der erneuerbaren Energien wurde einerseits im Impact Assessment der Kommission zur Energie- und Klimapolitik und andererseits in den EU Energieperspektiven (Energy and Transport Trends – 2030, update 2009) untersucht.



Letztere beinhalten zwei Szenarien: das Referenzszenario, welches die Massnahmen des Energie- und Klimapakets von 2009 enthält, nämlich die RES-Richtlinie und die Auktionierung der Emissionsrechte im Stromsektor ab 2013, und das so genannte Baseline-Szenario ohne diese Massnahmen. Dank dem Ziel bei den erneuerbaren Energien steigt der CO₂-Preis im Referenzszenario bis 2020 nur auf 16.5 Euro pro Tonne CO₂ anstatt auf 25 Euro wie im Baseline-Szenario. Entsprechend erhöht sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion von 14% im Jahr 2005 auf 33% im Jahr 2020, während der Anteil der fossilen Energien (Gas und Kohle) von 51% auf 42% abnimmt. Der Bericht geht zudem davon aus, dass sich der Anteil der stochastischen erneuerbaren Energien von 5,6% im Jahr 2010 auf 20,7% im Jahr 2030 erhöhen wird, insbesondere wegen der Zunahme von onshore-Wind von 68 TWh im Jahr 2005 auf 407 TWh im Jahr 2030. Im Baseline-Szenario machen die Kosten für die Beschaffung von auktionierten Emissionsrechten durchschnittlich 9,4% der Stromgestehungskosten aus, im Referenzszenario leicht weniger. Die Strompreise für Endkonsumenten sind jedoch in beiden Szenarien ähnlich und steigen im Schnitt zwischen 2005 und 2020 um rund 40% an.

Die Wirtschaftlichkeit der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien hängt einerseits von den energiepolitischen Rahmenbedingungen wie EU ETS ab, welche den Preis für (konventionelle) fossilthermische Kraftwerke bestimmen, andererseits spielt der technische Fortschritt (Lernkurven) bei den Anlagen für erneuerbare Stromproduktion eine grosse Rolle. Während sich, wie oben dargestellt, die Rahmenbedingungen für konventionelle Stromerzeugungsanlagen verschärfen werden, sinken die Gestehungskosten dank technischem Fortschritt bei den neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen. Eine Studie der europäischen Umweltagentur EEA geht davon aus, dass insbesondere die Gestehungskosten für Windenergie bis 2020 je nach Standort auf das Niveau der konventionellen Technologien sinken werden. Zudem könnte mit dem verfügbaren Windenergiepotenzial der gesamte Stromverbrauch der EU abgedeckt werden. Die rentabelsten Ressourcen von erneuerbaren Energien für den Import in die Schweiz befinden sich deshalb in jenen Ländern mit hohem Windenergiepotenzial.

Bedarf für Ausgleichsenergie und Pumpspeicherkraftwerke

Wegen ihrer Topologie hat die Schweiz eine spezielle Ausgangslage, was den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien betrifft. Während gesamteuropäisch betrachtet das grösste Ausbaupotenzial bei der Windenergie liegt, ist diese Energiequelle in der Schweiz insbesondere auch wegen Auflagen des Landschaftsschutzes nur beschränkt nutzbar. Dafür hat die Schweiz ein grosses Potenzial an Pumpspeicherkraftwerken (PSKW), welches zum Ausgleich von fluktuierender Stromeinspeisung aus Windkraft und anderen Quellen verwendet werden kann. Pumpspeicherung ist die günstigste Technologie zur Speicherung von grossen Mengen Strom (siehe DENA Netzstudie II). Verschiedene Studien haben ergeben, dass dank des Zubaus von 1 GW Pumpspeicherleistung dargebotsabhängige Erzeugung (Wind, Photovoltaik, etc.) in einer Grössenordnung von rund 4 bis 5 GW Anschlussleistung zusätzlich ins System integriert werden kann. Mit den bis 2020 geplanten Pumpspeicherleistungen in Österreich (ca. 5 GW), Deutschland (ca. 3 GW) und in der Schweiz (ca. 4 GW) könnten folglich rund 48 bis 60 GW Wind- bzw. PV-Kapazitäten leistungsmässig abgefangen werden. Dies ist ein wesentlicher Beitrag zum Ausgleich der gemäss Aktionsplänen geplanten Windkraftkapazitäten von 213 GW bis 2020 (siehe oben). Falls gemäss der neuen Energiepolitik bis 2050 die Photovoltaik auch in der Schweiz wesentlich ausgebaut werden sollte, werden diese PSKW natürlich auch inländisch benötigt.



Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken und heutige Wertschöpfung im Stromaus- senhandel

PSKW sind wirtschaftlich interessant, wenn bei tiefen oder sogar negativen Strompreisen Wasser gepumpt und bei Lastspitzen und entsprechend hohen Preisen turbinert werden kann (so genannte Nutzung des Preisspreads zwischen base und peak load). In letzter Zeit haben aber kurzfristige Preisschwankungen und die daraus resultierenden Preisspreads an Bedeutung verloren, da sich die Prognosegenauigkeit für die Einspeisung von Wind- und Solarstrom verbessert hat. Anhand dreier unterschiedlicher Ansätze zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von PSKW kommt der vorliegende Bericht auf einen Erlös für PSKW von 20 bis 50 Euro/MWh, allerdings mit einem langfristigen Trend von rund 20 Euro/MWh. Dabei ist festzuhalten, dass der Erlös umso kleiner ausfällt, je mehr PSKW Kapazität vorhanden ist. Unter dem Einfluss des zukünftigen Ausbaus der erneuerbaren Energien stellt sich nämlich die Frage nach der Entwicklung des Marktvolumens für Systemdienstleistungen, insbesondere des Regelleistungsbedarfs. Gemäss einer Studie von R2B und CONSENTEC (2010) nimmt das Marktvolumen für Regelleistung bis zu einem Anteil von 30 % erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung nur unwesentlich zu, da angenommen wird, dass sich die Güte der Einspeiseprognose für dargebotsabhängige erneuerbare Ressourcen stark verbessern wird. Übersteigt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung die 30%-Marke, rechnen die Gutachter jedoch mit einer Ausweitung des Minutenreservebedarfs. Entsprechend den NREAPs und der Auswertung durch ECN wird dies bereits 2020 der Fall sein, wobei natürlich auch die Art des erneuerbaren Stroms eine wesentliche Rolle spielt.

Für die Schweiz resultierte gemäss Energiestatistik im Jahr 2010 aus dem Energieverkehr mit dem Ausland ein Einnahmeüberschuss von 1328 Millionen Franken (225 Mio. Franken tiefer als im Vorjahr). Diese Zahlen basieren auf den Angaben jener rund 60 Elektrizitätsunternehmen, über die praktisch sämtliche Import- und Exportgeschäfte der Schweiz mit dem Ausland abgewickelt werden. Es ist absehbar, dass ein Ausbau der schweizerischen PSKW einen positiven Einfluss auf die Wertschöpfung im Stromausserhandel haben wird.

Notwendiger Netzausbau für die Rolle der Schweiz als Batterie in Europa

Voraussetzung für einen effizienten Einsatz der schweizerischen PSKW und den Import von erneuerbarem Strom als Beitrag zur Versorgungssicherheit ist ein gut funktionierendes Übertragungsnetz bis hin zu den potenziellen Windenergieanlagen. Die Integration der Schweizer Stromwirtschaft in Europa ist deshalb auch ein strategisches Ziel der laufenden Stromverhandlungen mit der EU. Mit der Neuausrichtung der schweizerischen Energiepolitik kommt auch dem inländischen Netzausbau eine wichtige Funktion zu. Ein erster Zwischenbericht der Strategiegruppe Netze und Versorgungssicherheit SG NVS liegt seit Juni 2011 vor. Die SG NVS hat festgestellt, dass ein zügiger Ausbau des Stromnetzes unerlässlich ist, um Versorgungsengpässe und Einschränkungen der Transite (z.B. nach Italien) und des Handels zu vermeiden. Bereits heute gibt es zu bestimmten Zeiten an einzelnen Punkten des Netzes Engpässe. Diese verschärfen sich, wenn vermehrt Strom aus erneuerbaren Energien mit stochastischer Produktion importiert werden soll. Sollten Kernkraftwerke (KKW) in der Schweiz vorzeitig abgeschaltet werden, würde sich im Falle einer inländischen Kompensation der fehlenden Kapazitäten die Situation namentlich bezüglich Abtransport des im Kanton Wallis produzierten Stroms nochmals markant verschärfen. Alternativ müssten die Importkapazitäten an der Nordgrenze massiv ausgebaut werden (bis 3000 MW). Um einen solchen Ausbau umzusetzen, müssen nicht nur grenzüberschreitende Leitungen gebaut werden, sondern auch mehrere Leitungsprojekte innerhalb der Schweiz und im Ausland realisiert werden. Ohne diesen Ausbau könnte gemäss Stimmen aus der Strombranche (VSE Seminar 2011) rund zwei Mal weniger stochastische Windenergie in Deutschland ausgeglichen werden (7.5 GW anstatt 16 GW).



Zukünftige Strategie bezüglich PSKW und Integration in den europäischen Strommarkt

Mit der Neuausrichtung der Energiepolitik hat sich der Bundesrat zum Ausbau der neuen erneuerbaren Energien und auch der PSKW bekannt. Zudem will er den strategisch wichtigen Netzausbau weiter vorantreiben.

Die Schweiz positioniert sich im europäischen Strombinnenmarkt als wichtige Partnerin der EU, beteiligt sich konstruktiv am Aufbau einer kohlenstoffarmen Elektrizitätswirtschaft in Europa und tritt zusammen mit der EU für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit ein. Der europäische Strombinnenmarkt soll dabei als Instrument zur Erreichung dieser Ziele dienen, bei dessen Verwirklichung die Schweiz nicht abseits stehen darf. Die Schweiz setzt sich für eine Weiterentwicklung des europäischen Strombinnenmarktes zusammen mit der EU ein, basierend auf einem nachhaltigen und effizienten Marktmodell.

Die Stromverhandlungen mit der EU werden mit folgenden Zielen weiter geführt:

- Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Schweiz
- Integration der Schweizer Stromwirtschaft in Europa
- Aktive Mitgestaltung bei der Erreichung der Klimaziele
- Erhalt und Ausbau der Wertschöpfung im Stromsektor in der Schweiz



1. Wortlaut des Postulates vom 11. Mai 2009

Der Bundesrat wird beauftragt, ergänzend zum Bericht zur Energieaussenpolitik vom Oktober 2008 die folgenden Fragen in einem Zusatzbericht zu klären:

1. Welche technischen Potentiale bestehen in Europa, um den Bedarf an Elektrizität im europäischen Verbund vollständig oder überwiegend aus erneuerbaren Energien zu decken?
2. Wie sind diese Potentiale unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu beurteilen, im Wettbewerb mit Erdgas, Kohle und anderen nichterneuerbaren Energien, und unter Berücksichtigung von möglichen oder absehbaren Kosten- und Preisentwicklungen im kommenden Jahrzehnt?
3. Welche Bedeutung haben die Beschlüsse der EU für die Schweiz, namentlich der erweiterte Emissionshandel, die verbindliche Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien, der Vorrang für die erneuerbaren Energien im Stromnetz und die Versteigerung aller CO₂-Emissionsrechte ab 2013 an Kraftwerke?
4. Wie hoch schätzt der Bundesrat die zusätzlich mögliche Wertschöpfung, wenn die Schweiz dank ihren topografischen Vorzügen ihre Rolle als Stromdrehscheibe ausbaut und bei starkem Wind/Sonne Strom importiert und diesen bei schwachem Wind/Sonne zu Spitzenpreise verkauft? Welche Kapazitäten kann die Schweiz diesbezüglich zur Verfügung stellen a) gemäss heutigem Stand der Ausbauten und b) wenn die Leistung der Pumpen und Turbinen in der Schweiz darüber hinaus gesteigert würde?
5. Welchen Beitrag kann der Import von Strom aus erneuerbaren Energien am schweizerischen Stromverbrauch decken, und welche Bedingungen müssen erfüllt sein, damit sich die Versorgungssicherheit dadurch verbessert?
6. Wo befinden sich die rentabelsten Ressourcen zur Deckung des schweizerischen Bedarfs im Ausland und welche Möglichkeiten zieht der Bundesrat in Betracht, diese zu erschliessen?
7. Mit welchen Instanzen müsste verhandelt werden und welche Verhandlungen und Verhandlungsergebnisse wurden bereits erreicht?
8. Welche organisatorischen und technischen Massnahmen mit Blick auf diese Zielsetzung und auf die Teilnahme am EU-Strombinnenmarkt sind bereits beschlossen und welche Anpassungen der schweizerischen Gesetzgebung wären weiter notwendig?

Begründung

Die Preissteigerungen auf dem Öl- und Gasmarkt in den Jahren 2006–2008 haben deutlich gemacht, dass der Import von nichterneuerbaren Energieträgern aus dem Ausland mit erheblichen Preis- und Lieferrisiken verbunden ist. Diese könnten in Zukunft noch zunehmen, wenn sich die Konjunktur wieder positiv entwickelt.

In der Europäischen Union ist der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Versteigerung von CO₂-Emissionsrechten ab 2013 und der Vorrang der erneuerbaren Energien im europäischen Stromnetz beschlossen worden. Dies eröffnet neue Chancen für die Schweiz, die eigenen Standortvorteile in einem geöffneten Strommarkt vermehrt zu nutzen und die Versorgungssicherheit der Schweiz zu verbessern.

Der Bundesrat wird deshalb beauftragt, eine Neubeurteilung der Chancen und Möglichkeiten der Schweiz im internationalen Strommarkt vorzunehmen.



2. Rahmenbedingungen in der EU

Folgende Entwicklungen der energiepolitischen Rahmenbedingungen in der EU müssen einbezogen werden.

Energie- und Klimapaket:

Mit dem Energie-Klimapaket 20-20-20 bis 2020 setzte die EU Ziele in drei Bereichen:

- Energieeffizienz: Das „20%-Ziel“ stammt vom Energieeffizienz-Aktionsplan¹, der im Oktober 2006 von der Europäischen Kommission vorgelegt wurde. Unverbindliches Ziel ist es, über alle Sektoren hinweg (ETS + Nicht-ETS) den Primärenergieeinsatz bis 2020 um 20% im Vergleich zu Baseline-Verbrauchsprognosen zu senken. Konkret heisst das: -6,3% im Vergleich zum Verbrauch im Jahr 2000. Teil der im Aktionsplan vorgelegten Massnahmenvorschläge ist auch die Energiedienstleistungs-Richtlinie (2006/32/EG²), welche verlangt, dass der Endenergieverbrauch zwischen 2008 und 2016 um 9%, also um einen Prozentpunkt pro Jahr, gegenüber dem durchschnittlichen Endenergieverbrauch der Fünfjahresperiode 2001–2005 abgesenkt wird (wobei diese Richtlinie aber nur diejenigen Sektoren erfasst, die nicht dem Emissionshandel unterstellt sind).
- Treibhausgasemissionen sollen um 20% unter das Niveau von 1990 gesenkt werden. Das wichtigste Instrument dazu ist die Emissionshandels-Richtlinie (2009/29/EG³). Die vom ETS erfassten Sektoren müssen gesamthaft, d.h. über alle Mitgliedstaaten hinweg, ihren CO₂-Ausstoss bis 2020 um 21% reduzieren. Unternehmen, die ihre Ziele verfehlen, werden mit einer Busse belegt und müssen fehlende Emissionsrechte nachliefern. Im Elektrizitätssektor werden ab 2013 alle Emissionsrechte versteigert, d.h. es wird keine Gratiszuteilungen mehr geben. Die Reduktionsziele für die Nicht-ETS-Sektoren werden mittels der Lastenteilungs-Entscheidung (406/2009/EG⁴) für die einzelnen Mitgliedstaaten aufgrund des Pro-Kopf-Bruttoinlandprodukts (pro-Kopf-BIP) errechnet. Die gleiche Methodik würde für die Schweiz ein Ziel von ca. 20% bedeuten. Die CO₂-Instrumente in der EU und der Schweiz gehören aufgrund ihrer Anreizwirkung zu den wichtigsten Hebeln für die Erhöhung der Energieeffizienz, sofern günstiges Fuel Switching zu Palmöl und andern Brennstoffen mit fragwürdigem Nachhaltigkeitsausweis das Effizienzziel nicht wieder untergräbt.
- Die EU Erneuerbaren-Richtlinie (RES-Richtlinie) (2009/28/EG⁵) legt für jeden Mitgliedstaat ein nationales Ziel für den Anteil an erneuerbarer Energie im Jahr 2020 fest. Energieeffizienz ist insofern für RES relevant, als ein reduzierter Verbrauch den RES-Anteil erhöht. Die Ziele der RES-Richtlinie im Bereich der erneuerbaren Energien teilen sich auf die drei Anwendungen Strom, Wärme und Treibstoffe auf, wobei die EU ein 10% Ziel für erneuerbare Energien im Verkehrssektor festgelegt hat. Vorher hatte die EU nur unverbindliche Ziele für erneuerbaren Strom (22,1% bis 2010) und Biotreibstoffe (5,75% bis 2010) formuliert (Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG); der Einbezug des Wärmesektors ist also neu. Die RES-Richtlinie kann als Ausweitung der beiden obigen Richtlinien für erneuerbaren Strom (2001) und Biotreibstoffe (2003) gesehen werden. Ent-

¹ KOM (2006) 545.

² Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/ EWG des Rates; 114 vom 27.4.2006, S. 64.

³ Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten; ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 63.

⁴ Entscheidung Nr. 406/2009/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020; ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 136.

⁵ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG; ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16.



sprechend der RES-Richtlinie der EU soll der Anteil der erneuerbaren Energien in der EU bis 2020 auf 20 Prozent gesteigert werden. Die Lastenteilung für die Mitgliedsländer erfolgt nach folgendem Schema: Alle Länder müssen ihren Anteil an erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch um 5,5% steigern. Der restliche Beitrag wird entsprechend dem Pro-Kopf-BIP der einzelnen Länder aufgeteilt, d.h. ein Land mit einem hohen BIP pro Kopf muss mehr leisten als eines mit einem tiefen pro-Kopf-BIP. Die Mitgliedstaaten können zudem zur Erreichung ihres Ziels Rückgriff auf verschiedene Kooperationsmechanismen nehmen. Folgende Optionen bestehen:

- Statistischer Transfer
- Gemeinsame Förderregelungen
- Gemeinsame Projekte innerhalb und ausserhalb der EU

Statistischer Transfer: Der durch Artikel 6 RES-Richtlinie aufgeführte Kooperationsmechanismus besteht aus einem statistischen Transfer erneuerbarer Energie zwischen zwei Mitgliedstaaten. Wie es der Wortlaut verdeutlicht, handelt es sich nicht um einen physischen Transfer von Energie, sondern um einen virtuellen. Das bedeutet, dass zwei Mitgliedstaaten vereinbaren können, dass ein Teil der im Inland produzierten Energie aus erneuerbaren Quellen dem einen Mitgliedstaat von seinem Ziel im Bereich der erneuerbaren Energien abgezogen und dem anderen hinzugerechnet wird, sofern der "verkaufende" Mitgliedstaat sein Ziel übererfüllt.

Gemeinsame Projekte: Der in Artikel 7 RES-Richtlinie genannte Kooperationsmechanismus führt den Namen „gemeinsame Projekte“. Er soll die Zusammenarbeit von zwei oder mehreren Mitgliedstaaten in den Bereichen der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien als auch von Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen ermöglichen. Dieser Kooperationsmechanismus unterscheidet sich vom statistischen Transfer dadurch, dass er sich auf die Durchführung konkreter Projekte bezieht und private Betreiber mit einschliessen kann. Dies kann sich als vorteilhaft erweisen, da private Betreiber oft besser über die Möglichkeiten zur Entwicklung von Projekten Bescheid wissen. So kann beispielsweise ein Projektentwickler sowohl in dem Mitgliedstaat, in dem er ein Projekt durchführen will, als auch bei einem anderen Mitgliedstaat, der an einer finanziellen Beteiligung interessiert ist, vorstellig werden. Sind die angesprochenen Mitgliedstaaten an einer Zusammenarbeit zur Förderung des konkreten Projektes interessiert, können sie vereinbaren, das Projekt gemeinsam durchzuführen.

Gemeinsame Projekte sind auch zwischen einem Mitgliedstaat und Drittstaaten möglich. Für die Anrechnung gelten jedoch zusätzliche Bedingungen, und der Mechanismus ist einzig auf den Export von erneuerbarer Energie aus einem Drittstaat in die EU hin angelegt.

Die Mitgliedstaaten haben zudem geeignete Schritte zu ergreifen, um die Netze für die Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien auszubauen, deren vorrangigen oder garantierten Netzzugang zu kostendeckenden Preisen zu gewährleisten und den aufgenommenen Strom zu übertragen und zu verteilen. Von den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern kann die Übernahme der bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anfallenden Mehrkosten verlangt werden (Art. 16 RES-Richtlinie).⁶

Energiestrategie 2020 und Energie-Fahrplan 2050

Im November 2010 hat die Kommission die *Energiestrategie 2011 bis 2020*⁷ veröffentlicht. Wesentliche Elemente dieser Strategie mit Bezug zum vorliegenden Postulatsbericht sind:

Auf der Angebotsseite muss die Priorität weiter auf der Entwicklung sicherer und wettbewerbsfähiger Energiequellen liegen. Im Bereich der Stromerzeugung sollten die Investitionen dazu führen, dass bis Anfang 2020 fast zwei Drittel des Stroms aus CO₂-armen Quellen stammen (gegenüber jetzt 45 %). Dabei sollten *erneuerbare Energien Vorrang* haben. Die Strategie muss einen Rahmen auf EU-Ebene

⁶ Die Europäische Kommission hat am 19. Oktober 2011 einen Plan vorgelegt („Connecting Europe“), der Investitionen von 50 Mrd. EUR in die Verkehrs-, die Energie- und die digitalen Netze Europas vorsieht.

⁷ Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Energie 2020: Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie; KOM (2010) 639.



vorgeben, der nationale Unterschiede berücksichtigt und es gleichzeitig nicht nur den Mitgliedstaaten ermöglicht, ihre jeweiligen Ziele zu übertreffen, sondern auch gewährleistet, dass erneuerbare Energiequellen und Technologien bis 2020 wirtschaftlich wettbewerbsfähig sind.

Mit dem im Dezember 2011 von der Kommission vorgelegten sektorspezifischen *Energie-Fahrplan 2050*⁸ werden Szenarien dargelegt, wie die EU bis 2050 ihr Ziel einer möglichst CO₂-freien Energieproduktion bis 2050 erreichen kann. Dies geschieht vor dem Hintergrund der bis 2050 angestrebten Reduktion der CO₂-Emissionen um 80% und soll gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit und Energieversorgungssicherheit der EU nicht gefährden. Die Kommission kommt u.a. zum Schluss, dass Strom einen viel grösseren Anteil an der Energienachfrage einnehmen wird, und hält fest, dass in allen Szenarien einer weiteren Steigerung der Energieeffizienz und des Anteils der erneuerbaren Energien eine Schlüsselrolle zukommt.

Mit der Einführung eines legislativen Rahmens, der helfen soll, das 20%-Ziel für erneuerbare Energien bis 2020 zu erreichen, hat Europa nun den ersten Schritt in diesem Bereich gemacht. Es muss sichergestellt werden, dass die *Rechtsvorschriften vollständig durchgeführt* und die Voraussetzungen für eine Nutzung erneuerbarer Energien im grossen Massstab in den Jahrzehnten nach 2020 geschaffen werden. Der Rechtsrahmen muss den Investoren das Vertrauen geben, in neue Produktions-, Transport- und Speicheroptionen für erneuerbare Energien zu investieren. Die Auswirkungen der RES-Richtlinie sollen ab 2011 bewertet werden, um die Richtlinie soweit nötig strenger zu fassen oder zu erweitern.

Der wichtigste Punkt ist jedoch, dass in Europa nach wie vor eine *Netzinfrastuktur fehlt*, die es erneuerbaren Energien erlauben würde, sich zu entwickeln und unter gleichen Bedingungen zu konkurrieren wie die traditionellen Energieträger. Die aktuellen Projekte für grosse Windparks im Norden und für Solaranlagen im Süden benötigen Stromleitungen für den Transport des „grünen“ Stroms in die verbrauchsstarken Gebiete. Das derzeitige Netz wird die Mengen an erneuerbaren Strom, die aus der Zielvorgabe für 2020 (33 % der Bruttostromerzeugung) resultieren, nur schwer aufnehmen können.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Infrastrukturentwicklung grösstenteils kommerzieller Art ist, wird die Kommission eine Methodik zur Analyse des optimalen Gleichgewichts zwischen öffentlicher und privater Finanzierung auf Grundlage der folgenden, in der gesamten Union anzuwendenden Grundsätze festlegen: „Nutzerprinzip“, „Begünstigten-Prinzip“ (hinsichtlich der grenzüberschreitenden Kosten-Nutzen-Allokation) und „Steuerzahlerprinzip“ (Lastenteilung für Infrastruktur, die wirtschaftlich nicht tragfähig und von „EU-weitem Nutzen“ ist). Dies wird im Einklang mit den geltenden Regeln für staatliche Beihilfen festgelegt. Für Projekte von „europäischem Interesse“, die unrentabel oder kaum rentabel sind, werden innovative Finanzierungsmechanismen vorgeschlagen, um eine maximale Hebelwirkung in Bezug auf die öffentlichen Fördermittel zu erzielen, so dass das Investitionsklima hinsichtlich der Deckung der Hauptrisiken verbessert wird oder um die Projektrealisierung zu beschleunigen. Die Entwicklung zweckmässiger Energieinfrastruktur ist von entscheidender Bedeutung und dringend erforderlich. Sie erfordert einen breiteren Ansatz im Hinblick auf neue (öffentliche wie private) Finanzierungsinstrumente sowie die Mobilisierung zusätzlicher Mittel innerhalb des nächsten mehrjährigen Finanzrahmens.

⁸ Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Energiefahrplan 2050; KOM (2011) 8852.



3. Rahmenbedingungen in der Schweiz

Energiestrategie 2050

In seiner Klausur vom 25. Mai 2011 hat sich der Bundesrat zu einer Neuausrichtung der Energiepolitik bekannt und die Eckpfeiler der Energiestrategie 2050 definiert. Um die durch den Verzicht auf den Ersatz von Kernkraftwerken wegfallenden Teile des Stromangebots zu decken, muss die Energiestrategie der Schweiz neu ausgerichtet werden.

Der Bundesrat orientiert sich dabei an folgenden Prioritäten:

1. **Stromverbrauch senken:** Die neuen Energieperspektiven zeigen, dass die Stromnachfrage bis 2050 ohne verstärkte Massnahmen auf rund 90 Milliarden Kilowattstunden pro Jahr ansteigen könnte (2010: rund 60 Mrd. kWh). Hauptgründe dafür sind das Bevölkerungswachstum, die zunehmende Mehrfachausstattung in den Haushalten (z.B. Zweitfernseher), neue Geräte und Anwendungen, mehr Wohnfläche pro Person, aber auch die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs. Daher will der Bundesrat den sparsamen Umgang mit Energie im Allgemeinen und Strom im Speziellen fördern. Die verstärkten Effizienzmassnahmen umfassen Mindestanforderungen für Geräte (Best-Practice, Energieetikette) und andere Vorschriften, Bonus-Malus-Mechanismen (Effizienzbonus), Massnahmen zur Sensibilisierung und Information der Bevölkerung (Stärkung von EnergieSchweiz) oder Massnahmen im Wärmebereich.
2. **Stromangebot verbreitern:** Ausgebaut werden sollen vor allem die Wasserkraft und die neuen erneuerbaren Energien. Der heutige Anteil am Strom-Mix muss massiv ausgebaut werden. Dazu dient in erster Linie die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Zur Deckung der Nachfrage braucht es aber auch einen Ausbau der fossilen Stromproduktion mit Wärmekraftkopplung (primär) sowie Gaskombikraftwerken (sekundär). Der Bundesrat hält dabei an seinen klimapolitischen Zielen fest. Der zunehmende Anteil der unregelmässigen Stromerzeugung (Wind, Sonne) erfordert einen Umbau des Kraftwerkparks mit entsprechenden Speicher- und Reservekapazitäten. Ausserdem müssen Interessenskonflikte zwischen Klima-, Gewässer- und Landschaftsschutz sowie Raumplanung konstruktiv gelöst werden.
3. **Stromimporte beibehalten:** Sie sind für eine sichere Stromversorgung und den temporären Ausgleich weiterhin notwendig. Der Bundesrat ist jedoch der Ansicht, dass weiterhin eine möglichst auslandunabhängige Stromproduktion anzustreben ist.
4. **Stromnetze ausbauen:** Für die künftigen inländischen Produktionsinfrastrukturen und den Stromimport ist ein rascher Ausbau der Stromübertragungsnetze und ein Umbau der Verteilnetze zu "Smart Grids" zwingend nötig. Diese "intelligenten Netze" ermöglichen die direkte Interaktion zwischen Verbrauchern, Netz und Stromproduktion und bergen ein grosses Potenzial zur Optimierung des Stromsystems, zu Einsparungen im Verbrauch und damit zur Kostensenkung. Das schweizerische Netz soll optimal an das europäische Netz und das künftige europäische "Supergrid" angebunden sein.
5. **Energieforschung verstärken:** Zur Unterstützung des Umbaus des Energiesystems braucht es eine Stärkung der Energieforschung. Dazu soll das Portfolio der Energieforschung im ETH-Bereich und in den Fachhochschulen überprüft und die Zusammenarbeit zwischen Hochschulen, Wirtschaft und Technologiekompetenzzentren gefördert werden. Ein Aktionsplan „Koordinierte Energieforschung Schweiz“ mit entsprechenden Roadmaps soll für Effizienztechnologien, Netze, Energiespeicherung, Elektrizitätsbereitstellung und sozio-ökonomische und rechtliche Aspekte erarbeitet werden. Mit dem Entscheid vom 30. November 2011 hat der Bundesrat das Eidgenössische Departement des Innern (EDI) beauftragt, zusammen mit dem Eidgenössischen Volkswirtschaftsdepartement (EVD) und dem Eidgenössischen Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) dem Bundesrat bis Sommer 2012 eine Botschaft zum Aktionsplan „Koordinierte Energieforschung Schweiz“ zu unterbreiten und die dazu nötigen Bundesmittel bereitzustellen. Diese Anstrengungen sind mit den Massnahmen aus dem "Masterplan Cleantech" zu koordinieren.
6. **Bund, Kantone, Städte und Gemeinden übernehmen eine Vorbildfunktion:** Bund, Kantone, Städte und Gemeinden gehen mit gutem Beispiel voran. Sie sollen ihren Eigenbedarf an Strom und Wärme weitgehend durch erneuerbare Energieträger decken und den Grundsatz "Best-Practice" in allen Bereichen beachten. Auch die Wirtschaft ist aufgefordert, Massnahmen zur



Senkung des betrieblichen Energieverbrauchs zu treffen und mit innovativen, energiesparsamen Produkten den Wirtschaftsstandort Schweiz zu stärken. Die Stromwirtschaft soll die Chance packen, den Umbau des nationalen Energiesystems aktiv mitzugestalten und die nötigen Investitionen zu tätigen.

7. Leuchtturmprojekte weisen den Weg: Von verschiedenen Industrien und Gruppen entwickelte Pilot- und Demonstrationsprojekte sollen wertvolle Erfahrungen für die Energiezukunft der Schweiz ermöglichen. Entscheidend sind die Bereiche Smart Buildings, Smart Cities, Smart Grids oder Wärmeverbundnetze, die zu einer Optimierung des Energiesystems und damit zur Senkung von Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und Kosten beitragen.
8. Internationale Zusammenarbeit fördern: Die internationale Zusammenarbeit im Energiebereich soll weiter intensiviert werden. Mit der Europäischen Union ist noch in diesem Jahr der Abschluss der Stromverhandlungen anzustreben. Zudem sollen die Kontakte mit den Nachbarstaaten vertieft werden. Die Schweiz wird sich ausserdem aktiv an der internationalen Debatte über die künftige Rolle und Ausrichtung der Internationalen Atomenergieagentur (IAEA) beteiligen und an den entsprechenden politischen und technischen Konferenzen teilnehmen.

Der Bundesrat setzt gestützt auf die aktualisierten Energieperspektiven auf einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie. Das erfordert eine neue Energiepolitik, mit dem Ziel, die gesamte Endenergienachfrage bis 2050 erheblich zu reduzieren.

Die neue Energiepolitik verstärkt den bisherigen Weg, der auf dem Konzept der 2000-Watt-Gesellschaft oder einer 1 Tonne CO₂-Pro-Kopf-Gesellschaft basiert. Im Zentrum stehen die Energieeffizienz und die Förderung der erneuerbaren Energien. Voraussetzung dafür ist ein energiepolitischer und gesellschaftlicher Paradigmenwechsel. Mit der neuen Energiepolitik steigt die Stromnachfrage noch einige Jahre leicht an und sinkt bis 2050 auf 56,4 Milliarden kWh (56,4 TWh), inklusive Ausbau der Pumpspeicherung auf 61,86 Milliarden kWh.

Stromimporte sind weiterhin für den temporären Ausgleich von Nachfrageschwankungen nötig. Es muss ein rascher Um- und Neubau der Übertragungsnetze und ein Umbau der Verteilnetze zu „Smart Grids“ erfolgen. Eine optimale Anbindung ans europäische Netz muss sichergestellt werden.

Der Wechsel von einer zentralen zu einer vermehrt dezentralen und unregelmässigen Stromerzeugung führt zu einer grundlegenden Veränderung des Kraftwerkparks: Da die Sonne nicht immer scheint und der Wind nicht immer bläst, müssen künftig entsprechende Reserve- und Speicherkapazitäten bereitgestellt und das bewährte Zusammenspiel zwischen Bandenergie und Spitzenstrom neu gestaltet werden.

Bestehende Gesetzesgrundlagen im Bereich von erneuerbarem Strom

Am 23. März 2007 hat das Parlament im Zuge der Verabschiedung des Stromversorgungsgesetzes (StromVG; SR 734.7) auch das Energiegesetz vom 26. Juni 1998 (EnG; 730.0) revidiert. Das revidierte Energiegesetz schreibt vor, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 um mindestens 5400 GWh zu erhöhen. Ein Zehntel davon kann zudem importiert werden. Es enthält dazu ein Paket von Massnahmen zur Förderung der erneuerbaren Energien sowie zur Förderung der Effizienz im Elektrizitätsbereich. Hauptpfeiler ist dabei die kostendeckende Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien. Jährlich sollen dafür rund 247 Millionen Franken für die Abgeltung der Differenz zwischen der Vergütung und dem Marktpreis zur Verfügung stehen.

Falls es sich abzeichnet, dass das Ziel von 5400 GWh nicht erreicht wird, kann der Bundesrat ab 2016 ein Quotensystem einführen, welches die Energieversorger zu Mindestanteilen von erneuerbarem Strom verpflichtet.

Die kostendeckende Vergütung ist für folgende Technologien vorgesehen: Wasserkraft (bis 10 MW), Photovoltaik, Windenergie, Geothermie, Biomasse und Abfälle aus Biomasse. Die Vergütungstarife für Elektrizität aus erneuerbaren Energien werden anhand von Referenzanlagen pro Technologie und Leistungsklasse festgelegt. Die Vergütungsdauer beträgt je nach Technologie 20 bis 25 Jahre. Aufgrund der zu erwartenden technologischen Fortschritte und zunehmender Marktreife der Technologien ist ein Absenkpfad für die Vergütungstarife vorgesehen. Diese Absenkung betrifft nur die neu angemeldeten Anlagen. Für bestehende Anlagen bleiben die Vergütungssätze über die



gesamte Vergütungsdauer grundsätzlich gleich. Wer sich für die kostendeckende Einspeisevergütung entscheidet, kann seine Elektrizität nicht gleichzeitig auch als "grünen Strom" am freien Ökostrommarkt verkaufen. Die Bestimmungen über die kostendeckende Einspeisevergütung sind in der geänderten Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (EnV; SR 730.01) geregelt und traten am 1. Januar 2009 in Kraft. Von der Einspeisevergütung können Anlagen profitieren, die nach dem 1. Januar 2006 in Betrieb genommen worden sind.

Stromkennzeichnung und Herkunftsnachweise für erneuerbaren Strom

Seit dem 20. Dezember 2006 ist die UVEK-Verordnung über den Nachweis der Produktionsart und der Herkunft von Elektrizität (Herkunftsnachweis) in Kraft. Die Schweiz hat damit klare rechtliche, diskriminierungsfreie und EU-kompatible Rahmenbedingungen für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für Strom.

Diese sind ein Instrument zur Erleichterung des internationalen Handels mit Strom aus erneuerbaren Energien und für die Schweiz insbesondere für ihre Wasserkraft-Exporte ins Ausland von Bedeutung. So wurden im Jahre 2009 Herkunftsnachweise über insgesamt 11,4 Milliarden kWh exportiert. Gleichzeitig dienen sie der Elektrizitätswirtschaft als Nachweis für die Stromkennzeichnung: Seit 2006 sind alle Energieversorgungsunternehmen gesetzlich verpflichtet, ihre Endkundinnen und Endkunden über den gelieferten Strommix zu informieren.

Netzverstärkungen für den Anschluss von Produktionsanlagen von erneuerbarem Strom

Gemäss Artikel 5 Absatz 2 StromVG müssen Netzbetreiber in ihrem Netzgebiet alle Elektrizitätserzeuger an das Elektrizitätsnetz anschliessen. Netzbetreiber sind zudem verpflichtet, Elektrizität, welche nach Artikel 7, 7a und 7b EnG erzeugt wird, in einer für das Netz geeigneten Form abzunehmen und zu vergüten. Artikel 7a EnG verlangt zusätzlich, dass die Neuanlagen sich am betreffenden Standort eignen. Die Anschlussbedingungen legen die Produzenten und Netzbetreiber gemäss Artikel 2 Absatz 1 der EnV vertraglich fest. Unter Vorbehalt von Artikel 2 Absatz 4 EnV (Vermeidung störender technischer Einwirkungen) sind die Netzbetreiber nach Artikel 2 Absatz 5 EnV verpflichtet, die Produzenten mit dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Einspeisepunkt zu verbinden. Die Kosten für die Erstellung der dazu notwendigen Erschliessungsleitungen bis zum Einspeisepunkt sowie allfällig notwendige Transformationskosten gehen dabei zu Lasten des Produzenten.

Netzanschlüsse von Erzeugern nach den eben genannten Artikeln des EnG können ab dem Einspeisepunkt Netzverstärkungen notwendig machen, welche gemäss Artikel 22 Absatz 3 Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71) Teil der Kosten für die Systemdienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid AG) sind. Die nationale Netzgesellschaft vergütet den Netzbetreibern, gestützt auf eine Bewilligung der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom, die Kosten für die notwendigen Netzverstärkungen (Art. 22 Abs. 4 und 5 StromVV).

Grenzüberschreitende Netzkapazitäten

Überschreitet die Nachfrage nach grenzüberschreitender Übertragungskapazität die verfügbare Kapazität, kann die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid) gemäss Artikel 17 Absatz 1 StromVG die verfügbare Kapazität nach marktorientierten Verfahren (Auktionen) zuteilen. Für die Kapazitätsberechnungen werden alle Leitungen im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz hinzugezogen (Net Transfer Capacity, NTC). Die Inter-Transmission System Operator Compensation (ITC) ist ein Ausgleichsmechanismus zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern im Zusammenhang mit der grenzüberschreitenden Nutzung des Übertragungsnetzes (Art. 14 Abs. 2 StromVV).

Stromversorgungsgesetz (StromVG)

Das vom Parlament im Jahr 2007 verabschiedete Stromversorgungsgesetz sieht eine zweistufige Marktöffnung vor: In den ersten fünf Jahren (2009–2013) haben Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 000 kWh freien Marktzugang. Nach fünf Jahren können dann auch Haushalte und andere Kleinverbraucher ihren Stromlieferanten frei wählen. Die Einführung der vollen



Marktöffnung erfolgt per Bundesbeschluss, der einem fakultativen Referendum untersteht. Das Höchstspannungsnetz muss von einer nationalen Netzgesellschaft (swissgrid) mit Schweizer Mehrheitsbeteiligung betrieben werden.



4. Stromverhandlungen der Schweiz mit der EU und Anschluss ans europäische Emissionshandelssystem ETS

Ausgangslage

Der Bundesrat hat am 17. September 2010 das Verhandlungsmandat für den Abschluss eines Energieabkommens mit der Europäischen Union angepasst. Er erweiterte damit das bestehende Verhandlungsmandat, auf dessen Grundlage die Schweiz mit der EU seit 2007 Verhandlungen über ein Stromabkommen führt. Das erweiterte Mandat berücksichtigt die aktuellen Rechtsentwicklungen in der EU, unter anderem das dritte europäische Energiebinnenmarktpaket, und zielt langfristig auf ein umfassendes Energieabkommen mit der EU ab.

Dank des erweiterten Mandats kann die Schweizer Verhandlungsdelegation nun einerseits den Verhandlungsabschluss im Strombereich prioritär voranbringen. Neben den bisherigen Verhandlungszielen (Versorgungssicherheit und gegenseitiger Marktzugang) soll dabei nun auch der Zugang der Schweiz zu den im Rahmen des dritten Energiebinnenmarktpakets geschaffenen EU-Organisationen ermöglicht werden. Diese haben ihre neuen Aufgaben im März 2011 übernommen.

Andererseits schafft das erweiterte Mandat die Möglichkeit, die Richtlinie zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RES-Richtlinie) in die Verhandlungen einzubeziehen. Diese ermöglicht der Schweiz, sich im Bereich der erneuerbaren Energien europaweit zu vernetzen und zu positionieren, was der Schweizer Strom- und Cleantech-Branche neue Geschäftsfelder eröffnen kann. Gestützt auf diese Richtlinie müsste die Schweiz ein nationales Ziel für den Anteil von Strom, Wärmeenergie und Treibstoffen aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 festlegen. Dieses Ziel muss wirtschaftlich tragbar sein und die Vorleistungen der Schweiz und ihre nationalen Besonderheiten angemessen berücksichtigen. Vor der Ratifizierung wird das Parlament über das ausgehandelte Abkommen – inkl. Zielwert – befinden können.

Langfristig soll das Abkommen im Rahmen neuer Verhandlungen erweitert werden können. Mögliche Erweiterungen betreffen beispielsweise die Bereiche Energieeffizienz (Harmonisierung der Verbrauchsvorschriften für Elektrogeräte), Energietechnologien (europäischer Strategieplan für Energietechnologie, SET-Plan), Energieinfrastruktur sowie Krisenbewältigungsmechanismen der EU bei der Gasversorgung.

Gemäss dem ursprünglichen Mandat von 2007 soll das Abkommen insbesondere:

- die Grundsätze für die Kooperation bei der Öffnung der Elektrizitätsmärkte zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beinhalten;
- den Netzzugang Dritter regeln;
- die gegenseitige Anerkennung von Herkunftsnachweisen für Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen vorsehen;
- die Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel unter Berücksichtigung der Besonderheiten nationaler und regionaler Märkte umfassen;
- die Sicherheit der Stromversorgung der Schweiz berücksichtigen
- den Grundsatz des Vertrauensschutzes für Investitionen und der Rechtssicherheit gewährleisten.

Auf der Basis des revidierten Verhandlungsmandats möchten die Schweiz und die EU in einem ersten Schritt den Verhandlungsabschluss im Strombereich vorantreiben.



Die Schweiz im europäischen Strombinnenmarkt

Die Schweiz hat folgendes übergeordnetes Ziel: Die Schweiz positioniert sich im europäischen Strombinnenmarkt als wichtige Partnerin der EU, welche sich konstruktiv am Aufbau einer kohlenstoffarmen Elektrizitätswirtschaft in Europa beteiligt und zusammen mit der EU für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit eintritt. Der europäische Strombinnenmarkt soll dabei als Instrument zur Erreichung dieser Ziele dienen, bei dessen Verwirklichung die Schweiz nicht abseits stehen darf. Folgende Punkte sind dabei wichtig:

Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Schweiz

- *Integration der Schweiz im europäischen Strommarkt:* Die Integration der Schweiz im europäischen Strommarkt dient der Erhöhung der Schweizer und der europäischen Stromversorgungssicherheit. Dabei profitieren die Schweizer Volkswirtschaft und die Schweizer Stromkunden dank der Gewährleistung einer zuverlässigen und nachhaltigen Versorgung mit Elektrizität in allen Landesteilen.
- *Gegenseitige Einbindung der Kraftwerkskapazitäten:* Eine effiziente und zukunftsgerichtete Einbindung europäischer und Schweizer Produktionskapazitäten in einem gemeinsamen Strommarkt dient ebenfalls der langfristigen und nachhaltigen Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Schweiz und der EU.

Integration der Schweizer Stromwirtschaft in Europa

Schweizer Wasserkraft für Europa: In den nächsten Jahren werden in den EU-Mitgliedstaaten massiv mehr Kapazitäten für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen erschlossen werden. Ein wichtiger Anteil dieses Zubaus wird in Form von Windkraftanlagen (vorwiegend offshore in nördlichen Ländern) wie auch Solaranlagen (vorwiegend in südlichen Ländern, evtl. in Zukunft auch in Nordafrika) entstehen. Diese Technologien haben den Nachteil, dass sie – speziell bei Windkrafterzeugung – ein stochastisches Verhalten aufzeigen. *Die Schweiz hat ein Interesse daran, Rahmenbedingungen zu schaffen, dass ihre Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke für den Ausgleich von Produktionsschwankungen auf dem europäischen Markt möglichst effizient eingesetzt werden können* (u. a. grenzüberschreitende Regelenenergiemärkte) und bringt sich damit konstruktiv bei der Erreichung der europäischen Klima- und Energiepolitik ein.

- *Teilnahme der Schweiz bei den europäischen Gremien:* Will sich die Schweiz längerfristig im europäischen Strommarkt positionieren, dann muss sie auf europäischer Ebene institutionell eingebunden sein, um ihre Stimme geltend machen zu können. Dabei ist der Einsitz und das gleichwertige Mitspracherecht in *ENTSO-E* (europäisches Netzwerk der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität) und *ACER* (europäische Agentur der Regulierungsbehörden für Elektrizität) von zentraler Bedeutung.
- *Beteiligung der Schweiz beim europäischen Netzausbau:* Um die Versorgungssicherheit auch unter den zukünftigen Rahmenbedingungen sicherstellen zu können, sind Investitionen in die Netzinfrastruktur in der Schweiz wie auch in Europa unabdingbar – und zwar in Neuanlagen (z.B. EU-Supergrid) wie auch in den Erhalt. Ausbauten können aber beim Übertragungsnetz nur in Abstimmung mit den europäischen Aktivitäten geschehen, sodass sich die Schweiz beim europäischen Netzausbau aktiv und gleichberechtigt einbringen können muss. Als wichtiges Stromtransitland hat die Schweiz ein starkes Interesse, dass ihre Anliegen bei der Planung des Netzes für die nächste Generation berücksichtigt werden. Damit die Schweiz ihre Rolle als *Transitland* weiter ausüben kann, ist es wichtig, dass verursachergerechte Regelungen für die Tragung der transitbedingten Kosten im Übertragungsnetz bestehen, d. h. ein europäischer Ausgleichsmechanismus (ITC-Mechanismus) zur Anwendung kommt, der die Schweiz für die Investitionen in Übertragungskapazitäten angemessen entschädigt. Das Erbringen der Transitdienstleistungen darf die Schweizer Stromkundinnen und -kunden nicht belasten.
- Die Schweiz baut ihre Kompetenzen im Bereich der Netz- und Systemforschung und ihr Know-how bei der Netzentwicklung aus und bietet diese als Beitrag für die zukünftigen Entwicklungen auf europäischer Ebene an. Dies ist für den Forschungs- und Technologieplatz Schweiz von Nutzen.
- *Weiterentwicklung des europäischen Marktmodells:* Die Schweiz verfolgt zusammen mit der EU aktiv die Weiterentwicklung der Regelungen im europäischen Strommarkt mit dem Ziel Effizienz



und Nachhaltigkeit zu fördern. Dabei sollen insbesondere der Bereitstellung von effizienten Handelsplattformen, der Schaffung von wirksamen Anreizsystemen und verursachergerechten Kostenzuweisungsregelungen sowie der jederzeitigen Sicherstellung der Netz- und Versorgungssicherheit Rechnung getragen werden.

- Die Integration der Schweizer Stromwirtschaft in Europa soll insgesamt zum Erhalt und zur Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit durch konkurrenzfähige Strompreise und Effizienzsteigerungen bei der Beschaffung führen.

Aktive Mitgestaltung bei der Erreichung der Klimaziele

- *Förderung von erneuerbaren Energiequellen:* Die Schweiz verfolgt weniger ambitionierte aber in der Art vergleichbare Ziele zur Förderung von erneuerbaren Energiequellen wie die EU und stimmt dabei ihre Anstrengungen auf die RES-Richtlinie ab.
- *Europäisches Emissionshandelssystem (ETS):* Beim Aushandeln des allfälligen Beitritts der Schweiz zum europäischen ETS müssen die energiepolitischen Anliegen aktiv eingebracht werden, um den Schweizer Betreibern von Gaskombikraftwerken vergleichbare Bedingungen wie ihren europäischen Konkurrenten zu gewährleisten

Erhalt und Ausbau der Wertschöpfung im Stromsektor in der Schweiz

- *Gute regionale Verankerung der Schweiz:* Will die Schweiz weiterhin eine wichtige Rolle im europäischen Strommarkt spielen, so muss sie sich regional gut positionieren. Längerfristig ist die volle Marktintegration ein zentrales Ziel der Schweiz. In der Übergangszeit ist die Zugehörigkeit der Schweiz zu mehreren regionalen Initiativen („Central-South“, „Central-West“ und „Central-East“) wichtig, um eine optimale Bewirtschaftung der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten zu ermöglichen.
- *Grenzbewirtschaftung:* Die Schweizer Grenzen verfügen zumeist über ein Engpassmanagement, welches den getätigten Investitionen in Grenzkapazitäten Rechnung trägt und im Interesse der Händler und Stromkunden einen effizienten Handel über die Grenzen hinweg ermöglicht. Insgesamt kann aber das Engpassmanagement noch verbessert werden.
- Die Schweiz setzt sich dafür ein, dass in einem einheitlichen europäischen Strombinnenmarkt *schweizerische Stromunternehmen* bestehen bleiben.

Verhandlungen zum Linking des schweizerischen Emissionshandelssystem mit dem europäischen ETS

Die Schweiz und die Europäische Union haben am 8. März 2011 Verhandlungen im Hinblick auf eine Verknüpfung ihrer Handelssysteme für CO₂-Emissionsrechte aufgenommen. Der Bundesrat und der EU-Ministerrat haben entsprechende Verhandlungsmandate erteilt. Mit einem Abkommen, das die gegenseitige Anerkennung der Emissionsrechte festschreibt, würden Schweizer Unternehmen Zugang zum deutlich grösseren und liquideren europäischen Emissionsmarkt erhalten und damit mehr Flexibilität bei der Erfüllung ihrer Emissionsziele gewinnen.

Die Schweiz und die EU betreiben je ein System für den Handel von Emissionsrechten. Aufgrund der engen wirtschaftlichen Beziehungen haben beide Partner ein Interesse an einer Verknüpfung ihrer Emissionshandelssysteme.

Anlässlich der ersten Verhandlungsrunde wurde festgehalten, dass ein künftiges Abkommen sowohl den Bereich der CO₂-Emissionen fest installierter Anlagen (z.B. Fabriken) wie auch den Umgang mit den CO₂-Emissionen des Luftverkehrs umfassen soll.

Der Anschluss ans europäische Emissionshandelssystem ist insbesondere auch im Hinblick auf die Neuausrichtung der schweizerischen Energiepolitik mit dem Ersatz der bestehenden KKWs durch fossile (zentrale und dezentrale) Gaskraftwerke wichtig. Die zusätzlichen CO₂-Emissionen dieser Kraftwerke könnten dann innerhalb des EU ETS kompensiert werden, sofern die Kraftwerke auch in der Schweiz dem Emissionshandel unterstellt würden.

Mit dem Abkommen über die gegenseitige Anerkennung der Emissionsrechte sollen die Marktgrenzen zwischen dem Schweizer und dem EU ETS aufgehoben werden. Für die Schweiz würde dies bedeu-



ten, dass Schweizer Unternehmen Zugang zum deutlich grösseren und liquideren europäischen Emissionsmarkt erhielten und damit mehr Flexibilität bei der Erfüllung ihrer Emissionsziele gewannen.

Mit der Totalrevision des CO₂-Gesetzes wurde das heutige Schweizer Emissionshandelssystem so angepasst, dass eine hohe Kompatibilität mit dem EU ETS erreicht wurde. Damit ist eine Voraussetzung geschaffen für eine erfolgreiche Verknüpfung.



5. Potenziale für erneuerbaren Strom in Europa

Das technische und wirtschaftliche Potenzial für Windenergie

Für den Ausbau der erneuerbaren Energie in Europa steht nicht das technische Potenzial im Vordergrund, sondern jenes Potenzial, das unter den gegebenen Auflagen wie Naturschutz und Wirtschaftlichkeit realisierbare Potenzial. Entsprechend gibt es keine verlässlichen Aussagen zu den technischen Potenzialen aller erneuerbaren Energiequellen. Bezüglich Offshore-Windenergie kann dieser Sachverhalt jedoch wie folgt zusammengefasst werden.

Physikalisch gesehen könnte die Windkraft die gesamte Stromnachfrage Europas decken. Tempo und Umfang der Nutzung dieses bedeutenden Potenzials werden jedoch in der Praxis durch die Unstetigkeit der Windkraft sowie andere technische, politische oder wirtschaftliche Herausforderungen und Sachzwänge bestimmt. Derzeit bleibt das Potenzial der Offshore-Windenergie weitgehend ungenutzt: Selbst ohne Berücksichtigung des Baus von Anlagen in tieferen Gewässern auf schwimmenden Fundamenten dürfte das bis 2020 nutzbare Potenzial um etwa 30 bis 40 Mal höher liegen als die derzeit installierte Kapazität, und bis 2030 könnte es bis zu 150 GW oder rund 575 TWh betragen. Zur Nutzung dieses Potenzials ist daher eine proaktive Politik erforderlich.

Die folgende Tabelle zeigt die Resultate der Studie *Europe's onshore and offshore wind energy potential*, welche die Europäische Umweltagentur (EEA) 2009 veröffentlicht hat.

Table ES.1 Projected technical, constrained and economically competitive potential for wind energy development in 2020 and 2030			
	Year	TWh	Share of 2020 and 2030 demand (*)
Technical potential	Onshore	2020	45 000
		2030	45 000
	Offshore	2020	25 000
		2030	30 000
	Total	2020	70 000
		2030	75 000
Constrained potential	Onshore	2020	39 000
		2030	39 000
	Offshore	2020	2 800
		2030	3 500
	Total	2020	41 800
		2030	42 500
Economically competitive potential	Onshore (*)	2020	9 600
		2030	27 000
	Offshore	2020	2600
		2030	3400
	Total	2020	12 200
		2030	30 400

Note: (*) European Commission projections for energy demand in 2020 and 2030 (EC, 2008a, b) are based on two scenarios: 'business as usual' (4 078 TWh in 2020–4 408 TWh in 2030) and 'EC Proposal with RES trading' (3 537 TWh in 2020–4 279 TWh in 2030). The figures here represent the wind capacity relative to these two scenarios. E.g. onshore capacity of 45 000 TWh in 2020 is 11–12.7 times the size of projected demand.

(*) These figures do not exclude Natura 2000 areas

Source: EEA, 2008.

Daraus ist ersichtlich, dass das wirtschaftliche Potenzial für Windenergie bis 2030 auf insgesamt 30 000 TWh geschätzt wird; dies entspricht dem siebenfachen des dann zu erwartenden Stromverbrauchs. Diese Darstellung zeigt, dass allein das wirtschaftlich verfügbare Windenergiepotenzial genügt, um den gesamten europäischen Strombedarf zu decken.



Die Kostenentwicklung für Windenergie (onshore, offshore und Berge) ist in der folgenden Tabelle dargestellt. Nach Abschätzungen der EU-Kommission von 2008 kann von langfristigen Stromgestehungskosten mit konventionellen Technologien von 6 bis 7 Eurocents ausgegangen werden⁹. Dies bedeutet, dass Windenergie je nach Standort und Jahreslaststunden ab etwa 2020 mit den konventionellen Technologien wettbewerbsfähig sein wird. Nach den Ereignissen in Fukushima sind diese Aussagen als eher konservativ einzustufen.

Table 6.6 Main assumptions regarding future costs of wind energy

	Unit	2005			2020			2030		
		Offshr.	Onshr.	Mount.	Offshr.	Onshr.	Mount.	Offshr.	Onshr.	Mount.
Turnkey costs	EUR/kW	1 800 (*)	1 000	1 100	1080	720	792	975	576	632
O&M costs	%	4	4	5	4	4	5	4	4	5
Share of private capital (at 15 %)	%	50	20	20	40	20	20	30	20	20
Share of loans (at 6 %)	%	50	80	80	60	80	80	70	80	80
Average interest	%	10.5	7.8	7.8	9.6	7.8	7.8	8.7	7.8	7.8
1600 load hrs	EUR/kWh	0.175	0.097	0.12	0.10	0.07	0.082	0.099	0.056	0.065
2500 load hrs	EUR/kWh	0.112	0.062	0.077	0.065	0.045	0.052	0.063	0.036	0.042
F_{distance}	Cost scale factor relative to the distance to the coast: $0.00285 \times \text{distance (km)} + 0.972$									
F_{depth}	Cost scale factor 15–50m depth: $-0.0125 \times F_d + 0.812$ (i.e. depth as negative number – 25 m)									

Note: 'Offshr.' denotes 'offshore'; 'Onshr.' denotes 'onshore'; 'Mount.' denotes 'mountain areas'.
(*) Cost within 10 km of the coast and at water depths of less than 15 m. See the last two rows of the table for cost increases as a function of distance to coast and water depths.

Source: EEA, 2008.

Das realisierbare Potenzial für erneuerbare Energie in der EU bis 2020

Für den Ausbau von erneuerbarem Strom in der EU bis 2020 sind die drei folgenden Berichte relevant:

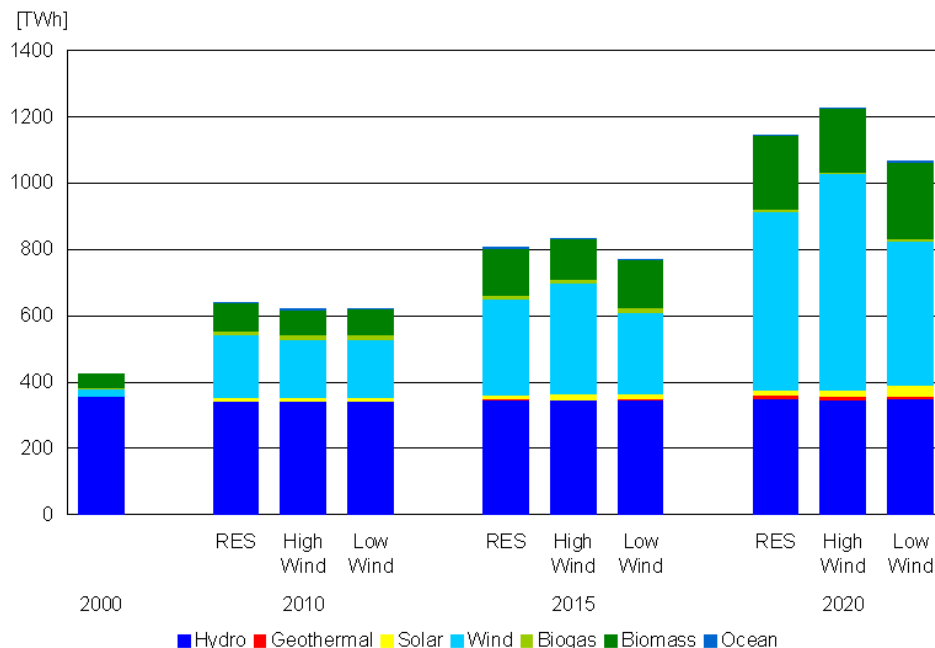
- RES 2020 Projekt (2009) mit Berichten zu unterschiedlichen Aspekten: Erstens werden die Ausbaupotenziale der erneuerbaren Energien bis 2020 für die einzelnen Mitgliedstaaten erfasst, insbesondere werden auch die genauen Förderinstrumente und die Biomassepotenziale für jedes einzelne Land ausgewiesen. Zweitens werden mit dem Pan European Times (PET) Modell Szenarien für die EU-27 plus Norwegen und Island durchgeführt.
- Die Auswertung der ersten Nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energien (NREAP) vom Juni 2010: Jedes Land liefert hier seine eigenen Szenarien, es gibt keine Harmonisierung oder Plausibilisierung zwischen den Ländern.
- „Financing Renewable Energy in the European Energy Market“ (ECN im Auftrag der Kommission, 2011): In diesem Bericht werden die neusten Ergebnisse bezüglich der realisierbaren Potenziale bis 2020 zusammengefasst und der zur Zielerreichung nötige Investitionsbedarf sowie mögliche Hemmnisse diskutiert.

RES 2020 „Monitoring and Evaluation of the RES Directive Implementation“

Im RES 2020 Projekt wurden mit dem Times Modell verschiedene Szenarien und Sensitivitäten, insbesondere für das Angebot von Wind und Biomasse gerechnet.

Unten stehende Figur zeigt die Sensitivität bei unterschiedlicher Verfügbarkeit von Windpotenzialen.

⁹ EC, 2008, European energy and transport-trends to 2030 (update 2007).



Figur 1: Szenarien für erneuerbare Stromproduktion bis 2020 mit verschiedenen Sensitivitäten für Windkraft. Quelle: RES2020.

Daraus ist ersichtlich, dass das realisierbare Potenzial für erneuerbare Elektrizität in der EU auf maximal 1200 TWh geschätzt wird. Je nach Szenario können rund 400 bis 600 TWh Strom aus Windkraft und 200 TWh aus Biomasse erzeugt werden.

Auswertung der ersten Nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energien NREAP (ECN und EEA 2011)

Die einzelnen Mitgliedsländer der EU haben im Sommer 2010 ihre NREAPs für die Umsetzung der RES-Richtlinie eingereicht. Diese NREAPs machen Szenarien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in den Bereich Strom, Wärme und Treibstoffe sowie für die Entwicklung des Bruttoendenergieverbrauchs (jeweils ein Referenzszenario ohne Massnahmen und ein Szenario mit aktiver Energiepolitik zur Erreichung der Ziele). Die Beratungsfirma ECN hat diese NREAPs im Auftrag der Kommission ausgewertet und kommt zum Schluss, dass in einem Szenario mit aktiver Energiepolitik das Ziel von 20% leicht übertroffen werden kann. Diese Übererfüllung entspricht rund 355 PJ und stünde für die so genannten Kooperationsmechanismen zur Verfügung.

Gemäss den nationalen Aktionsplänen soll Strom aus erneuerbaren Quellen zwischen 2010 und 2020 von 652 TWh auf 1217 TWh ausgebaut werden. Die Windkraft soll von heute 165 TWh auf 495 TWh im 2020 ausgebaut werden; dies entspricht einem Zubau der installierten Kapazität von 85 auf 213 GW.

Die Auswertung kommt bis 2020 auf ein realisiertes Potenzial für erneuerbaren Strom von 1217 TWh für alle 27 Mitgliedsländer, was relativ gut mit den Abschätzungen im RES 2020 Projekt übereinstimmt.

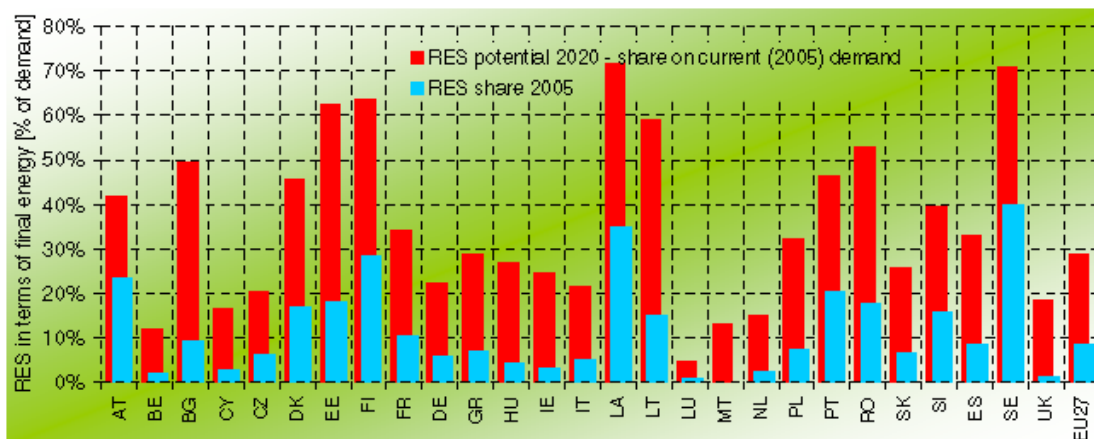
Entsprechend dem Bericht von ECN treten für neue erneuerbare Energiequellen wie Windenergie, Photovoltaik und Gezeitenkraftwerke zweistellige Wachstumsraten auf. Die Wachstumsraten sinken aber im Laufe der Zeit: Für die meisten Technologien ist die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate während des Zeitraums 2010–2015 höher als für 2015–2020.

Im Jahr 2020 leistet die Windenergie mit 40,6% den wichtigsten Beitrag zur Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen (davon 28,2% onshore Wind). Den zweitgrössten Beitrag leistet die Wasserkraft mit 30,4% (davon Grosswasserkraft 25,0%). Strom aus Biomasse ist für 19,1% und Solarstrom für 8,5% verantwortlich (6,9% durch Photovoltaik).



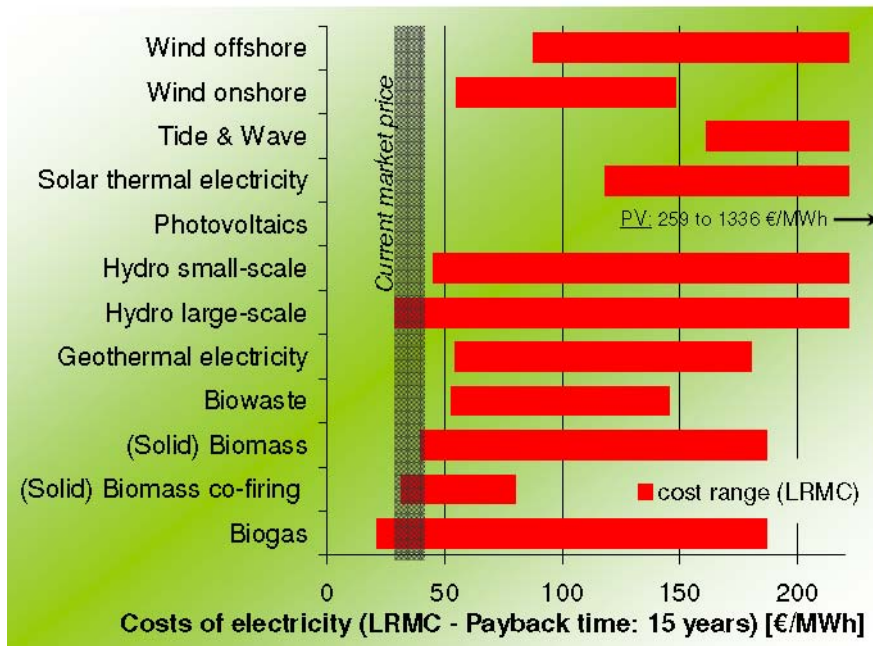
„Financing Renewable Energy in the European Energy Market“ (ECN 2011)

Entsprechend dieser neusten Studie der EU-Kommission beträgt das realisierbare Gesamtpotenzial für erneuerbare Energie (Strom, Wärme und Biotreibstoffe) bis 2020 349 Megatonnen Öleinheiten (Mtoe) oder 4060 TWh Bruttoendenergie. Dies entspricht 28,5% des heutigen Bruttoendenergieverbrauchs und zeigt, wie ambitioniert das 20% erneuerbaren Energien Ziel der EU ist, denn im 2005 betrug der Anteil erst etwa 8% (siehe folgende Grafik). Die Studie schätzt, dass von den 28,5% rund 11 Prozentpunkte oder 1500 TWh durch erneuerbaren Strom abgedeckt werden können. Erneuerbarer Strom könnte also rund die Hälfte zum RES-Ziel von 20% beitragen; die andere Hälfte teilt sich auf erneuerbare Wärme und Biotreibstoffe auf.



Figur 2: Erreichtes (2005) und bis 2020 realisierbares Potenzial für die EU Länder dargestellt als Anteil am Bruttoendenergieverbrauch. Quelle: ECN 2011.

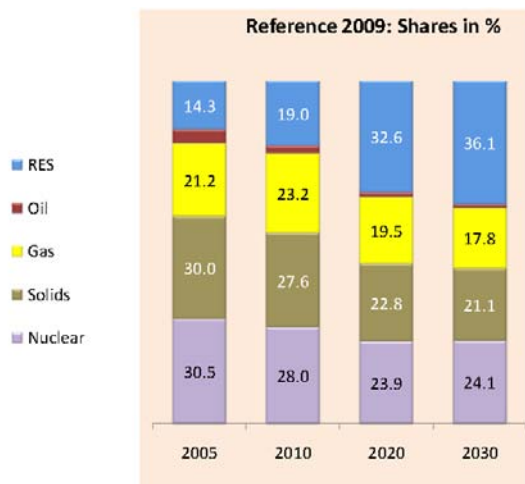
Die oben stehende Grafik zeigt das bis 2005 erreichte und bis 2020 realisierbare Potenzial erneuerbarer Energie für die EU Länder, dargestellt als Anteil am Bruttoendenergieverbrauch. Vergleicht man diese Werte mit den durch die RES-Richtlinie gesetzten Länderziele, dann ist ersichtlich, wo sich möglicherweise Ressourcen zur Deckung des schweizerischen Bedarfs befinden. Es sind dies einerseits die neuen Mitgliedsländer, welche weniger anspruchsvolle Ziele als die andern Länder haben, und andererseits die grossen Länder wie Frankreich, welches zur Zielerreichung nur rund die Hälfte des zusätzlich realisierbaren Potenzials nutzen muss (von 10% auf 23% gemäss RES-Richtlinie bei einem Potenzial von rund 34%).



Figur 3: Langfristige Gestehungskosten für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen im Vergleich zum aktuellen Marktpreis über alle EU-Länder und für das Jahr 2009. LRMC = long run marginal generation cost. Quelle: ECN 2011.

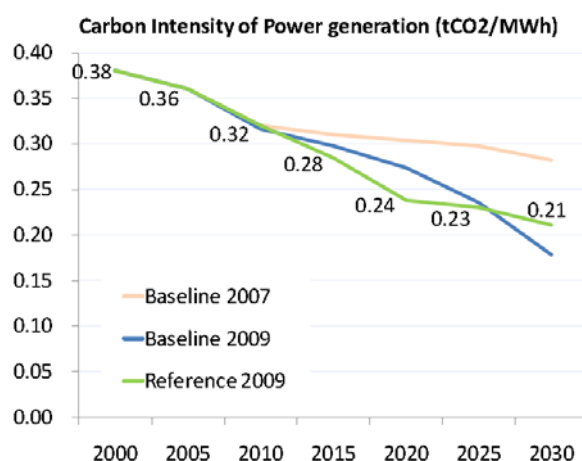
Die obige Figur zeigt die Gestehungskosten für erneuerbaren Strom für verschiedene Technologien im Vergleich zum aktuellen Marktpreis um 40 Euro pro MWh. Einzig grosse Wasserkraftwerke und gewisse Biomasse und Biogaskraftwerke sind mit dem aktuellen Marktpreis (2009) wettbewerbsfähig. Allerdings ist davon auszugehen, dass der Marktpreis langfristig ansteigen wird und sich gleichzeitig die Gestehungskosten für erneuerbaren Strom dank technischem Fortschritt reduzieren werden, wie dies im vorangehenden Kapitel anhand der Windenergie dargestellt worden ist.

Die Figur 4 zeigt das Referenzszenario der EU in den Energieperspektiven von 2009, welches die Massnahmen des Energie- und Klimapakets von 2009 enthält, nämlich die RES-Richtlinie und die Auktionierung der Emissionsrechte im Stromsektor ab 2013, dies im Gegensatz zum so genannten Baselineszenario. Entsprechend erhöht sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion von 14% im Jahr 2005 auf 33% im Jahr 2020, während der Anteil der fossilen Energien von 51% auf 42% abnimmt. Der Bericht geht zudem davon aus, dass der Anteil der intermittierenden RES sich von 5,6% im 2010 auf 20,7% im 2030 erhöht, da sich insbesondere Onshore-Wind von 68 TWh im 2005 auf 407 TWh im 2030 erhöhen wird.



Figur 4: Darstellung der Stromproduktionskapazitäten nach Energieträgern im Referenzszenario der Energieperspektiven der EU Kommission (Energy and Transport Trends – 2030). Das Referenzszenario beinhaltet die Massnahmen des Energie- und Klimapakets der EU von 2009 und unterscheidet sich vom Baseline Szenario, welches einem Business as Usual Szenario ohne Massnahmen entspricht.

Interessant ist der Vergleich der CO₂-Intensität im Stromsektor in den beiden Szenarien Baseline 2009 (ohne Massnahmen) und Referenz (Massnahmen entsprechend Energie und Klimapaket 2009) wie in folgender Figur dargestellt. Im Referenzszenario nimmt die CO₂-Intensität dank dem ambitionösen RES-Ziel bis 2020 auf 0,24 t CO₂/MWh steil ab und bleibt dann aber bis 2030 fast konstant. Im Baseline Szenario ist die Abnahme kontinuierlicher und erreicht einen tieferen Endwert im 2030 von 0,18 t CO₂/MWh. Die tiefere CO₂-Intensität im Baselineszenario wird getrieben durch einen CO₂-Preis in 2008-Euro, der bis 2030 auf 39 Euro pro Tonne CO₂ ansteigt, während er im Referenzszenario dank den erneuerbaren Energie nur 18,7 Euro beträgt. Im Baseline Szenario machen die Kosten für die Beschaffung von auktionierten Emissionsrechten durchschnittlich 9,4% der Stromgestehungskosten aus. Die Strompreise für Endkonsumenten sind jedoch in beiden Szenarien ähnlich und steigen im Schnitt zwischen 2005 und 2020 um rund 40% an.



Figur 5: Entwicklung der CO₂-Intensität im Stromsektor in den drei Szenarien Baseline 2007 und 2009 sowie Referenz 2009. Die Baseline 2007 ist für diesen Bericht nicht relevant.



Wechselseitige Abhängigkeit der Förderung von erneuerbarem Strom und der Klimapolitik in der EU

Mit dem beschlossenen Energie und Klimapaket 20-20-20 bis 2020 will die EU die Treibhausgasemissionen im ETS-Bereich bis 2020 und bezogen auf 2005 um 21% senken und den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendverbrauch auf 20% steigern. Bei der Festlegung dieser beiden Ziele wurden die gegenseitigen Abhängigkeiten berücksichtigt und politisch gewichtet. Bei der Umsetzung der Erneuerbaren-Ziele und CO₂-Ziele kommen unterschiedliche Instrumente zum Zug: das EU Emissionshandelssystem und die länderspezifischen Einspeisevergütungen (bzw. Quotensysteme) zur Förderung des erneuerbaren Stroms. Die beiden Ziele werden also mehr oder weniger unabhängig voneinander umgesetzt, d.h. bspw., dass mit mehr Förderung der erneuerbaren Energien nicht noch zwingend zusätzliches CO₂ vermindert werden kann.

Fazit: Auch wenn erneuerbarer Strom, insbesondere aus Wind, in Zukunft wettbewerbsfähig wird, kann nicht davon ausgegangen werden, dass der CO₂-Preis im EU ETS der wichtigste Treiber für den Ausbau sein wird, da der Ausbau von erneuerbarem Strom durch folgende Faktoren gehemmt wird:

- Auflagen des Umwelt- und Landschaftsschutzes
- notweniger Ausbau der Netzinfrastruktur und der Systemdienstleistungen

Die aktuellen Projekte für grosse Windparks im Norden und für Solaranlagen im Süden benötigen Stromleitungen für den Transport des „grünen“ Stroms in die verbrauchsstarken Gebiete. Das derzeitige Netz wird die Mengen an erneuerbarem Strom, die aus der Zielvorgabe für 2020 (33% der Bruttostromerzeugung) resultieren, nur schwer aufnehmen können.



6. Bedeutung der Pumpspeicherkraftwerke für die Versorgungssicherheit der Schweiz

Ausgangslage

Die Schweiz nimmt aufgrund ihrer zentralen Lage im europäischen Stromnetz und der Kapazitäten zur Stromspeicherung in Pumpspeicherkraftwerken eine bedeutende Stellung als „Stromdrehscheibe“ im europäischen Strommarkt ein. Aufgrund des zusätzlich vorhandenen Ausbaupotentials bei Pumpspeicherkraftwerken hat die Schweiz ausserdem die Möglichkeit, sich als „Batterie“ in Europa zu positionieren und gleichzeitig die eigene Versorgungssicherheit auszubauen. Gemäss Energieartikel der Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft vom 18. April 1999 (Art. 89) mit der entsprechenden Präzisierung im Energiegesetz strebt der Bund zusammen mit den Kantonen eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung an. Daraus lässt sich die Vorgabe der Versorgungssicherheit als Ziel ableiten.

Der Begriff der Versorgungssicherheit kann in einem engeren oder weiteren Sinn verstanden werden. In einem engeren Sinn ist die Versorgungssicherheit gewährleistet, wenn die technischen Voraussetzungen zur jederzeitigen Bereitstellung von Energie erfüllt sind. In einem weiteren Sinn muss zu dieser technischen Sicherheit auch noch die volkswirtschaftliche Tragbarkeit hinzukommen. In diesem Bericht soll die Versorgungssicherheit weit verstanden werden. Unter Versorgungssicherheit ist damit die volkswirtschaftlich tragbare, stets ausreichende und ununterbrochene Bereitstellung der nachgefragten Energie zu verstehen.

Weitere Präzisierungen der Versorgungssicherheit bezüglich Strom sind im StromVG enthalten.

Pumpspeicherkraftwerke tragen in mehrerlei Hinsicht zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Schweiz bei. Erstens sind flexible Pumpspeicherkraftwerke die ideale Ergänzung zu fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energieanlagen wie Photovoltaik oder Windkraft. Sofern in ausreichendem Mass Netzkapazitäten vorhanden sind, können Pumpspeicherkraftwerke einen wichtigen Beitrag zur Integration einer bedeutenden Menge an erneuerbarer Energie in Europa leisten. Je mehr erneuerbare Energie integriert werden kann, desto mehr davon steht potentiell auch für Schweizer Importe und damit für die Versorgungssicherheit in der Schweiz zur Verfügung. Zweitens sind Pumpspeicherkraftwerke prädestiniert für die Bereitstellung von Regelleistung und -energie und sind damit ein wesentlicher Faktor für die Stabilität des Stromnetzes, einem wichtigen Element der Versorgungssicherheit. Und nicht zuletzt tragen Pumpspeicherkraftwerke zu einer Reduktion der Preisvolatilität bei. Indem sie Strom nachfragen, wenn das Angebot hoch ist, und Strom anbieten, wenn die Nachfrage steigt, werden Preisausschläge nach oben abgemildert. Auf diese Weise tragen Pumpspeicherkraftwerke dazu bei, dass Strom zu angemessenen Preisen bereitgestellt werden kann.

Funktionsweise von Pumpspeicherkraftwerken

Pumpspeicherkraftwerke sind eine Kombination von Speicherkraftwerk und reinem Umwälzwerk. Speicherkraftwerke nutzen nur einen Teil des gefassten Wassers unverzüglich. Den andern Teil speichern sie und nutzen ihn später. Das Wasser kann zwar auch bei Speicherkraftwerken durch Zubringerpumpen zugeführt werden. Wesentlich für die Definition als Speicherkraftwerk ist aber, dass das betreffende Speichervermögen mindestens 25% der mittleren Produktionserwartung der Wasserkraftanlage im Winterhalbjahr beträgt. Reine Umwälzwerke nutzen nur Wasser, das vorab gepumpt wurde. Pumpen und Turbinen sind dabei in der Regel an dasselbe Unter- bzw. Oberbecken angeschlossen. Pumpspeicherkraftwerke sind Hochdruckkraftwerke, d.h. sie weisen eine grosse Fallhöhe auf. Sie werden üblicherweise als Spitzenlastkraftwerke betrieben.

Der Betrieb von Pumpspeicher- und Umwälzwerken ist – wie bei jeder Speichertechnologie – mit Verlusten verbunden. Üblich sind Wirkungsgrade von 70% bis 85% bei modernen Werken, d.h. dem Vorteil der zeitgerechten Verfügbarkeit der Leistung (MW) steht ein Verlust von 15% bis 30% an Energie (MWh) gegenüber. Die Rentabilität eines Pumpspeicherkraftwerks ergibt sich vor allem aus den Preisdifferenzen am Strommarkt zwischen verschiedenen Zeitpunkten. Üblicherweise war dies die Preisdifferenz zwischen Strom am Tag und in der Nacht bzw. am Wochenende. Diese Preisdifferenz war neben dem Kraftwerkspark grösstenteils abhängig vom Verbrauchsprofil, das relativ gut prognos-



tizierbar war. Für einen rentablen Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes musste die Preisdifferenz zwischen Nacht- und Spitzenenergie gross genug sein, um den Wirkungsgradverlust zu kompensieren.

Aufgrund vermehrter fluktuierender Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen, die abhängig von der Verfügbarkeit der natürlichen Ressourcen Wind und Sonne und nicht bedarfsgerecht einspeisen, hat sich diese Situation geändert. Die sog. residuale Last (Verbrauch minus gesamte Einspeisung der erneuerbaren Erzeugungseinheiten), die die Preisbildung am Strommarkt massgeblich beeinflusst, folgt nun nicht mehr regelmässigen Mustern. Das bedeutet, dass zum einen Preisveränderungen innerhalb eines Tages häufiger auftreten. Zudem hängt die Höhe der auftretenden Preisdifferenzen immer stärker von der Produktion erneuerbarer Energien ab. Flexible Kraftwerke wie Pumpspeicherkraftwerke können auf die fluktuierende Einspeisung von erneuerbaren Energien und die daraus resultierenden neuen Preismuster an den Strommärkten schnell reagieren. Sie sind daher die ideale Ergänzung zu dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen wie z.B. Wind- und Solarkraftwerke und können europaweit einen wichtigen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten.

Pumpspeicherkraftwerke sind mit ihrer flexiblen Betriebsweise ausserdem sehr gut dafür geeignet, den Übertragungsnetzbetreibern Regelleistung und -energie anzubieten. Die Ausregelung von Diskrepanzen zwischen Angebot und Nachfrage im Netz (z.B. bei Kraftwerksausfällen oder unerwarteten Lastschwankungen) erfolgt nach einem dreistufigen Prinzip: An der Primärregelung beteiligen sich automatisch und unmittelbar eine Vielzahl von Kraftwerken im gesamten europäischen Netzverbundgebiet. Anschliessend setzt die Sekundärregelung ein, die die Ausregelung innerhalb einer Regelzone (meist ein Land) vornimmt. Schlussendlich werden mit der Tertiärregelung einzelne Kraftwerke benutzt, um das Gesamtsystem wieder in Balance zu bringen. Pumpspeicherkraftwerke sind schnell und flexibel einsetzbar und daher für die Bereitstellung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung geeignet. Damit tragen sie zur Versorgungssicherheit im Sinne der Sicherung der Stabilität im Schweizer Netz und im europäischen Verbundsystem bei.

Die flexible Betriebsweise von Pumpspeicherkraftwerken ermöglicht es, dass Pumpspeicherkraftwerke Strom in Zeiträumen speichern, in denen elektrische Energie reichlich verfügbar ist, und sie später, wenn die Nachfrage auf den Strommärkten hoch ist, wieder anbieten.

Das gesamte Speichervermögen der Schweizer Stauseen, die durch Pumpspeicherkraftwerke genutzt werden, ist allerdings begrenzt. Diese Speicherkapazität reicht nicht aus, um über mehrere Wochen den Schweizer Strombedarf zu decken. Pumpspeicherkraftwerke kommen daher – wie beschrieben – eher in kurz- bis mittelfristigen Anwendungsbereichen zum Einsatz.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Pumpspeicherkraftwerke dank ihrer flexiblen Betriebsweise in mehrerlei Hinsicht einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können.

Aktueller Stand und Ausbaupläne

In den Schweizer Alpen sind momentan insgesamt 13,3 GW an Wasserkrafterzeugung installiert (Stand 1. Januar 2010). Die darin enthaltenen Pumpspeicherkraftwerke haben insgesamt eine Turbinenleistung von 1,7 GW. Bis zum Jahr 2020 werden voraussichtlich zusätzlich 6 GW an Erzeugungs- und 4 GW an Pumpenkapazität dazukommen. Die folgenden Projekte sind bereits in Bau bzw. in Planung:

- Linthal 2015: 1000 MW
- Nant de Drance und Nant de Drance Plus: 600 MW und 300 MW
- Lago Bianco (Val Poschiavo): 1000 MW
- Veytaux FMHL Plus: 180 MW
- Grimsel 3 (KWO Plus): 600 MW
- Verzasca II: 300 MW
- EES+: 110 MW

Die Leistungssumme dieser Projekte beträgt in etwa 4 GW. In Abhängigkeit von der weiteren Entwicklung beim Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa und von der Einschätzung der Marktlage seitens der Stromproduzenten, könnten mittel- bis langfristig zusätzlich zu den aufgelisteten Projekten



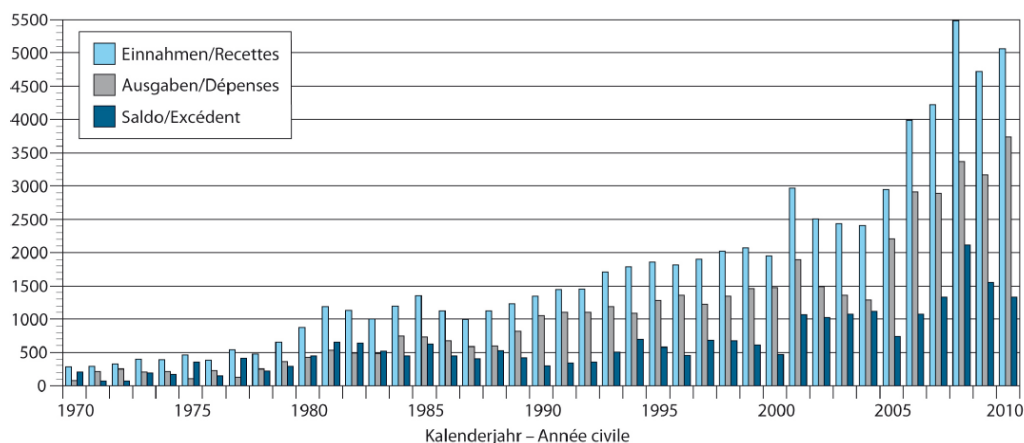
weitere Kapazitäten an Pumpspeicherkraftwerken dazukommen. Dem Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken sind allerdings gewisse Grenzen gesetzt, da für jedes Kraftwerk ein Ober- und ein Unterbecken vorhanden sein müssen und der Nutzung dieser Becken Schutzinteressen entgegenstehen.

Auch in anderen Ländern, z.B. in Deutschland, Österreich und Norwegen, gibt es Pläne, die Kapazität an Pumpspeicherkraftwerken auszubauen. Die aktuelle Pumpspeicherkapazität in Deutschland beträgt 6,7 GW, in Österreich sind es 3,6 GW. Österreich plant derzeit in einem Umfang von 5 bis 6 GW neue Pumpspeicherprojekte. Und auch Norwegen, das momentan über 40% der europäischen Wasserspeicherkapazität, aber nur über rund 28% der entsprechenden Erzeugungskapazität verfügt, will das vorhandene Energiepotential mit einer Erhöhung der Produktionskapazität und dem Bau von Pumpspeicherwerken flexibler einsetzbar machen.

Wertschöpfung Stromaussehandel

2010 resultierte aus dem Energieverkehr mit dem Ausland ein Einnahmeüberschuss von 1328 Millionen Franken. Gegenüber dem Vorjahr hat sich damit der Aktivsaldo im Stromaussehandel um 225 Millionen Franken reduziert. Die hier ausgewiesenen Zahlen basieren auf den Angaben jener rund 60 Elektrizitätsunternehmen, über die praktisch sämtliche Import- und Exportgeschäfte der Schweiz mit dem Ausland abgewickelt werden.

Es ist absehbar, dass ein Ausbau der schweizerischen Pumpspeicherkraftwerke einen positiven Einfluss auf die Wertschöpfung im Stromaussehandel haben wird.



Figur 6: Stromaussehandel der Schweiz seit 1970. Quelle: Elektrizitätsstatistik 2010 des BFE

Die Bruttowertschöpfung in der Energie- und Wasserversorgung beträgt gemäss Bundesamt für Statistik (BFS) rund 10 Milliarden Franken pro Jahr.



Fazit

Pumpspeicherkraftwerke leisten in mehrerlei Hinsicht einen Beitrag zur Versorgungssicherheit in der Schweiz:

1. Flexible Pumpspeicherkraftwerke sind die ideale Ergänzung zu fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energieanlagen wie Photovoltaik oder Windkraft. Pumpspeicherkraftwerke können einen wichtigen Beitrag zur Integration einer bedeutenden Menge an erneuerbarer Energie in Europa leisten. Je mehr erneuerbare Energie integriert werden kann, desto mehr davon steht potentiell auch für Schweizer Importe und damit für die Versorgungssicherheit in der Schweiz zur Verfügung.
2. Pumpspeicherkraftwerke sind prädestiniert für die Bereitstellung von Regelleistung und -energie und sind damit ein wesentlicher Faktor für die Stabilität des Stromnetzes, einem wichtigen Element der Versorgungssicherheit.
3. Pumpspeicherkraftwerke tragen zu einer Reduktion der Preisvolatilität bei. Indem sie Strom nachfragen, wenn das Angebot hoch ist, und Strom anbieten, wenn die Nachfrage steigt, werden Preisausschläge nach oben abgemildert. Dadurch kann Strom stets zu angemessenen Preisen bereitgestellt werden.

Damit Pumpspeicherkraftwerke einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können, müssen in der Schweiz, aber auch in Europa, Netzkapazitäten in ausreichendem Mass vorhanden sein. Dies bedingt, dass der Netzausbau in der Schweiz zügig vorangetrieben und mit den europäischen Ausbauplanen koordiniert wird.



7. Bedarf und Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken

Bedarf von Pumpspeicherkraftwerken in Europa

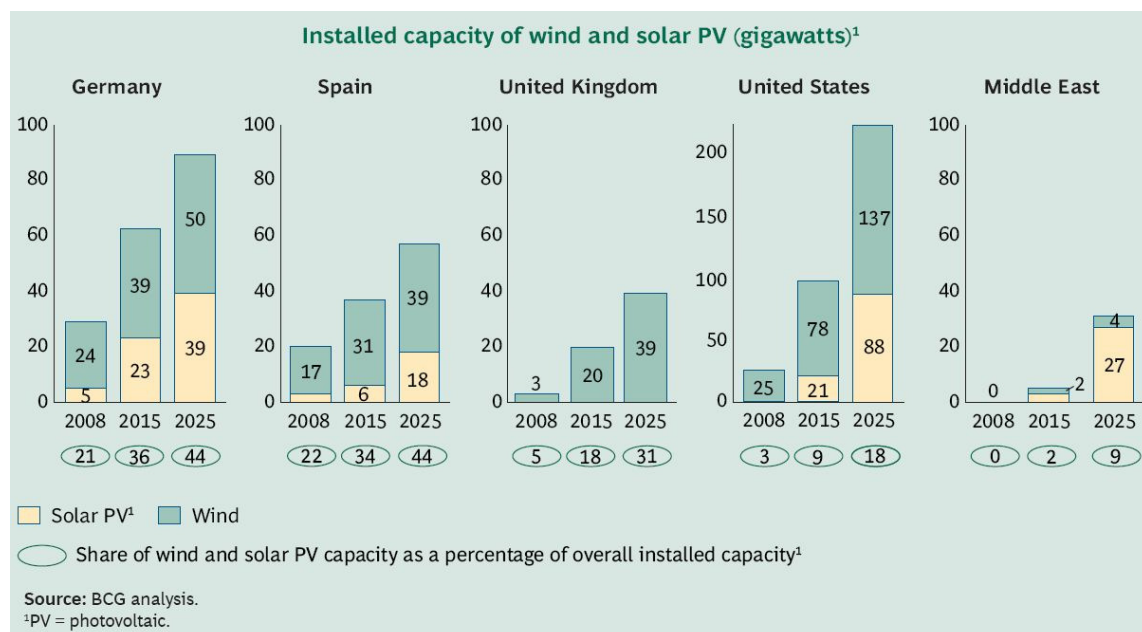
Es gibt grundsätzlich vier Möglichkeiten, elektrische Energie von stochastischen Kraftwerken wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen auszugleichen:

- Überregionale Kompensation, auch Netzausweitung (grid expansion) genannt;
- Konventionelle Back-up Technologien wie Gaskombikraftwerke;
- Demand Side Management, bei welchem sich gewisse Verbraucher bereit erklären, zeitweise vom Netz genommen werden zu können;
- Grosse Stromspeicherkapazitäten.

Die „Dena Netzstudie II“ analysiert verschiedene grosse Stromspeichertechnologien und kommt zum Schluss, dass Pumpspeicherkraftwerke heute die günstigste Technologie zur Speicherung von grossen Strommengen darstellen.

The Boston Consulting Group (2010) hat in der Studie „Electricity Storage“ dargestellt, wie stark Windkraft und Photovoltaik in verschiedenen Regionen aufgrund von Regierungszielen bis 2025 ausgebaut werden könnten (siehe Figur 7). Es wurde untersucht, welcher Bedarf an Ausgleichskapazitäten durch die fluktuierende Erzeugung entstehen könnte (siehe Figur 8), mit welchen Technologien Stromüberschüsse grosstechnisch gespeichert werden können und welche Marktchancen und Herausforderungen sich in diesem Umfeld ergeben könnten.

Figur 7 stellt den prognostizierten Ausbau an Windkraft- und Photovoltaikkapazitäten in GW für die Jahre 2015 und 2025 in Form von Balkendiagrammen für die Länder Deutschland, Spanien, UK und USA sowie für den mittleren Osten dar. In Deutschland soll die installierte Windkraftleistung bis 2025 auf 50 GW und die PV-Kapazität auf 39 GW anwachsen.

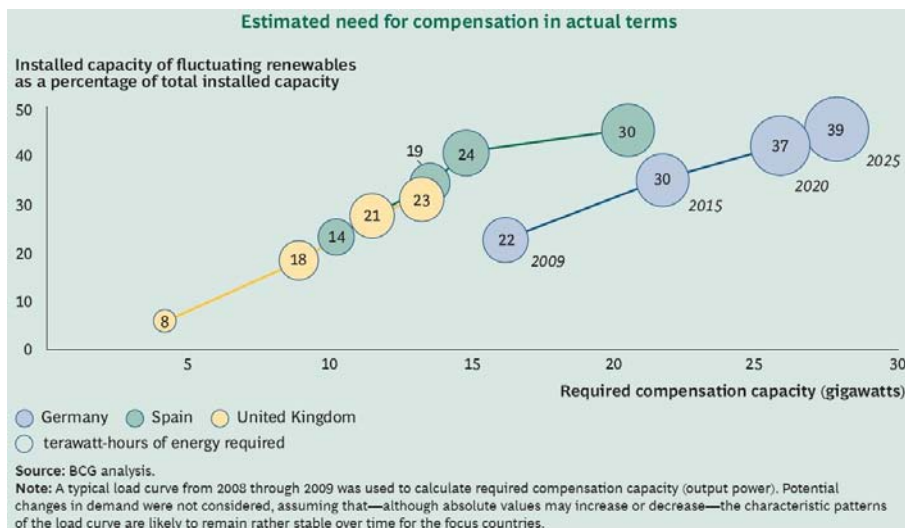


Figur 7: Wachstum an Windkraft- und Photovoltaikanlagen in verschiedenen Regionen bis 2025. The Boston Consulting Group (2010).



Unter den Balken ist dargestellt, welchen Anteil die fluktuierende Erzeugung aus Wind und Photovoltaik in den jeweiligen Jahren an der gesamten installierten Kraftwerksleistung hätte. Für Deutschland wird für 2025 ein Anteil von 44% prognostiziert. In Spanien soll der Anteil der fluktuierenden Erzeugung aus Wind und Photovoltaik bis 2025 mit einer installierten Windkraftleistung von dann 39 GW und einer Photovoltaik kapazität auf 18 GW gleich hoch anwachsen.

Figur 8 zeigt, welche Kraftwerkskapazitäten zum Ausgleich des Zuwachses an fluktuierenden Erzeugungseinheiten in Deutschland, Spanien und England für den Ausgleich fluktuierender Stromversorgung vorzuhalten wären (X-Achse). Dabei wurden die nachfrageseitigen Lastkurven für die Prognosejahre 2015, 2020 und 2025 linear hochskaliert und der aufgrund der Erzeugungscharakteristik vorhersehbare (tägliche und saisonale) bzw. auch unvorhersehbare (z. B. erzeugungsseitige Abweichungen von Day-Ahead Windenergieerzeugungsprognosen) Ausgleichsleistungsbedarf ermittelt. Die Zahlen in den Kreisen der Grafik geben den Ausgleichsenergiebedarf an, den die Ausgleichskapazitäten bereitstellen sollen.



Figur 8: Prognose des erzeugungsseitigen Kompensationsleistungs- und Kompensationsenergiebedarfs durch den Windkraft- und Photovoltaikausbau in Deutschland, Spanien und England The Boston Consulting Group (2010).

Für Deutschland werden für 2025 28 GW an Kompensationsleistung und 39 TWh an Kompensationsenergie zum Ausgleich der knapp 90 GW fluktuierender Wind- und PV-Einspeisung prognostiziert. Das bedeutet alleine für Deutschland, dass die Kapazität an kompensationsleistungsfähigen Kraftwerken bis 2025 gegenüber dem derzeitigen Bestand um rund 12.000 MW ausgebaut werden müsste. In Spanien und England beträgt der Ausbaubedarf jeweils rund 10.000 MW. Zudem lässt sich daraus die Faustregel ableiten, dass mit jedem GW Kompensationskapazität rund drei GW stochastische Stromproduktionskapazität ausgeglichen werden kann.

Für ganz Europa wird bis 2025 ein Bedarf an Kompensationskraftwerken mit einer Gesamtleistung von 100 GW und einer jährlichen Stromproduktion von 150 TWh (5% des europäischen Gesamtbedarfs 2050) zum Ausgleich fluktuierender Wind- und PV-Einspeisung prognostiziert. Die in der Studie nicht näher spezifizierten Kompensationskapazitäten können überwiegend thermische Mittel- und Spitzenlastkraftwerke, Speicherwasserkraftwerke und grosstechnische Stromspeicherkraftwerke sein. Derzeit sind in letzterer Kategorie lediglich Pumpspeicherkraftwerke verbreitet (6,7 GW in Deutschland, 3, 6 GW in Österreich und 1,7 GW Turbinenleistung in der Schweiz).

Beitrag der Schweizer Wasserkraft zur RES Integration in Deutschland

Eine Studie von swisselectric (Präsentation von Alpiq am VSE Symposium 2011) zum Beitrag der Schweizer Wasserkraft zur RES-Integration in Deutschland kam zum Schluss, dass die Wasserkraft der Schweiz inklusive den geplanten Pumpspeicher-Ausbauprojekten in der Lage ist, gesamthaft 7,5



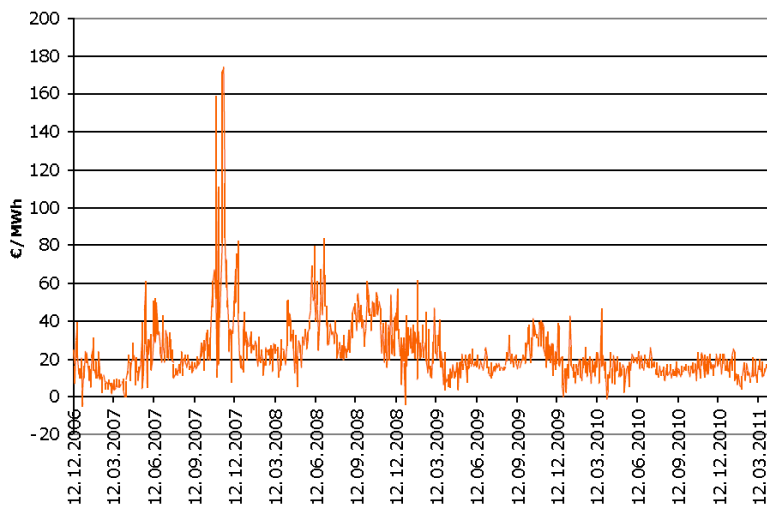
GW (bei heutiger Grenzkapazität, net transfer capacity, NTC) bzw. 16,1 GW (heutiger NTC +3000 MW und NTC unlimitiert) Windzubau in Deutschland zu ermöglichen. Dies entspricht rund 14% bzw. 30% des angestrebten Windausbauzieles in Deutschland bis 2020. Aufgrund der stochastischen Einspeisung von Wind und Solarkraft braucht es flexible Backup-Kapazität. Pro 1 GW Pumpspeicherkraft in der Schweiz können in Deutschland bei den heutigen Prognosefehlern rund 3,9 GW Wind- und Solar-kapazität (NTC unlimitiert), bzw. 1,8 GW bei den heutigen NTC-Werten installiert werden.

Wirtschaftlichkeit von PSKW

In der Schweiz rechnet man mit Investitionskosten für PSKW von 1000 bis 2000 CHF/kW installierter Leistung (Quelle: Alpiq). Pumpspeicherwerke werden als die günstigste Form der Stromspeicherung eingestuft.

Die Wirtschaftlichkeit von PSKW ist methodisch nicht einfach zu erfassen, da der Markt für Regelenergie sehr komplex ist und von den spezifischen Betriebsstrategien abhängt. Grundsätzlich entspricht der Erlös eines PSKW der Kostendifferenz zwischen Pumpenergie (Strombezug) und Turbinierungsenergie (Stromabgabe).

Eine erste Methode basierend auf Börsenpreisen besteht in der Berechnung der Preisdifferenz zwischen Peak-Energie und Offpeak-Energie (Peak Shaving, siehe Kasten). Die folgende Grafik zeigt den Preisunterschied (spread) an der Schweizer Börse Swissix in den Jahren 2007 bis 2010. Dieser Spread weist grosse Schwankungen auf, vor allem im Jahr 2007. Im Jahr 2010 bewegte sich der Spread aber relativ stabil um 20 Euro pro MWh.¹⁰

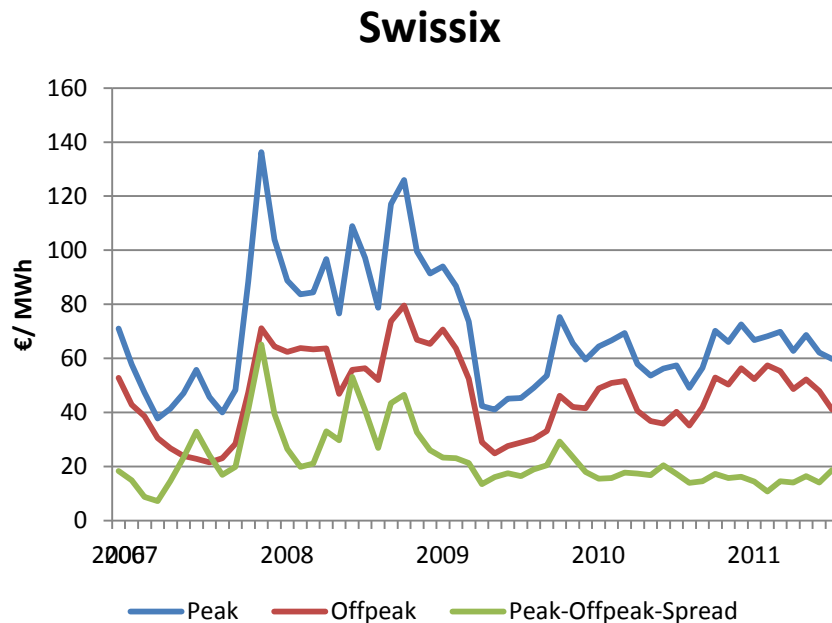


Figur 9: Peak-Offpeak-Spread, Swissix, 2007 – 2011

¹⁰ Negative Preise gab es v.a. an der EEX, nicht aber an der Swissix. An der EEX sind diese v.a. 2009 und 2010 aufgrund des starken Ausbaus von Wind in Deutschland aufgetreten. Die hohen Peak-Offpeak-Spreads im 2007 und 2008 an der Swissix haben v.a. mit der damaligen Knappheitssituation auf den europäischen Strommärkten zu tun.

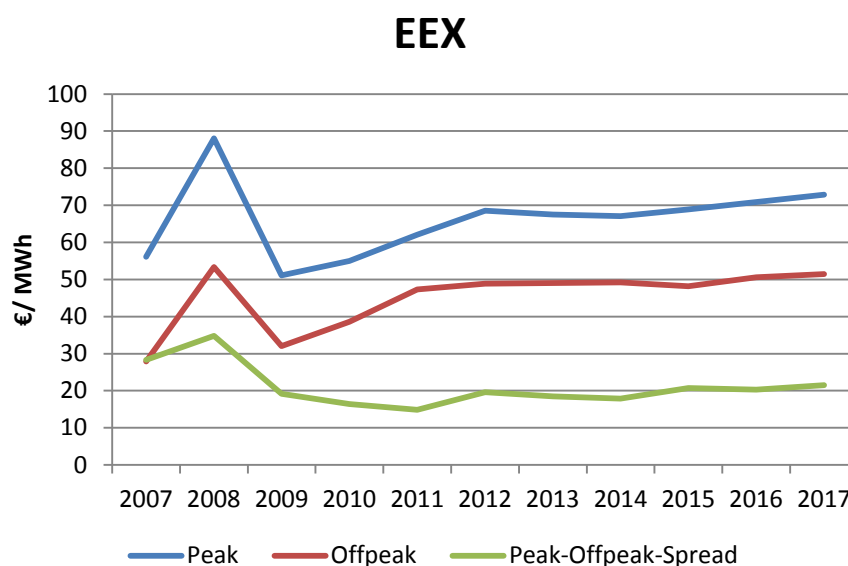


Die Figur 10 zeigt die historischen Schweizer Peak- und Offpeak-Spotpreise (Monatswerte) seit Gründung der Swissix (Dezember 2006). Zudem ist der Peak-Offpeak-Spread dargestellt (grüne Kurve). Nach Höchstständen in 2007 und 2008 ist der Spread stark gefallen und unter 20 Euro pro MWh gefallen.



Figur 10: Historische Schweizer Spotpreise (Monatswerte)

Dieselbe Entwicklung ist auch in Deutschland zu beobachten (siehe Figur 11). Auch der Ausblick mit den aktuellen Forwardpreisen bis 2017 zeigt keine Rückkehr des Peak-Offpeak-Spreads auf die Niveaus von 2007 und 2008 (vor der Wirtschaftskrise und dem starken Ausbau der Solarenergie in Deutschland).



Figur 11: Deutsche Histo-forward Preise (Jahreswerte, 8.11.2011)



Neben der Zunahme der Reservemarge¹¹ durch die Wirtschaftskrise und der Reduktion der Gas- und Ölpreise ist der Zubau von Solarenergie in Deutschland ein weiterer Grund für den Rückgang des Peak-Offpeak-Preisspreads. Folgende Treiber für den Peak-Offpeak-Spread können grundsätzlich beobachtet werden:

- *Konventioneller Kraftwerkpark:* Wenn neue konventionelle Kraftwerke (Kernkraft, Kohle, Gas) ans Netz kommen und alte Kraftwerke noch verlängert am Netz bleiben, bleibt die Reservemarge im Markt hoch. Dadurch besteht nur in wenigen Stunden Knappheit im Markt, in denen hohe Peakpreise resultieren. Der Peak-Offpeak-Spread erhält dadurch keinen Aufwärtsdruck. Erst eine Abnahme der Reservemarge durch Stilllegung von Kraftwerken oder einem hohen Verbrauchswachstum führt ceteris paribus zu Knappheiten und steigendem Peak-Offpeak-Spread.
- *Neue erneuerbare Energien:* Eine verstärkte Einspeisung von Solarenergie führt aufgrund der Verdrängung von thermischen Kraftwerken mit höheren variablen Kosten zu einer Reduktion der Peakpreise und zu einer Abnahme des Peak-Offpeak-Preisspreads, besonders im Sommer. Ein starker Windausbau reduziert ceteris paribus das Spotpreisniveau insgesamt und führt zu einer höheren Volatilität der Strompreise, ohne einheitlichen Einfluss auf den Peak-Offpeak-Spread. So wurden bspw. in Deutschland bei hoher Windeinspeisung und schwacher Last negative Preise beobachtet, was den Peak-Offpeak-Spread tendenziell erhöht, während eine hohe Windeinspeisung zu Peakzeiten die Peakpreise unter Druck setzt und den Peak-Offpeak-Spread tendenziell reduziert.
- *Brennstoffpreise:* Eine Steigerung der Öl- und Gaspreise führt zu eher steigenden Peakpreisen, da Öl- und Gaskraftwerke zu den teuersten Kraftwerken der Merit Order gehören. Eine Steigerung der Kohlepreise hingegen erhöht eher die Offpeakpreise.
- *CO₂-Preise:* Braunkohlekraftwerke sind oft in Offpeak-Zeiten preisbestimmend. Aufgrund des hohen CO₂-Ausstosses führt eine CO₂-Preissteigerung zu stärker steigenden Offpeakpreisen als Peakpreisen und zu einer Abnahme des Preisspreads.
- *Demand Side Management:* Smart Metering und unterbrechbare Energielieferverträge führen tendenziell zu einer Glättung der Lastkurve und Preiskurve.
- *Strukturelle Änderung der Last aufgrund des demographischen Wandels und der Bevölkerungsentwicklung:* Der demographische Wandel und die Bevölkerungsentwicklung können den Anteil des Haushalts-, Industrie-, Verkehrs- und Dienstleistungsverbrauches am Gesamtstromverbrauch verschieben und zu einer Änderung der Lastkurve, insbesondere der Mittags- und Abendspitze führen.
- *Grenzkapazitäten:* Die Schweizer Grosshandelspreise orientieren sich an den deutschen, französischen und italienischen Strompreisen (im Sommer an Deutschland und Frankreich, im Winter an einer Kombination aus Italien, Deutschland und Frankreich). Gerade die Winter-Offpeakpreise orientieren sich heute aufgrund der Netzengpässe stark an den italienischen Preisen. Ein Netzausbau bzw. eine effizientere Netznutzung in Richtung Norden führt tendenziell zu einer Reduktion der Offpeak-Preise im Winter und zu einer Zunahme des Peak-Offpeak-Spreads.
- *Entwicklung Speichertechnologien:* Der Bau von zusätzlichen Pumpspeichieranlagen und weiteren Speichertechnologien führt zu mehr Konkurrenz, einer Glättung der Preiskurve und zu einer geringeren Auslastung der einzelnen Anlagen.
- *Regulierung:* Die Einführung von Kapazitätsmechanismen, welche den Kraftwerksbetreibern neben den Spotmärkten und Regulenergiemärkten zusätzliche Einnahmen ermöglichen, setzen Investitionsanreize und führen zu höheren Reservemargen, was die Peakpreise und den Peak-Offpeak-Spread tendenziell drückt.

¹¹ Reservemarge definiert als verfügbare Kraftwerkskapazität-Maximallast.

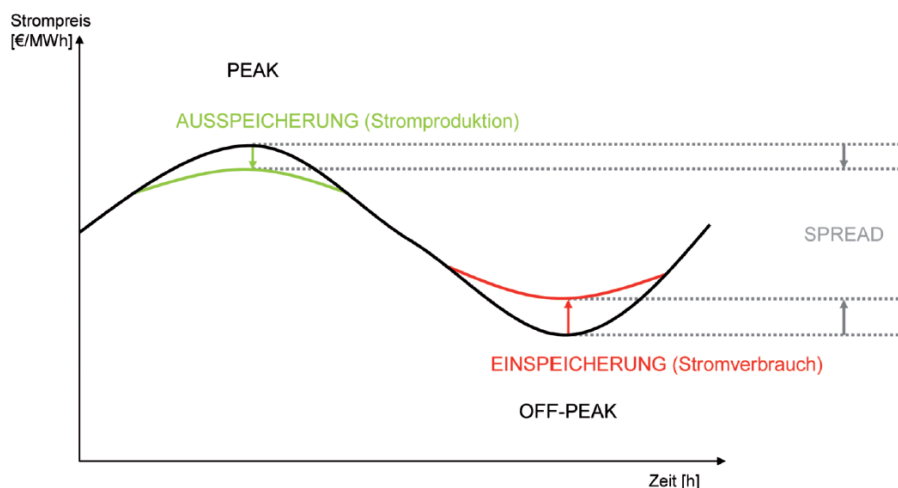


Kasten: ökonomische Anreize für Speicher am Strommarkt (Quelle: Holger Höfling, Umweltrat)

Die Hauptanwendungsfelder von stationären Grossspeichern sind Energiehandel und Regelaufgaben. Dabei ist innerhalb des Energiehandels die am häufigsten angewandte und ökonomisch ausgerichtete Betriebsstrategie die sogenannte intertemporale Arbitrage. Hierbei wird preisgünstiger Strom aus Kraftwerken mit niedrigen variablen Stromgestehungskosten bei Schwachlastzeiten zu hochpreisigem Spitzenlaststrom gewandelt („Peak Shaving“ oder Lastmanagement). Die erzielte Preisdifferenz abzüglich der Speicherverluste und der variablen Betriebskosten stellt die Gewinnmarge dar, aus der auch die Investitionskosten refinanziert werden müssen.

Ein typischer Einsatz eines Energiespeichers zum „Peak Shaving“-Betrieb ist schematisch in Abbildung 12 dargestellt. Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass das niedrige Preisniveau am Wochenende und während der Nachtstunden genutzt wird, um einzuspeichern, und um dann bei hohem Preisniveau wieder auszuspeichern. Das Beispiel verdeutlicht aber auch, dass der Einsatz von Energiespeichern in der Tendenz zu einer stärkeren Preiselastizität der Nachfrage und damit zu einer Glättung der Preisschwankungen im Tagesverlauf führt. Ein Zuwachs an Speicherkapazität mindert also die Ertragsmöglichkeiten der vorhandenen Speicher, senkt aber auch den Bedarf an Lastausgleich. Im Gegensatz zu anderen Märkten, an denen ein ähnlicher Effekt auftritt, gibt jedoch der aktuelle Stand von Wissenschaft und Forschung bisher nur unzureichend Auskunft über den Zusammenhang zwischen dem technisch notwendigen Zubau an Speicherkapazitäten zur Gewährleistung der Netzstabilität und den dadurch induzierten Auswirkungen auf die Börsenpreise und damit darüber, ob der marktwirtschaftliche Investitionsanreiz in Systemsicherheitstechnologie ausreichend ist oder nicht.

Ob es unter heutigen Marktbedingungen wirtschaftlich ist, in Speichertechnologien zu investieren, kann mit Hilfe von historischen Börsenpreisen untersucht werden. Im Rahmen einer Studie zum Kombi-Kraftwerksbonus wurden am Beispiel der European Energy Exchange (EEX) Day-Ahead Stundenkontrakte für das Jahr 2008 die durchschnittlichen Differenzen zwischen den acht Stunden mit den höchsten Preisen (Peak-Preis: 82,6 Euro pro MWh) und den acht Stunden mit den niedrigsten Preisen (Off-Peak-Preis: 43,9 Euro pro MWh) des jeweiligen Tages berechnet. Der sogenannte „Spread“ (Peak minus Offpeak) beläuft sich im Untersuchungszeitraum auf etwa 39 Euro pro MWh (ca. 4 Eurocent pro kWh).

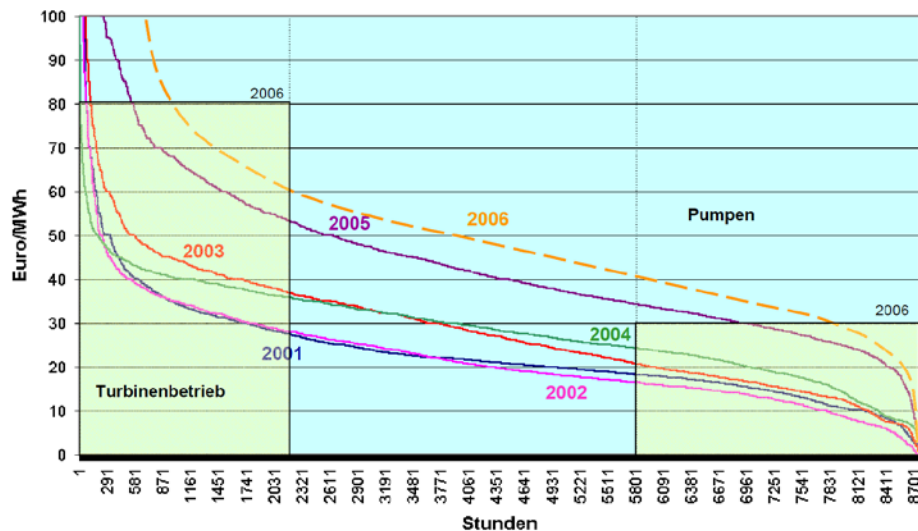


Figur 12: Schematisch dargestellter Peak Shaving Betrieb eines Energiespeichers mit dem Ziel des Handels an der Strombörse

Eine weitere Methode oder Betrachtungsweise führt über die Jahresdauerlinien, welche anhand der Börsenpreise abgeleitet werden können. Die folgende Abbildung zeigt einerseits, dass sich die Börsenpreise für Strom zwischen 2001 und 2006 wesentlich verteuert haben. Andererseits sind die Linien steiler geworden, was bedeutet, dass sich der Preisunterschied zwischen Offpeak und Peak vergrößert hat. Das helle Viereck rechts zeigt schematisch, dass während rund 3000 Stunden zu einem



Preis von 30 Euro pro MWh gepumpt werden kann. Das helle Viereck links entspricht 2200 Stunden Turbinenbetrieb bei einem Preis von 80 Euro pro MWh. Daraus entsteht ein Erlös von 50 Euro pro MW. Es gilt hier aber festzuhalten, dass es sich um eine sehr schematische Darstellung zur Illustration handelt, welche nur die Jahresdauerlinien bis 2006 berücksichtigt. Gerade aber in den letzten Jahren haben kurzfristige Preisschwankungen gegenüber dem Preisspread Peak-Offpeak an Wichtigkeit gewonnen.



Figur 13: Jahresdauerlinien entsprechend Börsenpreisen. Quelle: Gerald Zenz, TU Graz.

Aus diesen drei vereinfachten schematischen Betrachtungsweisen kann also auf Basis einer historischen Betrachtung der letzten Jahre eine ungefähre Bandbreite für den Erlös von PSKW von 20 bis 50 Euro pro MWh abgeleitet werden, allerdings mit dem langfristigen Trend von rund 20 Euro pro MWh. Da sich mit dem geplanten massiven Zubau von dargebotsabhängiger Erzeugungskapazität die Preismuster an den Strommärkten weiter ändern werden, ist es jedoch nicht möglich, eine zuverlässige Aussage über die zukünftige Entwicklung der Erlösbandbreite und damit der Wirtschaftlichkeit von PSKW zu treffen¹²

Zudem ist festzuhalten, dass der Erlös umso kleiner ausfällt, je mehr PSKW-Kapazität vorhanden ist. Unter dem Einfluss des zukünftigen Ausbaus der erneuerbaren Energien stellt sich nämlich die Frage nach der Entwicklung des Marktvolumens für Systemdienstleistungen, insbesondere des Regelleistungsbedarfs. Nach einer Studie von R2B und CONSENTEC (2010) nimmt das Marktvolumen für Regelleistung bis zu einem Anteil von 30 % erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung nur unwesentlich zu, da die Güte der Einspeiseprognose für dargebotsabhängige erneuerbare Ressourcen verbessert wird. Bei mehr als 30% Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung rechnen die Gutachter jedoch mit einer Ausweitung des Minutenreservebedarfs. Dies könnte also in Zukunft eine Steigerung der Attraktivität des Systemdienstleistungsmarktes für den wirtschaftlichen Betrieb von Grossspeichern bedeuten.

8. Möglichkeiten des Stromimports und Netzbelastung

Beim Stromimport muss unterschieden werden zwischen dem physischen Stromimport zur Deckung von Versorgungsengpässen und von virtuellem Zukauf von Grünstromzertifikaten bzw. der Nutzung

¹² Ein Indikator dazu können die Forwardpreise an der EEX sein. Auch hier war der Peak-Offpeak-Spread in den letzten Jahren rückläufig (z.Zt. rund 15 EUR/MWh).



der flexiblen Mechanismen innerhalb der RES-Richtlinie im Rahmen eines künftigen Stromabkommens.

Zum zukünftigen physischen Stromimport zur Deckung von Versorgungsengpässen macht die Firma Prognos in der Energiestrategie 2050 Aussagen in Abhängigkeit der Versorgungsvarianten.

Die folgende Tabelle zeigt den Kraftwerkzubau zur Deckung der Stromnachfrage in Abhängigkeit der Angebotsvarianten. Es ist ersichtlich, dass in der Variante Fossil dezentral & Erneuerbar (D&E) sowie in der rein erneuerbaren Variante (E) die Stromnachfrage (hydrologisches Jahr) zu einem gewissen Teil mit Importen gedeckt werden muss. Diese können bis zu 15,3 TWh im Jahr 2035 ausmachen (Variante E).

Tabelle: Szenario „neue Energiepolitik“, Bestimmung des notwendigen Zubaus.

Varianten für Szenario „neue Energiepolitik“, Angebotsvariante 2	Zubau zur Deckung der Stromnachfrage
Variante C: Fossil-zentral	- 1 GuD 2018 - 1 GuD 2020 - 1 GuD 2022 - 1 GuD 2029 - 1 GuD 2031 - 1 GuD 2034 - 1 Ersatzkraftwerk GuD 2048 - d.h. 6 GuD und 1 GuD-Ersatzkraftwerk bis 2050 - Durchschnittlicher Zubau EE und fossile WKK
Variante C&E: Fossil-zentral und EE	- 1 GuD 2019 - 1 GuD 2022 - 1 GuD 2029 - 1 GuD 2031 - 1 GuD 2034 - Durchschnittlicher Zubau fossile WKK (3,8 TWh Erzeugung in 2050) - Hoher Zubau EE (22,6 TWh Erzeugung in 2050), exkl. Erzeugung aus Wasserkraftwerken
Variante D&E: Fossil-dezentral und EE	- Hoher Zubau WKK (11,5 TWh in 2050) - Hoher Zubau EE (22,6 TWh Erzeugung in 2050), exkl. Erzeugung aus Wasserkraftwerken - Importe nach Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken bzw. Auslaufen der Bezugsrechte temporär notwendig (max. 11,6 TWh in 2034), im Jahr 2050 keine Importe mehr notwendig
Variante E: EE	- Durchschnittlicher Zubau fossile WKK (3,8 TWh Erzeugung in 2050) - Hoher Zubau EE (22,6 TWh Erzeugung in 2050), exkl. Erzeugung aus Wasserkraftwerken - Importe nach Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken bzw. Auslaufen der Bezugsrechte temporär notwendig (max. 15,3 TWh in 2035), 5,6 TWh Importe in 2050

Quelle: Prognos 2011

In den beiden Stromangebotsvarianten D&E sowie E müssten im Jahr 2035 rund 11 bis 15 TWh Strom importiert werden (Jahressaldo). In den restlichen Varianten sind keine Nettoimporte nötig. Jedoch sind sowohl für den kurzfristigen als auch für den saisonalen Ausgleich unabhängig von der Variante ausreichende Import- und Exportmöglichkeiten essenziell für die Versorgungssicherheit der Schweiz.

Die Kosten der Importe werden anhand der allgemeinen Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien in Deutschland ermittelt (Prognos und Oekoinstitut im Auftrag WWF Deutschland, 2010).

Der Um- und Ausbau der Netze ist eine der grossen Herausforderungen der nächsten Jahre. Investitionsbedarf ergibt sich sowohl aus dem fortgeschrittenen Alter des Übertragungsnetzes als auch aus den bereits heute vorherrschenden Engpasssituationen, die zur langfristigen Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs durch entsprechende Ausbaumassnahmen entschärft werden müssen. Längerfristig ist darüber hinaus mit zusätzlichem Investitionsbedarf zu rechnen.



Derzeit wird in einer vom BFE in Auftrag gegebenen Studie der Einfluss der in den Energieperspektiven bestimmten Stromangebotsvarianten auf die Netzinfrastruktur der Schweiz untersucht. Ein Hauptbestandteil der Studie ist die Analyse der Auswirkungen der verschiedenen Stromangebotsvarianten (inkl. der dezentralen) auf den Netzausbaubedarf und die daraus resultierenden Kosten. Die Auswirkungen des Netzausbaus auf grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten ist ebenfalls Teil der Analyse. Der Abschluss der Studie ist für die erste Hälfte 2012 vorgesehen. Die Ergebnisse der Studie werden über das Teilprojekt Energienetze und Ausbaukosten in die Arbeiten zur Vernehmlassungsvorlage einfließen.

Generell kann festgehalten werden, dass eine adäquate Netzinfrastruktur eine wesentliche Voraussetzung für den optimalen Einsatz von PSKW ist. Damit Schweizer PSKW einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Integration von erneuerbaren Energien leisten können, müssen in der Schweiz, aber auch in den Nachbarländern, Netzkapazitäten in ausreichendem Mass vorhanden sein. Dies bedingt, dass der Netzausbau in der Schweiz zügig vorangetrieben und mit den europäischen Ausbauvorhaben koordiniert wird.

Zwischenbericht der Strategieguppe Netze und Versorgungssicherheit (SG NVS) vom 23. Juni 2011

Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) hat Anfang April 2010 eine Gruppe von Fachleuten als „Strategieguppe Netze und Versorgungssicherheit“ (SG NVS) eingesetzt. Die SG NVS besteht aus Vertretern der Kantone, der SBB, der Stromwirtschaft, der Swissgrid, den grossen Stromkonsumenten sowie den Umweltorganisationen. Den Vorsitz der Strategieguppe führt der basel-städtische alt Regierungsrat Ralph Lewin.

Aufgabe der SG NVS ist es, den vom Bundesrat festgelegten Ausbau des strategischen Netzes zu begleiten. Sie beobachtet die Entwicklung der mittel- und langfristigen Versorgungssicherheit, diskutiert die Auswirkungen von bestehenden und sich abzeichnenden Engpässen und gibt bei absehbaren Problemen dem UVEK Empfehlungen für die Verbesserung der politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen ab, im Besonderen in Bezug auf die Beschleunigung der Bewilligungsverfahren für elektrische Leitungen.

Das BFE hat Swissgrid am 4. April 2011 über folgende drei mögliche Varianten des künftigen Stromangebots informiert:

- Variante 1: weiter wie bisher, neue Nuklear-Grosskraftwerke und/oder Gas- und Dampfkombikraftwerke (GuD)
- Variante 2: bestehende KKW bis zu ihrem technischen Lebensende laufen lassen, aber keine neuen KKW bauen
- Variante 3: bestehende KKW vorzeitig vom Netz nehmen

Swissgrid hat die Auswirkungen dieser Varianten auf das Schweizer Übertragungsnetz (380 kV und 220 kV) untersucht und die daraus nötigen Netz-Massnahmen in einem Bericht dargestellt. Ausgehend von den untersuchten Varianten macht der Bericht Aussagen zum Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes, damit die benötigte Netzkapazität bereitgestellt werden kann.

Ob genügend Energie aus den Speicher- und Laufwasserkraftwerken und insbesondere aus dem Ausland für den Ersatz der Schweizer Kernkraftwerke zu akzeptablen Bedingungen stets verfügbar ist, wurde nicht untersucht.

Im heutigen und künftigen Netz 2020 führen die beiden Betriebsfälle Winternacht (Import) und Sommertag (Export) zu den kritischsten Netzsituationen. Diese Betriebsfälle definieren den maximal möglichen Leistungsaustausch mit dem Ausland. Der maximale Leistungsaustausch führt zu hohen Lastflüssen über grosse Distanzen, als Folge der Schweizer Batteriefunktion innerhalb Europa. Der Wegfall der Schweizer Kernkraftwerke – ohne Ersatz durch Bandenergiekraftwerke in der Schweiz – beeinträchtigt zum grossen Teil die Rolle der Schweiz als europäische Batteriefunktion. Die Netz- und Kraftwerkskapazität muss bei Abschaltung der Schweizer KKW nämlich auch für den Ersatz der Kernkraftwerke genutzt werden.



Werden die bestehenden KKW nicht durch den Zubau von Bandenergiekraftwerken in der Schweiz ersetzt, so ist die mehrheitliche Realisierung des strategischen Netzes 2020 für die Umsetzung der Varianten 2 und 3 unerlässlich. Das strategische Netz 2020 wurde ursprünglich für die Integration der neuen Schweizer Pumpspeicherkraftwerke und GuD-Kraftwerke entwickelt.

Der Wegfall der Schweizer Kernkraftwerke nach deren Auslauf (entsprechend Angebotsvariante 2) bedingt eine Kompensation der ausgefallenen Leistung. Das am Zeithorizont 2020 vorhandene Netz erlaubt eine problemlose Kompensation durch eine dezentrale Erzeugung auf Stufe Verteilnetz oder eine Reduktion des Exports der Schweiz Richtung Italien oder auch in Richtung Norden.

Hingegen ist die Kompensation durch den Import aus dem Norddach im Betriebsfall Winternacht eingeschränkt, da die NTC-Erhöhung mit dem Netz 2020 gegenüber dem Netz 2011 um ca. 3000 MW bereits durch die geplante Schweizer Pumpleistung benötigt wird. In dieser Situation müssen sich der Pumpbetrieb und die Kompensation des KKW-Wegfalls die Netzkapazität teilen. Dies führt zu einer Einschränkung der Schweizer Batteriefunktion. Um diese Einschränkung zu verhindern, müsste der NTC am Norddach um weitere 3000 MW erhöht werden, was aus heutiger Sicht mit konventioneller Wechselstromtechnik nicht zielführend wäre. Zudem müssten die benachbarten Übertragungsnetzbetreiber am Norddach (RTE, Amprion, EnBW und APG) dafür nochmals massiv in ihre Netze investieren. Ein systemrelevanter Mehrwert, wie dies bei Pumpen der Fall ist, resultiert für sie dadurch jedoch nicht. Als Alternative dazu könnte eine Gleichstromverbindung aus Nordeuropa via Laufenburg mit einem oder zwei DC/AC-Ankopplungen in der Nähe der Schweizer Pumpen resp. der grossen Lasten und eine Weiterführung Richtung Italien in Betracht gezogen werden.



9. Literatur

Europe's Onshore and Offshore Wind Energy Potential, Europäische Umweltagentur EEA, 2009

EU Energy Trends to 2030, update 2009, EU Kommission.

Financing Renewable Energy in the European Energy Market, ECN im Auftrag der EU Kommission, 2011.

Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, ECN und EEA, 2011.

Wie viele Pumpspeicherkraftwerke braucht die Schweiz? VSE-Symposium Mai 2011, Jörg Aeberhard, Alpiq

Dena Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, DENA, 2010.

Electricity Storage - Making Large-Scale Adoption of Wind and Solar Energies a Reality, Boston Consulting Group, 2010.

Modell Deutschland – Klimaschutz 2050 vom Ziel her denken, Prognos und Oekoinstitut im Auftrag WWF Deutschland, 2010.

Verschiedene Forschungsprojekte von Intelligent Energy Europe:

www.res2020.eu

www.reshaping-res-policy.eu