

Paper «Strommarkt»

Strommarkt Schweiz – Europa – Zielsetzungen - Entwicklungen – Ausgestaltung
Skizze eines nachhaltigen Strommarktdesign

Dr. Ruedi Meier
Präsident energie-wende-ja
Bürglenstrasse 35
3006 Bern
www.energie-wende-ja.ch
www.ruedimeier.ch

Bern, 20. September 2022

Inhalt

Zusammenfassung/Fazit/Thesen -

Kapitel 8: Skizze «Nachhaltiges Strommarktdesign»

- | | |
|---|------------------------------|
| 1. Energie- und Strom-Preis-Entwicklungen 1910-2022 | Folien 3 - 15 |
| 2. Energiestrategie, Energieperspektiven als Planungs- und Entscheidungsgrundlage | <u>Folien 16 – 21</u> |
| 3. Europäischer Strommarkt: Merit-Order-Prinzip | Folien 22 – 30 |
| 4. Der Schweizer Strommarkt | Folien 30 – 37 |
| 5. Strommarktdesign – Fördermassnahmen zugunsten von erneuerbaren Energien | Folien 37 – 40 |
| 6. Flankierende Massnahmen für den Zubau der erneuerbaren Energien | Folien 40 – 50 |
| 7. Volle Marktöffnung gemäss Mantelerlass Bundesrat? | Folien 50 – 60 |
| | Folien 60 – 63 |
| | Folien 63 - 67 |

Hinweis: Die einzelnen Kapitel können auch unabhängig gelesen werden. Zentrale Aussagen werden in einzelnen Kapitel wiederholt.

Einleitung – Übersicht

Skizze eines nachhaltigen Strommarktdesign Folien als

Thema des vorliegenden Papiers «Strommarkt» ist der europäische und der schweizerische Strommarkt. Deren Ausgestaltung, Funktionsweise und Auswirkungen werden analysiert und Zielsetzungen dargelegt. Zentraler Teil ist in der Zusammenfassung das abschliessende Kapitel **8. Skizze «Nachhaltiges Strommarktdesign.»**

Bevor wir in diese Thematik einsteigen, wird zuerst ein kurzer Überblick über die Energie- und Strom-Preisentwicklung von 1910- bzw. 1970-2022 sowie die Energieperspektiven 2050 des Bundes als zentrale Entscheidungsgrundlage der Energie- und Klima-Politik mit den wichtigsten Einschätzungen bezüglich Auslandabhängigkeit, Versorgungssicherheit und Klimarisiken vorgenommen. Die Energie- und Strommarktentwicklung mit ihren Chancen und Risiken wird aufgezeigt, um ein vertieftes Verständnis für die zur Zeit herrschende Krisensituation zu schaffen. Wir sind der Meinung, dass aus der vergangenen Entwicklung für die Ausgestaltung und Umsetzung der zukünftigen Energie- und Klimapolitik klare Lehren gezogen werden sollten und ein nachhaltiges Strommarktdesign anzustreben ist.

Im Paper «Strommarkt» sind die jüngsten Entscheide der UREK-Ständeratskommission und des Rettungsschirmes für die Axpo aufgenommen worden. Sie sind eine wichtige Grundlage für die Skizze «Nachhaltiges Strommarktdesign» das in erster Linie diskutiert werden soll.

1. Energie- und Strom-Preis-Entwicklungen 1910 bzw. 1970-2022

- **Endenergie- und Stromverbrauchsentwicklung 1910-2022** (s. Folie 23): Die Indikatoren für den Endenergie- und Stromverbrauch seit 1910 bis 2022 zeigen ab 2010 eine absolute **Abnahme des Endenergieverbrauchs**, ab 2015 sogar auch eine Reduktion des Stromverbrauchs. Die geltenden Richtwerte des eidg. Energiegesetzes für die Energie- und Stromeffizienz werden übertroffen und dies vermutlich auch für 2035, trotz anhaltendem Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum.
- Die **energetische Auslandabhängigkeit** der Schweiz ist gross. Ab dem 3. April ist die Schweiz –für den Binnenkonsum - energetisch vom Ausland abhängig. Einzig beim Strom besteht eine hohe Eigenversorgung von ca. 95%. Im Winterhalbjahr ist seit einiger Zeit ein Importbedarf von ca. 3-5 TWh - oder ca. 5 Prozent gemessen an der gesamten Stromproduktion – festzustellen, aber im extremen Winterhalbjahr 2016/2017 hohe 10 TWh!
- Die **Wertschöpfung des Energie – und Stromkonsums** macht - gemessen am BIP - noch rund 3 Prozent aus. Seit den 70-er Jahren hat der Anteil deutlich abgenommen.
- Die **reale Preisentwicklungen der fossilen Energieträger** (siehe Folie 27) von 1970 bis 2022 lassen erkennen, dass sich der **Heizölpreis** - mit deutlichen Schwankungen - von 60 Punkten im Jahr 1970 auf 120 Indexpunkte bis 2020 verdoppelt hat. Die deutlichen Preissteigerungen haben direkt – und über politisch motivierte Spar- und Investitionsmassnahmen - zu bedeutenden Energieeinsparungen geführt. Der Anteil Heizöl hat relativ und absolut - gemessen am Gesamtenergieverbrauch – stark abgenommen.
Der **Gaspreis** hat im gleichen Zeitraum einen massiven Einbruch von 100 auf fast 60 Punkt erlebt, um dann bis 2020 wieder auf 100 Punkte anzusteigen. Die tiefen Gaspreise stellen einen Grund für die ausgeprägte Gaseuphorie spätestens ab Mitte der 70-er Jahre dar. Ab 2020 ist eine historisch erstmalige Gaspreisexplosion im Gang, die sich auch auf die europäischen Börsen-Strompreise auswirkt.
Die **Treibstoffpreise** sind real von 1970-2020 sogar gefallen, kaufkraftmässig natürlich noch ausgeprägter, was zumindest zum Teil die geringen Einsparungen bei den Treibstoffen erklärt.
Der **Strompreis** ist von 1970 real von 120 bis 2008 auf 80 Punkte gesunken, um dann bis 2020 auf 100 Punkte anzusteigen. Kaufkraftmässig ist der Strompreis ebenfalls gesunken (s. Folie 27).
- Die **Preiserhöhungen wirken sich in markanter Weise auf das Energiesparen, die Investitionen sowie die Politik aus** – je nach Preisveränderung natürlich unterschiedlich. Dabei sind jeweils auch die Substitutionsmöglichkeiten zu beachten. Die Wirksamkeit von Preiselastizitäten ist von der Empirie x-fach nachgewiesen worden. Trotzdem ist die Preispolitik mit einer CO₂-Abgabe auf Heizöl und Gas nur sehr zurückhaltend eingesetzt worden (Stand 2022, 120 CHF/t CO₂, rund ein Drittel der Einnahmen wird zweckgebunden eingesetzt, 2/3 an Wirtschaft und Bevölkerung rückverteilt). Die Treibstoffe wurden von energie- und klimamotivierten Abgaben verschont. Beim Strom erfolgte im Jahre 2009 eine zweckgebundene Abgabe (Netzkostenzuschlag), die zur Zeit 2.3 Rp./kWh beträgt. Es ist eines der **grossen Versäumnisse der CH-Energie- und Klimapolitik, dass nicht auf allen nichterneuerbaren Energieträgern wirksame Umwelt- bzw. Energie-Abgaben eingeführt** wurden, wie das von verschiedener Seite gefordert wurde (vergl. dazu z.B. «Umweltabgaben für die Schweiz, 1991»: Erhöhung der Energiepreise von 1995-2005 um bis zu 10 Mrd. CHF mit 95%-iger Rückerstattung an Haushalte und Wirtschaft sowie 5 Prozent für Energie- und Klimamassnahmen). Mit einer forcierten Energiepreispolitik würde die Schweiz im internationalen Ranking bezüglich Nachhaltigkeit weit besser dastehen. Die Gefahr einer politischen Erpressung wäre deutlich vermindert. Heute kann zynischerweise festgestellt werden, dass Putin zumindest eine halbe ökologische Steuerreform – immerhin für einige Jahre in Europa - realisiert hat. Die höheren Preise zeigen einmal mehr volle Wirkungen auf das Energie-Sparen und Investieren in Effizienz und Erneuerbare Energien. Die entsprechenden Branchen (Haustechnik, Solarenergie etc.) boomen, ja explodieren mit Wachstumsraten von 30 bis über 100 Prozent pro Jahr. Die Einnahmen fliessen aber milliardenstark an Öl- und Gaskonzerne statt dass sie in der Schweiz als rückverteilte CO₂-Abgabe für den sozialen Ausgleich und die Umwelt eingesetzt werden könnten. Beim Strom sind die CH-Stromkonzerne in einer ersten Runde die Gewinner.

2. Energiestrategie, Energieperspektiven als Planungs- und Entscheidungsgrundlage

Energiestrategie und Energieperspektiven als Planungs- und Entscheidungsgrundlage mit einseitiger internationaler Marktausrichtung sowie ungenügendem bzw. fehlendem Einbezug von Auslands-, Import-, Versorgungs- und Klimarisiken: Die Energiestrategie 2050 des Bundes – im Detail in den Energieperspektiven 2050 in verschiedenen Szenarien dokumentiert - hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2050 schweizweit CO₂-Neutralität zu erreichen und den Selbstversorgungsgrad deutlich zu erhöhen. Bis 2035 wird dabei mit einem leichten Zuwachs der Energie- und Stromnachfrage gerechnet. Es werden weiterhin bedeutende Effizienzgewinne erwartet. Die Dekarbonisierung (mehr Wärmepumpen, mehr eMobilität etc.) ist bis 2035 nur sehr begrenzt. Dementsprechend wird der Ausbau der erneuerbaren Energien nur im Schneckentempo vorangetrieben (bisherige Zielsetzung für 2035: 11.4 TWh/a, neu gemäss Mantelerlass Bundesrat 17.6 TWh/a). Hingegen wird auf mehr Stromimporte bis 2035 (je nach Szenario 15 bis 20 TWh/a, also bis zu einem Drittel des gesamten Stromkonsums gesetzt. Im Winterhalbjahr könnten diese ab 2035 - nach der Ausserbetriebnahme aller KKW - sogar auf 20-23 TWh steigen.

Die bis in die 90-er Jahre geltende Zielsetzung eines hohen Eigenversorgungsgrades bei der Stromversorgung («10-Werke-Bericht der Energieversorger») wurde – da angeblich irrelevant - aufgegeben. Die Schweiz sollte als Teil des europäischen Strommarktes von den Effizienzgewinnen und sinkenden Strompreisen in der EU profitieren. Übersehen wurde dabei, dass die günstigen Strombezüge ökologisch problematisch sind (da v.a. aus Kohle- und Gaskraftwerken). Massnahmen gegen fossile Stromimporte – etwa mit einer CO₂-Abgabe als Grenzschutz oder gar einer Herkunftsregelung mit Preisdifferenzierung - wurden abgelehnt. Die Stromwirtschaft konnte hingegen - infolge der Marktöffnung und u.a. des starken Ausbaus der (volatilen) erneuerbaren Stromproduktion in der EU - die unter Preisdruck geratene Wasserkraft mit Marktprämien schützen.

Die Forderung nach einem starken Zubau von erneuerbaren Energien, insbesondere von Fotovoltaik, u.a. zur Risikominimierung von Auslandabhängigkeiten und einer forcierten Ökologisierung, wurden in den Wind geschlagen. Ab 2013 fand sogar eine aktive Blockierung des Fotovoltaik-Ausbaus statt. Der Solar-Zubau war in der Schweiz von 2013 bis 2017 rückläufig. In Deutschland führten die Bremsmanöver unter der CDU/CSU/SPD-Regierung ab 2012 die ab 2000 aufgebaute, erfolgreiche Solarindustrie in den Ruin (Verlust von ca. 150'000 Arbeitsplätzen). Sie wurde mit milliardenschweren Entwicklungsgeldern flankiert nach China ausgelagert. Europa ist inzwischen bei den Solarzellen zu rund 90 Prozent von China abhängig. Trotz schwierigen Rahmenbedingungen konnte sich die CH-Solarindustrie aber als Nischenplayerin relativ gut halten. Nischenprodukte wie das Plusenergie-Gebäude spielten dabei eine nicht unerhebliche Rolle.

2. Energiestrategie, Energieperspektiven als Planungs- und Entscheidungsgrundlage ff.

Die jüngsten Energiepreissteigerungen führen erneut zu einem Boom der Solar- und Haustechnikbranche sowie der eMobilität. Nach vielen Jahren mit hintersten Plätzen weist die Schweiz nun innert kürzester Zeit das viertgrösste Solarwachstum in Europa auf. Es zeigt sich eine hohe Flexibilität des Arbeits- und Kapitalmarktes. Im Prinzip ist die Solarbranche heute imstande, einen massiv forcierten Solarzubau recht weitgehend mit eigenen Kräften zu bewältigen. Die gesetzten Wachstumsziele gemäss Energiesetz werden absehbar deutlich übertroffen. Werden die Ausbauziele nicht rasch und deutlich angehoben – was sowohl aus Klimasicht sowie im Hinblick auf die Versorgungssicherheit von höchster Dringlichkeit ist, droht zum wiederholten Mal eine völlig konträre Blockierung des Ausbaus der Fotovoltaik.

Die Energieperspektiven 2050 und Dokumente zeigen, dass Risikoeinschätzungen zu hoher Auslandabhängigkeit, Versorgungssicherheit sowie Klimakrise bis 21035 keine oder nur eine geringe Rolle bei der Analyse wie auch bei der Politikgestaltung spielten. Die Optik war sehr ausgeprägt auf die internationalen Märkte mit vermeintlich sicherem und günstigem Energieangebot ausgerichtet, ohne weitere Beachtung der ökologischen, klimapolitischen Implikationen. Frühzeitige Warnungen, die bereits vor über 10 Jahren vorgebracht wurden, fanden praktisch kein Gehör. Das Resultat ist heute bekannt. Risiken können real werden. Je weniger vorgesorgt wird, desto härter können sie zuschlagen. Die Energiestrategie 2050 ist nicht gescheitert, sie wurde nur bruchstückhaft – am ehesten im Effizienzbereich – angegangen. Jene, die am lautesten vom Scheitern sprechen, haben mit ihren untauglichen Konzepten einer fossil-atomaren Politik am meisten dazu beigetragen.

Die jüngste Entwicklung zeigt nun, dass politisch endlich Gegensteuer gegeben wird. So trifft die UREK-Kommission des Ständerates im Rahmen der Beratungen zum Mantelerlass (Revision von Energiegesetz und Stromversorgungsgesetz) überraschende und erstaunlich griffige Massnahmen:

- Ausbauziele Erneuerbare Energien: > 35 TWh/a bis 2035.
- Möglichkeit zur Verschuldung und Erhöhung des Netzzuschlagsfonds. Eine Erhöhung bleibt aber vorderhand noch ausgeschlossen.
- Flexibilisierung der Förderung mit Investitionsbeiträgen und gleitender Marktprämie
- Harmonisierte Abnahmevergütungen für eingespeisten Strom durch eine zentrale Stelle, was eine Abkehr von der Vergütung durch die über 600 Energieversorger mit sehr unterschiedlichen Preisen für dezentral produzierten erneuerbaren Strom bedeutet. Gleichzeitig wird eine minimale Vergütung vorgesehen, um die Rentabilität von Investitionen durch Private zu gewährleisten.
- Förderung von Speicherlösungen ohne Endverbraucher sowie von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas: Sie sind vom Netzentgelt befreit, damit wird eine Gleichbehandlung mit Pumpspeicherkraftwerken erreicht. Saisonale Wärmespeicher und Autobatterien der Elektromobilität mit ihren grossen Speicherkapazitäten werden damit gefördert.
- Förderung von Zusammenschlüssen von Eigenstromverbrauchern durch virtuelle Netznutzung. Das bestehende Modell der Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) kann mit der Nutzung des öffentlichen Netzes deutlich erweitert werden. Es müssen nicht zusätzliche Kupferkabel verlegt werden.
- Austarierte Lösungen bei Restwassermengen. Eine weitere Optimierung der Stromerzeugung aus der Wasserkraft wird mit der temporären Ausserkraftsetzung der Vorschriften über die Restwassermengen angestrebt.
- Auf eine weitere Strommarktöffnung wird verzichtet. Viele komplizierte neue Regelungen des Mantelerlasses werden zugunsten der bestehenden gesetzl. Grundlagen gestrichen.

Zudem werden Sofortmassnahmen ergriffen: Bifaziale alpine Solaranlagen sind standortgebunden. Eine Baubewilligung kann bei Zustimmung der Grundeigentümer durch die Gemeinde erteilt werden. Ab 1.1.2024 gilt für Neubauten eine Solarpflicht.

Fazit: Noch selten hat eine Kommission – nach langem Zögern - in so kurzer Zeit so bahnbrechende Entscheide getroffen. Im Folgenden werden die einzelnen Elemente diskutiert. Es wird sich zeigen, dass wesentliche Elemente eines - lange Zeit versäumten – nachhaltigen Strommarktdesign angegangen werden. Das politische System mit seinen zahlreichen Lobbyverbänden präsentiert sich in voller Blüte. Vertretern des neoliberalen Paradigmas blieb bis heute Atem still. Es ist zu hoffen, dass die Vorschläge weiter fundiert, nicht massgeblich verwässert und in den Räten und im Volk eine Mehrheit finden werden.

3. Der europäische Strommarkt bzw. die Börse folgt dem Merit-Order-Prinzip

- **Europäischer Strommarkt bzw. Strom-Börse folgt dem Merit-Order-Prinzip (die letzte Produktionseinheit am Netz bestimmt den Preis), das bei hohen Grenzkostenpreisen hohe Gewinne ermöglicht:** Als Einstieg in den Strommarkt wird eine Übersicht der relevanten Akteure vermittelt: Öffentliche Hand, ElCom, Swissgrid, Stromversorgungsunternehmen, Konsumenten mit freien und gefangenen Kunden.
- **Die Strom-Börsen stellen auf internationaler Ebene das Herz des Strommarktes dar.** Es wird mit kurz- und langfristigen Verträgen gehandelt. Die wichtigsten Anbieter haben primär fossile Energieträger, Atom- und etwas Wasserkraft sowie - zunehmend wachsend - neue erneuerbare Energien, vor allem Wind und Sonne – in ihren Portefeuilles. Die Schweiz ist mit ihrer flexiblen Wasserkraft und dem Atomstrom noch weitgehend in den europäische Strommarkt integriert.
- **Die Preisbildung am europäischen Strommarkt erfolgt über das Merit-Order-Prinzip.** Die Grenzkosten der letzten nachgefragten Einheit bestimmt den einheitlichen Strompreis. Günstigere Anbieter mit tieferen Grenzkosten realisieren einen Windfall-Profit (Produzentenrente), der bei hohen Systemgrenzkosten in der europäischen Stromversorgung wegen fehlendem Atomstrom aus Frankreich, hohen Gaspreisen, hohen Preisen für CO₂-Zertifikate, Zukunftsängsten etc. inzwischen sehr hoch ausfällt. Neben den Ölkonzernen (> 1000 Milliarden CHF/a) machen auch die Stromkonzerne mit einem stabilen Angebot und tiefen Kostenstrukturen zur Zeit eklatante Zusatzgewinne.

4. Der Schweizer Strommarkt

Der Schweizer Strommarkt wird u.a. durch das Stromversorgungs- und das Energiegesetz in eher zurückhaltend, defensiver Weise geregelt. Ziele und Prinzipien werden für die Aufsichtskommission ElCom sowie für die Swissgrid (zuständig für das Hochspannungsnetz) festgehalten. Ebenfalls werden die Kantone und die Energiewirtschaft angesprochen.

Es ist eine zurückhaltende, defensive Regelung bezüglich der Versorgungssicherheit, vor allem aber auch bezüglich Umwelt und Klima festzustellen. Im Prinzip wird erwartet, dass mit dem Markt die erwünschten Ziele erreicht werden: im Energiegesetz als Richtwerte für Effizienz z.B. minus 43 % pro Kopf Energieverbrauch und +11.4 TWh/a Zubau Erneuerbare bis 2035. In diversen Monitoring wird die effektive Zielerreichung minutiös ausgewiesen, aber übersehen, dass die Versorgung und das Klima praktisch aussen vor bleiben. Die hohen Schadenskosten für Versorgungssicherheit – **ein Blackout kann bis 200 Milliarden Franken Schäden verursachen – und das Klima - mit ähnlich hohen Schadenssummen wie für die Versorgungssicherheit – werden nicht wirklich beachtet. Dabei ist klar, beide Risiken können praktisch gleichzeitig vermindert werden. Es besteht ein hohes Synergiepotential.** Die notwendigen Mittel für die Schadensbekämpfung betragen einen Bruchteil im Verhältnis zu den Schadenskosten. Ein weit höherer Einsatz wäre rational und würde sich längst rechnen. Der neu einzuschlagende Pfad der Energieeffizienz und erneuerbaren Energien ist sogar klar günstiger als der fossile Pfad mit Atomkraftwerken. Es werden erhebliche Zusatznutzen geschaffen. Es fehlt aber ein klarer Auftrag zur Schadensbekämpfung. So wird – auf die vermeintlich günstigen – aber hoch umweltbelastenden – Stromimporte gesetzt. Obwohl die Klimapolitik eine deutlich forschere Gangart verlangt, werden bei der Markt-Regulierung nicht die notwendigen Konsequenzen gezogen.

Im abgesteckten Markt-Rahmen machen die diversen Player des Strommarktes einen erfolgreichen Job. Dabei wird ein Ausbau der Geschäftsfelder angestrebt, was beim Stromhandel zu riskanten Aktivitäten führt:

Die **Swissgrid als neue Organisation für das Hochspannungsnetz gewährleistet die Versorgungssicherheit**, auch unter Beachtung der kurzfristigen Übertragungsengpässe im Jahr 2017 im Grenzverkehr, die anschliessend rasch nachgebessert wurden. Sie ist sogar im internationalen Vergleich führend in Sachen Digitalisierung und der Schaffung von wettbewerbsfähigen Regelmärkten.

Die **Pronovo** als Vollzugsstelle der Förderung der erneuerbaren Energien arbeitet im Auftrag des BFE und setzt die beschlossene – aber eben in der Zeit von 2013 bis 2018 sehr zurückhaltende, sogar blockierende - Zubaupolitik für Fotovoltaik um. Nachdem 2018/1019 ein Abbau der Wartelisten bei Erneuerbaren (v.a. PV) befohlen wurde, führte dies die Pronovo in kürzester Zeit aus.

Die **ElCom** nimmt ihre Aufsichtsfunktion wahr und warnt als eine der ersten offiziellen Stellen – ganz gemäss ihrem Auftrag – vor einer drohenden Winterstromknappheit, die aber vom zuständigen Bundesamt noch vor nicht allzu langer Zeit in den Wind geschlagen wurde.

Die **Energieversorgung wird von über 600 Werken** gewährleistet. Es handelt sich um unterschiedlich grosse Unternehmen mit diverser Rechtsform, die zum grössten Teil im Besitz der öffentlichen Hand sind. Über 90 Prozent davon verfügen über keine eigene Stromproduktion. Sie sind nur für die Versorgung zuständig. Dabei werden ihre Netzkosten von der ElCom kontrolliert. Die effektiven Kosten mit einem Gewinnzuschlag (KostPlus-Prinzip) dürfen nicht überschritten werden.

4. Der Schweizer Strommarkt ff.

Die **CH-Stromkonzerne (Axpo, BKW, Alpiq, Repower, EWZ, IWB, etc.)** sind einerseits erfolgreiche Marktakteure im Inland. Sie investieren zudem im grossen Stil im Ausland in die Energieproduktion (fossil und erneuerbar). Sie profitieren von den günstigen Rahmenbedingungen (im Gegensatz zur Schweiz) für rentable Investitionen, die inzwischen gut die Hälfte der CH-Stromproduktion ausmachen, aber wegen der ausländischen Förderung nicht in die Schweiz frei transportiert werden dürfen. Es gelingt ihnen auf politischem Weg die wettbewerbsmässig bedrohte Wasserkraft während der Tiefpreisphase von 2013 bis 2021 mit Marktprämien der öffentlichen Hand abzusichern. Andererseits gehören sie (etwa die AXPO) in den Augen von Brancheninsidern im Stromhandel zu den besten in Europa (Marktvolumen von ca. 60 Mrd. CHF/a), was sich aber bei starken Marktpreisschwankungen als trügerisch erweisen sollte. Es wurden offensichtlich hohe Risiken eingegangen ohne über ein solides Risikomanagement zu verfügen. Die völlig fehlende – und verweigerte – Transparenz lässt eine Beurteilung der effektiven «Spekulationen» nicht zu: Geht es nur um fehlende Liquidität oder effektive Verluste etwa wegen französischem AKW-Strom, der nicht vorhanden ist und teuer ersetzt werden muss? Die Sozialisierung von möglichen Verlusten muss als problematisch bezeichnet werden. Weitere Geschäftsfelder in mehr oder weniger stromfernen Bereichen werden angestrebt (was aber zum Teil kritisiert wird: vor allem BKW mit 130 zugekauften Unternehmen).

Die grossmehrheitlich öffentlichen Eigentümer der CH-Stromkonzerne sind mit dem wettbewerbs- und gewinnorientierten Verhalten ihrer Unternehmen – zumindest bis zur Beanspruchung des Rettungsschirmens - zufrieden. Es sind kaum Anstrengungen für einen gezielten Service Public zu erkennen, indem etwa die sich abzeichnenden Versorgungsengpässe mit speziellen Massnahmen kompensatorisch angegangen werden. Auch bezüglich Klimapolitik – etwa durch spezielle Effizienzprogramme oder einen forcierten Ausbau von erneuerbare Energien in der Schweiz - machen sie sich nicht stark. Die ungünstigen Rahmenbedingungen für notwendigen Investitionen in der Schweiz werden in jüngster Zeit vermehrt öffentlich kritisiert. Es werden Konzepte erarbeitet, die etwa als eine Grundlage für einen forcierten Ausbau für erneuerbare Energien dienen könnten. Strategiedefizite der öffentlichen Hand werden vermehrt öffentlich thematisiert.

Regulierungen und Preiseffekte auf dem Schweizer Strommarkt: Der CH-Strommarkt im engeren Sinn ist seit 2007 teilweise liberalisiert, das heisst dass Grosskunden mit einem Endenergiebezug von über 100'000 kWh ihre Lieferanten frei wählen können. Das sind zur Zeit gut 23'000 Unternehmen, d.h. 0,8% Prozent aller Stromkunden der Schweiz. Sie beziehen rund 50 Prozent des Stromkonsums der Schweiz, also ca. 30 TWh. Die übrigen Kunden, 99%, sind nach wie vor gebunden. Sie können ihren Energieversorger bzw. Lieferanten nicht frei wählen. Die ElCom hat die Aufgabe ihre Liefertarife zu kontrollieren:

- Bei den gebunden Kunden mit einem Eigenversorger-EVU mit Eigenproduktion wird geprüft, ob die Gestehungskosten mit einem Gewinnzuschlag (KostPlus-Prinzip) nicht überschritten werden.
- Bei Stromversorgern ohne Eigenproduktion muss für die Preisüberwachung in die Bezugsverträge Einblick genommen werden. Bei kurzfristigen Verträgen wird der Strombezug - gemäss der Situation zur Zeit auf den Strommärkten - bereits von markanten Preiserhöhungen geprägt, welche im Prinzip an die Kunden weitergegeben werden müssen. Andernfalls drohen den Stromversorgern mit teureren Bezügen auf dem Markt untragbare Defizite. Es wird der ElCom nichts anderes übrig bleiben als die höheren Preise zu genehmigen.
- Bei den freien Kunden hat die ElCom kein Mandat für eine Preiskontrolle.

4. Der Schweizer Strommarkt ff.

Auswirkungen der europäischen Strompreiserhöhungen auf die Stromkonzerne und ihre Kunden: Die bestehenden Marktregulierungen führen bei den CH-Stromkonzernen mit hohen Strompreisen zu markanten Zusatzeinnahmen. Vor allem bei den Unternehmen ohne gebundene Kunden fallen durch ihren Stromverkauf auf dem Niveau der Strombörse je nach Vertragsdauer unterschiedlich hohe Zusatzeinnahmen an. Könnte der Strom sofort zu höheren Preisen verkauft werden, so wirkt sich das bei den Gewinnen in einem erheblichen Ausmass aus. Wird zum Beispiel von 30 TWh und einem zusätzlichen Börsenpreis von 20 Rp./kWh ausgegangen (Anstieg von 4 auf 24 Rp./kWh), so ergeben sich zusätzlich 6 Milliarden Mehreinnahmen. Wie die milliardenschweren Zusatzeinnahmen verteilt werden, dürfte sich in den kommenden Wochen und Monaten weisen, in jedem Fall aber noch zu heftigen Diskussionen führen:

- Verzicht oder Mässigung auf Strompreiserhöhungen bei den Lieferungen an Verteilnetzbezüger? Ursprünglich waren Stromkonzerne und Versorgungsunternehmen als partnerschaftliche, kooperative Gemeinschaft gedacht.
- Mehr Boni für das Kader und den VR?
- Mehr Gewinne für die öffentlichen Eigentümer (Gemeinden, Kantone) der Stromkonzerne?
- Mehr Investitionen in erneuerbare Energien in der Schweiz?
- Wird allenfalls ein Agreement für eine mässige Preiserhöhungen bei den Kunden – unter Verzicht von möglichen – Gewinnen und einem Krisenfonds zum Schutz von speziell bedrohten Unternehmen vereinbart? Eigentlich würde dieser Ansatz der ursprünglich kooperativen Struktur des CH-Strommarktes entsprechen.

Weitere Ansätze für die Bekämpfung von exorbitanten Strompreiserhöhungen bei Unternehmen:

Preiskontrolle mit Obergrenze: Falls dies nicht auf freiwilliger Basis geschieht (siehe Agreement oben) müssten dies per Notrecht verfügt werden.

Rückkehr in die Grundversorgung: Über die rechtliche Zulässigkeit bestehen unterschiedliche Meinungen. Die bisher gebundenen Kunden würden an den geringeren Kosten für die entsprechenden Unternehmungen mitbeteiligt.

Notfinanzierung über öffentliche Mittel etwa gemäss den Covid-19 Massnahmen.

Fazit: Der CH-Strommarkt hängt stark von der europäischen Strombörse ab. Die CH-Stromkonzerne haben sich von ihrer ursprünglichen Ausrichtung auf die Versorgungssicherheit weit entfernt. Sie verhalten sich marktorientiert. Bei den Eigentümern steht die Realisierung von Dividenden ohne weitere Auflagen im Vordergrund. Die Entwicklung Richtung exorbitanter internationaler Strommarktgeschäfte wie auch die Ausweitung in neue Geschäftsfelder wurde lange als eine erwünschte zusätzliche Einnahmequelle betrachtet. Angesichts der eklatanten Verwerfungen am Strommarkt, den drohenden Versorgungsengpässen und dem Rettungsschirm durch den Bund statt den zuständigen Eigentümern und Finanzinstituten erfordert eine Diskussion über die Rolle CH-Strommarktkonzerne und Energieversorger.

5. Strommarktdesign – Fördermassnahmen zugunsten von erneuerbaren Energien

Strommarktdesign – Fördermassnahmen zugunsten von erneuerbaren Energien: Der Strom-Markt führt offensichtlich nicht automatisch zu bestimmten wünschenswerten Zielen. Das Merit-Order-Prinzip führt bei einer Zunahme der erneuerbaren Energie mit tiefen Grenzkosten wohl zu einem notorischen Preisdruck. Für die Stromkonsumenten sind im Prinzip sinkende Preise positiv. Die Investoren leiden aber unter dem Missing-Money-Problem. Es können nicht genug Erträge erwirtschaftet werden. Es wird nicht in neue Stromanlagen für den Ersatz, den Umbau und ev. notwendige Zubau investiert. Das Stromangebot wird nicht der Nachfrage angepasst. Im Nachgang zur ersten Strommarktliberalisierung wurde das Problem mit der Einführung der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) teilweise angegangen, die seit der Einführung mehrfach angepasst wurde.

Aufgrund des schleppenden Ausbaus der erneuerbaren Energien in der Schweiz wurde in diesem Jahre eine **Umstellung und Ausbau der Förderung** in die Wege geleitet. Grundsätzlich ist eine Abkehr von der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) zu einem System der Investitionsbeiträge geplant. Mit der Annahme und Umsetzung der Parlamentarischen Initiative Girod wird über eine Verordnung die Umstellung bereits auf den 1.1.2023 eingeführt. Der definitive Verordnungsentwurf ist noch nicht bekannt. Im Prinzip können auch für grosse Photovoltaik-Anlagen ohne Eigenverbrauch höhere Einmalvergütungen (EIV) bis zu 60% der Investitionskosten erhalten. Ab einer Leistung von 150 kW werden Auktionen durchgeführt. Für kleinere PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch werden fixe EIV von 450 Franken pro kW gesprochen. Es werden zusätzliche Anreize für mehr Winterstrom geschaffen (Neigungswinkel mindestens 75 Grad). Weiter werden Wasserkraftanlagen, Biogasanlagen und Windenergieanlagen stärker gefördert. In der Energieverordnung (EnV) werden die Vorschriften für den Eigenverbrauch und für Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) vereinfacht.

Die **Revision wurde im Eilzugstempo** mit Unterstützung von allen Parteien, inkl. SVP, durchgezogen. Die Thematik Förderbeiträge vs. Marktprämie bleibt offen. Über die notwendige Höhe der Förderbeiträge wurden allerdings keine fundierteren Erwägungen vorgenommen. Es fehlt etwa eine – im Prinzip zweckmässige - technologieneutrale Förderung, die sich am Energieertrag der installierten Leistung zur verbesserten Energieversorgung misst: Es müssten Volllaststunden, Lebensdauer und etwa ein Bonus für die Höhe der Winterproduktion als Bemessungsgrundlage beigezogen werden.

Abschätzungen zur allfälligen Rentabilität der Förderung ohne/mit Beiträgen – und den weiteren Förderungen im Rahmen Eigenverbrauch, Rückliefertarife und Steuervergünstigungen – werden nicht gemacht. Bei den herrschenden Energiepreisen sind ohnehin respektable Renditen – bei gleichzeitig erheblichen Mitnahmeeffekten - nicht auszuschliessen. Es ist nicht erstaunlich, dass gewisse Stimmen – zumindest vorübergehend aufgrund der Marktsituation – eine Einstellung der Förderung thematisieren.

Die **zusätzlichen Mittel** werden – zumindest vorderhand - aus dem Netzzuschlagsfonds (Einnahmen 2.3 Rp./kWh/a, Ertrag ca. 1.35 Mrd./) entnommen. Es liegen dabei keinerlei offizielle Berechnungen vor, inwiefern die Mittel mit der neuen Förderung ausreichend sein werden. Muss plötzlich ein Förderstopp oder eine Mittelaufstockung vorgenommen werden? Es ist nicht von der Hand zu weisen, dass eine unerwünschte Stopp an Go-Politik droht.

Es ist völlig unklar, auf welche **Ausbauziele** die Förderung des Bundesamtes für Energie ausgerichtet ist. Wie bereits gezeigt wurde, werden die geltenden Ausbauziele von 11.4 TWh mit der zur Zeit stattfindenden Ausbaudynamik vermutlich längst übertroffen. Von einer – dringend notwendigen – Neuorientierung der Politik mit klaren, viel höheren Ausbauzielen (Insgesamt mindestens 45 TWh, PV 35 TWh, Wind 6 TWh, Wasserkraft 2 TWh, Biomasse 2 TWh bis 2035) wird von den Bundesbehörden nicht gesprochen. Erst die jüngsten Entscheide der UREK-Ständeratskommission wird von wesentlich höheren Ausbauzielen gesprochen (>35 TWh).

Die laufende, aber auch notwendige Energiewende muss dringend auf neue transparente Grundlagen gestellt werden. Die Energieperspektiven müssen neu – mit einem viel breiteren Spektrum an Varianten - aufgegleist werden. Gleichzeitig ist die Förderung kritisch zu hinterfragen. Ist sie tatsächlich zielführend? Könnte mit einem anderen Einsatz der Mittel nicht mehr herausgeholt werden, zum Beispiel – wie wir im folgenden diskutieren – mit Marktprämien? Wie verhält es sich mit weiteren direkten und indirekten Förderungen wie die Substitution des Strombezuges durch Eigenproduktion? Welche Rolle spielen die Rückliefertarife und die Steuervergünstigungen? Eine systematische, dringend notwendige Zubaustrategie der erneuerbaren Energien kommt an einer umfassenden Betrachtung der Förderung mit allen Kosten und Nutzen nicht herum. Es braucht einen Versorgungs- und Klimadelegierten - wie vor bereits über einem Jahr gefordert – dem der Energiegeneral unterstellt ist. Von der UREK-Ständeratskommission sind diese Fragen in ihren jüngsten Entscheiden angegangen worden.

5. Strommarktdesign – Fördermassnahmen zugunsten von erneuerbaren Energien ff.

Wahl des Förderinstrumentariums: Investitionsbeiträge vs. Marktprämien (Preisgarantie) zur Förderung von erneuerbaren Energien?

- Mit **gleitenden Marktprämien** wird – bei schwankenden Marktpreisen für den Absatz der Energie – den Produzenten ein garantierter Preis zugesichert. Die Preisgarantie soll die Betriebskosten und die Kapitalkosten, das heisst die Zinskosten, und Amortisation decken. Liegt der Marktpreis unter der Preisgarantie so wird die Differenz entschädigt, das heisst eine Marktprämie ausgerichtet. Bei einem Marktpreis über der Preisgarantie muss die positive Differenz an die Förderstelle bezahlt werden. Die Marktprämie wird in der Regel über die ganze Lebensdauer einer Anlage vereinbart.
- Eine **Investitionshilfe** wird einmalig bei einer Projektrealisierung ausbezahlt. Die Investitionskosten, das heisst die diskontierten Kapital- und Amortisationskosten werden reduziert.
- Eine **mikroökonomische Analyse der Förderinstrumente** zeigt, dass – quasi unter Beachtung von «neoliberalen» Annahmen - Investitionsbeiträge bzw. Marktprämien ohne Unsicherheiten und Transparenz gleichwertig sind, ein Resultat, das bei aller Kritik am neoliberalen Paradigma, von einigem Interesse ist. Es werden im Prinzip klare Entscheidungsgrundlagen vermittelt.
- Die Anpassung der Annahmen an die Realität erfordert ein Abwägen über Risiken, Rolle des Staates, des Marktes etc. Eher etatistisch gesinnte Zeitgenossinnen neigen eher zu den Investitionsbeiträgen. Personen mit einer tendenziell marktorientierteren Ausrichtung geben den Marktprämien eher den Vorzug.

Gesamtkosten der Förderung: Weitere Elemente sind zu berücksichtigen

Die Förderung der Erneuerbaren Energien kennt – neben den dargestellten – Förderbeiträgen weitere Elemente von direkten und indirekten Unterstützungen:

- Der **Eigenstromproduzent substituiert die Stromlieferung** durch die selber produzierte Energie. Damit wird im Prinzip durch den Energieversorger eine Subvention gesprochen. Mit einer verstärkten Leistungstarifizierung (Rp./kW) soll das Problem behoben werden was zum Teil heftig kritisiert wird.
- **Regelungen der Rücklieferatarife:** Die Höhe der Rücklieferatarife ist ein weiteres entscheidendes Element für die Rentabilität einer PV-Anlage. Für die Zukunft ist es unabdingbar, dass für einen forcierten Ausbau der erneuerbaren Energie die Rücklieferatarife klarer geregelt werden. Insbesondere müssen die zum Teil grossen regionalen Unterschiede abgebaut werden. Bei einer weiteren Strommarktöffnung sollte ohnehin eine zentrale Regelung für die Rücklieferatarife eingeführt werden.
- Letztlich ist eine **Vollkostenbetrachtung** notwendig. Es gilt insbesondere die zusätzlichen Netz- und Systemkosten – das Lastmanagement, Netzausbau, Speicherung zu beachten. Erste Ansätze mit interessanten Resultaten werden etwa von den BKW präsentiert. Es zeigt sich, dass bei einer Kostenoptimierung der Solarstrom in allen Kategorien ausgebaut werden soll. Gleichzeitig sind aber die Wasserkraft und Windenergie zu beachten.
- Eine Analyse der Vollkosten mit einer Zuteilung der Kosten und ist eine notwendige Basis für eine Diskussion über eine allfällige vollständige Strommarktliberalisierung. Erst wenn sichergestellt ist, dass bei einer Strommarktliberalisierung die gesetzten politischen Ziele mit hoher Wahrscheinlichkeit erreicht werden, kann erwartet werden, dass eine mehrheitsfähige Vorlage zustande kommt.

6. Flankierende Massnahmen für den Zubau der erneuerbaren Energien

Abbau von Planungs- Verfahrenshemmnissen kurzfristig, mittelfristig:

- Klagemauer einsetzen bei Verzögerungen: Systematische Auswertung Meldungen inkl. rechtlichen Anpassungen.
- Setzen und Einhalten von Fristen
- Image- und Prestigepflege zugunsten Solarenergie; Know-how, Informationen verbessern.
- Vorschlag Bundesrat zu Verfahrensvereinfachungen/Straffungen ist zu verbessern. Blockade der Gebirgsdirektoren-Konferenz, Gemeindeverband etc. ist zu überwinden.
- **Die jüngst realisierte Revision der Raumplanungsverordnung** geht zwar in die richtige Richtung, ist aber als neue Rahmenbedingung immer noch ungenügend.
- **Die jüngsten Entscheide der UREK-S für einen forcierten Ausbau der Fotovoltaik erachten wir als Schritt in die richtige Richtung:**
 - Bifaziale alpine Solaranlagen ab 10 GWh/a sind standortgebunden. Sie können durch Zustimmung einer Gemeinde und der Grundeigentümer bewilligt werden.
 - Solarpflicht für Neubauten ab 1.1.2004.
 - Am 23. September wird sich zeigen, inwiefern die Vorschläge vom Nationalrat modifiziert und akzeptiert werden. Je nach Ausgestaltung ist von den Umweltorganisationen und den AKW-Befürwortern das Referendum zu erwarten.

Lieferketten: Rohstoff - Materialbeschaffung – vor allem Wechselrichter/ Halbleiter

- Gemeinsame Einkaufsstrategie durch Fachverbände mit Unterstützung Bund.
- Verstärkte Anstrengungen zugunsten Solarindustrie in Europa und Schweiz.
- Ausbau F&E.
- Auf EU-Ebene CO₂-Grenzsteuer zur Verhinderung von Wettbewerbsnachteilen durch Klimapolitik

Arbeitskräfte beschaffen für Solar- und Haustechnikbranche

- Akademie Helion als Einschulungsstätte ist mit öffentlicher Unterstützung für alle zugänglich zu machen. Schaffen von weiteren Solar-Akademien gemäss Helion.
- Sofortmassnahmen: Kampagne für Umschulung, Einschulung
- Potentiale nutzen
 - Arbeitslose durch RAV besser integrieren?
 - Migranten engagieren?
 - Sonderkontingente Ausland?
- Regelung Arbeitszeiten, Lockerung Regelungen?
- Image-Pflege für Branche
- Klimajugend macht Praktikum in Solarbranche.

7. Volle Marktöffnung gemäss Entwurf Mantelerlass des Bundesrats

Volle Marktöffnung? Als Begründung der vollständigen Strommarktliberalisierung werden vom Bundesrat im Mantelerlass aufgeführt:

- Vermehrte Digitalisierung und Innovation.
- Letztlich soll die volle Marktöffnung mit mehr Wettbewerb zu einer besseren und günstigeren Versorgung führen. Die jüngsten Erfahrungen dürften den Nutzen von weiteren Liberalisierungen in Frage stellen.

Kommentar, verfasst vor Bekanntgabe des UREK-Ständeratsentscheides im September 2022:

- Eine eigentliche Analyse der vollen Marktöffnung wird nicht durchgeführt.
- Kunden können die Grundversorgung wählen, die einen beschränkten Schutz vor unbotmässigen Preissteigerungen gewährleistet (Preisregulierung Cost-plus). Es ist offen, inwiefern dies effektiv funktioniert. Die Asymmetrien im Strommarkt sind gross, ein Ausgleich ist nicht einfach zu schaffen.
- Die vorliegenden Vorschläge dürften kaum überzeugen. Es wird denn auch die Frage gestellt, ob der „Freie Markt“ im Energiebereich nicht ein Mythos sei. Alle umliegenden Länder nehmen (z.T. massive) Markteingriffe vor.
- Die weitere Strommarktöffnung führt ohne klare Zubau-Politik und Zubauregulierung für (erneuerbare) Produktionskapazitäten mit effektiven Massnahmen und einer angemessenen, transparenten Lastenverteilung kaum zur Realisierung der energiepolitischen Ausbauziele und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.
- Über das Ausmass der zweckmässigen Regulierung (s. z.B. Messwesen) bestehen zumindest geteilte Meinungen.
- Schweizer Energieversorger sind zum Grossteil noch ungenügend auf die Liberalisierung vorbereitet (Unternehmen zumeist in öffentlichem Besitz, ungenügendes Unbundling, mangelhafte Eignerstrategien).

7. Volle Marktöffnung: Bundesrats-Entwurf Mantelerlass – UREK-Ständerat streicht Marktöffnung ff.

Schritte der Strommarktliberalisierung: Grundversorgung

- **Kernstück der vollständigen Marktöffnung ist die Regelung der Grundversorgung.** Die wichtigsten Regeln sind:
 - Lokale Netzbetreiber sind für Grundversorgung verantwortlich.
 - Kleinverbraucherinnen können die Elektrizität von einem Lieferanten freier Wahl oder in der Grundversorgung vom lokalen Verteilnetzbetreiber beziehen.
 - Eine Rückkehr in die Grundversorgung steht offen.
 - Es besteht die Pflicht zum Angebot eines Standardprodukts durch den Netzbetreiber, mit Nutzung ausschliesslich inländischer erneuerbarer Energien.
- **Neu** “beurteilt sich die Angemessenheit der Grundversorgungstarife marktnah anhand der Preise, zu denen vergleichbare Elektrizitätsprodukte im freien Markt abgesetzt werden (sog. Vergleichsmarktpreise), das heisst insbesondere anhand der Endverbraucherpreise im entsprechenden Kundensegment. Da sich die Grundversorger für die entsprechenden Tarifjahre absichern, können auch die Terminmarktpreise auf dem Grosshandelsmarkt, welche zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Grundversorgungstarife gehandelt wurden, Anhaltspunkte geben. Diese Terminmarktpreise sind teilweise auch für die Absicherung von Preisrisiken vergleichbarer Elektrizitätsprodukte im freien Markt massgebend. Auch Grosshandelspreise können Anhaltspunkte liefern. Weiter können auch die Grundversorgungstarife der anderen Netzgebiete sowie die Elektrizitätspreise in ausländischen Märkten in die Betrachtung einfließen.“ **Ende Zitat.**
- **Weitere Kriterien für die Beurteilung sind:** Toleranzen bei Preisbestimmung, Vergleichbarkeit verschiedener Elektrizitätsprodukte: ökologische Qualität, geografische Herkunft. Transparente Übermittlung der Grundversorgungs- beziehungsweise Elektrizitätspreise an ElCom.

Kommentar, verfasst vor Bekanntgabe des UREK-Ständeratsentscheides

- Die neue Preisregelung ist an Unklarheit kaum zu übertreffen. Klar ist einzig, dass die bisherige Stromgestehungskostenregelung zugunsten einer stärker marktorientierten Regelungen aufgehoben würde. In Analogie zum Mietrecht würde die teilweise geltende Kostenmiete vollständig durch die Bemessung durch ortsübliche Mieten ersetzt. In der momentanen Marktsituation hat *eine derartige Neuregelung Null Chancen.*
- *Eine klare Ausrichtung der Marktöffnung ist nicht in Sicht.* Einfach mit etwas mehr Markt ist es nicht getan. Dafür sind die anstehenden Probleme zu gravierend.

UREK-Ständeratsentscheid September 2022: Die vom Bundesrat beabsichtigte volle Marktöffnung wird von der UREK-Ständeratskommission mit einem Federstrich ersatzlos gestrichen. Ein weiser Entscheid, den wir vollumfänglich unterstützen. Zuerst gilt es ein nachhaltiges Strommarktdesign zu entwerfen bevor weitere – wenig fundierte, abenteuerliche – Strommarktexperimente in die Wege geleitet werden.

«Nachhaltiges Strommarktdesign»

Kapitel 8 - Folien 17 - 20:

Skizze «Nachhaltiges Strommarktdesign»

Vision: Selbstregulierendes System unter Beachtung der vollen Kosten inkl. Umweltkosten im Dienste der Gesellschaft und Wirtschaft.

Eigenheiten des Strommarktes beachten: 1. Der «Strommarkt» hat ein Gut des Grundbedarfes bereit zu stellen, auf das eine moderne Wirtschaft und Gesellschaft zentral angewiesen ist. Ein Blackout bzw. ein Stromausfall stellt ein Grossrisiko mit hohen Schadenskosten dar. 2. Der Strommarkt ist durch natürliche Netzmonopole (Energieversorger – EVU) gegenüber Endkunden geprägt. Ein Grossteil der Produktion ist durch wenige Akteure bzw. ein Oligopol (CH-Stromkonzerne) mit einer dominanten Marktstellung geprägt. Aufgrund der Monopol- und Oligopolstellung ist die Stromwirtschaft zurecht im Besitz in der öffentlichen Hand und sollte im Prinzip als Service Public organisiert werden. Mit den neuen erneuerbaren Energien (v.a. Fotovoltaik) verbreitert sich das Spektrum der Anbieter mit Prosumern (Produzenten/Konsumenten) und Eigenverbrauchsgemeinschaften (Zusammenschluss von mehreren Konsumenten/Produzenten mit nur einem Netzanschluss). 3. Traditionelle Stromangebote (Wasserkraft, AKW) sind durch lange Planungs- und Investitionszeiten gekennzeichnet. Gaskraftwerke, vor allem aber auch Windanlagen können in Prinzip in kürzerer Zeit, Fotovoltaik in kürzester Zeit, erstellt werden. Dabei sind jeweils die planerischen und verfahrensmässigen Voraussetzungen für eine rasche Realisierung von grosser Bedeutung. In der Schweiz ist eine massive Blockierung des Ausbaus festzustellen. 4. Das Stromangebot und die Stromnachfrage müssen immer im Gleichgewicht sein. Eine funktionierende Netzregulierung ist zentral. Andernfalls kommt es zu Blackout.

Fazit: Der Strommarkt besteht nicht aus zahlreichen Anbietern und Nachfragern, die automatisch zu einer befriedigenden Allokation führen. Eine transparente Planung von Angebot und Nachfrage unter Beachtung gesellschaftlicher, wirtschaftlicher und ökologischer Ziele ist notwendig. Eine funktionierende Netzregulierung ist unabdingbar.

Planungs- und Entscheid-Grundlagen schaffen: Die Energieperspektiven des Bundes als zentrale Planungs- und Entscheidungsgrundlage müssen mit neuen Zielsetzungen überarbeitet werden: Die Versorgungssicherheit (Definition Versorgungsgrad, z.B. Ausmass der Stromimporte im Winter) und die Klimaziele mit einem maximalen Klimabudget sind explizit als Zielsetzungen aufzunehmen. Nachfrageschätzungen – unter Einbezug der Dekarbonisierung und von Abschaltterminen der AKW - sind durch ein ausreichendes Angebot abzudecken. Für die mittlere und längere Sicht sind neue Ausbauziele zu formulieren, zum Beispiel: 45 TWh/a Erneuerbare Energien bis 2035, 55 TWh/a bis 2045. Die Berechnungen sind mit realistischen Preis- und Kosten-Annahmen in Varianten unter Beachtung der Marktentwicklung durchzuführen. Insbesondere sind unterschiedliche Energie- und Strompreisszenarien als zentrale Determinanten des Energiesystems sowie die notwendigen Fördermassnahmen und flankierenden Massnahmen zu beachten. Explizit gilt es auch «extreme» Varianten zu beachten. Auf eine hohe Transparenz und Nachvollziehbarkeit ist grosses Gewicht zu legen.

Fazit: Es sind rasch neue Entscheidungsgrundlagen mit hoher Versorgungssicherheit und der Einhaltung des maximalen CH-Klimabudgets unter Einschluss von Extremvarianten mit grösstmöglicher Transparenz zu erstellen.

Keine Energie- und Stromautarkie der Schweiz – Internationale Energiepreise und Europäischer Strommarkt als Dreh- und Angelpunkt für die Rentabilität der Investitionen: Eine volle Autarkie der Energie- und Stromversorgung ist für die Schweiz nicht sinnvoll und wäre mit zu hohen Kosten verbunden (in den Energieperspektiven in einem Szenario zu rechnen), wenn gleichwohl mit der Dekarbonisierung eine sehr viel höhere Versorgungssicherheit erzielt werden kann. Bei einem offenen Energie- und europäischen Strommarkt werden deren Preise – wenn auch in einem viel geringeren Umfang – die Rentabilität der Investitionen – und damit die Investitionstätigkeit - bestimmen. Es kann dabei nicht davon ausgegangen werden, dass die europäischen Strompreise sich in einem Gleichgewicht einpendeln, dass das Strom-Angebot und die Stromnachfrage mit Effizienzmassnahmen und angepasster Produktion automatisch zum Ausgleich bringt. Vielmehr ist die Abweichung vom optimalen Gleichgewichtspreis der Normalfall. Gemäss dem Merit-Ordner-Prinzip - die letzte nachgefragte Einheit bestimmt den Preis – tendieren die Strompreise der Börsen wegen den tiefen Grenzkosten von erneuerbaren Energien gegen Null. Die Konsumenten im freien Markt werden mit tiefen Preisen bedient. Die Erträge der Stromhändler bzw. Investoren sind dabei zu gering, um über genügend Mittel für Investitionen in neue Produktionsanlagen zu verfügen. Es wird von «Missing Money» gesprochen. Eine ausreichende Investitionstätigkeit kann nur mit «künstlichen» Stützungen – sprich Subventionen in Form von Investitionsbeiträgen, Marktprämien, angemessenen Rücklieferertarifen, Eigenverbrauchspreisen etc. - erzielt werden. Seit der Einführung des europäischen Strommarktes war das «Missing Money Problem» bis vor relativ kurzer Zeit die Regel. Jene Länder mit einer adäquaten Förderpolitik (teilweise zum Beispiel Norwegen mit gesplitetem Markt) haben den Eigenversorgungsgrad nachfragegerecht erhöht. Sie kennen zur Zeit kaum explodierende Strompreise. In jüngster Zeit ist der «Gleichgewichtspreis» an der europäischen Strombörse aufgrund der höheren Gaspreise, den gestiegenen Kosten für CO₂-Zertifikate, dem Ausfall der Hälfte der AKW in Frankreich etc. nach oben geschossen. Es werden hohe Windfallprofite realisiert. Im Prinzip stehen damit zur Zeit mehr als genug Mittel für den Ausbau des Energie-Angebotes und für Effizienzmassnahmen zur Verfügung. Ohne hemmende Rahmenbedingungen könnte sehr rasch zugebaut werden, wenn die zusätzlichen Einnahmen effektiv auch in erneuerbare Energien und Energieeffizienz investiert werden. Ob dies von den Marktakteuren auch gemacht wird, kann nicht zwingend gesagt werden. Es ist nicht ausgeschlossen, dass in andere Geschäftsfelder (Stromhandel, neue Geschäftsfelder etc.) aus Gewohnheit, in Erwartung noch höherer Risikoprämien etc. investiert wird oder gar etwa Verluste von anderen Geschäftsfeldern ausgeglichen werden. Die Hochpreissituation lässt wohl eine hohe Investitionstätigkeit erwarten, sie muss aber nicht mit Sicherheit in einem ausreichenden Ausmass eintreten. Der Service Public, ua. Versorgungssicherheit, von öffentlichen Unternehmen erfüllt sich nicht automatisch. Zudem lässt sich nicht voraussagen, wie lange die Hochpreissituation mit im Prinzip positiven Anreizen anhält. Die Preise können in wenigen Jahren wiederum fallen. Das Missing Money Problem kehrt zurück und es sind Vorkehrungen für einen ausgeglichenen Energiemarkt zu ergreifen. Es ist offene Frage inwiefern durch Stilllegungen von Produktionseinheiten der Preiszerfall aufgehalten wird.

Fazit: Hohe Energiepreise mit im Prinzip positiven Anreizen dürften eher den Ausnahmefall darstellen. Ein Strommarkt im Gleichgewicht erfordert Massnahmen für die Förderung der Energieeffizienz und den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Der adäquate Einsatz von Stützungsmaßnahmen bzw. Regulierungen und das richtige Timing der «Förderung» sind die zentralen Herausforderungen.

Förderinstrumente bzw. Marktregulierungen: Zurecht öffnet die UREK-Kommission das Spektrum der Fördermöglichkeiten bzw. der Marktregulierungen. Es werden neben den bestehenden Investitionsbeiträgen neu gleitende Marktprämien und zentral festgelegte Rücklieferatarife vorgesehen. Zudem werden die Eigenverbrauchsregelungen deutlich ausgeweitet. Damit wird im Prinzip – und zurecht - ein breites Förderinstrumentarium für den Ausbau der Erneuerbaren Energie bereit gestellt. Bei deren vollen Anwendung werden segmentierte Märkte entstehen: Die Nutzung von Investitionsbeiträgen und die verbesserten Eigenverbrauchregelungen werden relativ autonome Produktionseinheiten mit recht grosser Marktorientierung entstehen lassen, die auch die Risiken von Energie-Preisschwankungen übernehmen. Die gleitenden Marktprämien und die zentralen Rücklieferatarife führen zu einer längerfristigen Verpflichtung bzw. Abhängigkeit der öffentlichen Förderung bzw. der staatlichen Steuerung. Die Risiken werden verstärkt von der öffentlichen Hand übernommen. Im Prinzip wird dadurch mehr Investitionssicherheit gewährleistet. Als eklatantes Defizit der Vorschläge der UREK-Ständeratskommission ist die praktisch völlig fehlende Förderung der Energieeffizienz zu bezeichnen. Es wird verpasst, grosse kostengünstige Potentiale auszuschöpfen.

Fazit: Die Bereitstellung eines breiten Förderinstrumentariums mit unterschiedlicher Risikoverteilung ist zu begrüßen. Die fehlende, systematische Förderung der Energieeffizienz ist ein erhebliches Defizit, vor allem bezüglich Strom. Der optimale Einsatz der Förderinstrumente stellt eine grosse Herausforderung dar.

Optimierter Einsatz der Fördermittel - Optimale Zielerreichung: Wer kommt wann, in welchem Ausmass in den Genuss der Fördermittel? Diese Frage stellt sich spätestens auf der Ebene des Vollzugs. Dabei fehlen zur Zeit weitgehend notwendige Kriterien. Im Vordergrund stehen einzig die Obergrenze von 60 Prozent Investitionsbeiträgen. Wir schlagen eine technologieneutrale Förderung vor, die pro kW die Lebensdauer einer Anlage, die geleisteten Volllaststunden und die Verfügbarkeit der Energie bzw. des Stroms, vor allem im Winter, berücksichtigt. Gleichzeitig ist die Rentabilität der Investitionen zu beachten, die in einem hohen Ausmass durch die internationalen Energiepreise bestimmt wird. Bei den zur Zeit hohen Strompreisen ist im Prinzip überhaupt keine Förderung nötig. Die Investitionen rechnen sich, wie der zur Zeit boomende Markt zeigt. Es müsste also im Moment mit der Förderung grösste Zurückhaltung geübt werden, um einen überhitzten Markt nicht noch weiter anzuheizen.

Zudem stellt sich die Frage, ob die Stromkonzerne mit den zur Zeit hohen Gewinnen (Windfall-Profit) ebenfalls von der Förderung profitieren sollen? Müsste nicht darauf geachtet werden, dass deren Gewinne – neben einer kurzfristigen Fairness-Politik zugunsten von existentiell bedrohten Unternehmen und Haushalten – in ein optimiertes Energiesystem reinvestiert wird? Damit würde nichts anderes wie der gesetzliche Auftrag der Versorgungssicherheit und die Ansprüche eines funktionierenden Service Public erfüllt.

Fazit: Der konkrete Mitteleinsatz ist noch wenig durchdacht. Die Gefahr von hohen Mitnahmeeffekten und übermässigen Renditen ist gross. Es fehlen Kriterien für eine technologieneutrale Förderung und der Vermeidung einer Doppelförderung von Stromkonzernen mit hohen Windfallprofiten.

Finanzierung der Förderung – Ausreichende Fördermittel: Die UREK-Kommission sieht vor, den Netzzuschlag von 2.3 Rp./kWh weiter zu führen und falls nötig, eine Verschuldung in Kauf zu nehmen. Eigentliche Berechnungen über den Fördermittelbedarf – vor allem auch für die neuen Instrumente wie gleitende Marktprämie und zentraler Rücklieferatarif – liegen nicht vor. Angesichts der hohen Strommarktpreise überquillt zur Zeit der Netzfonds förmlich. Es dürften sich darin zur Zeit mehr als 2 Milliarden CHF befinden. Es müssten klar Reserven für schlechtere Tage, das heisst für die – Bewältigung des Missing Money-Problems - gebildet werden. Eine geplante Ausgabenpolitik ist anzustreben.

Fazit: Finanzielle Abschätzungen zur neuen Förderpolitik fehlen. Eine überbordende Ausgabenpolitik mit hohen Mitnahmeeffekten und vor allem auch hohen Renditen ist zu verhindern.

Analyse und Ausbau der saisonalen und kurzfristigen Speicherkapazitäten sowie Netzausbau auf den diversen Netzebenen und Netzmanagement mit variierter Preispolitik durch Fachverbände und EVU – Forcierte Umsetzung: Die UREK-Ständeratskommission schafft beim Betrieb von neuen Speichern finanzielle Erleichterungen, indem die Netzgebühren erlassen werden. Die EVU erhalten bei ihrer Preisgestaltung mehr Spielraum, indem die Leistungstarife gegenüber den Arbeitspreisen angehoben werden können. Eine verursachergerechtere Tarifierung wird ermöglicht. Für die Eigenverbrauchsversorger sind damit gewisse finanzielle Einbussen verbunden. Ihre Opportunitätsgewinne reduzieren sich tendenziell, die aber durch angemessene Rücklieferatarife kompensiert werden können. Hingegen bleibt weitgehend offen, von wem wie eine offensive Speicher- und Netzplanung mit einer neuen Tarifpolitik an die Hand genommen wird. Wir sehen für die Hochspannungsebene die Swissgrid in Pflicht, die abgestützt auf die dringend notwendigen neuen Ausbaupläne die Netzausbauten angehen muss. Dabei sind in Varianten dezentralere Ausbauvarianten mit einem hohen Anteil alpinen Solar- und Windanlagen mit konsumnäheren Varianten zu vergleichen. Die Erdverlegungen der Stromkabel müssen in jedem Fall geprüft werden. Die Planung und der Ausbau der Mittel- und Niederspannungsnetze mit Speichermöglichkeiten sind auch der Swissgrid und den EVU an die Hand zu nehmen. Es ist zu befürchten, dass in wenigen Jahren Netzengpässe – ohne entschiedene Gegenmassnahmen - entstehen. Eine neue flexible Preispolitik mit allen notwendigen technischen Innovationen (Auslegung Smart Meter, bidirektionale Steuerung von Speicher, eMobile, Lastmanagement etc.) ist von den zuständigen Fachverbänden mit den EVU an die Hand zu nehmen. Eine forcierte Innovationspolitik mit Aus- und Weiterbildungsmassnahmen ist angezeigt.

Fazit: SwissGrid/Bund, Kantone/Gemeinden/EVU müssen eine Neuorientierung der Speicher- und Netzpolitik an die Hand nehmen. Eine innovative Preispolitik, das heisst flexible Preise, ist mit Lastmanagement ist vor allem von den Fachverbänden und den EVU mit Unterstützung des Bundes nötig.

Weitere Marktöffnung – Preispolitik? Die UREK-Ständeratskommission hat eine weitere Marktöffnung zurecht von der Traktandenliste gestrichen. Zuerst müssen endlich die Hausaufgaben für ein nachhaltiges Strommarktdesign angegangen und realisiert werden. Die im Mantelerlass des Bundesrates vorgeschlagene Preispolitik ist ohnehin nicht nachvollziehbar. Ein weiteres Abweichen der bestehenden Kosten-Plus-Regelung ist als völlig chancenlos zu bezeichnen. In jedem Fall ist eine neue klare Kosten-Plus-Regelung für gebundene und ev. auch für Wahlkunden zu prüfen.

Verhältnis zur EU? Mit der Sistierung einer weiteren Marktöffnung stellt sich die Frage, inwiefern ein Stromabkommen mit der EU in noch weitere Ferne rückt? Wir sind da relativ optimistisch. In der EU wird das Marktmodell grundsätzlich in Frage gestellt. Die weit höheren Preisaufschläge in vielen EU-Staaten initiieren einen hohen Handlungsbedarf. Es dürften markante Korrekturen am «Marktmodell» vorgenommen werden. Dabei wird allenfalls auch die Merit-Order-Regelung ausgehebelt. Dies dürfte aber mit sehr hohen Kosten verbunden sein. In jedem Fall wird die Schweiz ohne Stromabkommen nicht davon profitieren. Mit einem forcierten Ausbau der Produktions- und Speicherkapazitäten und einer forcierten Effizienzpolitik kann die Schweiz ihre Position gegenüber der EU am wirkungsvollsten stärken.

Neue planerische und verfahrensmässige Rahmenbedingungen: Die UREK-Ständerats-Kommission ist mit der Deklaration der Standortgerechtigkeit von alpinen Solaranlagen und der Bewilligungspflicht durch Gemeinden in die Offensive gegangen. Es ist zu erwarten, dass dieses Vorgehen noch mit gewissen Auflagen verknüpft wird.

Rolle und Regulierung der CH-Stromkonzerne und Energieversorgungsunternehmen EVU, die grösstenteils im Besitz der öffentlichen Hand sind:

1. Aufgaben klar definieren (vergl. dazu Schaltegger et al., NZZ, 17.9.22). Im Vordergrund stehen dabei die Gewährleistung der Stromversorgung, insbesondere die Übertragungs- und Verteilnetze sowie die Produktionsanlagen. Gleichzeitig sind Bezugspflichten der Versorgungsunternehmen und Lieferpflichten der Produktionsunternehmen festzulegen. Zum Ausgleich von Stromspitzen und zur Gewährleistung der Systemdienstleistungen ist auch der Stromhandel bis zu einem gewissen Umfang systemrelevant. Hingegen sind grössere und risikoreichere Handelsaktivitäten, insbesondere von Energiederivaten, die nicht mit der Absicherung und Vermarktung der selbst produzierten Elektrizität zusammenhängen, oder weitere Dienstleistungen im Portfolio der Stromunternehmen, nicht systemrelevant.

2. Abstossen nicht systemrelevanter Geschäftsfelder oder organisatorische Trennung der Bereiche: Allenfalls sind nicht systemrelevante Geschäftsfelder zu privatisieren, in jedem Fall anders zu organisieren als die systemrelevanten Bereiche.

3. Gewährleistung der Stromversorgung. Die Kantone als Eigentümer bzw. Aktionäre der grossen Stromunternehmen sind in der Pflicht, klare Eigentümerstrategien zu definieren, welche die Stromversorgungssicherheit garantieren. Zentral sind dabei Vorgaben zur Erstellung von Produktionsanlagen im eigenen Land, um Strommangellagen zu vermeiden. Ebenfalls sind Vorgaben zur Governance, zum Risikomanagement und zu den Renditeerwartungen vorzunehmen. Die öffentliche Hand soll für investitionsfreundliche Rahmenbedingungen sorgen. Die EVU sollen ihre Aufgaben als Teil der nationalen Energieversorgung wahrnehmen wie im Gesetz vorgesehen. Bezüglich neuen Messtechnologien und Datentransparenz müssen die gesetzlichen Bestimmungen umgesetzt werden (z.B. Übermittlung der Daten an Swissgrid als Voraussetzung für die Netzregulierung). Das Gewinnmotiv der EVU hat sich der langfristigen Versorgungssicherheit unterzuordnen. Entsprechende Anpassungen der juristischen Ausgestaltung sind anzugehen. **4. Geeignete Eigenkapitalvorschriften:** Analog zur Bankenregulierung sind für die systemrelevanten Stromunternehmen Eigenkapitalvorschriften angezeigt sowie die prudenzielle Aufsicht der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) - oder einer neuen Institution - über die Solidität der Bilanzen.

5. Sicherstellung der Liquidität: Dass die Stromunternehmen über ausreichend Eigenkapital verfügen und auf risikoreiche Handelsaktivitäten verzichten, reicht allerdings nicht aus. Überdies muss die notwendige Liquidität branchenintern sichergestellt werden, zumal die Gelder für die Termingeschäfte sehr rasch benötigt werden.

6. Notfallplan: Der Bundesgesetzgeber muss im Rahmen der «Too big to fail»-Regulierung ein Verfahren festlegen, das im Konkursfall eine geregelte Abwicklung insolventer Stromunternehmen erlaubt. Dazu gehört insbesondere auch eine Notfallplanung, die regelt, wie die systemrelevanten Geschäftsfelder im Falle der Insolvenz weitergeführt werden, um die Stromversorgungssicherheit aufrechterhalten zu können. In diesem Zusammenhang sind auch die Zuständigkeiten der verschiedenen Behörden im Konkursfall klar zu definieren.

7. Auffanggesellschaft im Konkursfall: Diese müsste entsprechend kapitalisiert werden, damit die Stromversorgungssicherheit gewährleistet würde.

1. Energie- und Strom-Preis-Entwicklungen 1910-2022

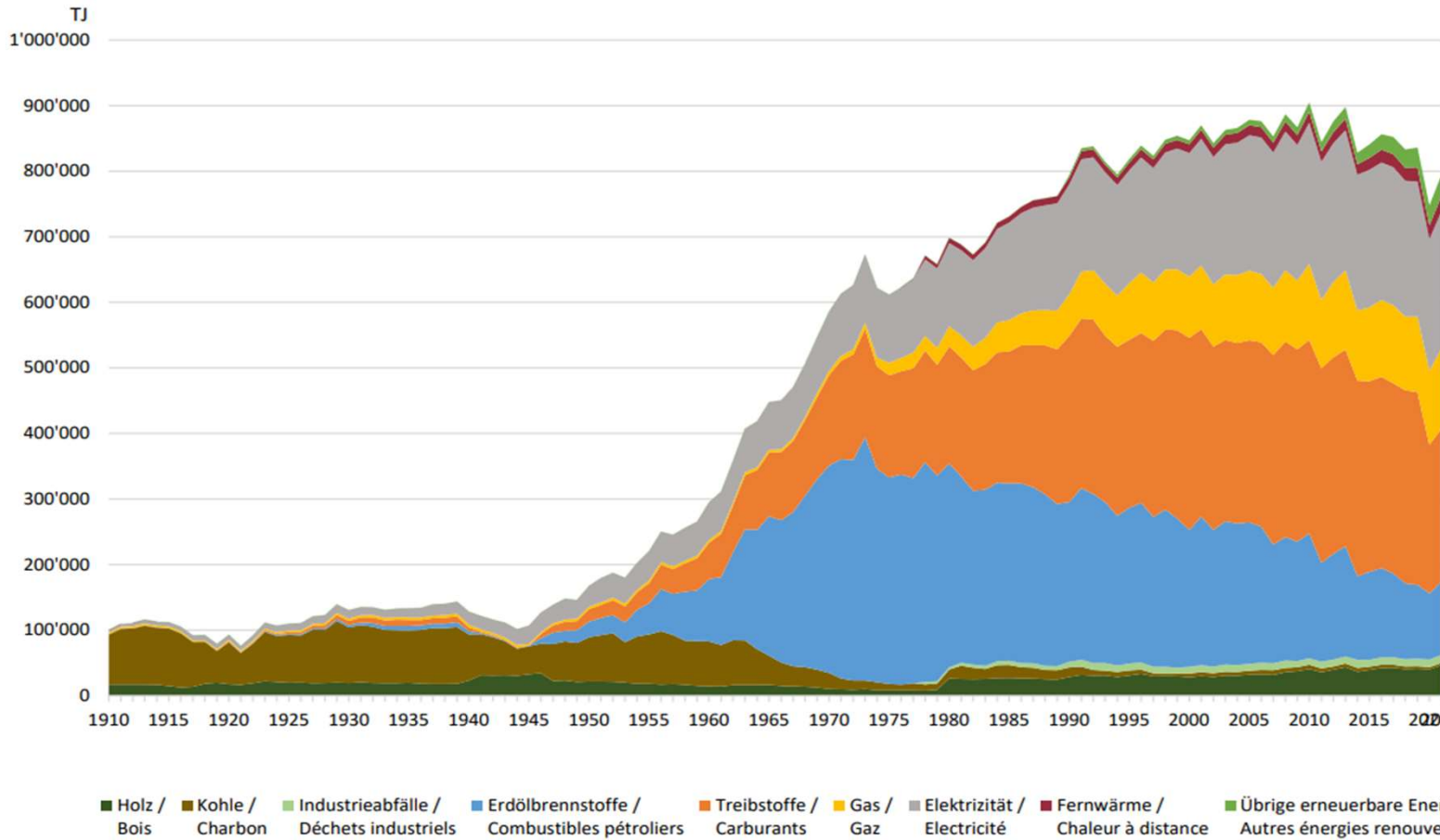
1.1 Entwicklung CH-Endenergieverbrauch 1910-2021:

Seit 2000 stagniert der absolute Endenergieverbrauch. Seit 2010 sogar absoluter Rückgang trotz Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum. Energie- und Stromeffizienz nimmt um ca. 1 % pro Jahr zu. Anteil Strom macht 2021 ca. 20% vom Gesamtenergieverbrauch aus, fossile Energieträger ca. 70 %. Ziele Eidg. Energiegesetz 2017 können bezüglich Energieeffizienz bisher und vermutlich auch für 2035 erreicht werden.

800 TJ= 220 TWh=Strom 36 Wasser+22 AKW-Strom+120 Fossil+42 Holz+Abfälle+Fernwärme+Neue Erneuerbare Energien=Weitere.

Endenergieverbrauch der Schweiz seit 1910
Consommation finale de l'énergie depuis 1910

Figure 3



Richtwerte Eidg. Energiegesetz bezüglich Energieeffizienz für 2035 können vermutlich erreicht werden:

- Energieverbrauch pro Person und Jahr soll gegenüber dem Stand im Jahr 2000 bis 2035 um 43 % sinken.
- Der durchschnittliche Elektrizitätsverbrauch pro Person und Jahr soll gegenüber dem Stand im Jahr 2000 bis 2035 um 13 % sinken.

Im Prinzip könnten sogar noch weitergehende Effizienz-Ziele erreicht werden: Reduktion des Gesamtverbrauch um ca. 40%.

Entscheidend ist die Umstellung auf Wärmepumpen, eMobilität: Faktor 4 effizienter.

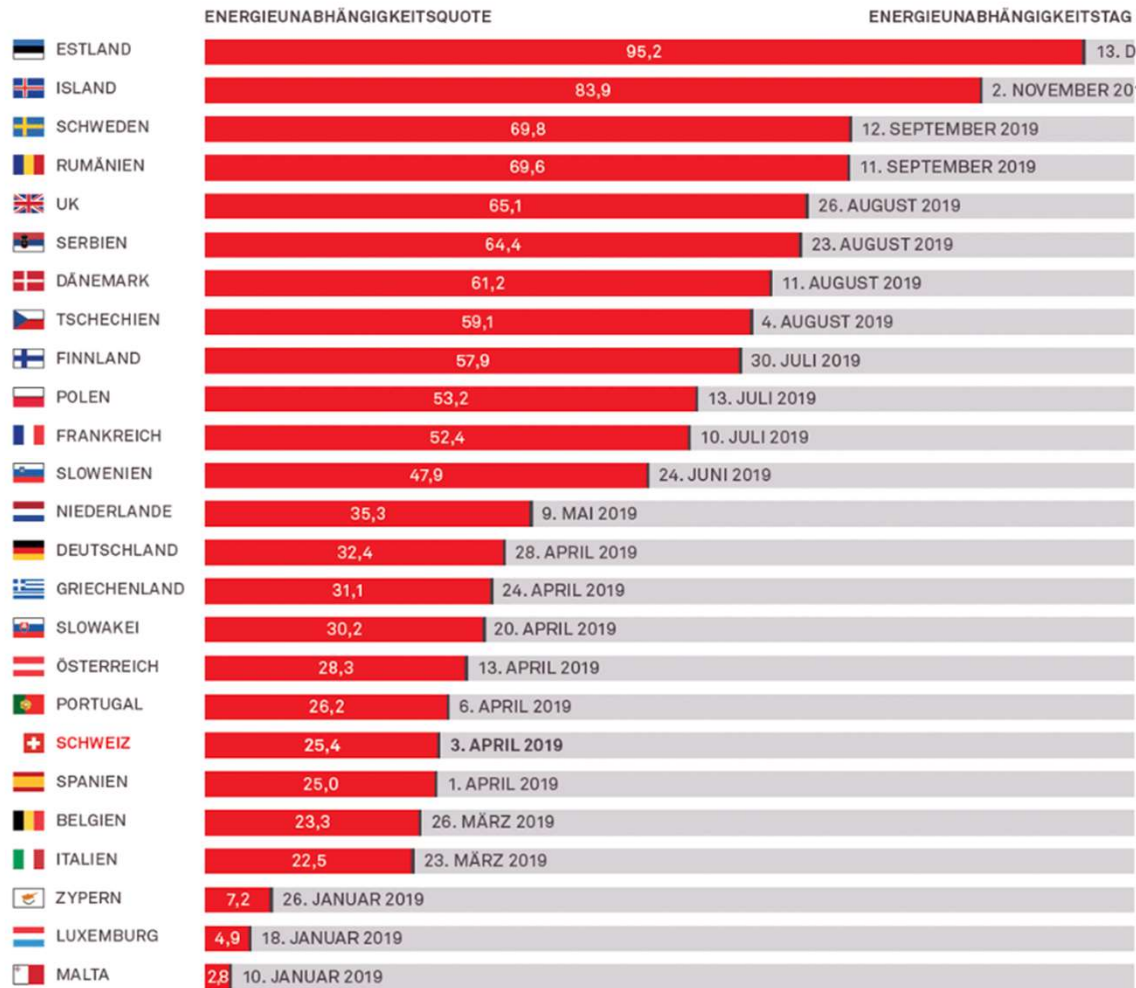
Energieverbrauch Neu 2040/2050: 38 Wasserkraft+22 +30PV+50 Weitere = 140 TWh. D.h. ca. 60 Prozent von 220 TWh.

Die Graue Energie und der Flugverkehr der SchweizerInnen verdoppeln den inländischen Energiekonsum.

1.2 Hohe Auslandabhängigkeit: Schweiz hat ab 3. April nur noch importierte Energie.

Energie-Unabhängigkeitsquote in Prozent

Ausgewählte europäische Staaten, 2019



Grafik: fischerdesign.ch / Quelle: Eurostat (2021): «Energy imports dependency»

- Die Schweiz als hochentwickelte Industrie- und Exportnation hat zahlreiche Auslandabhängigkeiten.
- Bei zentralen Gütern der Grundversorgung kann dies mit sehr hohen Risiken verbunden sein, die es zu minimieren gilt.
- Die Energie gehört zu den kritischen Gütern. Versorgungsengpässe können sehr hohe Schäden verursachen. Bei einem Blackout – Ausfall von Strom gilt als grösstes Schadensrisiko – werden Schadenskosten von gegen 200 Milliarden CHF geschätzt.
- In den Berechnungen in der Grafik links werden alle fossilen Energieträger, das Uran für AKW sowie – die relativ geringen – Stromimporte als auslandabhängig beachtet.
- **Eine forcierte Energie- und Klimapolitik kann die Schweizer Versorgungssicherheit mit mehr Energieeffizienz und einem forcierten Ausbau mit erneuerbaren Energien entscheidend erhöhen und gleichzeitig die Klimakatastrophe bekämpfen. Szenarienrechnungen gehen von einer Reduktion von ca. 70 Prozent auf 20 Prozent und darunter aus.**

1.3 CH-Stromproduktion (2021), Grafik links: Total ca. 62 TWh.

Wasserkraft 61,5%, Atom 28,9%. Neue Erneuerbare Energien: 7,7%, 1,9% Thermisch. Erneuerbare Energien, v.a. Fotovoltaik wächst seit 2018 mit ca. 30-40%/Jahr.

CH-Energie-Verbrauch, Grafik rechts:

Haushalte, Industrie/Gewerbe, Dienstleistungen anteilmässig je ca. 30%. Energie- und Stromeffizienz können um 30-40% weiter gesteigert werden.

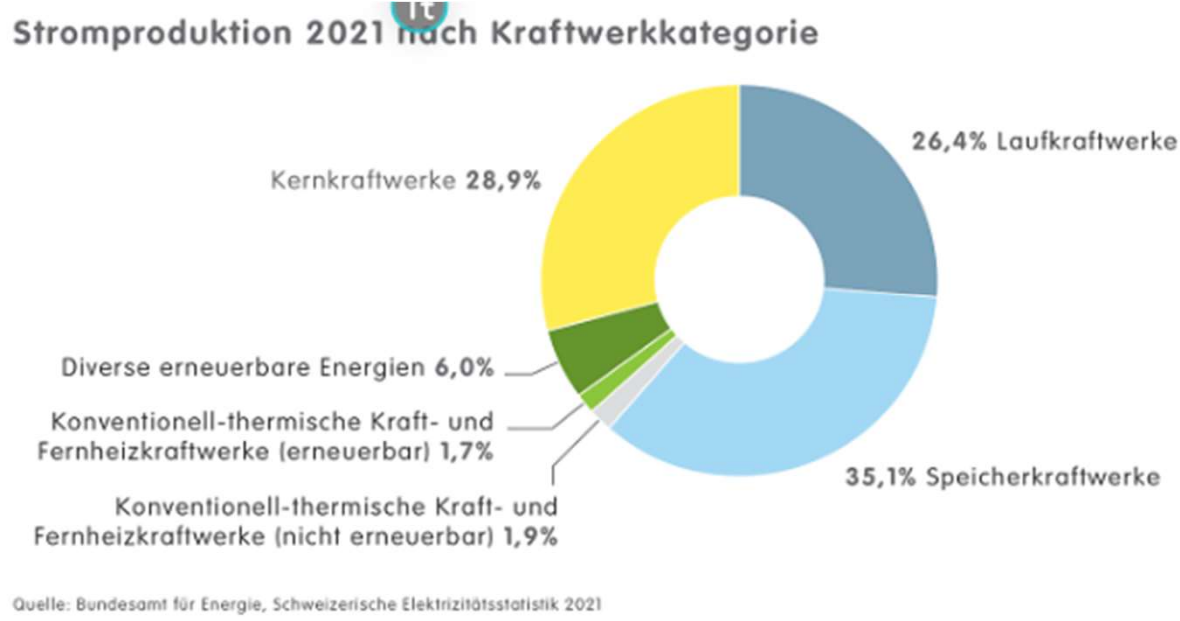
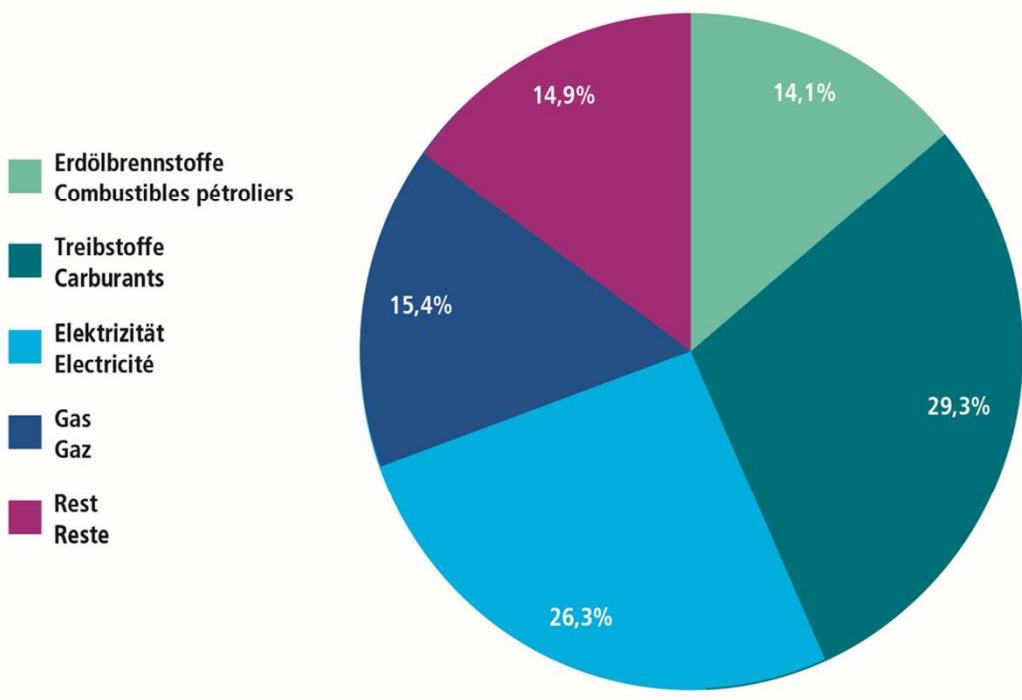


Fig. 2 Aufteilung des Endverbrauchs nach Energieträgern (2021)
Répartition de la consommation finale selon les agents énergétiques (2021)



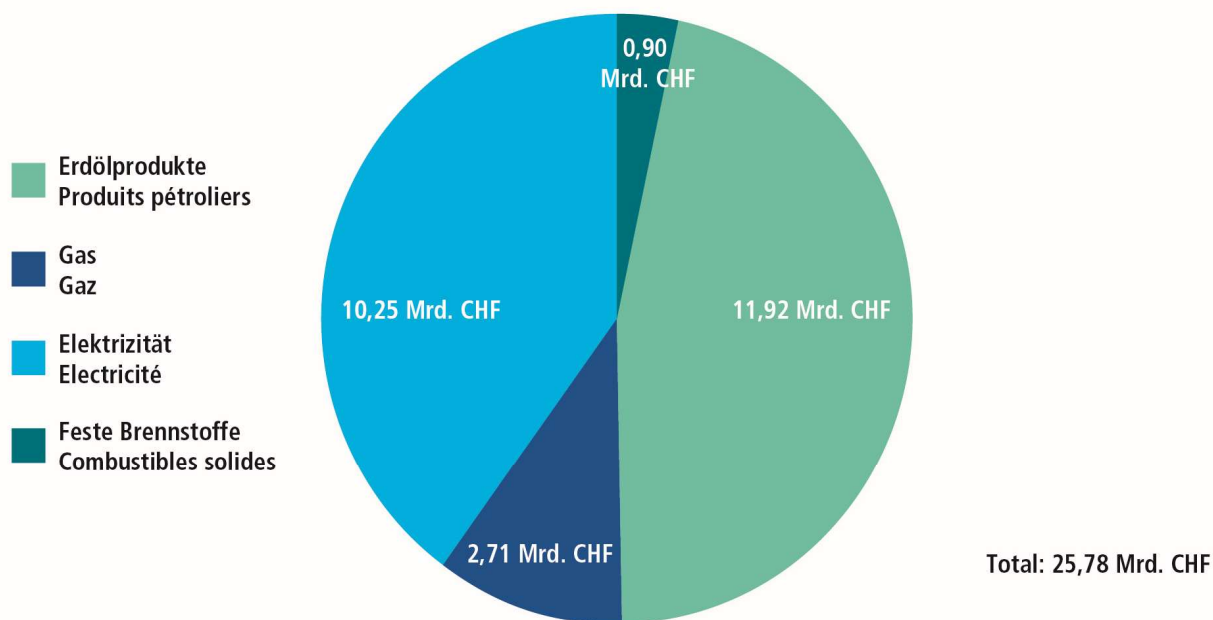
BFE, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2021 (Fig. 2)
OFEN, Statistique globale suisse de l'énergie 2021 (fig. 2)

1.4 Ausgaben für Energie: 25,78 Mrd. CHF im Jahr 2021. Strom 10.25 Mrd. CHF.

In diesem Ausgabenposten ist ein beträchtlicher Anteil fiskalische Belastung.

Etwa beim Strom betragen die Abgaben gut 2 Mrd. CHF, nämlich Netzzuschlag (2.3 Rp./kWh oder ca. 1,35 Mrd. CHF/a), MWSt und Abgaben an Gemeinden.

Fig. 13 Endverbraucher-Ausgaben für Energie 2021
Dépenses des consommateurs finaux d'énergie 2021



Gemessen am BIP (2021: 742.8 Mrd.) beträgt der Anteil Ausgaben Energie nur knapp 3.5%. Ohne fiskalische Belastungen beträgt der Anteil nur rund 2 Prozent. Der Anteil der Energie am BIP hat in den letzten Jahrzehnten deutlich abgenommen.

Die Ausgaben für fossile Energie werden 2022 bzw. 2023 um ca. 50-100 Prozent ansteigen.

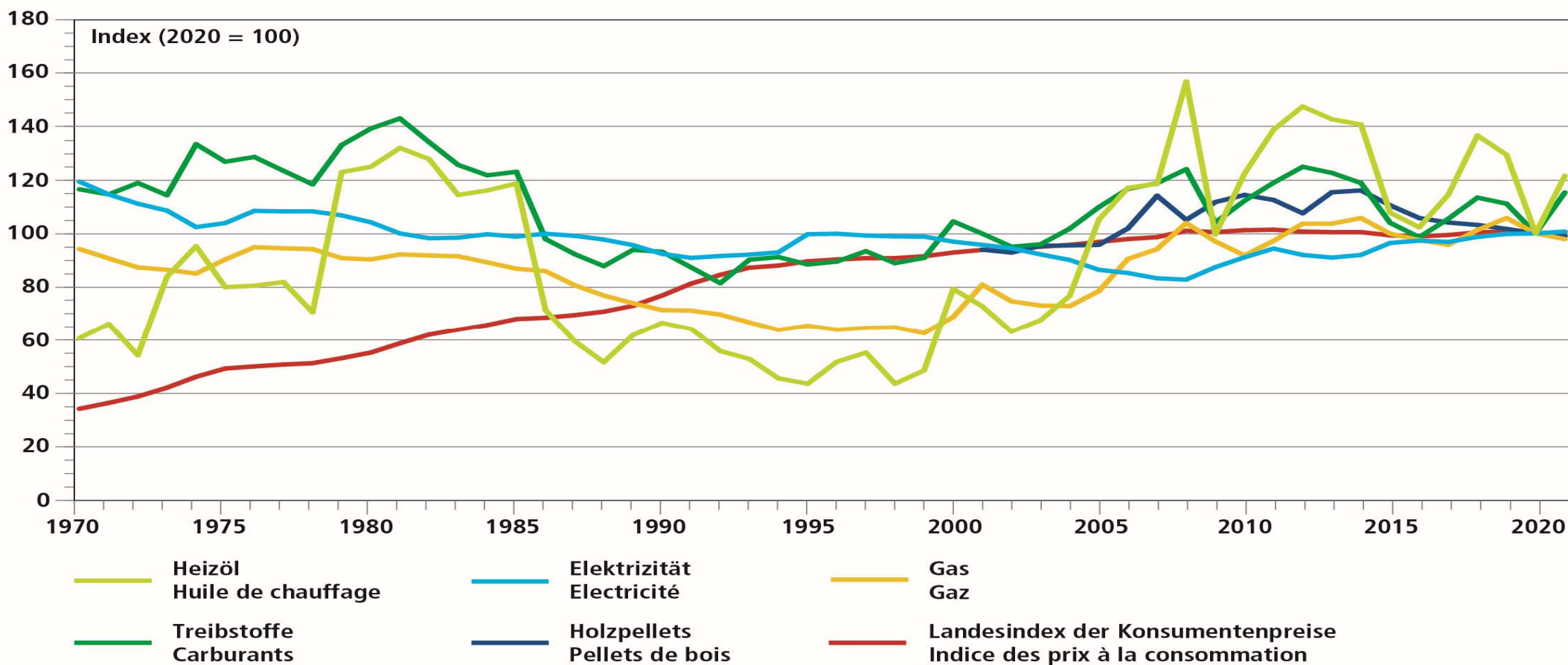
Der Mittelabfluss für fossile Energie ins Ausland wird von ca. 6 auf ca. 9-11 Milliarden Franken ansteigen. Entsprechend erhöhen sich die Gewinne der Erdöl- und Gaskonzerne bei denen die Beschaffungskosten praktisch gleich hoch - ausser beim Fracking und dem LNG - bleiben.

Die Strompreise werden 2023 rund 30-50 Prozent –oder noch mehr - ansteigen. In einer ersten Runde kommen die zusätzlichen Einnahmen primär den CH-Stromkonzernen mit Stromproduktion zugute.

1.5 Reale Energie- und Strompreise seit 1970 – 2020. Indexiert Stand 2020 = 100.

Preisentwicklung fossile Energieträger: Heizölpreis ist seit 1970 (60 Punkte) bis 1981 (gut 130 Punkte) deutlich gestiegen, anschliessend massiver Preiseinbruch bis 1999 (noch gut 40 Punkte), dann wiederum massiver Anstieg bis 2009 (knapp 160 Punkte). Ab 2010 bis 2022: Relativ starke Schwankungen mit sinkender Tendenz.

Fig. 11 Entwicklung der Energiepreise für Konsumenten (real, indexiert)
Evolution des prix de l'énergie à la consommation (réels, sous forme d'indice)



1.5 Reale Energie- und Strompreise seit 1970 – 2020. Indexiert Stand 2020 = 100. ff.

Gaspreis: Von 1970 (95 Punkte) kontinuierlicher Preisrückgang bis 1999 auf gut 60 Punkte. Gas wurde zum grossen Hoffnungsträger für eine günstige und stabile Energieversorgung, wenn auch ab 2000 bis 2008 ein Anstieg auf 100 Punkte stattfand. Ab 2011 blieben die Preise für Gas bis 2021 praktisch stabil. Die Preisexplosion des Gaspreises ab 2021 mit den gravierenden Auswirkungen werden im Rahmen der Marktanalysen behandeln.

Treibstoffpreise: Diese standen 1970 bei 120 Punkten um sich dann ähnlich wie die Heizölpreise – wenn auch mit wesentlich geringeren Ausschlägen wegen dem hohen Fiskalanteil – zu entwickeln. Über den gesamten Zeitraum von 1970 bis 2021 haben die Treibstoffpreise real sogar abgenommen. Wird die Preisentwicklung mit der steigenden Kaufkraft ins Verhältnis gesetzt, so kann sogar eine deutliche Reduktion der Treibstoffkosten festgestellt werden.

Der CH-Strompreis ist ab 1970 (Stand 1970: 120 Indexpunkte) real um ca. 40 Indexpunkte – mit leichten Schwankungen – gesunken. 2008 erreichte der Strompreis den tiefsten Wert mit nur noch gut 80 Indexpunkte. 2020 haben die Strompreise 100 Indexpunkte erreicht. Kaufkraftbereinigt haben sich die Strompreise deutlich reduziert.

Auswirkungen der Preisentwicklung: Die Preiserhöhungen in den 70-er Jahren lösten – vor allem bei den Gebäuden mit einem hohen Heizölanteil - Innovationen und erste Investitionen in Energieeffizienz und Erneuerbare Energien aus. Die tiefen Preise in den 90-er Jahren – auch international - brachten diese Anstrengungen ins Stocken. Der Preisanstieg ab 2003 führte zu einem Revival von Energieeffizienz und Erneuerbare Energien: «The Price is my best Friend». Im Prinzip wäre eine aktive Preispolitik das wirksamste Mittel für mehr Versorgungssicherheit und zur Bekämpfung der Klimakrise. Vergleiche mehr dazu: Referat Ruedi Meier, insbesondere Folie 9: http://www.ruedimeier.ch/cm4all/uproc.php/0/Dateien/FlyerVeranstaltungen/ReferatThalwil_210824pdf.pdf?cdp=a&_id=17be40b6448.

Aktive Preispolitik letzte 50 Jahre? Nur in bescheidenem Ausmass für Energie-, Ökologie- und Klimaziele eingesetzt:

- Im Bereich Heizöl und Gas wurde 2009 eine CO₂-Abgabe – ursprünglich mit voller Rückerstattung - eingeführt, die zur Zeit 120 Franken pro Tonne CO₂ beträgt.
- Beim Strom erfolgte im Jahre 2009 eine zweckgebundene Abgabe (Netzkostenzuschlag), die zur Zeit 2.3 Rp./kWh beträgt.
- Inzwischen können sich alle Unternehmen von der CO₂-Abgabe befreien, wenn sie sogenannte Leistungsvereinbarungen mit – sehr moderaten – Effizienzzielen abschliessen. Bei der Stromabgabe sind energieintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb im Prinzip ohne weitere Auflagen vom Netzkostenzuschlag ausgenommen. Dabei erfolgt die Abgabebefreiung recht grosszügig, was zu Abgabeausfällen von jährlich über 100 Millionen Franken – bei Einnahmen von insgesamt 1.35 Milliarden CHF - führt.

Ab 2020: Preisexplosion fossile Energieträger – Gründe in Stichworten: Reduktion fossile Förderung aufgrund Pandemie, danach rasch steigende Nachfrage. Höhere Kosten CO₂-Zertifikate (von 10 auf ca. 70 Euro/t CO₂). Höhere Refinanzierungs-, Versicherungs-Kosten für fossile Energieträger. Einmarsch Russlands in Ukraine 24.2.2022 brachte Explosion fossile Energiepreise mit Embargo. Gas erstmals höherer Preis als Erdöl. Die Situation gilt primär für Europa, was industriepolitisch von erheblicher Bedeutung ist und zu - zumindest kurz- und mittelfristigen - Wettbewerbsnachteilen führen kann. Zubau erneuerbare Energien und internationale Preispolitik – etwa durch «Abschottung» durch CO₂-Abgabe auf Importen (Club-Idee Nobelpreisträger Nordhaus) – werden zentral. Die mittel- bis längerfristige Preisentwicklung ist mit grossen Unsicherheiten verbunden. Weltweit dürfte der fossile Energiepreis bis 2050 eher relativ tief bleiben.

Ab 2021 sind auch die Strom-Preise an der europäischen Strombörse explodiert – Gründe in Stichworten: Höhere CO₂-Zertifikate für fossile Stromproduktion. Höhere Gaspreise für Stromproduktion. 50%-Ausfall maroder AKW-Park in Frankreich. Dies wirkt sich auf die CH-Stromhändler direkt aus. Ihre Beschaffungskosten haben sich massiv erhöht, die sie versuchen am Markt weiter zu geben. Für die CH-Stromproduzenten ist Goldgräberstimmung angebrochen: Sie haben gleichbleibende, gar sinkende Produktionskosten. Sie sind in der Versuchung, allen Strom zu den internationalen Strompreisen zu verkaufen. Damit können sie sogenannte Windfall-Profiten realisieren, in Milliardenhöhe. Bei z.B. 30 TWh und Plus 20 Rp./kWh höhere Stromkosten an der Strombörse ergibt dies 6 Milliarden pro Jahr. In einem Extremszenario bei 50 GWh und 50 Rp./kWh sind es sogar 25 Mrd. CHF. Inwiefern dies gelingt, hängt von den Regelungen und dem Verhalten der Stromproduzenten als Verkäufer ab: Mehr dazu weiter hinten.

1.6 Strompreise in der Schweiz: Die Komponenten – Grosse regionale Unterschiede.

Grosse Unterschiede der Schweizer Strompreise - Wieso? – Die Unterschiede werden von den Befürwortern einer weitergehenden Strommarktliberalisierung als unterstützendes Argument ins Feld geführt.

Der Strompreis setzt sich aus verschiedenen Komponenten zusammen (siehe unten links): Netznutzung, Energiebezug, Bundesabgabe (KEV- oder Netzzuschlag von zur Zeit 2.3 Rp./kWh für die Förderung erneuerbare Energien), Abgaben und Leistungen an die Gemeinwesen.

Ursachen für die zum Teil grossen Preisdifferenzen sind: Topografische Gegebenheiten des Versorgungsgebiets. So wirkt beispielsweise die Dichte an installierten Stromzählern pro Kilometer Leitungsstrang kostensteigernd. Die Dichte der an Kunden abgegebenen Energie pro Leitungskilometer wirkt dagegen kostensenkend. Bau- und Umweltauflagen können sich die Kosten für den Netzbau erhöhen. Daneben können strukturpolitische Entscheidungen einen starken Einfluss haben. Durch den Verzicht auf die regulatorisch zulässige Verzinsung des im Netzbereich (gemäss ElCom) eingesetzten Kapitals werden die Netznutzungstarife teilweise bewusst tief oder nicht kostendeckend gehalten.

Komponente	Anteil
------------	--------

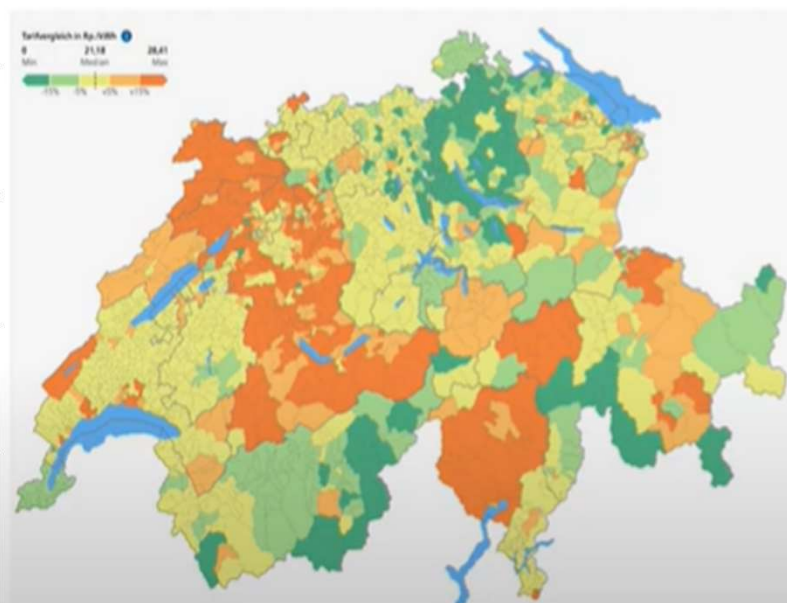
Netznutzung	50 %
-------------	------

Energiebezug	35 %
--------------	------

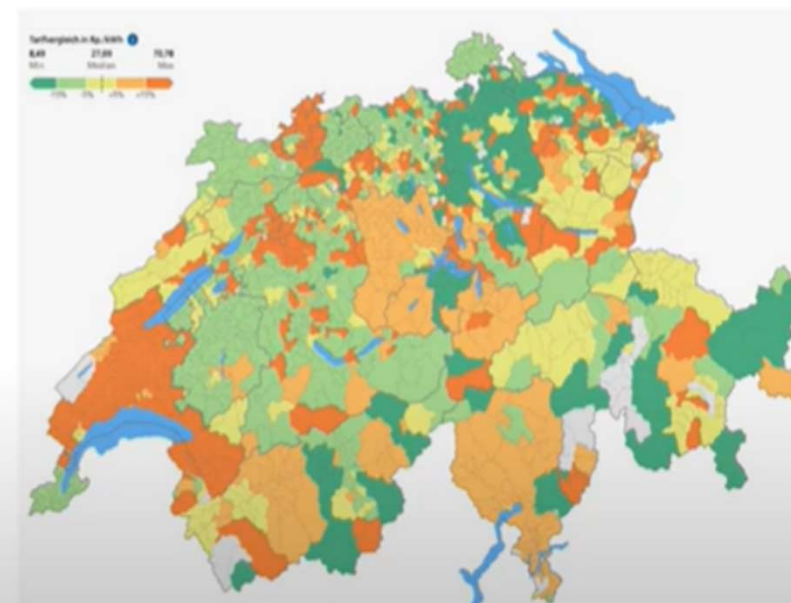
Bundesabgabe	12 %
--------------	------

Abgaben und Leistungen an die Gemeinwesen	3 %
---	-----

ElCom Strompreiskarte (2022)



ElCom Strompreiskarte (2023)



Quelle: ElCom Strompreiswebseite (www.strompreis.elcom.admin.ch); abgerufen am 21. August 2022 / 6. September 2022; Profil Haushaltkunde H4 mit 4'500 kWh Jahresverbrauch; Strompreis inkl. Netznutzung und Energie und Abgaben.

Fürszelle

2. Energiestrategie, Energieperspektiven als Planungs- und Entscheidungsgrundlage

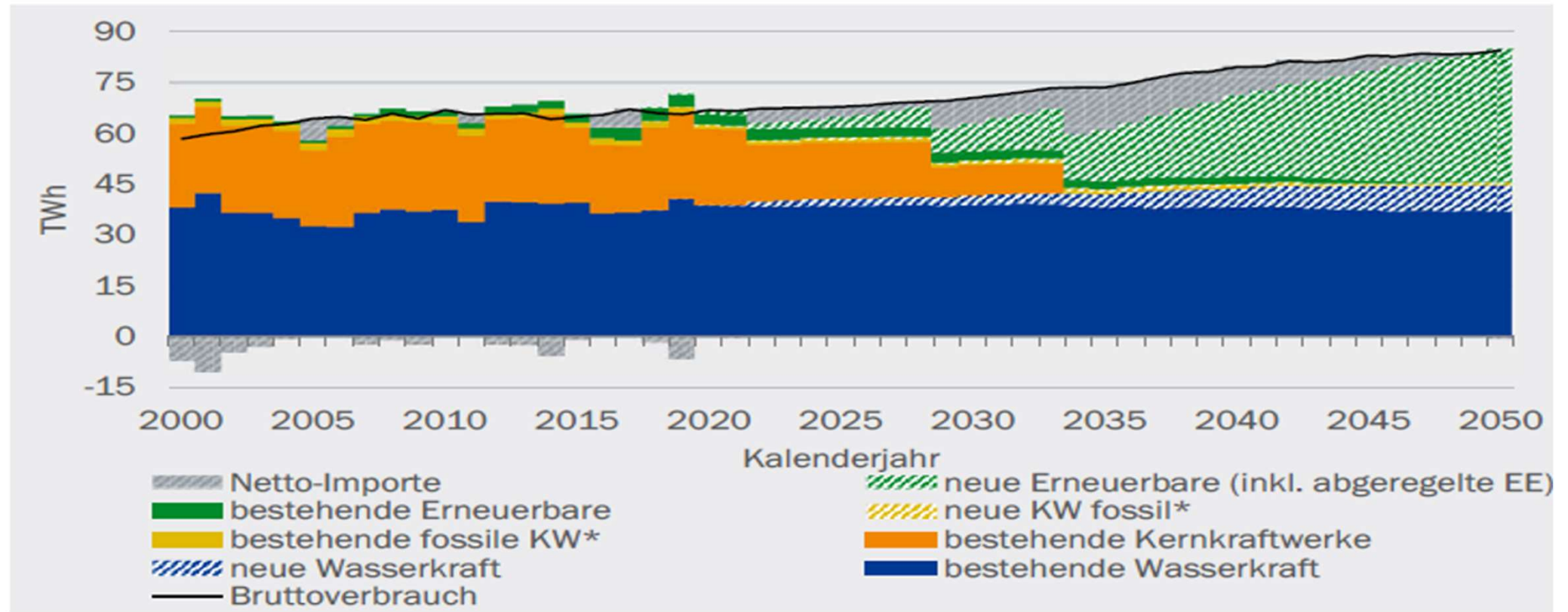
2. 1 Energieperspektiven (EP) Bund 2035/2050: Zentrales Instrument für Analyse,- Planung und Politik

Bis 2050 wird Energiewende weitgehend realisiert: Dekarbonisierung, Ausstieg AKW. Weitere Details siehe nächste Folie.

Bis 2035 passiert im Inland relativ wenig, ausser Ausstieg aus der Atomkraft: Geringe Nachfragesteigerung (schwarze Linie Bruttoverbrauch) bei geringer Dekarbonisierung – d.h. geringe Zunahme Wärmepumpen, eMobilität, geringer Zubau erneuerbare Energien auf 11.4 TWh. Hohe Zunahme der Stromimporte (15-20 TWh je nach Szenario).

Abbildung 6: Stromerzeugung nach Technologien

Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung nach Technologien im Szenario ZERO Basis (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050»), in TWh



* gekoppelt und ungekoppelt

© Prognos AG/TEP Energy GmbH/INFRAS AG 2020

2.1 Energieperspektiven (EP) Bund 2035/2050: Zentrales Instrument der Zukunftsanalyse,- Planung ff.

Energieperspektiven 2050 – Der Zustand für das Jahr 2050: „Die inländische Stromproduktion erfolgt 2050 fast ausschliesslich durch Wasserkraftwerke und erneuerbare Energien inklusive Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK-Anlagen). Die neuen erneuerbaren Energien liefern 39 TWh/a oder 46% der Bruttostromerzeugung, die Wasserkraft 45 TWh/a oder 53%. Die Produktion der Wasserkraft steigt also um 10% gegenüber der heutigen Produktion (2019). Geringe Anteile an fossiler Stromerzeugung verbleiben durch die fossilen Anteile des verbrannten Abfalls in Kehrlichtverbrennungsanlagen. Zwar entsteht nach der Ausserbetriebnahme des letzten Kernkraftwerks Leibstadt im Jahr 2034 (Annahme: 50 Jahre Laufzeit) zwischenzeitlich ein Importsaldo von 14 TWh/a. 2050 liegt aber der jährliche Importsaldo dennoch bei null, das heisst die Schweiz kann sich bis 2050 aber mindestens in der Jahresbilanz selbst versorgen. Dies dank Effizienzmassnahmen, dem starken Ausbau erneuerbarer Stromproduktion sowie dem Ausbau der Wasserkraftproduktion.«

Kurz-Kommentar zu den Energieperspektiven 2035/2050:

- Die Energieperspektiven sind das zentrale Planungsinstrument für die CH-Energie- und Klimapolitik.
- Für das Jahr 2050 wird gezeigt, wie die Energiewende erreicht werden kann. Die präsentierten Resultate erscheinen grundsätzlich plausibel. Der Zeithorizont von 30 Jahren ist selbstredend mit relativ hohen Ungewissheiten verbunden, zum Beispiel technischer Fortschritt, Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum etc. Im folgenden gehen wir nicht weiter darauf ein. Wir konzentrieren uns auf laufenden Entwicklungen und beachten den Zeithorizont bis 2035.
- Für 2035 werden in den Energieperspektiven wohl diverse Varianten gerechnet. Der Fächer der möglichen Entwicklungen wird aber viel zu eng gesetzt. Die «beschränkte» Sichtweise mit der Konzentration auf hohe Strom-Importe mit notabene hohem Umwelt- und Risikobelastungen – das heisst hoher Anteil Kohle-, Gas- und Atomstrom, geringer Dekarbonisierung mit relativ bescheidenem Stromwachstum und sehr zurückhaltenden Ausbau der erneuerbaren Energien - hat letztlich die Energie- und Klimapolitik ab 2011 bis in die jüngste Zeit – wie wir noch detailliert sehen werden – geleitet. Heute wissen wir, dass mit dieser Politik grosse Risiken drohen. Die Versorgungssicherheit ist für den Winter 2022/2023 und die Folgenden in Frage gestellt. Es drohen teure Blackouts (Schadenskosten ca. 200 Mrd. CHF). Das Potential für eine forcierte Klimapolitik wurde nicht angegangen. Konkret:
 - Es fehlt ein **forciertes Dekarbonisierungsszenario** mit einem raschen Umstieg auf mehr Wärmepumpen für die Wärmeversorgung, mehr eMobilität und einer dadurch erhöhten Stromnachfrage. Der zur Zeit laufende Umbau auf Wärmepumpen und eMobilität wird nicht abgebildet. **Die Abstimmung von Energie- und Klimapolitik ist ungenügend.**
 - Für 2035 werden **Stromimporte von 15-20 TWh** berechnet. Damit wurde vor allem einer aus damaliger Sicht kostengünstigen Stromversorgung Rechnung getragen, die Risiken der hohen Importabhängigkeit übergangen und die Tatsache des nicht klimakonformen Stromimports (hoher Anteil Kohle- und Gasstrom) nicht beachtet.
 - Bis 2035 wird der **Ausbau der erneuerbaren Energien in den Energieperspektiven mit nur 11.4 TWh/a** sehr tief gehalten. Dabei wird – wie noch gezeigt wird – mit u.a. sehr fragwürdigen **Preisannahmen** – spricht zu hohen Preisen für Fotovoltaik – gerechnet. Die Chancen einer grösseren Versorgungssicherheit und einer forcierten Klimapolitik werden nicht wahrgenommen.
- Inzwischen treten die Defizite der einseitigen Ausrichtung der Analysen bzw. der Energie- und Klimapolitik klar zu Tage. Die planerischen Grundlagen müssen rasch ergänzt und das **Steuerungsinstrumentarium** und das **Strommarktdesign** vertiefter analysiert und korrigiert werden.
- **Die Energiestrategie 2050 ist nicht gescheitert, sie wurde zu wenig offensiv angegangen.** Genau jene Kreise, die vom Scheitern der Energiewende sprechen, haben mit ihrer fossil und atomar orientierten Politik zumindest den Boden für die Vertagung der Energiewende nach 2035 gelegt. Jede Massnahmen für mehr Dekarbonisierung, mehr Ausbau der erneuerbaren Energien wurde systematisch und heftig bekämpft. Der Widerstand nährte sich ua. aus der Hoffnung, dass doch noch neue AKW gebaut werden können. Dass dies eine teure Lösung wäre, viel zu lange dauert, keine Investoren in der Schweiz AKW bauen wollen etc. wird einfach übergangen.
- **In den folgenden Folien wird detaillierter auf die Einschätzungen zur Versorgungssicherheit von Seite Bundesamt für Energie bzw. der ElCom eingegangen. Zudem wird auf das Thema «Stromimporte-EU-Rahmenabkommen aufgegriffen und die Frage des «Eigenversorgungsgrades» anhand des Zubaus der Fotovoltaik thematisiert.**

2.2 Versorgungssicherheit gemäss BFE 2019: Kein Problem – Diskussion der Annahmen

Annahmen: «CH-Integration in Europa als Bedingung», «CH-Eigenversorgungsgrad nicht relevant», «Bezug von Strom auf günstigen EU-Markt.»
2018: ElCom schlägt Alarm

- **BFE 2019/21:** Versorgungssicherheit bis 2035 kein Problem, mittel- bis langfristig gewährleistet. Es werden – steigende - sichere Importe von ca. 15-20 TWh im Jahr 2035 berechnet, das heisst im versorgungskritischen Winterhalbjahr mehr als 15 TWh!
 - Matthias Gysler, Chefökonom BFE, 13.12.2018:
 - Gemäss Studien ETHZ/Uni Basel: Kein Problem. Sehr hohe Versorgungssicherheit gewährleistet.
 - Mit Berücksichtigung „Markt“/„Netz“: „Relevante Kennzahlen zeigen gutes Niveau».
 - Versorgungssicherheit Schweiz lebt vom Austausch und Integration in die umliegenden Strommärkte.
 - Eigenversorgungsgrad kein geeigneter Indikator für Versorgungsniveau der Schweiz.
- Verteilnetz gemäss ElCom sehr gut. Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher 19 bis 34 Minuten pro Jahr.
- Übertragungsnetz: Winter mancherorts Engpässe, aber zu beheben. Vergl. „Strategie Netz 2025» Swissgrid: Netzprojekte nötig.

ElCom fordert Anreize für Winterproduktion

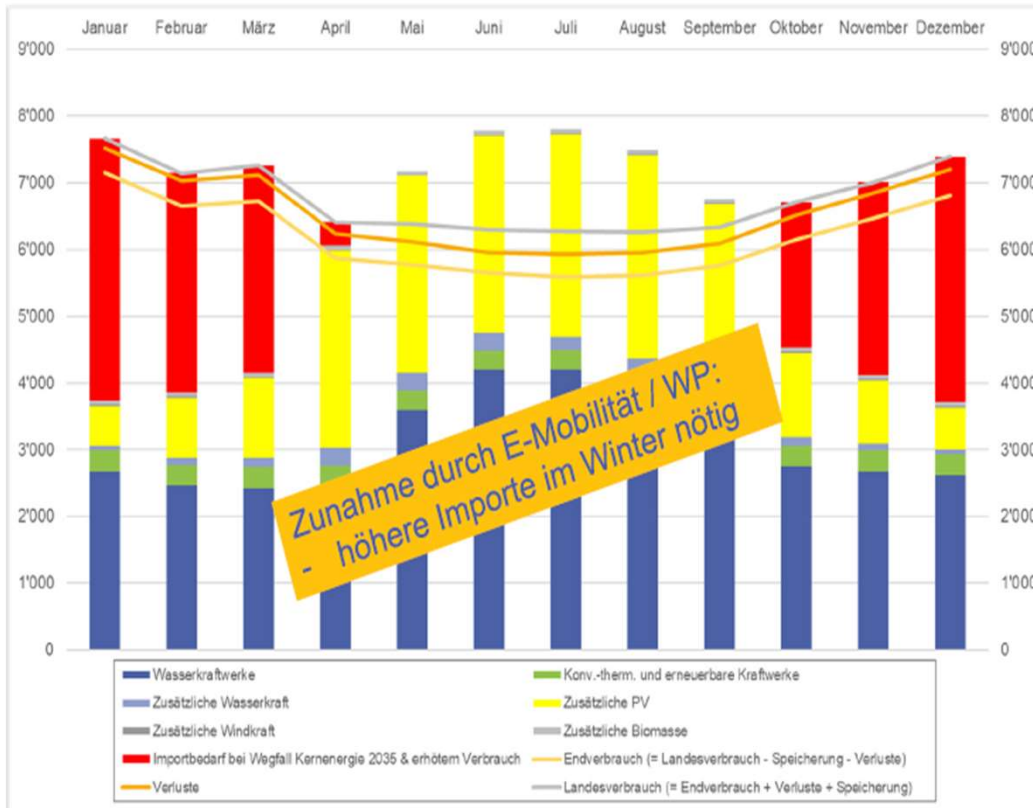
Bern, 29.11.2018 - Die Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom fordert die Schaffung von gesetzlichen Anreizen zum Erhalt der inländischen Winterproduktion. Konkret müssen gemäss ElCom neben einer strategischen Reserve weitere Massnahmen diskutiert werden. So lautet das Fazit des Regulators am heutigen ElCom-Forum. Bundesrätin Doris Leuthard zeigt in ihrem Referat die wichtigsten energiepolitischen Herausforderungen der Zukunft auf.

- **Forderungen nach einem forcierten Ausbau der neuen erneuerbaren Energien wurden bereits ab 2008-12/13 erhoben:**
 - So setzte sich der Schreibende ab 2008 für die Weiterentwicklung von Minergie zu Plusenergie – nicht nur Energie-Effizienz – sondern- auch gleichwertige Beachtung der Energieproduktion – ein, was nicht zuletzt bei Minergie auf heftigen Widerstand stiess.
 - 2012 wurde in einer Studie, Meier R. et al., dargelegt, wie bis 2020 20 TWh/a Fotovoltaik zugebaut werden könnten.
http://www.ruedimeier.ch/_cm4all/uproc.php/0/Dateien/Publikationen/Forschungsberichte/Photovoltaik_marktreif_fuerdieSchweiz2012.pdf?cdp=a&_id=17aa03f9b68
 - Selbst von Seiten von Vertretern der Fotovoltaikbranche gab es dagegen Widerstand. Die Potentiale – und die Risiken der Auslandabhängigkeit und der ökologischen Gefahren - wurden schlicht nicht richtig eingeschätzt oder den Gefahren wollte man nicht wirklich begegnen.
 - Der Schreibende hat in Plusenergie-Gebäude investiert: Biete warme Unterkunft für Kerzen- und Taschenlampenträger an.



2.3 ElCom warnt ab 2018: Massives Strom-Winterloch bis 2025/2035, verschärft durch Klimapolitik mit mehr Wärmepumpen, eMobilität.. Die Swissgrid spricht sich inzwischen klar für die Analyse von wesentlich höheren PV-Zubauszenarien bis 2035 mit 35 TWh aus.

Quelle: Herausforderungen Versorgungssicherheit Situationsanalyse und Einschätzung zum Handlungsbedarf durch die ElCom – Renato Tami.



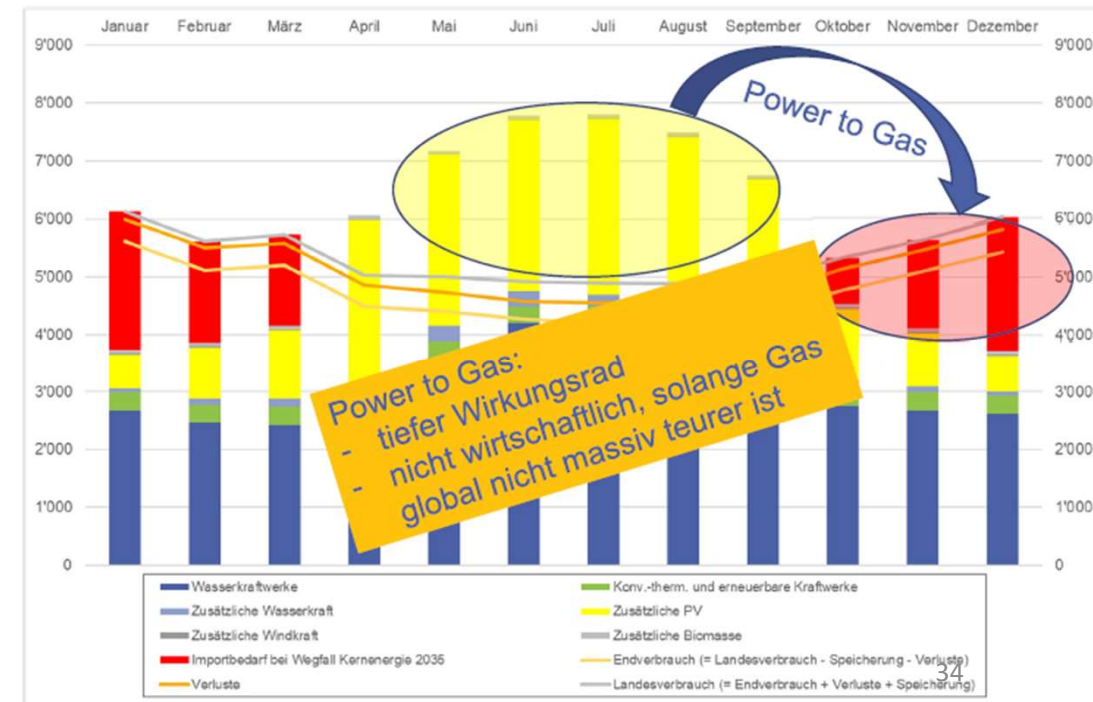
Grafik: (Rote Säulen bei Wegfall der AKW beachten!)

Forderung ElCom:

- Stützung Wasserkraft, Zubau Wasserkraft (Interessen Berggebiet)
- Power to Gas wird als zu teuer eingeschätzt.

Kommentar: Es fehlen als Forderungen:

- Massiver Zubau PV, Wind, Notstromaggregate.
- Forcierte Effizienzsteigerung

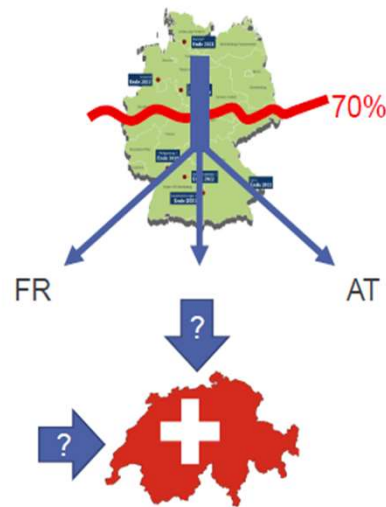


2.4 «CH-Integration in Europa als Bedingung». Fehlendes Stromabkommen, Rahmenabkommen Schweiz/EU erschwert Importe für CH im Winter. Quelle Grafik: Avenir Suisse.

Politische Vorgaben («70%-Regel») gemäss Clean Energy Package:

– Schweiz auch als Nicht-EU-Mitglied betroffen

– Reduziert potenziell die Importverfügbarkeit

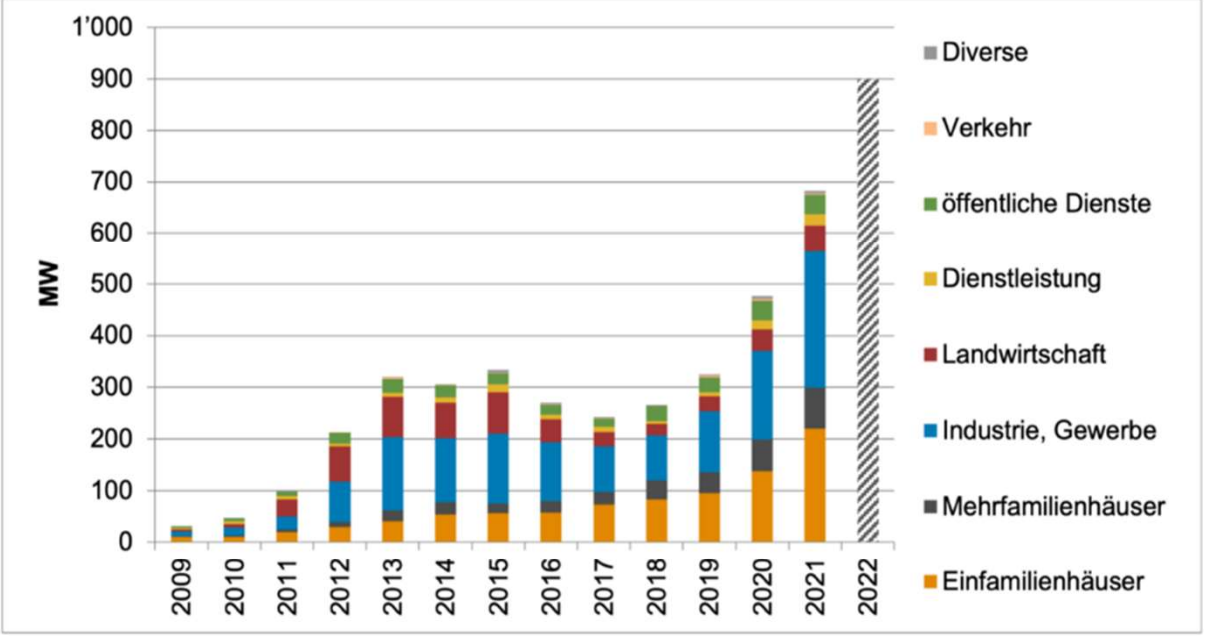


Importe werden mit 70% Regel gefährdet.

- **«Netzkapazitäten müssen für Stromhandel bereit stehen.** Mittelfristig – bis Ende 2025 – wird die Schweiz aus Sicht der EU definitiv zum Drittstaat. Bis dann müssen unsere Nachbarländer mindestens 70% ihrer Grenzkapazitäten für den Stromaustausch mit anderen EU-Ländern reservieren. Dies können sie nur einhalten, indem sie die Übertragungskapazität in die Schweiz beschränken. Insgesamt kann so mehr als dreimal weniger importiert und mehr als viermal weniger exportiert werden als heute. Unser Marktzugang ist damit stark eingeschränkt, und die Netzbetriebssicherheit gefährdet.“ Zitat AvenirSuisse.
- **Fazit:** Es ist zumindest widersprüchlich, wenn der Bundesrat eine Energie- und Klimapolitik vorschlägt, die sich auf hohe, deutlich steigende – wenig ökologische – Strom-Importe abstützt und nicht zumindest versucht, die Annahmen seiner Politik in die Realität umzusetzen.
- Neben dem fehlenden Stromabkommen haben sich inzwischen die realen Stromimportmöglichkeiten dramatisch verschlechtert. Ein Risiko, das zumindest hätte mitberücksichtigt werden müssen.
- In Risikosituationen müssen Varianten aufgenommen, geprüft und im Sinne der Vorsorge Massnahmen getroffen werden.


2.5 PV: Sehr grosse Potentiale-Zubau forcieren

Bundesrat tut sich nach wie vor schwer mit forciertem Zubau-Strategie Fotovoltaik (+Wind). PV hat mit Abstand das grösste Potential: Grafik rechts. Und die mit Abstand grösste Zubaudynamik – trotz blockierenden Rahmenbedingungen (Planung, Bürokratie, Arbeitskräftemangel, fehlende Zulieferung, Förderung): Grafik unten zeigt ab 2013 die Blockierung des PV-Wachstums, ab 2020 die Wachstumsraten von über 40%. Die jüngste Grafik des BFE unten rechts zeigt laufende Planspiele für ein **wiederholtes Bremsmanöver**. Das zu erwartende PV-Wachstum im Jahr 2022 müsste von 900 auf 700 MW zurück gestutzt werden damit die Ausbauziele von 2035 mit 11.4 TWh nicht überschossen werden. Quelle: <https://www.strom.ch/sites/default/files/media/documents/20220531-st-umfrage-versorgungssicherheit-gfs.pdf>



Jährlich neu installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen in der Schweiz. Gut erkennbar ist das rasche Wachstum nach 2010, ausgelöst durch die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). 2016 und 2017 wurden nur noch Kleinanlagen gefördert, während ab 2018 die Energiestrategie 2050 wirksam wurde. Datenquelle: Statistik Sonnenenergie 2021 sowie Schätzung Swissolar für 2022.

Grafik: Swissolar/ Datenquelle: Statistik Sonnenenergie 2021 sowie Schätzung Swissolar für 2022



Photovoltaik-Anlagen und ihr Potenzial in der Schweiz

Dächer	50 TWh pro Jahr
Fassaden	17 TWh pro Jahr
Infrastruktur	9-11 TWh pro Jahr
Alpin	41 TWh pro Jahr
Agri-PV	10-18 TWh pro Jahr
58 TWh Stromverbrauch CH 2021	

Verkürzte Darstellung aus „Photovoltaik-Potentiale der Schweiz“ Eine Einordnung von Prof. Dr. Christof Bucher (Berner Fachhochschule)

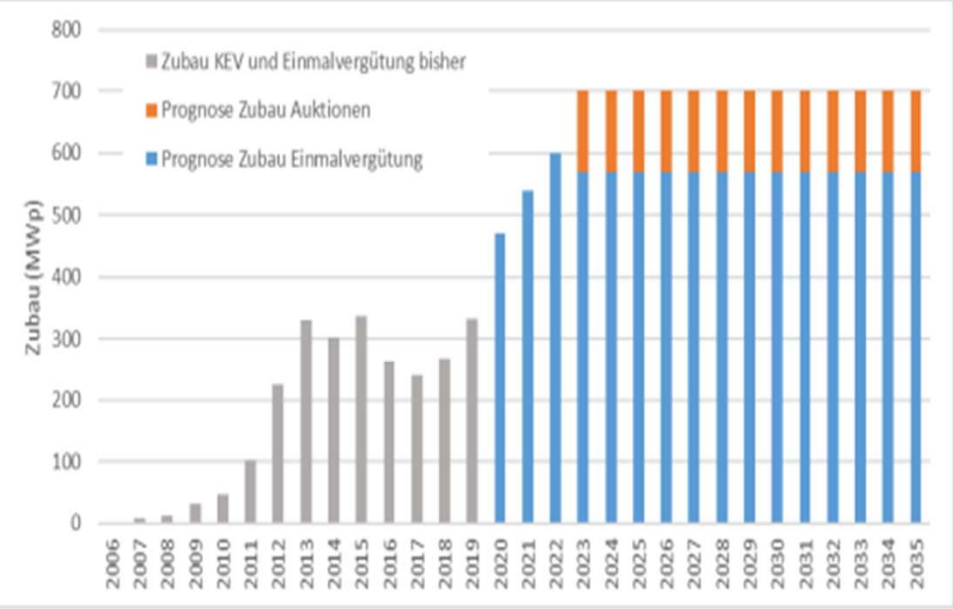


Abbildung 3: Bisheriger und prognostizierter Zubau der Photovoltaik in der Schweiz

• **3. Europäischer Strommarkt: Merit-Order-Prinzip**

3.1 Akteure Strommarkt: Übersicht – Europäischer Strommarkt bzw. Strombörsen

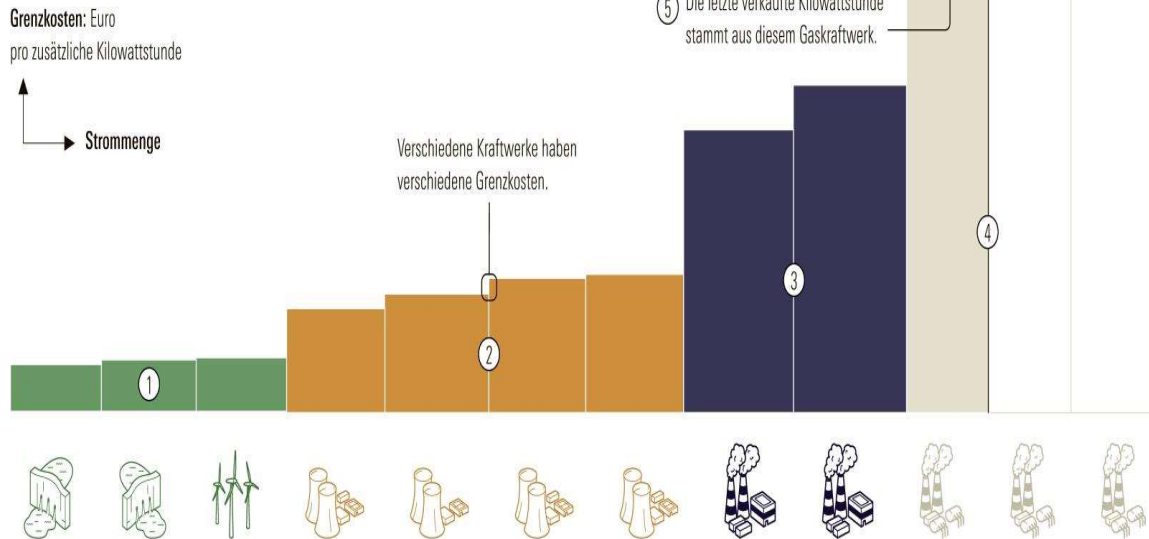
	<p>Öffentliche Hand: Bund (UVEK/BFE), Kantone, Gemeinden: Analyse, Planung, Strategie, Vollzug Energie-Klimapolitik (Grundlage Energieperspektiven 2035/50), Zuständig Versorgungssicherheit mit Energiewirtschaft, ElCom. Gesetzgebung Regulierungen Netze, Strommarkt-Design mit Förderung erneuerbaren Energien, Regelung Marktöffnung etc.</p>	
<p>Swissgrid: Betrieb-, Ausbau Hochspannungsnetz, internationaler Strom-Austausch, Netzregulierung, Bereitstellung Regelenergie, Vertretung der Schweiz in internationalen Gremien etc.</p> <p>Pronovo: Vollzug Förderung erneuerbare Energie, Einsatz Mittel Netzzuschlag 2.3 Rp./kWh</p>	<p>ElCom: Aufsichtsbehörde, Überwachung Versorgungssicherheit. Preiskontrolle Netznutzung, Kontrolle Stromtarife gefangene Kunden</p>	
	<p>Europäische Strombörsen (u.a. Leipzig), Broker-Plattformen (OTC-Handel): Angebote – Nachfrage Strom führt zur Strompreisbildung in Europa, aber mit nationaler Differenzierung. Es werden zwei Märkte unterschieden: Terminmarkt für den langfristigen Handel, Spotmarkt für den kurzfristigen Handel (Day-Ahead-Markt mit Vertrag ein Tag, Intra-Day-Markt Vertrag nur wenige Stunden vor Lieferung). Produktion, Verbrauch müssen immer gleichzeitig stattfinden. Beim langfristigen Handel kann Strom mit einem Vorlauf von bis zu sechs Jahren gekauft oder verkauft werden. Durch die frühe Abdeckung der prognostizierten Versorgungsbedürfnisse sichern sich Marktteilnehmer eine bestimmte Menge an Strom zu einem vereinbarten Preis im Voraus ab. Marktteilnehmer sichern sich so vor Preisänderungen im Markt ab. Auch Systemdienstleistungen werden vom Übertragungsnetzbetreiber auf dem Markt beschafft. In Europa prägen vor allem Gas-, Stein-, Braunkohle und Kernkraftwerke sowie Wasserkraft den Strommix - neben dem in den vergangenen Jahren stark gestiegenen Anteil an PV- und Windkraftanlagen. Die Schweiz ist AKW-Strom (ca. 22 TWh), neuen Erneuerbaren Energien (ca. 8 TWh) und der Wasserkraft (ca. 36 TWh) am europäischen Strommarkt beteiligt. Letztere ist dank ihrer Flexibilität und sekundengenauen Abrufbarkeit sehr wertvoll. Auch die Schweizer Pumpspeicherkraftwerke spielen eine Schlüsselrolle, denn sie können überschüssige Energie in Zeiten mit geringer Nachfrage hinaufpumpen und speichern. Zu einem späteren Zeitpunkt, bei hoher Nachfrage, produzieren sie dann den benötigten Strom. Zudem spielt die Swissgrid bei der Bereitstellung von Regelenergie eine Schlüsselrolle.</p>	
<p>Strom-Konsumenten: Gefangene Kunden unter 100'000 kWh pro Jahr Haushalte KMU Grossunternehmen Wahlfreiheit bei Verbrauch über 100'000 kWh/a</p>		<p>Stromproduzenten, Stromversorger, Energieversorger, Broker Grosskonzerne mit Stromproduktion (Axpo, Alpiq, BKW, Repower, EKZ etc.): Wasserkraft, AKW, Erneuerbare Energien Energieversorger, Netzbetreiber auf Mittel- Niederspannungsebene: Über 600, grosse Vielfalt bezüglich Grösse, Organisation</p>

3.2 Europäische Strombörse: Merit-Order-Prinzip bestimmt den Preis

Wie der Strompreis am europäischen Strommarkt entsteht

Der Preis hängt im **Merit-Order-System** vom teuersten Kraftwerk ab, das nötig ist, um die Nachfrage zu bedienen. Das ist derzeit oft ein Gaskraftwerk, wie die schematische Darstellung eines Strommarktes mit 12 Kraftwerken zeigt.

● Wind-, Solar- oder Wasserkraftwerke ● Kernkraftwerke ● Kohlekraftwerke ● Gaskraftwerke



1. Es kostet sehr wenig, mit Erneuerbaren eine zusätzliche Kilowattstunde Strom zu erzeugen. Diese Anlagen werden deshalb eigentlich immer genutzt – wenn die Sonne scheint und der Wind weht.

2. Ist der Strombedarf mit den Erneuerbaren nicht gedeckt, werden die **Kernkraftwerke** dazugenommen. Eine zusätzliche Kilowattstunde mit Kernkraft zu produzieren, kostet etwas mehr als mit Erneuerbaren.

3. Die Grenzkosten bei **Kohle** sind nochmals höher. Meist wird aber mehr Energie nachgefragt, als Erneuerbare, AKW und Kohlekraftwerke liefern können.

4. Deshalb werden so lange **Gaskraftwerke** zugeschaltet, bis es ein Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage gibt.

5. Alle Anbieter erhalten den Preis, zu dem die letzte noch nachgefragte Kilowattstunde verkauft wird. Es ist auch die teuerste Kilowattstunde, die gerade noch verkauft werden kann.

Merit-Order-Prinzip: Das teuerste Kraftwerk bestimmt den Strompreis: Kraftwerke, die Strom günstig produzieren können, werden gemäß Merit-Order als erstes zur Bedienung der Nachfrage herangezogen. Das sind z. B. Photovoltaik- und Windkraftwerke. Sie verdrängen die teureren Kohle, Erdgas- und Öl-Kraftwerke in der Merit-Order weiter nach hinten und sorgen so für niedrigere Preise. Im weiteren Verlauf werden so lange teurere Kraftwerke hinzugenommen, bis der prognostizierte Bedarf gedeckt ist. Am Ende richtet sich der Preis nach jenem Kraftwerk, das gerade noch einen Zuschlag erhält, weil es zur Deckung der Nachfrage nötig ist. In "normalen" Zeiten stellt diese Art der Preisfindung sicher, dass für die Anbieter der höchstmögliche Gewinn erzielt wird, zum anderen, dass der Strompreis auf niedrigem Niveau bleibt. Bei den tiefen Gaspreisen ging das lange gut. Dank Wettbewerb profitierten die freien Kunden auch in der Schweiz von den tiefen Strompreisen. Diese betragen von 2012 bis 2019 um die 4 Rp./kWh.

Bei den tiefen Preisen besteht allerdings kein Anreiz für neue Investitionen vorzunehmen: Es wird von Missing Money gesprochen. Um die Versorgungssicherheit bei steigender Stromnachfrage und/oder einem Umbau von fossilen Energieträgern (Kohle, Gas) oder Atomstrom auf erneuerbare Energie in Gang zu setzen, müssen gezielt Anreize geschaffen werden. Niemand investiert in neue Energien bei einem Preis unter den langfristigen Stromgestehungskosten. Die Rentabilität muss gewährleistet werden. Der Markt schafft das nicht von alleine. Er kennt weder die langfristigen Ziele bezüglich Qualität des Stroms (Umweltbelastungen) noch die gewünschte Versorgungssicherheit. Der Markt muss organisiert werden. Dieser Problematik wurde in der Schweiz mit der Internationalisierung der Strom-Märkte lange Zeit nicht die notwendige Aufmerksamkeit geschenkt. Beziehungsweise wurde davon ausgegangen, dass die Strompreise mit genügender Stromproduktion tief bleiben werden und davon profitiert werden soll. Ebenfalls wurde zu wenig beachtet, dass es sich beim Import um Strom mit einer hohen Umweltbelastung und Risiken handelt: In einem hohen Masse floss Kohle-, Gas und AKW-Strom in die Schweiz. Die im Prinzip beschlossene Energiewende wurde hinausgeschoben.

Ab 2019 haben die Preise an der Strombörse gekehrt und ein zur Zeit unaufhaltsamer Aufwärtstrend kam in Gang:

- Die Preise für CO₂-Zertifikate sind von ca. 5 auf 80 Euro pro Tonne CO₂ gestiegen.
- Ab 2019 verknappte Putin die Gaslieferungen bzw. wurden diese gedrosselt. Die Gaspreise sind inzwischen um einen Faktor 10 gestiegen mit gravierenden Folgen auf den Strompreis.
- Der marode AKW-Park von Frankreich fällt zur Hälfte aus und erfordert hohe Lieferungen von den Nachbarn.

Konkret hat die Preisbildung zur Folge, dass wenn zum Beispiel 99 Prozent des Stromes, der für die Versorgung notwendig ist, 6ct/kWh kostet, das letzte Prozent aber 60ct/kWh, dann kostet nach der Merit-Order der gesamte Strom 60 ct/kWh. Die „Grenzstromproduzenten“ können gerade noch einen Gewinn erwirtschaften. Hingegen explodieren die Gewinne der Betreiber mit tiefen Stromgestehungskosten. **Es kommt zu Windfall-Profiten. Es stellen sich gravierende Verteilungsfragen.**

Kurzfristig bestehen zur Zeit aufgrund der Hochpreissituation genügend Anreize für den Zubau von ökologischen Strom. Mittelfristig ist dies nicht einfach gewährleistet. Es braucht eine fundierte Marktbeobachtung und ein überzeugendes Strommarktdesign. Weder Stromversorgungssicherheit noch eine umweltverträgliche Stromversorgung werden sich einfach am „Markt“ einstellen.

4. Der Schweizer Strommarkt

4.1 CH-Strommarkt - Zentrale Regelungen Bund: Stromversorgungsgesetz (23. 3. 2007/StromVG), Anpassungen im Rahmen Energiegesetz

- **Ziele Stromversorgungsgesetz** (Landesversorgung mit 50-Hz-Wechselstromnetz, ohne SBB)
 - Voraussetzungen für sichere Elektrizitätsversorgung sowie
 - für einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt schaffen
- **Prinzipien**
 - Subsidiaritäts- und Kooperationsprinzip.
 - Regelung Grad Strommarktöffnung
 - Konditionen der Grundversorgung
 - Aufgaben Netzbetreiber
 - Massnahmen bei einer Gefährdung der Versorgung sowie
 - konkrete Regeln der Netznutzung
 - Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid) und
 - Organisation und Aufgaben des Regulators, der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom)
- **Anpassungen StromVG im Rahmen des neuen Energiegesetzes vom 30. 9. 2016 (EnG)**
 - Einführung von intelligenten Messsystemen sowie
 - Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen.
- **Bundesgesetz Um- und Ausbau der Stromnetze (StromVG/Strategie Stromnetze), 15. 12. 2017 , Stromversorgungsverordnung, 14. 3. 2008 (StromVV)**
 - Verbesserte gesetzliche Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung.
 - ElCom berichtet regelmässig zur Versorgungssicherheit
- **Weitere relevante Regelungen für den Strommarkt: AKW-Recht mit Aufsichtsbehörde ENSI; Wasserrechtsgesetz (u.a. mit Konzessionsrecht, Wasserzins); Regelungen zu den Rohrleitungen.**

Verantwortung für Stromversorgung gemäss Art. 8 Energiegesetz (EnG vom 30.9.2016, Stand 1.1. 2021) ist geteilt und damit unklar:

Art. 8 Sicherung der Energieversorgung

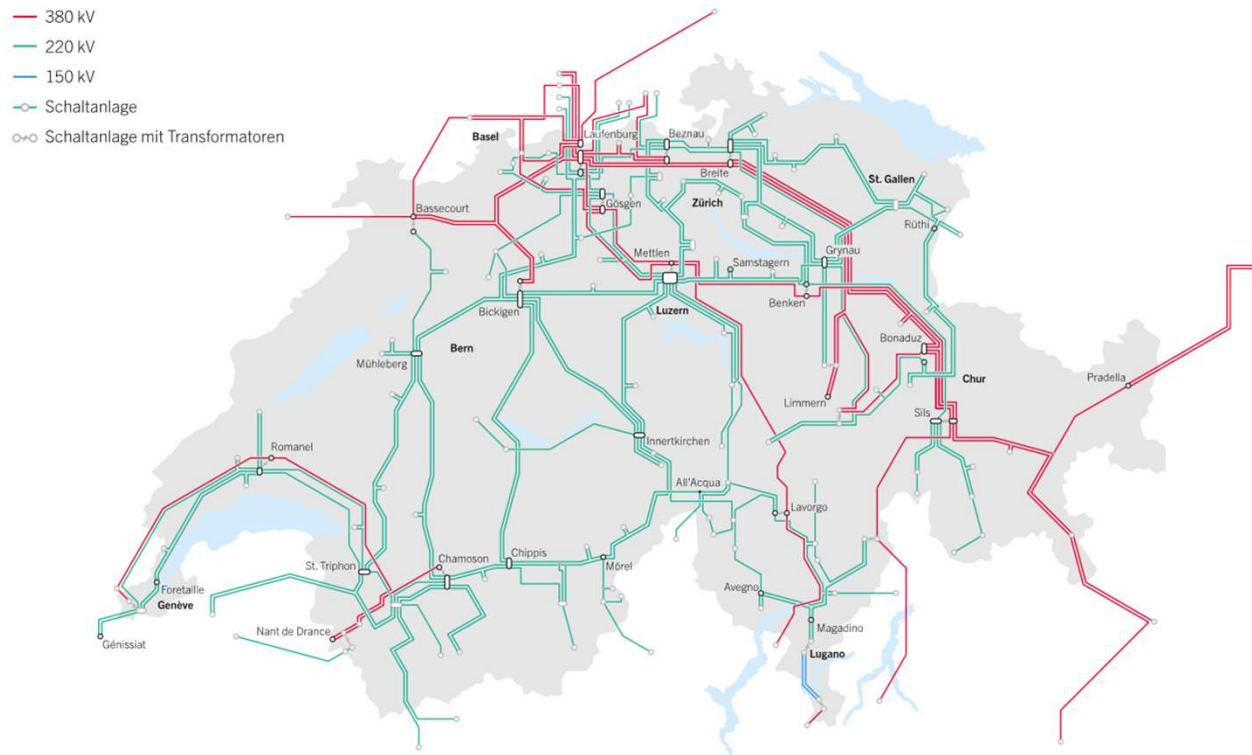
- 1 Zeichnet sich ab, dass die Energieversorgung der Schweiz längerfristig nicht genügend gesichert ist, so schaffen **Bund und Kantone** im Rahmen ihrer Zuständigkeiten rechtzeitig die **Voraussetzungen**, damit **Produktions-, Netz- und Speicherkapazitäten bereitgestellt werden können**.
Bund und Kantone arbeiten mit der Energiewirtschaft zusammen und stellen sicher, dass die Abläufe effizient sind und die Verfahren rasch durchgeführt werden.
- 3 Soweit unter den jeweiligen Umständen möglich, achten Bund und Kantone darauf, dass bei ihren Planungen, Bauten, Einrichtungen und Anlagen sowie bei der Finanzierung von Vorhaben diejenigen Erzeugungstechnologien bevorzugt werden, die wirtschaftlich, möglichst umweltverträglich und für den betreffenden Standort geeignet sind.
- 4 Sofern nötig, stellt der **Bund die Zusammenarbeit mit dem Ausland** sicher.

4.2 Swissgrid betreibt CH-Hochspannungsnetz - HSN

Swissgrid als AG ist im Besitz von Axpo, Alpiq, BKW etc.: Die Grafik unten zeigt ein Schema des CH-HSN und die im Prinzip bereits bestehenden - hohen - Kapazitäten für den Strom-Import und -Export.

Aufgaben Swissgrid (eine neue öffentliche Monopol-Organisation – entgegen dem neoliberalen Paradigma):

- Betrieb, Unterhalt Übertragungsnetz (380/220 kV)
- Planung, Ausbau Netz Übertragungsnetz, auch für Import/Export
- Internationaler Stromaustausch, Import/Export Vertretung in internationalen Gremien. Teilweiser Ausschluss durch EU bereits Realität.



Regel für Versorgungssicherheit

n-1 Kriterium

- Wenn 1 Kraftwerk ausfällt, ist immer noch eine sicher Versorgung möglich.
- Diese allgemeine Regel gilt auch im Netz beim Ausfall einer Leitung oder eines Transformators.

Antwort: Nationale und internationale Ver-
maschung bringt höchste
Versorgungssicherheit

²⁴ Mittels der N-1 Sicherheitsprüfung (Simulation Ausfall einzelner Netzelemente) überwacht der Regelzonenbetreiber (in der Schweiz die nationale Netzgesellschaft, Swissgrid) die Netzbelastung. Als Grenzwert ist eine N-1 Befristung von 100% definiert, höhere Werte werden als „N-1 Verletzung“ eingestuft. Swissgrid eruiert, mittels Simulation des Ausfalls einzelner Netzelemente automatisch (alle fünf Minuten) die N-1 Belastung im Schweizer Übertragungsnetz.

4.3 Exkurs: Versorgung aus Südeuropa, Nordafrika mit Sonne, Wind, Synfuel? Projekte von Grossbritannien- Marokko, bzw. –Norwegen realisiert

Was tut die Schweiz – Grosse Chancen für die Stärkung der Versorgungssicherheit in der Schweiz und Europa

Längstes Kabel der Welt soll Marokko und Großbritannien verbinden

- Stromproduktion mit Wind und Sonne in Marokko zu tiefen Kosten und ausgeglichenerem Profil
- Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungskabeln (HGÜ) über Tausende Kilometer: Grüner Strom wird aus Ländern mit viel erneuerbaren Energiere Ressourcen in Gebiete mit hoher Nachfrage wie Europa gebracht. Schafft auf beiden Seiten Arbeitsplätze.
- Versorgungssicherheit durch Erneuerbare Energiequellen (Wind, Sonne, Wasserkraft) mit variablen, aber sich überschneidenden Erzeugungsprofilen steigt.
- Marokko – Grossbritannien: Unterwasser-Stromübertragungskabel. Länge 3.800 Kilometer. [Gesamtkapazität von 3,6 Gigawatt \(GW\)](#).
- „North Sea Link“, Länge 724 Kilometern zur Zeit längstes Unterwasserstromkabel der Welt. Oktober 2021 Inbetriebnahme.
- Strom Wasserkraft von Norwegen geht ins Vereinigte Königreich. Umgekehrt fliesst überschüssige Windenergie von der Insel nach Norwegen.
- Die Länge eines HGÜ-Kabels ist technisch nicht begrenzt, auch wenn die Leistungsverluste bei größeren Entfernungen zunehmen.
- Bei HGÜ-Systemen [gehen pro 1.000 km etwa drei Prozent der übertragenen Leistung verloren](#). Kostengünstig kann über weite Entfernungen Strom transportiert werden. Die Nutzung von flachen Gewässern entlang der Küste Nordmarokkos, Portugals und Nordspaniens, Golf von Biskaya, Südengland reduziert Kosten und Unterhalt.



Fazit:

Für die Schweiz macht es Sinn, die Versorgungssicherheit nicht nur im Inland - und im europäischen Kontext - zu stärken.

Im Inland kann ohnehin nur ein hoher Anteil des direkten inländischen Konsums gedeckt.

Die grauen Energieimporte und der Konsum für den Flug- und Schiffsverkehr müssen im Ausland produziert werden.

Der Aufbau von Produktionskapazitäten zum Beispiel in Nordafrika macht in diesem Kontext Sinn.

Gleichzeitig kann mit der Erstellung einer HGÜ die inländische Produktion gestärkt werden.

4.4 ElCom: Unabhängige staatliche Regulierungsbehörde im Elektrizitätsbereich - Aufgaben ENSI

Aufgaben ElCom:

- „Die ElCom ist die unabhängige staatliche Regulierungsbehörde im Elektrizitätsbereich. Sie überwacht die Einhaltung des Stromversorgungs- und Energiegesetzes, trifft die dazu nötigen Entscheide und erlässt Verfügungen. Sie beaufsichtigt die Strompreise und entscheidet als richterliche Behörde bei Differenzen betreffend den Netzzugang. Sie überwacht zudem die Versorgungssicherheit im Strombereich und regelt Fragen zum internationalen Stromtransport und -handel. Schliesslich entscheidet die ElCom in Streitigkeiten zu Rücklieferatarifen sowie zwischen Netzbetreibern und Eigenverbrauchern.
- Um diese Aufgaben zu erfüllen, kann die Kommission in Streitfällen rechtsgültige Entscheide herbeiführen oder auch von Amtes wegen Verfügungen erlassen.
- Im Detail hat die ElCom folgende Aufgaben:
 - Sie kontrolliert die Elektrizitätstarife der Bezüger ohne freien Netzzugang sowie die Netznutzungsentgelte. Die Kommission kann ungerechtfertigte Strompreiserhöhungen untersagen oder bei zu hohen Preisen Absenkungen verfügen. Sie ergreift die Initiative entweder aufgrund einer Klage oder von Amtes wegen.
 - Sie vermittelt und entscheidet bei Streitigkeiten im Zusammenhang mit dem freien Zugang zum Stromnetz. Grossverbraucher (mit Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh) können seit 2009 ihren Stromlieferanten frei wählen. Kleinkonsumenten werden voraussichtlich erst 2023 Zugang zum freien Markt erhalten, sofern die volle Marktöffnung politisch akzeptiert wird.
 - Sie überwacht die Sicherheit der Stromversorgung und den Zustand der Stromnetze.
 - Sie bestimmt die Verfahren für die Zuteilung von Netzkapazität bei Engpässen in grenzüberschreitenden Leitungen und koordiniert ihre Tätigkeit mit den europäischen Stromregulatoren.
 - Sie übt eine umfassende Aufsicht über die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid AG) aus.
- Mit Inkrafttreten von Art. 26 a ff. StromVV vom 1. Juli 2013 beaufsichtigt die ElCom auch den Stromgrosshandel.
- Schliesslich entscheidet die ElCom in Streitigkeiten zu Rücklieferatarifen sowie zwischen Netzbetreibern und Eigenverbrauchern.

Aufgaben des ENSI – Aufsichtsbehörde für AKW: ca. 150 Beschäftigte. Finanziert über Einnahmen AKW. Wie steht es um Unabhängigkeit? Wie geht ENSI mit der politischen Forderung nach einer Laufzeitverlängerung um? Kann in dieser Situation noch unabhängig, sachbezogen evaluiert werden? Werden Risiken richtig eingeschätzt und vorsorgend gehandelt?

Inspektion KKW

Aufsicht Revision KKW

Strahlungsüberwachung

Sicherheitsbewertung

Begutachtung von Kernkraftanlagen

Erarbeitung von Grundlagen

4.5 CH-Stromwirtschaft in öffentlicher Hand > 600 EVU. Text, Grafik unten. Quelle: AvenirSuisse

Kommentar von Avenir Suisse in Stichworten: Öffentliche Stromwirtschaft fragwürdig, finanziell unsinnig; Privatisieren bis 2032 nötig.
Reale Entwicklung: Effektiv wurden die öffentlichen Beteiligungen in den letzten Jahren gestärkt.

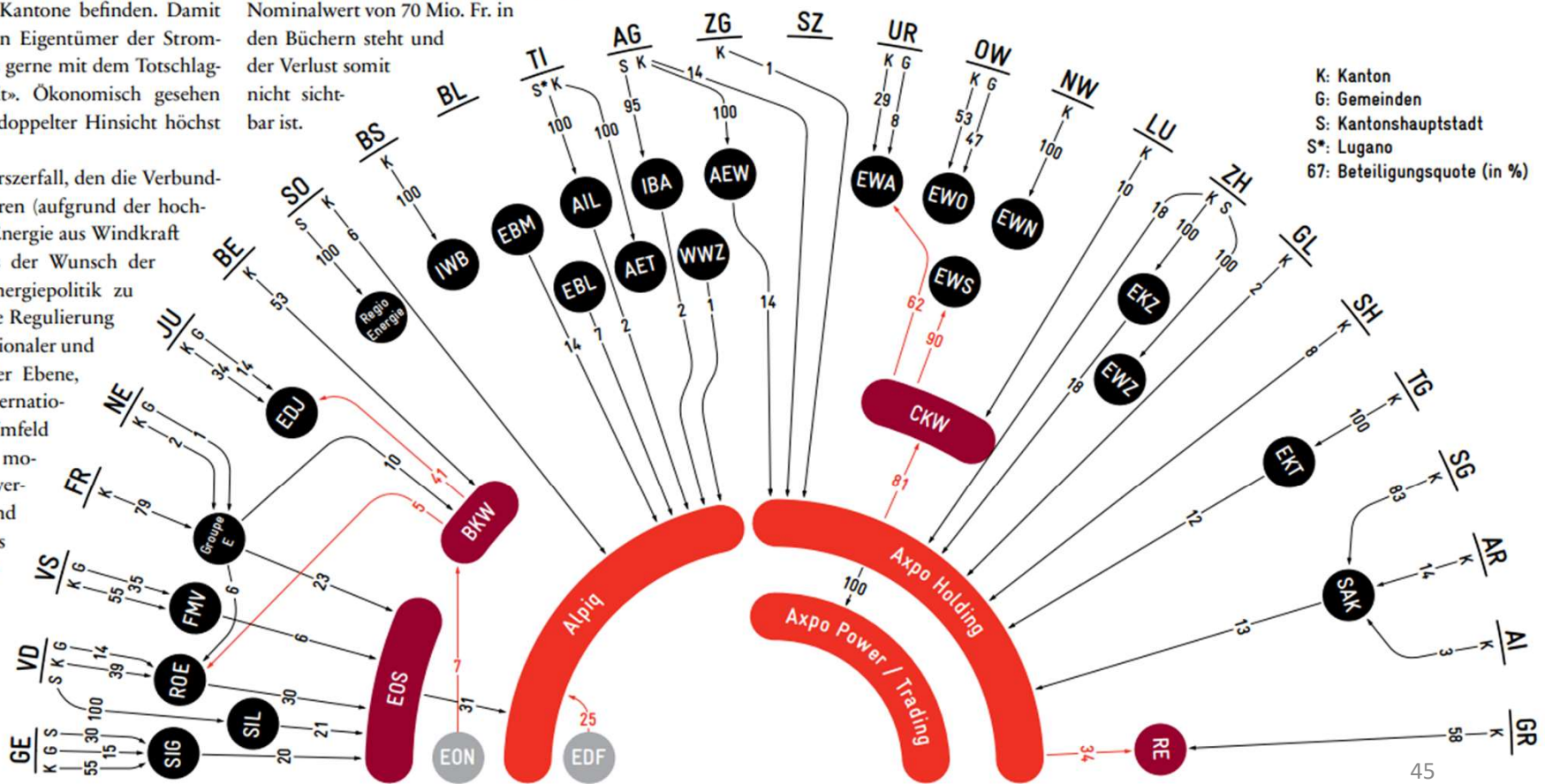
Die Schweizer Stromwirtschaft ist fest in öffentlicher Hand. Die Kraftwerksparks gehören grösstenteils den Verbundunternehmen. Deren Aktionäre sind zum geringeren Teil direkt die Kantone und zum grösseren Teil die regionalen oder kantonalen Energieversorger, die sich wiederum praktisch vollständig in den Händen der Kantone befinden. Damit sind die Kantone die wichtigsten Eigentümer der Stromproduktion. Begründet wird dies gerne mit dem Totschlagargument «Versorgungssicherheit». Ökonomisch gesehen ist dieser Zustand allerdings in doppelter Hinsicht höchst fragwürdig:

Zum einen zeigt der starke Kurszerfall, den die Verbundunternehmen in den letzten Jahren (aufgrund der hochsubventionierten ausländischen Energie aus Windkraft und Photovoltaik) erlitten, dass der Wunsch der Kantone, eine eigenständige Energiepolitik zu betreiben, ein Luftschloss ist: Die Regulierung der Energiemärkte erfolgt auf nationaler und zunehmend sogar internationaler Ebene, die Preise werden ohnehin international gebildet. In einem solchen Umfeld bringen weitgehend politisch motivierte, föderale Beteiligungsverhältnisse nur Effizienzverluste und behindern das Funktionieren des Marktes. Zur Versorgungssicherheit tragen sie nichts bei.

Zum anderen zeigt sich am erwähnten Kurszerfall, welche absurden wirtschaftlichen Risiken die Kantone als Eigner der Verbundunternehmen tragen. So hatte die BKW-Beteiligung

des Kantons Bern von 52,5% Ende 2007 einen Wert von rund 4 Mrd. Franken, seit 2012 ist dasselbe Aktienpaket noch zwischen 800 Mio. und 1 Mrd. Fr. wert. Dass das nicht zu einem Aufschrei des Entsetzens bei den Steuerzahlern führte, liegt wohl einzig daran, dass die Beteiligung zum Nominalwert von 70 Mio. Fr. in den Büchern steht und der Verlust somit nicht sichtbar ist.

Das Engagement der Kantone ist also ordnungspolitisch fragwürdig und finanziell unsinnig. Private, breit diversifizierte Aktionäre wären die geeigneteren Risikoträger.



4.6 Schweizer Stromkonzerne investieren Milliarden im Ausland – Praktisch kein Zubau in der Schweiz CH-Rahmenbedingungen für Ausbau erneuerbare Energien ungenügend – Keine Korrektur über Service Public

- Die vier grossen Stromkonzerne Axpo, Alpiq, BKW, Repower produzierten in ausländischen Gas- und Kohlekraftwerken im Jahr 2018 rund 14,2 TWh/a (SES: Strommix 2018).
- Die Auslandproduktion mit erneuerbaren Energie betrug 8,3 TWh/a (Stand 2018)
- Ergibt 2018 total rund 22,5 TWh/a (fossil und Erneuerbare Energien) oder ca. 36 Prozent CH-Stromverbrauch.
- Zudem halten die Stromfirmen ausländische AKW-Beteiligungen von rund 11 TWh/a.
- **Axpo** ist in Europa, seit 2016 auch in den USA und seit 2020 in Asien vertreten: 32 Länder, über 40 Märkte. Die **BKW** weist vergleichbare Aktivitäten auf. Die Ausland-Portfolio von **Alpiq** (teilweise massive Fehlinvestitionen im Ausland) und **Repower** sind geringer.
- Mit 19 800 MW (ca. 30 TWh/a oder der Hälfte des CH-Stromverbrauchs) ist Axpo die führende Vermarkterin von erneuerbaren Energien in Europa. Von den Fachmagazinen „Risk.net“ und „Energy Risk“ ist die Axpo das weltbeste Energiehandelsunternehmen ausgezeichnet worden: **Ein klassischer Insiderblick wie die jüngsten Ereignisse zeigen.**

Fazit:

- Die Schweizer Stromwirtschaft ist im Ausland sehr aktiv und mehrheitlich erfolgreich.
- Für die CH-Stromkonzerne stimmen die CH-Rahmenbedingungen nicht:
 - Markt bringt keine langfristigen Preissignale für Investitionsanreize
 - Regulatorische Hindernisse verhindern den Ausbau Erneuerbarer in CH (Raumplanungsgesetz, ökologische Auflagen, Landschaftsschutz etc.)
- Die Eigentümer der CH-Stromkonzerne (v.a. Kantone/Gemeinden) erteilen keine entsprechenden Aufträge, um die Investitionsdefizite in der Schweiz zu korrigieren.
- Es fehlt eine Eigentümerstrategie mit klaren Aufträgen, Funktionsweise etc.



4.7 CH-Strommarkt aktuell: Teilliberalisiert. Kunden ab 100 MWh/a sind «frei». Unter 100 MWh/a gebunden

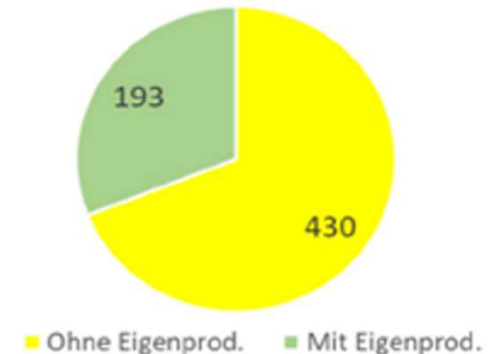
99% der Endverbraucherinnen und Endverbraucher beziehen unter 100 MWh. Sie können den Stromlieferanten bzw. Energieversorger nicht frei wählen. Sie beziehen die Hälfte des gesamten Stromkonsums (60 TWh) oder 30 TWh/a. Nur ein Teil der gefangenen Kunden kann von der Eigenproduktion ihres Versorgers profitieren (10 TWh), d.h. dass sie Anrecht auf die Verrechnung auf der effektiven Gestehungskosten haben (KostPlus-Prinzip). Weitere Kunden in der Grundversorgung haben Stromversorger, die den Strom auf dem Markt beschaffen müssen (20 TWh).

1 Prozent der Stromgrosskonsumenten mit einem Bezug von über 100 MWh können den Stromlieferanten frei wählen. Sie beziehen 30 TWh. Der Strom dieser Lieferanten gilt als Prinzip auf dem freien Markt beschafft, auch wenn er aus eigener Produktion zu tiefen Kosten besteht. Es werden also 5/6 der gelieferten Energiemenge bereits heute am Markt – das heisst zu Marktpreisen - beschafft. Dabei können für die Beschaffung und Lieferung Verträge abgeschlossen die von sehr kurzer Dauer (z.B. 3 Monate) sind, aber auch bis zu 6 Jahren dauern können. Mit kurzfristigen Verträgen wirken sich die Preisschwankungen der Strombörse unmittelbar aus. Mit längerfristigen Verträgen kann sich ein Strombezüger bzw. Lieferant gegen Strompreisschwankungen während der Vertragsdauer absichern. Über die Verträge besteht keine Transparenz. 70 % der Netzbetreiber haben keine Eigenproduktion und 91% haben keine bzw. maximal 20 % Eigenproduktion.

Mit Art. 6 StromVG sollen in der Grundversorgung angemessene Preise garantiert werden. Im Laufe des Herbstes wird sich zeigen, wie die ElCom bei den gefangenen Kunden die Preiskontrollen umsetzt.



Anzahl VNB mit/ohne Eigenproduktion



1) Basis der Berechnung: BFE, Faktenblatt 2 – Der Schweizer Strommarkt 2018

2) In der vom Bundesrat vorgesehenen StromVG-Revision soll auch nach der Marktöffnung weiter der Netzbetreiber für die sog. Grundversorgung (GV) verantwortlich sein. Dies lässt sich nicht mit einer effektiven Entflechtung des Netzbetriebs vereinbaren und wäre auch nicht mit EU-Regelungen konform. Sinnvollerweise sollte formell ein Energieversorger für die GV verantwortlich sein – etwa in Anlehnung an Regelungen in DE.

4.8 Auswirkungen des teilliberalisierten Strommarktes bei den steigenden Strompreisen ab 2022.

In den letzten Jahrzehnten wurde davon ausgegangen, dass der Strompreis laufend sinkt. Mit mehr Markt und Wettbewerb sollte das ausgenutzt und im Prinzip allen Konsumenten zugute kommen. Bis 2021 hat dies auch funktioniert. Die Grosskunden im freien Markt profitierten von tiefen Strompreisen von ca. 4 Rp./kWh. Inzwischen ist ein dramatischer Anstieg der Strompreise auf den Strombörsen im Gang: Siehe Grafik rechts unten. Am 23.8.2022 sind die Strompreise auf über 60 Rp./kWh gestiegen. In Frankreich mit dem maroden Atompark stiegen die Preise teilweise über 3 Euro pro kWh, was eine enorme Belastung für den Staat bedeutet mit der Übernahme der EdF und gleichzeitig der massiven Vergünstigung der Endkundenpreise.

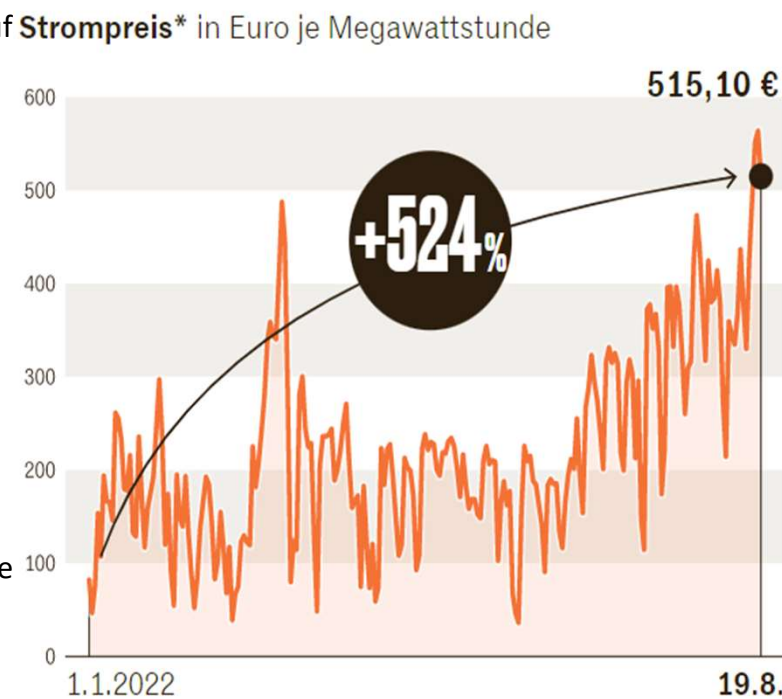
Wie wirken sich die hohen Strompreise seit Ende 2021 aus?

- Erstens: Die gefangenen Konsumenten, die einen Stromlieferanten mit eigener Produktion haben, werden praktisch keine Strompreiserhöhung erfahren. Diese Lieferanten sind verpflichtet, ihre Konsumenten zu den bestehenden Stromgestehungskosten (Prinzip KostPlus) zu beliefern. Gemäss vorgehender Folie betrifft dies nur 10 TWh/a oder rund ein Sechstel des Stromkonsums.
- Zweitens: Gebundene Kunden oder freie Kunden mit Lieferanten ohne Eigenproduktion und/oder Einkauf auf dem freien Markt ohne mittel-, längerfristige vertragliche Absicherungen: Die Stromlieferanten müssen aus rein wirtschaftlichen Gründen die Preiserhöhungen, die sich an der Strombörse bilden, weiter geben. Bei Preiserhöhungen von 20 Rp./kWh an der Strombörse und 4'000 kWh Strombezug macht dies 800.- Franken aus.

Für die Stromproduzenten bieten die höheren Strompreise Verlust- und Gewinn-Chancen:

- Bei Stromlieferverträgen zu tiefen Preisen - ohne bzw. mit geringer eigener Produktion – müssen Strommengen auf dem freien Markt zu höheren Preisen beschafft werden, um die Lieferverträge einzuhalten. Es würden sich erhebliche Defizite einstellen, wenn die höheren Strompreise nicht überwältigt werden können.
- Stromproduzenten ohne gebundene Kunden und ohne freie Kunden mit Lieferverträgen, können ihre Stromproduktion (die keine höheren Kosten aufweist) zu den neuen, höheren Marktpreisen verkaufen. Würde dies auf 30 TWh (Hälfte der CH-Stromproduktion) zutreffen und es wird mit einer Strompreiserhöhung von 20 Rp./kWh auf dem freien Markt – das heisst ein Anstieg von zum Beispiel 4 auf 24 Rp./kWh - gerechnet, so würde ein Zusatzgewinn von zusätzlich 6 Milliarden Franken pro Jahr anfallen. Da die Lieferverträge ein wohl gehütetes Geheimnis der Stromproduzenten sind, ist zur Zeit eine Abschätzung der effektiven Preiserhöhungen nicht möglich. Umfragen der ElCom und des VSE haben ergeben, dass mit durchschnittlichen Preiserhöhungen von rund 800.- für einen Haushalt zu rechnen sei.
- Bekanntlich mussten die Stromhändler ihre Positionen mit höheren Sicherheiten (Liquiditätsnachweise) hinterlegen, was rasch nach staatlichen Massnahmen mit einer entsprechenden Rückversicherung in Milliardenhöhe rief (sogenannter Rettungsschirm).

Rasant steigender Strompreis



HANDELSBLATT

*Baseload ⁴⁸ • Quelle: Epex Spot

4.8 Auswirkungen des teilliberalisierten Strommarktes bei den steigenden Strompreisen ab 2022. ff

Preiskontrollen der ElCom?:

- Im Prinzip sind nur die Grundversorger mit Stromversorgern mit eigener Stromproduktion gegenüber Preiserhöhungen voll geschützt. Bei ihnen werden die Stromgestehungskosten als Grundlage (KostPlus-Prinzip) für die Preiskontrollen beigezogen.
- Bei Grundversorgern mit Stromversorgern ohne Eigenproduktion spielt die Vertragsdauer für die Strombezüge eine entscheidende Rolle: Je kürzer die Vertragsdauer, desto rascher werden Preisanpassungen vorgenommen. Bei gesicherten Lieferungen über eine längere Zeit zögern sich die Preisanpassungen hinaus. Allenfalls kann sogar in einigen Jahren wiederum von tieferen Strommarktpreisen gerechnet werden. Für die Preiskontrollen muss die ElCom Einblick in die Verträge erhalten.
- Für die Kunden im freien Markt findet keine Preiskontrolle statt.

Stromproduzenten ohne gebundene Kunden: Was passiert mit den Zusatzgewinnen bzw. den Windfall-Profiten?

- Wie werden sich die Stromproduzenten ohne gebundene Kunden verhalten? Werden sie – als Service Public – Gnade walten lassen, d.h. auf mögliche Gewinne verzichtet? Wird nur ein Teil der möglichen Preiserhöhungen weiter gegeben? Wem kommen die Zusatzgewinne zugute? Kader/Mitarbeiterinnen? VR? Den Aktionären/Eigentümerschaften, d.h. grösstenteils der öffentlichen Hand? Investitionen zugunsten Energieeffizienz und erneuerbarer Energien? Schaltet sich der Preisüberwacher ein? Zur Zeit können bereits erkleckliche Gewinnsteigerungen bei den Stromkonzernen mit grossen Produktionsanlagen ohne bzw. mit wenigen gebundenen Kunden (z.B. Axpo) festgestellt werden.

Zur Beseitigung bzw. Dämpfung der Windfall-Profite werden diverse Vorschläge diskutiert:

- Preiskontrolle der Strompreise auf dem internationalen Markt: Eher unrealistisch
- Zusatzbesteuerung der Windfall-Profite: Dauert recht lange. Wenn effektiv höhere Gewinne ausgewiesen werden, dann fallen verzögert auch höhere Steuern an.
- Erstaunlich ist, dass keine kooperativen Lösungen diskutiert werden: z.B. Die Eigner Kantone mit ihren Kantonswerken erhalten von der Axpo gewisse Vorzugstarife.

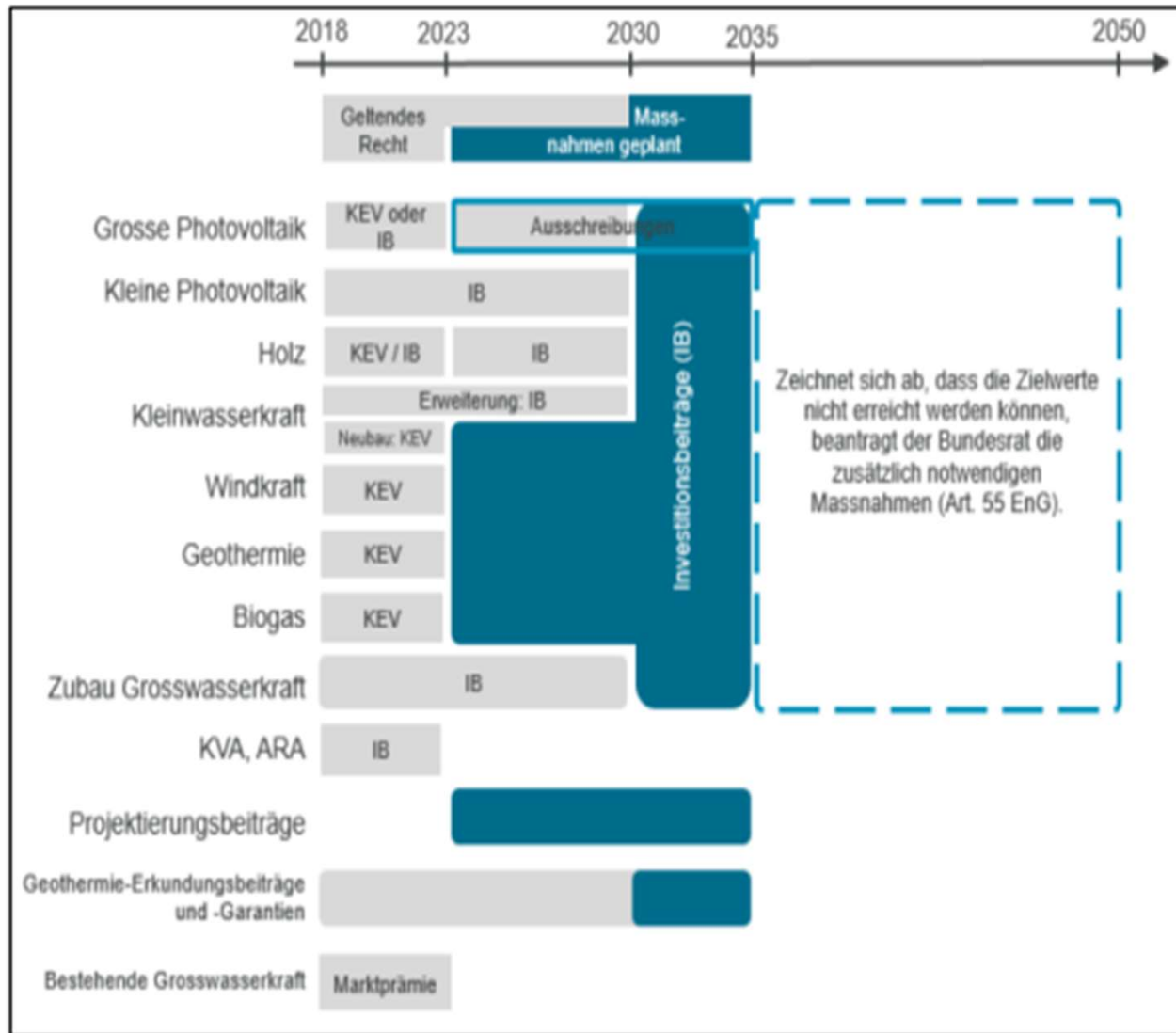
In jedem Fall sind die Gewinnaussichten der Stromproduzenten von hoher Brisanz. Es wird bei einem grossen Teil der Grundversorger – teilweise verzögert – und allen freien Kunden zu bedeutenden Strom-Preiserhöhungen kommen. Neben den Strompreiserhöhungen kommen jene der fossilen Energieträger hinzu, wo die Erdölkonzerne hunderte von Milliarden Zusatzgewinne realisieren.

Die Situation zeigt die Thematik der asymmetrischen Informations- und Machtverteilung in einem «Markt-System» mit ungleich langen Spiessen auf:

- Bei tiefen Marktpreisen wurden die Wasserkraftproduzenten umgehend mit ertragssichernden Marktprämien bedacht.
- Bei den höheren Risiken mit zusätzlicher Absicherung aufgrund der höheren Strompreise wurde sehr rasch von einem Rettungsschirm von insgesamt 10 Milliarden gesprochen.
- Wo sind die Anwältinnen, die sich den kleinen Kunden annehmen?

5. Strommarktdesign – Fördermassnahmen zugunsten von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz

5.1 Umstellung und Ausbau der Förderung zugunsten des Zubaus erneuerbare Energien



Übersicht Förderinstrumente heute (grau) und zukünftig «blau». Quelle Mantelerlass

- Die Grafik links zeigt «grau» das bestehende Förderregime wie es bis Ende 2023 gelten sollte. «Blau» zeigt das im Prinzip geplante Förderinstrumentarium gemäss Mantelerlass, der sich bei der UREK-S seit 14 Monaten in Beratung findet.
- Grundsätzlich ist eine Abkehr von der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) zu einem System der Investitionsbeiträge geplant.
- Mit der Annahme und Umsetzung der Parlamentarischen Initiative Girod wird über eine Verordnung die Umstellung bereits auf den 1.1.2023 eingeführt.
- Der definitive Verordnungsentwurf ist noch nicht bekannt.

5.1 Umstellung und Ausbau der Förderung zugunsten des Zubaus erneuerbare Energien ff.

Gemäss Botschaft zur «Energieförderungsverordnung (EnFV) ist ein Ausbau der Förderung vorgesehen (Umsetzung Parlamentarische Initiative Girod):

- Grosse Photovoltaik-Anlagen ohne Eigenverbrauch können **höhere Einmalvergütungen (EIV) bis zu 60% der Investitionskosten** erhalten. Ab einer Leistung von 150 kW werden Auktionen durchgeführt.
- Für kleinere PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch werden **fixe EIV von 450 Franken pro kW** gesprochen.
- Es werden zusätzliche **Anreize für mehr Winterstrom** geschaffen (Neigungswinkel mindestens 75 Grad).
- Neue **Wasserkraftanlagen** mit einer Leistung ab 1 MW (bisher ab 10 MW) erhalten neu Investitionsbeitrag.
- **Biogasanlagen erhalten 60%** der anrechenbaren Investitionskosten. Neu gibt es auch **Betriebskostenbeitrag**.
- **Windenergieanlagen** grösser als 2 MW erhalten neu einen Beitragssatz von 60% der anrechenbaren Investitionskosten.

In der **Energieverordnung (EnV)** werden die Vorschriften für den Eigenverbrauch und für Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) vereinfacht.

Kommentar:

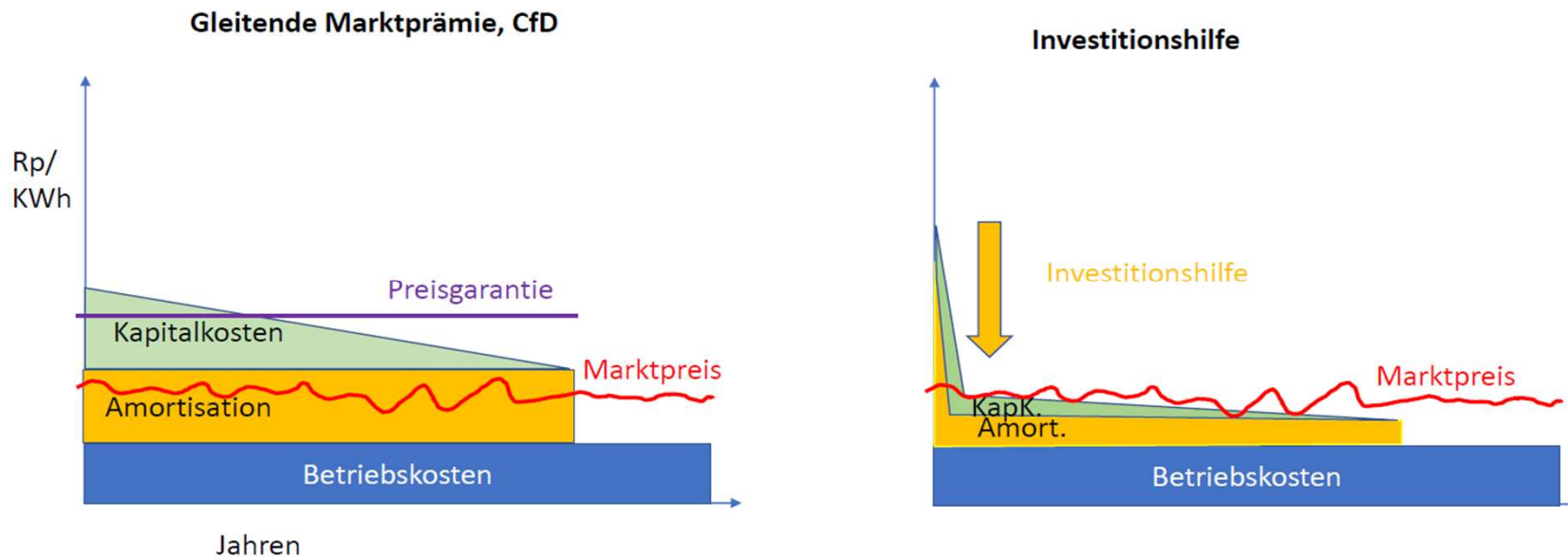
- Der Ausbau der Förderung ist in relativ kurzer Zeit realisiert worden. Der massive politische Druck für mehr Erneuerbare Energie hat dazu beigetragen. Der Grundsatzentscheid wurde von allen Parteien getragen, inkl. SVP. Dabei wird auf die Förderung mittels Investitionsbeiträgen gesetzt. Eine Alternative mittels Marktprämien bleibt als Thema offen und wird im Rahmen des Mantelerlasses diskutiert. Siehe Diskussion folgende Folien.
- Es werden hohe Förderbeiträge ohne fundierte Erwägungen vorgesehen. Im Prinzip müsste etwa eine technologieneutrale Förderung angegangen werden, die sich am Energieertrag der installierten Leistung zur verbesserten Energieversorgung misst: Die Volllaststunden, Lebensdauer und ein Bonus für die Höhe der Winterproduktion müssten damit als Grundlage dienen. Jede Interessengruppe versucht für ihre Anlagen möglichst viel herauszuholen.
- Es liegen keine Abschätzungen der Rentabilität der Förderung ohne/mit Beiträgen – und den weiteren Förderungen im Rahmen Eigenverbrauch, Rückliefertarife und Steuervergünstigungen – vor. Es ist zu vermuten, dass viele Anlagen gefördert, die bei den herrschenden Energiepreisen zu hohen Renditen bzw. Mitnahmeeffekten führen.
- Die Mittel werden vorderhand aus dem Netzzuschlagsfonds (Einnahmen 2.3 Rp./kWh/a, Ertrag ca. 1.35 Mrd./). Es liegen keinerlei offiziellen Berechnungen vor, inwiefern die Mittel mit der neuen Förderung ausreichend sein werden. Wie lange reichen die Mittel? Muss plötzlich eine Förderstopp oder eine Mittelaufstockung vorgenommen werden. Es ist nicht von der Hand zu weisen, dass eine unerwünschte Stopp an Go-Politik droht.
- Es ist völlig unklar, auf welche Ausbauziele die Förderung ausgerichtet ist. Wie bereits gezeigt wurde, werden die geltenden Ausbauziele von 11.4 TWh vermutlich längst übertreffen. Von einer – dringend notwendigen – geplanten Politik mit klaren, vielen höheren Ausbauzielen (Insgesamt 40 TWh, PV 35 TWh, Wind 3 TWh, Wasserkraft 2 TWh bis 2035) kann nicht gesprochen werden.
- Die laufende, aber auch notwendige Energiewende muss dringend auf neue transparente Grundlagen abgestützt werden. Die Energieperspektiven müssen neu – mit einem viel breiteren Spektrum an Varianten - aufgegleist werden. Gleichzeitig ist die Förderung kritisch zu hinterfragen. Ist sie tatsächlich zielführend? Könnte mit einem anderen Einsatz der Mittel nicht mehr herausgeholt werden, zum Beispiel – wie wir im folgenden diskutieren – mit Marktprämien? Wie verhält es sich mit weiteren direkten und indirekten Förderungen wie die Substitution des Strombezug durch Eigenproduktion? Welche Rolle spielen die Rückliefertarife und die Steuervergünstigungen? Eine systematische Zubaustrategie der erneuerbaren Energien kommt an einer umfassenden Betrachtung der Förderung mit allen Kosten und Nutzen nicht herum.

5.2 Wahl des Förderinstrumentariums: Investitionsbeiträge vs. Marktprämien (Preisgarantie) zur Förderung von erneuerbaren Energien?

Der Mantelerlass (in Beratung UREK SR seit 14 Monaten) schlägt die Weiterführung der Investitionsbeiträge vor. Gleichzeitig wird – von einem Teil der Energieszene (AEE, Swissolar, Axpo, energie-wende-ja etc., dagegen SwissCleanTech, BKW etc.) - die Einführung von Marktprämien verlangt. Welche Unterschiede bestehen? Mit welchem Instrument kann die Förderung optimiert werden? Für wen entstehen welche Vor- und Nachteile? Die beiden Grafiken (Quelle: Nordmann R.) unten zeigen, die Unterschiede im Vorgehen:

Im Fall der gleitenden Marktprämie – bei schwankenden Marktpreisen für den Absatz der Energie – erhalten die Produzenten einen garantierten Preis. Die Preisgarantie soll die Betriebskosten und die Kapitalkosten, das heisst die Zinskosten, und Amortisation decken. Liegt der Marktpreis unter der Preisgarantie so wird die Differenz in der Regel entschädigt, das heisst eine Marktprämie ausgerichtet. Bei einem Marktpreis muss die positive Differenz an die Förderstelle bezahlt werden. Die Marktprämie wird in der Regel über die ganze Lebensdauer einer Anlage vereinbart. Die Investitionshilfe wird einmalig bei einer Projektrealisierung ausbezahlt. Die Investitionskosten, das heisst die diskontierten Kapital- und Amortisationskosten, werden reduziert.

Ziel: Amortisation und Verzinsung erlauben



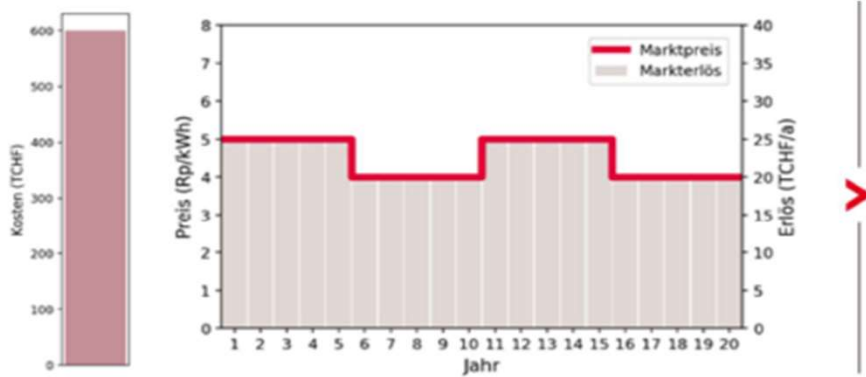
Ab 750 KW: Gleitende Marktprämie und Investition durch kompetitive Ausschreibungen

5.3 Förderung: Investitionsbeiträge vs. Marktprämien: Ohne Unsicherheiten und Transparenz kein Unterschied

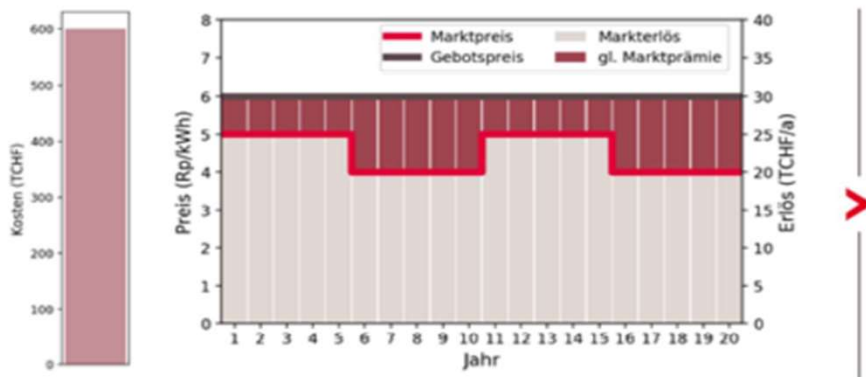
Beispiel einer mikroökonomischen Debatte – quasi mit neoliberalen Annahmen - für die Analyse und Optimierung von Massnahmen

„In einer Welt ohne Unsicherheit: Die linken beiden Balken zeigen die hypothetischen Kosten einer 500 kW PV-Anlage von 600 TCHF. Die mittleren beiden Grafiken zeigen in Rot einen vereinfachten Preisverlauf über 20 Jahre. Basierend auf diesem Preisverlauf ergeben sich Markterlöse von rund 450 TCHF. Im Falle eines Investitionsbeitrags benötigt der Investor eine Einmalzahlung in Höhe der Differenz zwischen Markterlös und seinen Kosten, also 150 TCHF. Im Falle einer gleitenden Marktprämie, benötigt der Investor entsprechend einen Mindesterloß von 6 Rp/kWh um seinen Kosten zu decken. Dieser Mindesterloß stellt seinen Gebotspreis dar. Die tatsächlichen Förderzahlungen ergeben sich als Differenz zwischen dem Gebotspreis und den jeweiligen Marktpreisen (sofern diese tiefer ausfallen). Der Investor würde mit dem vorliegenden Preisverlauf insgesamt 150 TCHF an Förderung erhalten, also gleichviel wie beim Investitionsbeitrag. In einer idealen Welt ohne Unsicherheiten führen beide Instrumente also zugleich hohen Förderzahlungen, obwohl die Investitionsbeiträge bei den Kosten und die Marktprämie bei den Erlösen ansetzt.“ Quelle: Axpo. 18. Juni, 2020.

In einer Welt ohne Unsicherheit führen beide Instrumente zu denselben Förderzahlungen....



Der **Investitionsbeitrag** deckt die Differenz zwischen den Kosten und den erwarteten Markterlösen.




Die **gleitende Marktprämie** stützt die realisierten Erlöse zur Deckung der Kosten. Die Summe der gleitenden Marktprämien entspricht der Höhe des einmaligen Investitionsbeitrags.

5.4 Förderung: Investitionsbeiträge vs. Marktprämien – Das mikroökonomische Modell führt zu Patt-Situation

Politische Abwägung nötig: Da wir nicht in einer Welt der vollen Voraussicht und Transparenz leben, werden politische Abwägung nötig. Die Axpo hat anhand von vier Kriterien (linke Spalte) eine Abwägung vorgenommen. Tabelle unten. Quelle: Axpo, 2020.

Gleitende Marktprämien oder Investitionsbeiträge?

	Gleitende Marktprämien	Investitionsbeiträge
	<ul style="list-style-type: none"> • Beitrag für tatsächlich produzierten Strom (Rp./kWh) • Förderzahlung entspricht Differenz zwischen Gebots- und Marktpreis • Ex-post Förderung 	<ul style="list-style-type: none"> • Beitrag für mögliche Leistung (CHF/kW) • Einmaliger, grösserer Beitrag an die Investitionskosten • Ex-ante Förderung
Fördereffizienz	<ul style="list-style-type: none"> • Risikoteilung zwischen Investor und Staat erhöht Zubau pro CHF Förderung • Förderzahlungen sind von realen Marktbedingungen abhängig • Anreize zum optimalen Kraftwerkseinsatz (Direktvermarktung) 	<ul style="list-style-type: none"> • Investor trägt voll Marktrisiken und preist eine Risikoprämie ein • Förderzahlungen sind von hypothetischen Marktpreisen abhängig • Anreize zum optimalen Kraftwerkseinsatz
Versorgungssicherheit	<ul style="list-style-type: none"> • Beanreizung Winterproduktion durch saisonale Abstufung  	<ul style="list-style-type: none"> • Keine direkte Beanreizung Winterproduktion möglich
Belastung Endkunden	<ul style="list-style-type: none"> • Absolut: Hängt vom Fördervolumen ab • Relativ: für denselben Förderbeitrag gibt es mehr Ausbau als mit Investitionsbeiträgen • Stabilisierung durch gegenläufige Entwicklung von Förderzahlungen und Grosshandelspreisen 	<ul style="list-style-type: none"> • Absolut: Hängt vom Fördervolumen ab • Relativ: für denselben Förderbeitrag gibt es weniger Ausbau als mit gleitender Marktprämie
Finanzielle Verpflichtung	<ul style="list-style-type: none"> • Kontinuierliche, kleine Förderbeiträge • Verpflichtungen für 15-25 Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> • Verschuldungspotential durch unmittelbar anfallende hohe Förderzahlung • Keine langandauernde Verpflichtung

5.5 Gesamtkosten der Förderung: Weitere Elemente sind zu berücksichtigen

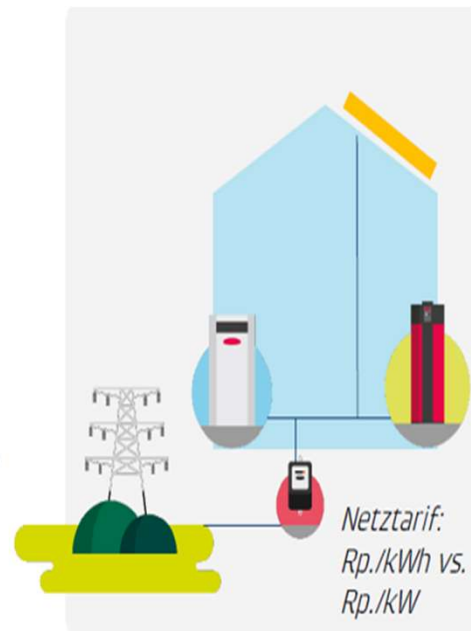
Die Förderung der Erneuerbaren Energien kennt – neben den dargestellten – Förderbeiträgen weitere Elemente von direkten und indirekten Unterstützungen:

- Der Eigenstromproduzent substituiert die Stromlieferung durch die selber produzierte Energie. Er muss keinen Strompreis, keine Netzgebühren noch Abgaben bezahlen. Der produzierte Strom kann zu vollen Stromtarif verrechnet werden. Dem Energieversorger werden die Netzkosten nur noch zum Teil entschädigt, obwohl die gesamten Netzkosten weiterhin voll anfallen. Sie müssen von den verbleibenden Stromkonsumenten übernommen werden. Im Mantelerlass wird daher der Rahmen für eine neue Tarifierung der Netzkosten geschaffen, welche die Anlastung der Netzkosten kostengerechter erlauben soll. Die energy-only-Tarifierung (Rp./kWh) soll mit einer Leistungstarifierung (Rp./kW) ergänzt werden. Solarinteressierte Kreise laufen dagegen Sturm: Bei tieferen Arbeitspreisen und höheren Leistungstarifen schmälert sich der finanzielle Ertrag von PV-Anlagen im Eigenverbrauch - mindestens solange die Einspeisetarife nicht kostendeckend sind. Wem soll die Politik zustimmen? Die öffentliche Hand erhält von den Eigenstromproduzenten weniger Abgaben. Die Fördermittel müssen von den verbleibenden Kunden übernommen werden.
- Regelungen der Rücklieferatarife: Die Höhe der Rücklieferatarife ist ein weiteres entscheidendes Element für die Rentabilität einer PV-Anlage. Zur Zeit werden im Durchschnitt ca. 10 Rp./kWh von den Energieversorgern bezahlt. Teilweise werden aufgrund der höheren Strommarktpreise die Rücklieferatarife deutlich nach oben angepasst. Für die Zukunft ist es unabdingbar, dass für einen forcierten Ausbau der Erneuerbaren Energie die Rücklieferatarife klarer geregelt werden. Insbesondere müssen die zum Teil grossen regionalen Unterschiede abgebaut werden. Bei einer weiteren Strommarktöffnung muss ohnehin eine zentrale Regelung für die Rücklieferatarife eingeführt werden.

Netze als Lastesel der Energiewende?

- Produzent mit Eigenverbrauch profitiert von tieferen Netznutzungsgebühren und Abgaben
- Quersubventionierung durch Netznutzer *ohne* eigene PV-Anlage (v.a. Mieter)

- > *Verursachergerechte Netztarife nötig*
- > *Verursachergerecht bedeutet: Netztarife auf Basis der Anschlussleistung statt Energiebezug*



Fazit

- Es führt kein Weg an einer Vollkostenrechnung und einer Diskussion der fairen, zweckmässigen Nutzen- Kostenverteilung durch kostengerechte Tarifierung vorbei.
- Die Förderinstrumente sollten keine Fehlanreize schaffen, was aber bei der aktuellen Förderung mit der Eigenverbrauchslösung der Fall ist. Es sei denn, die Finanzierung der Förderung mittels Eigenverbrauchslösung durch die Gesamtheit der Netznutzenden sei steuerpolitisch gewollt, um die daraus resultierenden Lasten zu verstecken.

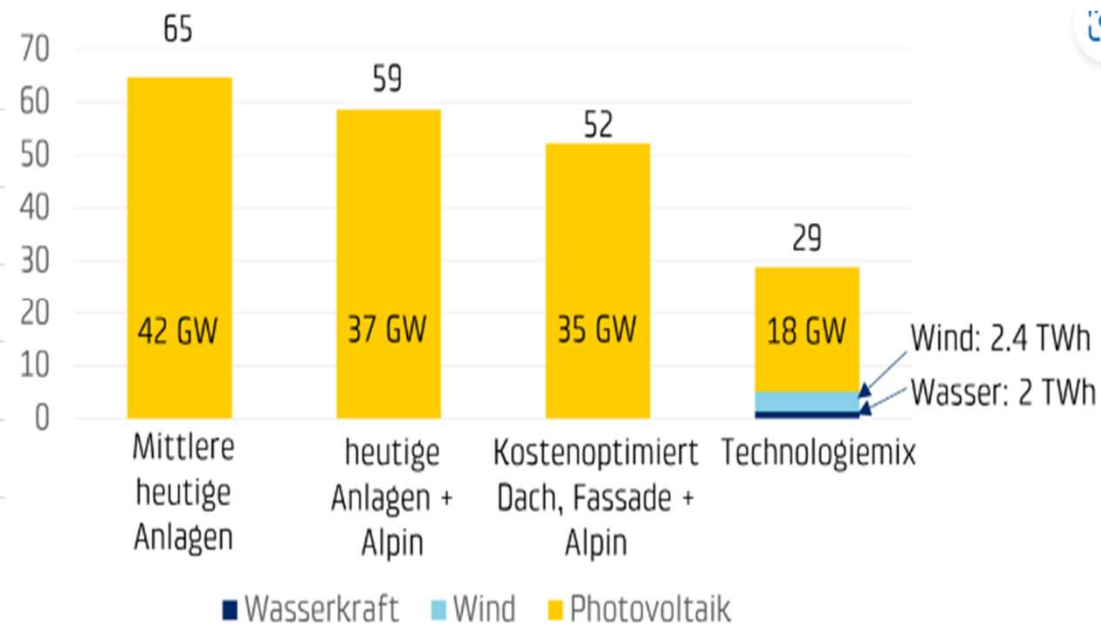
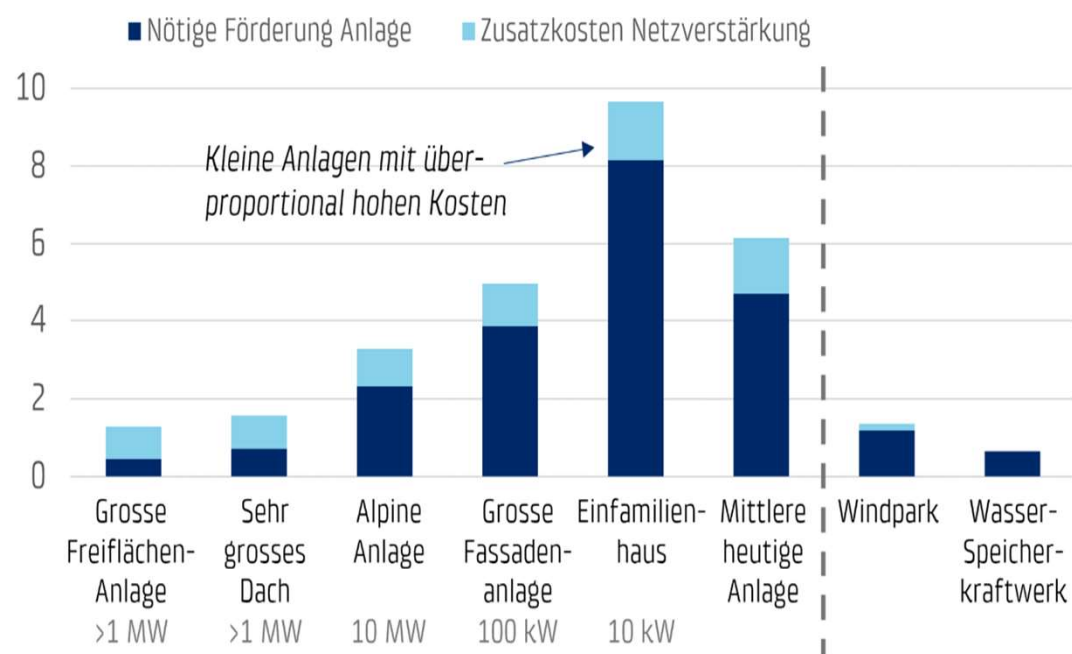
Quelle Folie unten BKW.

5.6 Vollkostenrechnung inkl. Netzkosten für 10 TWh/a zusätzlichen Winterstrom. Quelle BKW..

„Mit optimiertem Technologiemit lassen sich Milliarden sparen

Würde die Schweiz eine zusätzliche Winterstromproduktion von 10 TWh nur mit den heute üblichen PV-Anlagen (mehrheitlich Dachanlagen) zubauen, fielen langfristig zusätzliche Kosten von schätzungsweise 65 Milliarden Franken an, die nicht vom Markt gedeckt werden (Grafik 6). Eine Nutzung des alpinen Potenzials im Umfang von 150 bis 250 Anlagen könnte diese Kosten bereits um mehrere Milliarden Franken senken. Zusätzlich könnten Kosten gespart werden, wenn konsequent zunächst das Potenzial der günstigen Grossanlagen genutzt würde, sowohl auf Dächern als auch bei Fassaden. Doch auch in diesem Szenario fallen Gemeinkosten in der Grössenordnung von 52 Milliarden Franken an (siehe [Swissolar: Detailanalyse Solarpotential Schweiz](#)).

Deutlich günstiger wird es mit einem kostenoptimierten erneuerbaren Technologiemit: Unterstellt man die Realisierung aller Wasserkraftprojekte aus dem vom [Bundesrat organisierten Runden Tisch](#) sowie rund 500 Windanlagen, so kommt die BKW auf Gesamtkosten von schätzungsweise 29 Milliarden Franken für 10 TWh Winterstrom.“



Grafik 6: Gemeinkosten für 10 TWh zusätzlichen Winterstrom [Mrd. CHF]

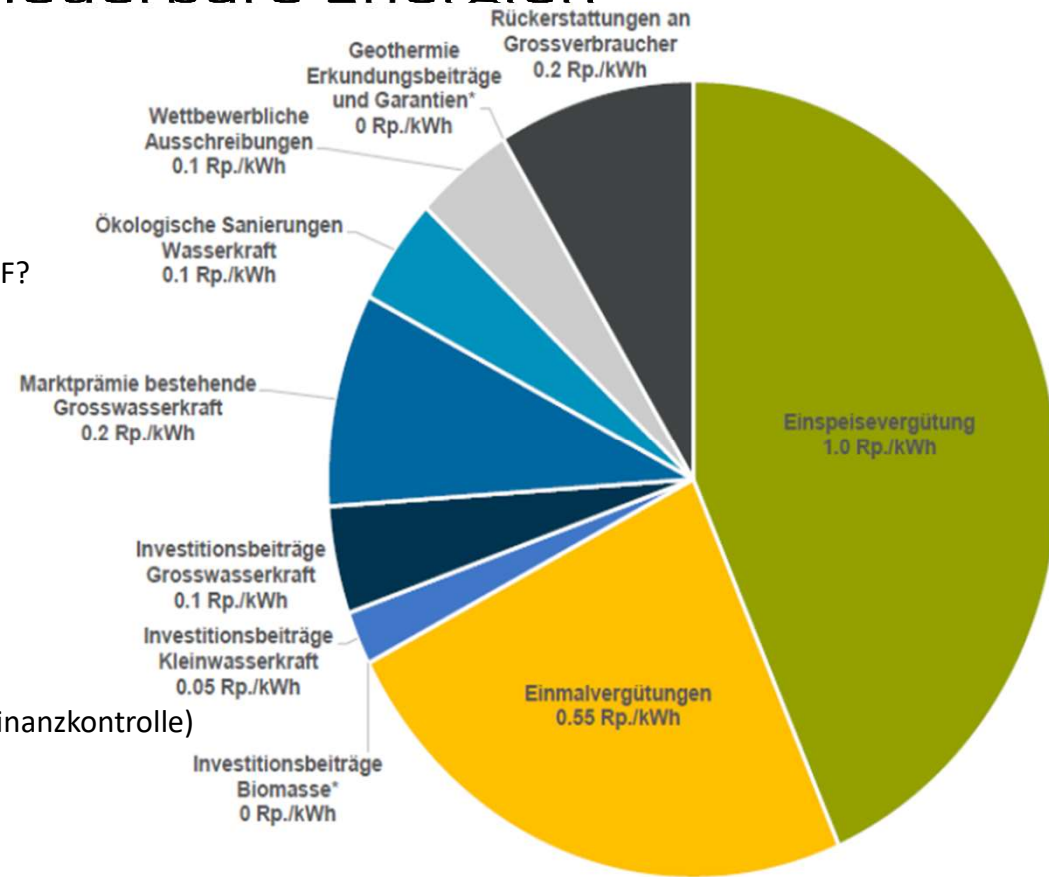
Grafik 5: Die Gemeinkosten verschiedener PV-Anlagen im Vergleich zum produzierten Winterstrom [Mrd. CHF pro TWh Winterstrom]

5.7 Vorhandene Fördermittel für erneuerbare Energien

Total Einnahmen 2020 von Netzzuschlag 2.3 Rp./kWh: 1.38 Mrd. CHF

Läuft bis 2030: Einnahmen 2022-2030 total ca. 11 Mrd. CHF

- Ca. 40% zweckgebunden für **Einspeisevergütungen** oder ca. **550 Mio. CHF**
Aber: Je höher die Grosshandelspreise desto geringer die Ausgaben für die Förderung.
 - Es ist mit massiven Minderausgaben zu rechnen: Noch 150 statt 550 Mio. CHF?
 - Bis 2035/40 gegen Null strebend.
- Ca. 0.2 Rp./kWh bzw. 120 Mio. CHF/a für **Befreiung Netzzuschlag «Grossverbraucher»:**
 - Fragwürdige Erweiterung der Anzahl Berechtigter
- **Einmalvergütungen:** 0.55 Rp./kWh, 330 Mio./a
- **Wasserkraft:** 0.45 Rp./kWh oder 270 Mio. CHF/a
 - Marktprämie Grosswasserkraft: 0.2 Rp./kWh.
 - Z.Zt. keine Marktprämien (120 Mio./a) nötig, da hohe Strompreise
 - Frage Rückerstattung: Strommarktpreis minus Marktprämie (Schreiben Finanzkontrolle)
- Reserve Fonds 1.1.2022: 1.65 Mrd. CHF. 1 Rp./kWh Preiserhöhung Strombörse bringt 40 Mio. CHF mehr Mittel. Bei Plus 20 Rp./kWh 800 Mio. CHF.



Kommentar/Fazit:

- Stand Fonds ist nicht transparent. Entwicklung in den kommenden Jahren offen. Es liegen keine Analysen – z.B. neues Förderregime - vor.
- Ab ca. 2025/26 können Strommarktpreise wieder sinken. Entwicklung ungewiss: Spekulation.
- Bei einer zentralen Regelung der Rücklieferatarife müsste der Zweck des Fonds geprüft werden.

5.8 Engpass Winterstrom: Speicherreserven durch Bund mit Wasserkraft gewährleisten.

Technologieoffener formulieren: «Energiereserve» statt «Speicherreserve». Keine Einschränkung auf «Speicherkraftwerke». Auch KVA, WKK-Anlagen, Power to Gas, und der Verbrauchssteuerung (DSM) anstreben

Wieso nicht generell? Z.B WKK.

bei der Wasserkraft ist es aber eine Speicherreserve. Ich würde eher verlangen, dass daneben andere «Produktionsreserven» entwickelt werden sollen (KVA, etc.)

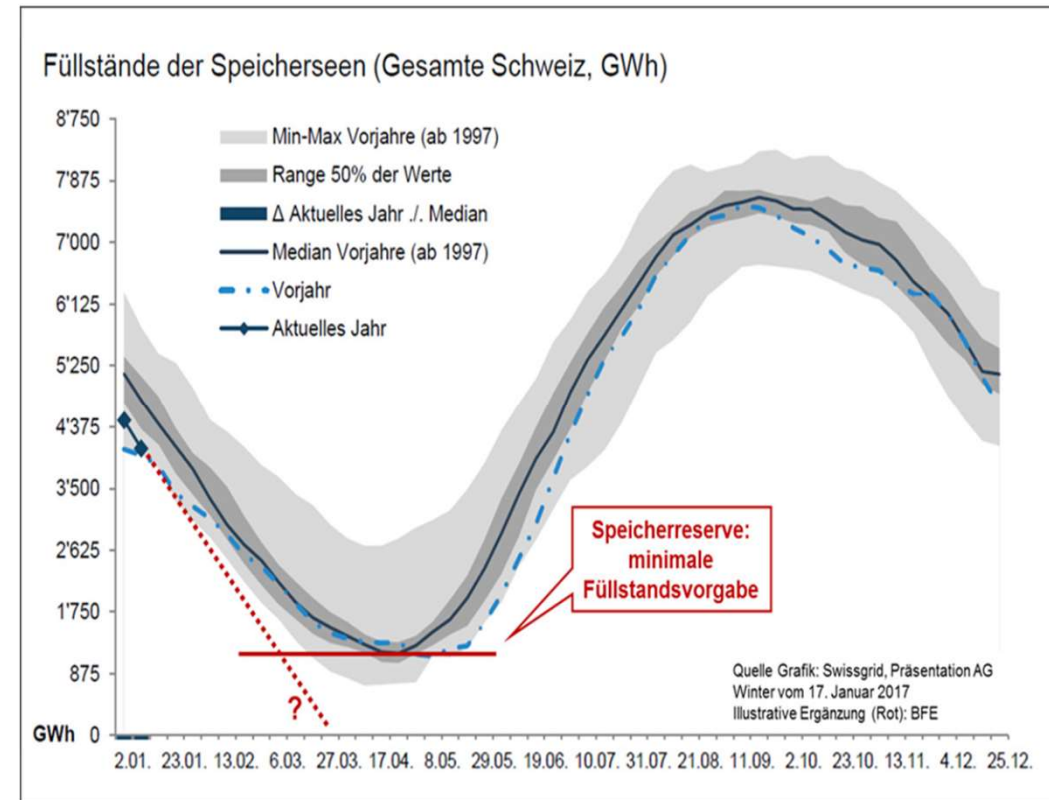
Illustration am Beispiel der Speicherfüllstände

- Speicherreserve garantiert insbesondere auch Ende Winter eine Absicherung mit einheimischer Energie
- Im Sinne einer Versicherung kann Reserve nur *aktiv* und *nicht schlafend* vorgehalten werden
- Vorgehaltene Energiemenge orientiert sich am spezifischen Risikoprofil der Schweiz (Importmöglichkeiten, Saisonalität, Nachfrage und sicher verfügbare Bandproduktion, ...)

Vorschlag Mantelerlass: 2 Rp./kWh zur Realisierung von Speicherreserven.

Inzwischen ist eine Speicherreserve kurzfristig eingeführt worden. Die Kosten pro gespeicherte kWh betragen CHF 1.2.-.

Forderung: Technologieoffen für Angebot und Nachfrage realisieren.



6. Flankierende Massnahmen für den Zubau der erneuerbaren Energien

6.1 Flankierende Massnahmen für den Zubau der erneuerbaren Energien

- Abbau von **Planungs- Verfahrenshemmnissen** kurzfristig, mittelfristig:
 - Klagemauer einsetzen bei Verzögerungen: Systematische Auswertung Meldungen inkl. rechtlichen Anpassungen.
 - Setzen und Einhalten von Fristen
 - Image- und Prestigepflege zugunsten Solarenergie, Know-how, Informationen verbessern.
 - Die jüngst realisierte Revision der Raumplanungsverordnung geht wohl in die richtige Richtung, ist aber als neue Rahmenbedingung immer noch ungenügend.
 - Zudem sind die Beschlüsse des Ständerates zu erwähnen: Gemeinde kann über alpine Solaranlagen entscheiden.
- **Lieferketten: Rohstoff - Materialbeschaffung** – vor allem Wechselrichter/ Halbleiter
 - Gemeinsame Einkaufsstrategie durch Fachverbände mit Unterstützung Bund.
 - Verstärkte Anstrengungen zugunsten Solarindustrie in Europa und Schweiz.
 - Ausbau F&E, auf EU-Ebene CO₂-Grenzsteuer zur Verhinderung von Wettbewerbsnachteilen durch Klimapolitik

6.1 Flankierende Massnahmen für den Zubau der erneuerbaren Energien ff.

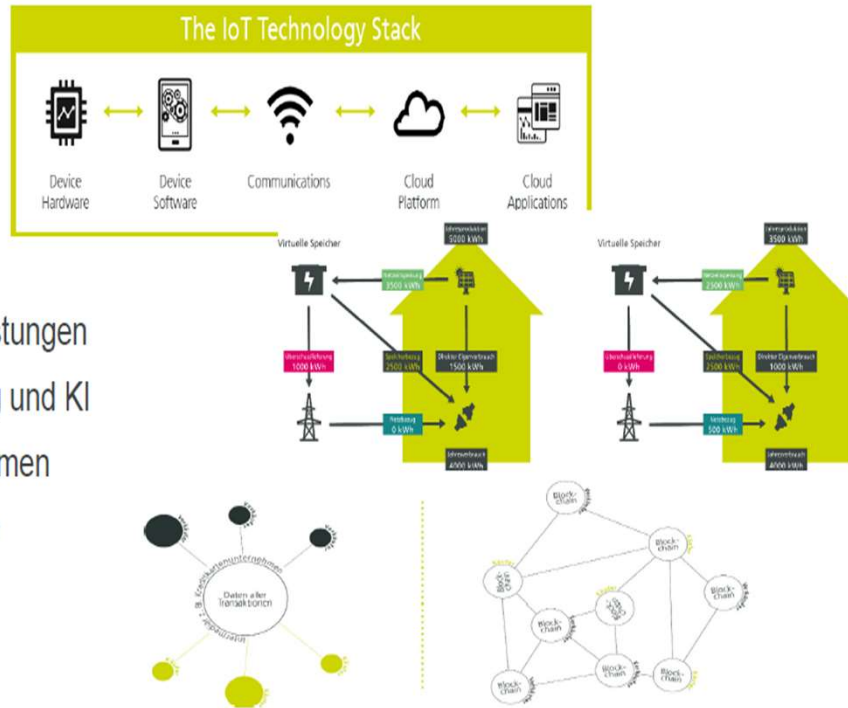
Arbeitskräfte beschaffen für Solar- und Haustechnikbranche

- Akademie Helion als Einschulungsstätte ist mit öffentlicher Unterstützung für alle zugänglich zu machen.
- Schaffen von weiteren Solar-Akademien gemäss Helion.
- Sofortmassnahmen: Kampagne für Umschulung, Einschulung
- Potentiale nutzen
 - Arbeitslose durch RAV besser integrieren?
 - Migranten engagieren?
 - Sonderkontingente Ausland?
- Regelung Arbeitszeiten, Lockerung Regelungen?
- Image-Pflege für Branche
- Klimajugend macht Praktikum in Solarbranche.

7. Volle Marktöffnung gemäss Mantelerlass Bundesrat?

7.1 Begründung vollständige Marktöffnung: Digitalisierung und Innovation

VOLLSTÄNDIGE MARKTÖFFNUNG DIGITALISIERUNG UND INNOVATION



- Big Data
- Digitale Dienstleistungen
- Machine Learning und KI
- Flexibilitätsplattformen
- Internet of Things
- Blockchain

Zur Begründung der vollständigen Strommarktliberalisierung werden vermehrte Digitalisierung und Innovation aufgeführt. Letztlich soll mehr Wettbewerb zu einer besseren, günstigeren Versorgung führen. Die jüngsten Erfahrungen dürften den Nutzen von weiteren Liberalisierungen in Frage stellen.

Kunden können eine Grundversorgung wählen, die einen beschränkten Schutz vor unbotmässigen Preissteigerungen (Windfall-Profiten) gewährleistet. Es ist offen, inwiefern dies effektiv funktioniert. Die Asymmetrien im Strommarkt sind gross, ein Ausgleich ist nicht einfach zu schaffen. Die vorliegenden Vorschläge dürften kaum überzeugen. Es wird den auch die Frage gestellt, ob der „Freie Markt“ im Energiebereich nicht ein Mythos sei. Alle umliegenden Länder nehmen (z.T. massive) Markteingriffe vor.

Die weitere Strommarktöffnung führt ohne klare Zubau-Politik und –Regulierungen für (erneuerbare) Produktionskapazitäten mit effektiven Massnahmen und einer angemessenen, transparenten Lastenverteilung kaum zur Realisierung der energiepolitischen Ausbauziele und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Über das Ausmass der zweckmässigen Regulierung (siehe z.B. Messwesen) bestehen zumindest geteilte Meinungen?

Schweizer Energieversorger sind zum Grossteil für Liberalisierung noch nicht aufgestellt (Unternehmen zumeist in öffentlichem Besitz, ungenügendes Unbundling, mangelnde Eignerstrategien).

Es ist ein kleines Wunder, dass die Kommission UREK Ständerat kürzlich wichtige Entscheide zum Strommarktdesign getroffen hat: Die weitere Strommarktöffnung wurde kurzum gestrichen.

7.2 «Schutz Kleinkonsumenten» < 100 MWh. Vorschlag Grundversorgung Revision Energiegesetz

• **Eräuterungen gemäss Botschaft Mantelerlass Art. 6 Grundversorgung**

- Kernstück der vollständigen Marktöffnung dar. Konzentration auf das Thema „Grundversorgungstarif“ (Netznutzungstarif wie in Art 14) behandelt) in Abgrenzung zu den „Elektrizitätspreisen des freien Marktes“.
- Lokale Netzbetreiber für Grundversorgung verantwortlich. In Praxis kann bei kleineren Betrieben diese Aufgabe von Dritten übernommen werden..
- Nach *Absatz 1* dürfen Kleinverbraucherinnen und -verbraucher (Jahresverbrauch < 100 MWh) wählen, ob sie ihre Elektrizität von einem Lieferanten freier Wahl oder in der Grundversorgung vom lokalen Verteilnetzbetreiber geliefert erhalten. Eine Rückkehr in die Grundversorgung steht offen.
- Neu – im Vergleich zum Energiegesetz - ist die in *Absatz 2* enthaltene Pflicht zum Angebot eines Standardprodukts: Nutzung von ausschliesslich inländischer erneuerbarer Energien. Verteilnetzbetreiber kann auch alternative Stromprodukte anbieten.
- Nach *Absatz 3 erster Satz* müssen sich die Grundversorgungstarife – so wie auch die Netznutzungstarife – am Bezugsprofil orientieren.
- Zitat: „Im **zweiten Satz** findet eine Abkehr von der bisherigen **Gestehungskostenregelung** statt: Das Erfordernis zur Erstellung einer Kostenträgerrechnung entfällt. Neu beurteilt sich die Angemessenheit der Grundversorgungstarife marktnah anhand der Preise, zu denen vergleichbare Elektrizitätsprodukte im freien Markt abgesetzt werden (sog. Vergleichsmarktpreise), das heisst insbesondere anhand der Endverbraucherpreise im entsprechenden Kundensegment. Da sich die Grundversorger für die entsprechenden Tarifjahre absichern, können auch die Terminmarktpreise auf dem Grosshandelsmarkt, welche zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Grundversorgungstarife gehandelt wurden, Anhaltspunkte geben. Diese Terminmarktpreise sind teilweise auch für die Absicherung von Preisrisiken vergleichbarer Elektrizitätsprodukte im freien Markt massgebend. Auch Grosshandelspreise können Anhaltspunkte liefern. Weiter können auch die Grundversorgungstarife der anderen Netzgebiete sowie die Elektrizitätspreise in ausländischen Märkten in die Betrachtung einfließen.“
- Es bestehen Toleranzen bei Preisbestimmung wegen Voraus-Regelungen, was auch die ElCom berücksichtigen wird.
- Vergleichbarkeit verschiedener Elektrizitätsprodukte: ökologische Qualität, geografische Herkunft.
- Abkehr von der Gestehungskostenregelung treten keine jährlichen Deckungsdifferenzen mehr auf. Zu hohes Entgelt muss in folgenden Tarifjahren zurückerstattet werden.
- Nach *Absatz 4* regelt der Bundesrat die Modalitäten zur Ermittlung der Vergleichsmarktpreise: Transparente Übermittlung der Grundversorgungs- beziehungsweise Elektrizitätspreise an ElCom.

Zitat Botschaft Mantelerlass:

«Art. 6 Grundversorgung

- 1 Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh pro Verbrauchsstätte, die von ihrem Netzzugang nicht oder nicht mehr Gebrauch machen, haben Anspruch, vom Netzbetreiber ihres Netzgebiets jederzeit zu angemessenen Tarifen mit der gewünschten Menge an Elektrizität versorgt zu werden (Grundversorgung).
- 2 Die Netzbetreiber bieten in der Grundversorgung als Standard ein Elektrizitätsprodukt an, das ausschliesslich auf der Nutzung von inländischer erneuerbarer Energie beruht (Standardstromprodukt).
- 3 Die Grundversorgungstarife müssen für ein Jahr fest und für Endverbraucher mit gleichartigem Bezugsprofil einheitlich sein. Sie gelten als angemessen, wenn sie sich im Rahmen der Marktpreise vergleichbarer Elektrizitätsprodukte des betreffenden Jahres (Vergleichsmarktpreise) bewegen.
- 4 Der Bundesrat regelt die Grundsätze für die Ermittlung der Vergleichsmarktpreise. Er kann Vorgaben zur Zusammensetzung des Standardstromprodukts machen“

7.2 Regelungen auf dem Weg zur vollen Liberalisierung gemäss Mantelerlass

Teilliberalisierung Messwesen? Darstellung,

Einschätzungen u.a. von Swisspower.

- Viel Aufwand bei geringem Nutzen?
- Aus Sicht Rechtssicherheit / Investitionsschutz fraglich (bspw. sind Netzbetreiber verpflichtet, den Smart Meter Rollout voranzutreiben).
- Technische Herausforderungen, Redundanzen, aufwändige Regulierung (Aufteilung der Geschäftsprozesse und Informationsflüsse).
- Nutzen bei potenziellem Marktvolumen von 33 Mio. und 55'000 Messstellen bescheiden.
- Internationale Erfahrungen (Bsp. Deutschland) sind nicht überzeugend.
- Gegen missbräuchliche Preise oder ungenügende Datenqualität kann Regulator heute schon vorgehen.

Zentraler Datenhub. Dito Swisspower.

- Swisspower teilt die Einschätzung des Bundesrates, dass ein zentraler Datenhub (oder mehrere miteinander verbundene Datenhubs) in Zukunft sinnvoll sein könnte.
- Zuerst ist die Branche gefordert, Lösungen zu erarbeiten und sich auf entsprechende Standards zum Datenaustausch zu einigen.
- Sollte dies nicht gelingen und sollte der Bundesrat im Sinne der Gesamtsystemeffizienz es als nötig erachten, die Schaffung eines solchen Datenhubs per Gesetz oder Verordnung anzustossen, erwarten wir, dass die Branche vorgängig konsultiert wird.

8. «Nachhaltiges Strommarktdesign»

Siehe Folien 17 – 20 in Zusammenfassung:
«Nachhaltiges Strommarktdesign»

Vision: Selbstregulierendes System unter
Beachtung der vollen Kosten inkl. Umweltkosten im
Dienste der Gesellschaft und Wirtschaft.

- Schluss
- Besten Dank für Feedbacks



ruedimeier@bluewin.ch