

## 3.11 Vergleichende Daten und Folgerungen

### Autoren

Alexander Wokaun (Chair), PSI, Villigen; Stefan Hirschberg, PSI, Villigen; Christoph Ritz, ProClim/SCNAT, Bern.

#### 3.11.1 Vergleichende Daten

Damit die verschiedenen Arten der Stromproduktion besser miteinander verglichen werden können, sind die wichtigsten technischen Charakteristiken in Tabelle 3.2 und ausgewählte Indikatoren in den Abbildungen 3.9 a–c zusammengestellt. Weitere Umwelt- und Sozialindikatoren werden in Kapitel 5 diskutiert. Die hier zitierten Zahlen basieren auf Kosten- und Lebenszyklusanalysen (LCA), die für sehr gute Kraftwerke und assoziierte Brennstoffzyklen durchgeführt wurden (Energie-Spiegel 2010). Die Daten der LCA sind in sich konsistent, repräsentieren aber nicht zwingend das Kraftwerk mit der grössten Leistung. Zum Beispiel wurde für Kernkraftwerke der Generation II das KKW Beznau gewählt, auch wenn z.B. das KKW Leibstadt viel leistungsfähiger ist. Ausschlaggebend für die Wahl der Referenzkraftwerke ist die Verfügbarkeit eines vollständigen Sets von LCA-Indikatoren. So verteuern z.B. Zusatzanlagen zur Reduktion der Schadstoffemissionen und zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> (CCS) die Anlagekosten und somit den Strompreis.

LCA sind eine Voraussetzung für einen objektiven Vergleich der verschiedenen Technologien. Die Annahmen, die diesen Analysen zugrunde liegen, entsprechen jedoch nicht unbedingt der Nutzung in der realen Welt. Die Auslastung eines Kraftwerks beispielsweise hängt davon ab, welches Kraftwerk zuerst gedrosselt wird, wenn die Stromnachfrage sinkt. Bei der Windkraft und der Photovoltaik hängt der Auslastungsfaktor zudem von Klimafaktoren, bei Biogasanlagen von der Verfügbarkeit des Rohstoffs ab.

Die Investitionskosten von heutigen Kernkraft- und Wasserkraftwerken sind sehr unterschiedlich und schwierig zu erfassen, zumal je nach Anlage verschiedene Nachrüstungen vorgenommen wurden. Bei den entsprechenden Erzeugungskosten wird

eine teilweise Abschreibung der mit einem Satz von 6% verzinnten Anlagekosten angenommen. Die zukünftigen Brennstoffkosten wurden anhand grosser europäischer Projekte geschätzt.

Die ausgewiesenen Kostenschätzungen enthalten Bandbreiten, die primär von Unsicherheiten in den Anlagekosten bestimmt sind. Abbildung 3.10 illustriert die Kostensensitivität verschiedener wichtiger Parameter am Beispiel der Kernkraft. Bei einem KKW hängen die Unsicherheiten stark davon ab, wie etabliert der Kraftwerkstyp ist, da Bauverzögerungen, Budgetüberschreitungen und Betriebsspannen besonders stark ins Gewicht fallen.

Ähnliche Abhängigkeiten mit verschiedenen kritischen Faktoren ergeben sich für die anderen Produktionsarten. Bei der Wasserkraft hängen die Kosten stark von ortsspezifischen Gegebenheiten ab. Die Photovoltaik hat ein hohes Entwicklungspotenzial; die geschätzten Kosten hängen stark davon ab, welche Annahmen in Bezug auf das Ausmass und das Tempo technischer Innovationen getroffen werden. Bei PV-Anlagen sind die Investitionskosten der wichtigste Kostenfaktor. Bei Biogasanlagen hängt der Strompreis davon ab, welcher Erlös durch den Verkauf der Abwärme erzielt werden kann. Und bei fossilen Kraftwerken sind die Brennstoffkosten und die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Kompensation oder CO<sub>2</sub>-Abscheidung besonders kritische Faktoren.

Die Treibhausgasemissionen der erneuerbaren Energiequellen und der Kernenergie sind unter den Bedingungen in der Schweiz in den meisten Fällen gering. Bei der Photovoltaik und bei Biogas-Anlagen können sie wahrscheinlich noch weiter reduziert werden. Mit «Carbon Capture and Storage»-Technologien lassen sich die Treibhausgasemissionen von fossilen Kraftwerken zwar stark reduzieren; sie bleiben aber trotzdem relativ hoch.

Tabelle 3.2: Technologische Charakteristiken guter Stromproduktionsanlagen. Die in Abb. 3.9 und im Kapitel 5 erwähnten Lebenszyklusanalysen und Kostenabschätzungen (Energie-Spiegel 2010) basieren auf diesen Zahlen.<sup>15</sup>

Typische Anlage	Wasser: Lauf- kraft-KW	Wasser: Speicher- KW	Kernkraft	Erdgas	Wind CH	Photovol- taik Dachanlage	Biogas WKK
<b>2010</b> <b>2030</b> <b>2050</b>			Gen. II Gen III Gen IV	GuD GuD+CCS GuD+CCS			
Elektrische Leistung netto [MW <sub>el</sub> ]	23–293	50–2000 50–2000	365 –1200 1500 1450	400 400 400	0,85 2 2–3	0,02 0,02 0,02	0,1 0,2
Wirkungsgrad elektrisch [%]	88	88	32 35 40	57,5 56 61		14,4 14,4 22	36 42
Auslastungsfaktor [kWh <sub>eff</sub> /kWh <sub>max</sub> ]	0,65	0,3 0,3 0,3	0,9 0,9 0,9	0,9 0,9 0,9	0,18 0,2	0,1 0,1 0,1	0,85 0,85

Produktionscharakteristik	Band, saisonal	Lastfolge (Sekunden)	Band, Lastfolge (Stunden)	Lastfolge (Minuten)	Stochastisch	Tagesgang, saisonal, stochastisch	Lastfolge (Minuten)

### 3.11.2 Gesamtstromproduktion und Verbrauch

#### Die Situation heute

Der schweizerische Landesverbrauch wird durch eine Kombination von verschiedenen Kraftwerkstypen gedeckt, die alle ihre spezifischen Charakteristiken aufweisen. So produzieren Windkraftwerke Strom relativ stochastisch abhängig vom vorhandenen Wind (vgl. Abbildung 3.6). PV-Anlagen ihrerseits erzeugen nur am Tag Strom und die effektive Leistung ist im Sommer rund fünfmal grösser als im Winter (vgl. Abbildung 3.5). Auch die Laufkraftwerke haben ihr Produktionsmaximum im Sommer (vgl. Abbildung 3.3). Im Monatsmittel exportiert die Schweiz im Sommer Strom nach Europa und

importiert im Winter umgekehrt Strom aus Europa (Abb 3.11). Ohne Kernenergie hätte die Schweiz im Jahr 2010 eine Stromlücke von 39 TWh gehabt, was etwa der gesamten Produktion der Wasserkraft entspricht (37.5 TWh).

Um ein stabiles Stromnetz zu garantieren, wird die Stromproduktion innerhalb von wenigen Sekunden an den Strombedarf angepasst. Dafür sind Regelkapazitäten aus Stromspeichern oder Import- und Exportkapazitäten zu anderen Stromnetzen erforderlich. Dies gilt heute insbesondere für die Deckung von Bedarfsspitzen und für den Fall, dass ein grosses Kraftwerk ausfällt, sei dies wegen Wartungsarbeiten oder wegen einer Panne. Steigt die installierte Leistung des stochastisch erzeugten Stroms (z. B. aus Windkraftanlagen), dann steigt der Bedarf nach

<sup>13</sup> Die Angaben unterscheiden sich zum Teil von den Zahlen in den Unterkapiteln, welche von den Experten anhand von aktuellen Daten angegeben wurden und nicht auf einheitlichen LCA Annahmen beruhen.

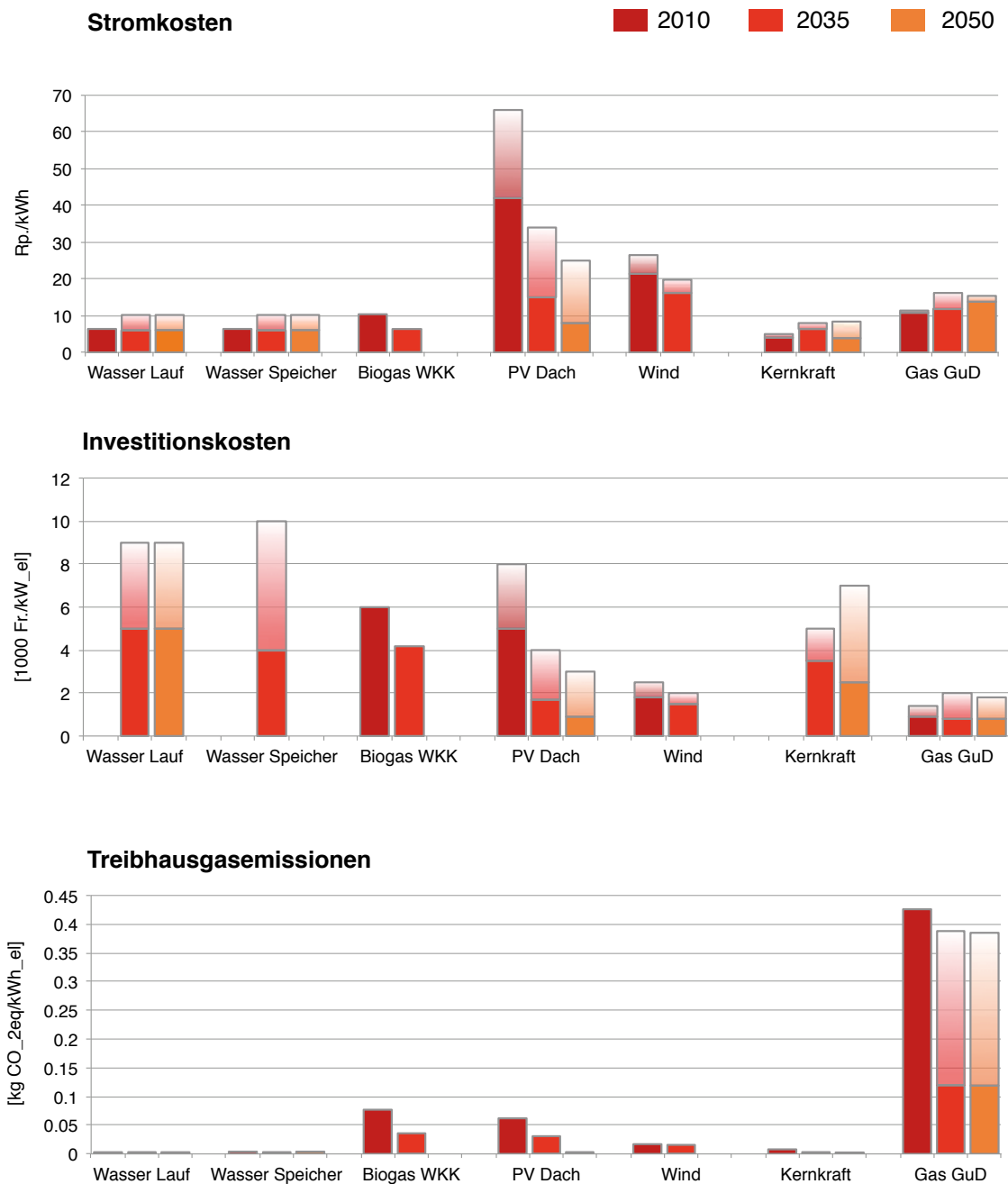


Abbildung 3.9 vergleicht ausgewählte Stromproduktionsarten unter den Gesichtspunkten Investitionskosten, Stromkosten und Treibhausgasemissionen für die Jahre 2010, 2030 und 2050. Die helleren Farbtöne geben die Bandbreite an. Die tiefen GuD-Emissionswerte und entsprechend höheren Kosten resultieren von Anlagen mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung.

(Quelle: Energie-Spiegel 2010)

**Regelenergie.** Die erforderliche Regelleistung muss in derselben Grössenordnung bereitgestellt werden wie die installierte Leistung des stochastisch erzeugten Stroms.

### Perspektiven 2050

Der Bundesrat hat am 25. Mai 2011 beschlossen, dass die Kernkraftwerke im Inland mit einer Jahresproduktion von 25.2 TWh (2010) nicht er-

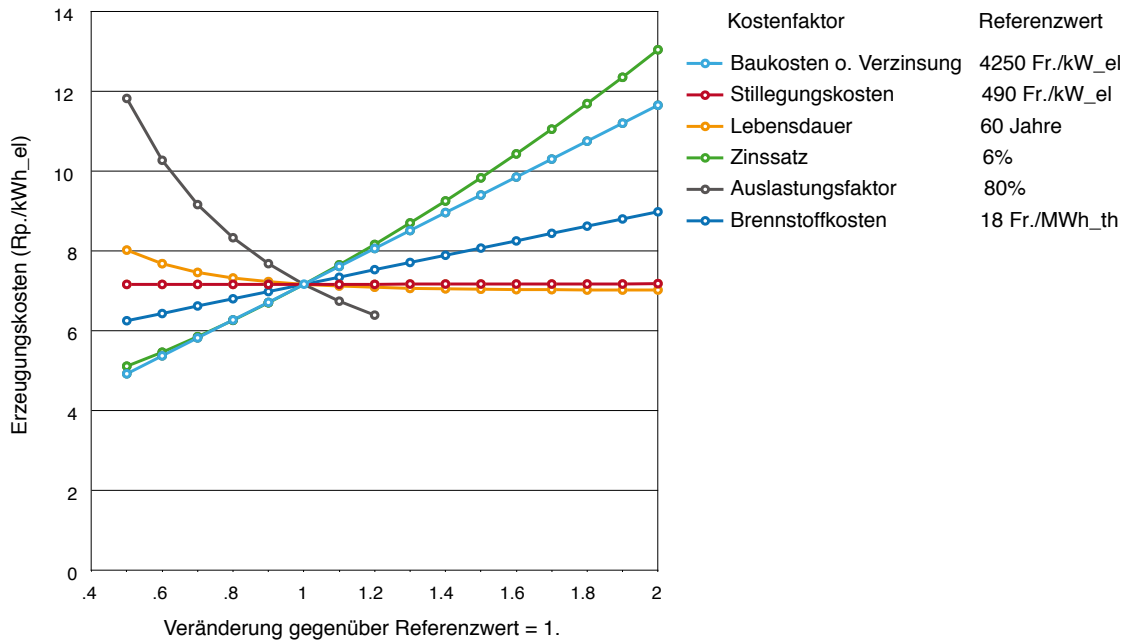


Abbildung 3.10: Kostensensitivität wichtiger Kostenfaktoren am Beispiel der Kernenergie mit Referenzwert für die Erzeugungskosten von 7.2 Rp./kWh<sub>el</sub>. In diesem Beispiel verdoppeln sich die Kosten pro erzeugte kWh Strom beinahe, wenn die Auslastung von 80 auf 60 % sinkt. Wenn die Anlagekosten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

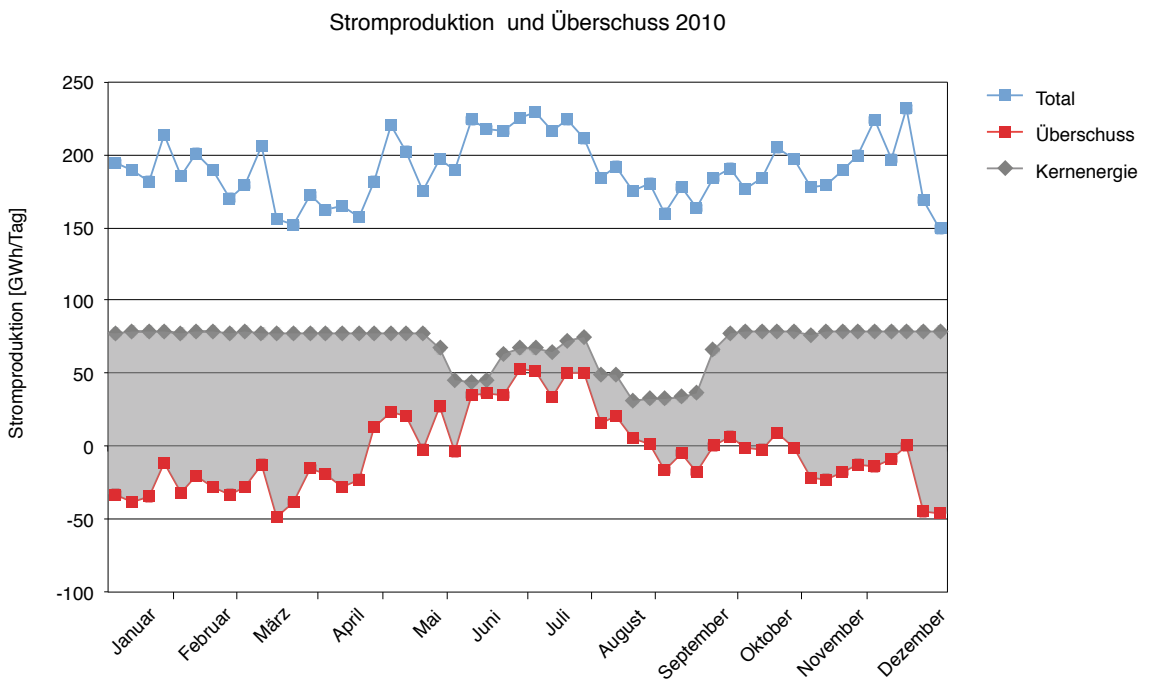


Abbildung 3.11: Wochengemittelte totale Stromproduktion (blau) im Jahr 2010. Zwischen April und August produzierte die Schweiz mehr Strom als sie verbrauchte (rot). Ohne KKW-Anteil (grau) hätte über das ganze Jahr hinweg eine Stromlücke bestanden (graue Fläche). (BFE 2011d)

### **Förderinstrumente für die erneuerbare Stromproduktion**

Der Entscheid, in der Schweiz keine neuen Kernkraftwerke zu bauen, erfordert einen massiven Umbau des Energiesystems der Schweiz. Wenn überdies die Treibhausgasemissionen in den nächsten 40 Jahren auf 20 % der heutigen Emissionen reduziert werden sollen, ist es unumgänglich, die erneuerbaren Energien zu fördern sowie die Energieeffizienz zu steigern. Um dies zu erreichen, kommen marktwirtschaftliche Massnahmen, steuerliche Eingriffe oder gesetzliche Vorgaben in Frage.

Zu den wichtigsten Förderinstrumenten gehören die Einspeisevergütung, das Bonusmodell und die Quotenregelung für Stromfirmen (SATW 2012). Diese können durch flankierende Massnahmen wie steuerliche Begünstigungen, Investitionsbeiträge und Kreditverbilligungen unterstützt werden.

#### **Einspeisevergütung**

Die produzierte Strommenge aus erneuerbaren Energien wird dem Produzenten zu einem festgelegten Preis pro kWh abgekauft und es besteht eine Abnahmeverpflichtung. In der Schweiz sieht die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) für Wasserkraft, Photovoltaik, Windenergie, Geothermie und Biomasse feste Vergütungstarife vor, die über die Lebensdauer erhalten bleiben. Aufgrund des technologischen Fortschritts werden die Tarife mit zunehmender Marktreife angepasst.

#### **Bonusmodell**

Neben dem schwankenden Stromabnahmepreis wird dem Stromproduzenten je nach Technologie ein Betrag entrichtet. Es besteht jedoch keine Abnahmeverpflichtung, sodass der Produzent einen Teil des Risikos trägt.

#### **Quotenregelung inklusive Zertifikatehandel**

Der Staat legt fest, wie gross der Anteil an erneuerbaren Energien an der Strommenge sein soll. Daraus leitet er für jeden Anbieter einen entsprechenden Anteil ab. Der Strompreis passt sich dem Angebot so weit an, bis die Quote erreicht wird. Alternativ kann der Unternehmer erneuerbare Energien über einen Zertifikatehandel hinzukaufen. Bei Nichterfüllen ist eine Strafe zu entrichten. Sie bildet faktisch die Obergrenze des Zertifikatepreises.

#### **Steuerliche Begünstigungen**

Auf kantonaler Ebene werden teilweise erneuerbare Produktionsanlagen steuerlich begünstigt.

#### **Investitionsbeiträge und Kreditverbilligungen**

Verschiedene Kantone und Stromanbieter unterstützen Anlagen zur Produktion erneuerbarer Energien, indem sie beispielsweise für Solaranlagen Investitionsbeiträge entrichten. Daneben bieten mehrere Kantonalbanken vergünstigte Kredite.

setzt werden sollen. Im Jahr 2010 summierte sich der Strombedarf der Schweiz auf 64.3 TWh. Gemäss Kapitel 2 könnte er im Jahr 2050 zwischen 58 TWh und 68 TWh betragen. Um diesen Strombedarf durch erneuerbare Energien im Inland ohne Kernkraft decken zu können, müssen neben den Photovoltaikanlagen auf Gebäuden weitere Anlagen in der Landschaft oder eine grosse Zahl von Geothermieanlagen erstellt werden oder der Stromverbrauch bedeutend drastischer gesenkt werden als in

Kapitel 2 dargestellt. Um die stochastische Natur der neuen erneuerbaren Energien auszugleichen, sind Regelleistungen von deutlich mehr als 10 GW (Überschussspeicherung) und etwa 10 GW Stromproduktion (Spitzenbedarf) erforderlich. Heute sind in der Schweiz 1,5 GW Pumpenleistung und 1,8 GW Turbinenleistung aus Pumpspeicherkraftwerken verfügbar (vgl. Tabelle 3.1). Die Installation lokaler Speicher am Ort der Erzeugung der erneuerbaren Energie könnte das sich abzeichnende

Speicherproblem entschärfen. Zudem sind saisonale Speicherkapazitäten von mehr als 10 TWh insbesondere wegen der Minderproduktion der Photovoltaik im Winter erforderlich (vgl. Abbildung 3.5), da diese Minderproduktion in der Schweiz nur zu einem geringen Teil mit Windkraft kompensiert werden kann (a+ Raum Energie 2012).

Die Stromnachfrage ohne Kernkraft auch in Zukunft zu decken und gleichzeitig aus Klimaschutzgründen den CO<sub>2</sub>-Ausstoss bis 2050 auf rund 20 % der heutigen Emissionen zu senken und dies zu möglichst geringen Kosten, ist eine gewaltige Heraus-

forderung. Damit die dazu notwendigen Entscheidungen gefällt werden können, müssen von Seiten der Wissenschaft Modelle entwickelt werden, welche die verschiedenen zentralen und dezentralen Stromproduktionsarten, die Importe und Exporte wie auch den Verbrauch und die Belastung der Übertragungsleitungen mit der erforderlichen Zeitauflösung simulieren können. Diese Simulationen müssten technische, ökonomische, gesellschaftliche und politische Faktoren (Förderinstrumente siehe Kästen) einbeziehen und klimabedingte Änderungen berücksichtigen.

## Literatur

- a+ Raum-Energie 2012: Lösungsansätze im Konfliktfeld erneuerbare Energien und Raumnutzung, Akademien der Wissenschaften Schweiz (2012). [www.proclim.ch/news?2403](http://www.proclim.ch/news?2403)
- BFE 2011d: Wochenbericht 2010 Stromproduktion und Verbrauch, BFE 2011. [www.proclim.ch/news?2416](http://www.proclim.ch/news?2416)
- Energie-Spiegel 2010: Nachhaltige Elektrizität: Wunschenken oder bald Realität, Hirschberg, S., Bauer, C., Schenler, W., & Burgherr, P, Energie-Spiegel Nr. 20, Villigen PSI 2010. [www.proclim.ch/news?2390](http://www.proclim.ch/news?2390)
- ETS 2009 (Energie Dialog Schweiz 2009): Energie-Strategie 2050 – Impulse für die schweizerische Energiepolitik. Grundlagenbericht. Zürich. 144 Seiten. [www.proclim.ch/news?877](http://www.proclim.ch/news?877)
- SATW 2012: Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien: Instrumentenanalyse. Schlussbericht 2012. [www.proclim.ch/news?2396](http://www.proclim.ch/news?2396)