

Die Finanzierung

Versorgungssicherheit kostet

Wir lesen, dass die Engländer lecke Abwassersysteme haben, ihre Schulhäuser wegen Baumängeln geräumt werden müssen. Viel zu wenige Investitionen in die Infrastruktur. Wir sind zwar bei den Schulhäusern und dem Abwassersystem besser. Aber bei der Stromversorgung? Hier haben in den letzten 20 Jahren nur minimale Investitionen getätigt. Daraus hat sich ein Stau ergeben, den wir in den nächsten Jahren mit erhöhten Investitionen aufholen müssen.

Kosten können erst bei Vorliegen der Einzelprojekte seriös geschätzt werden. Im jetzigen Zustand der Planung sind nur grobe Voraussagen möglich. Es geht bei den folgenden Zahlen

nur um Größenordnungen

Die Zahlen stützen sich auf die im folgenden zitierten Schätzungen auf den Webseiten der Eigentümer und Musteranlagen.

Anlagekosten der Wasserkraft

Für die Projekte aus dem «Runden Tisch» sind folgende Kosten zu erwarten

	GWh	Mio. Fr.
Grimsel	240	235
Trift	215	450
Gorner	650	250
Gougra	120	235
Chummensee	165	450
Die 5 Projekte mit je mehr als 100 GWh	1'390	1'620
Übrige Projekte Runder Tisch	610	710
Total Runder Tisch	2'000	2'330
Subventionen 60 %		1'400

Für die Projekte aus dem „Runden Tisch“ mit einer Produktion von 2 TWh pro Jahr ist mit Kosten in der Grössenordnung von 2'400 Mio. zu rechnen, für Wasserkraft also **1.2 Milliarden pro TWh**.

Berechnungsgrundlagen im Anhang 3, S. 94

Anlagekosten Solarkraft auf Dächern etc.

Die führende Solarinstitution Swissolar rechnet in ihrer PV-Wirtschaftlichkeitsrechnung mit Kosten von Fr. 1'500.-⁶⁶⁾ pro kWp für mittlere Solardächer (30 kWp). Wollen wir für die von der Politik geforderten 45 TWh an erneuerbaren Energien 40 TWh pro Jahr durch Solarkraft im Tal erreichen, so führt das zu Kosten von Grössenordnung 60 Milliarden, d.h. **1.5 Milliarden pro TWh**. (Berechnungsgrundlagen Anhang 3, S. 95)

Dafür müssen wir in jedem der 27 Jahre bis 2050 ca. 1.5 TWh zu bauen.

Anlagekosten Solarkraft Alpin

Die Websites der Solaranlage der Axpo am Muttsee im Linth-Limmerngebiet⁴⁶⁾ und des Solar-Alpin Projekts Gondo im Wallis⁴⁷⁾, ergänzt durch Schätzungen der NZZ⁶⁷⁾, ergeben für die von der Politik geforderten 2 TWh pro Jahr Anlagekosten von 4.4 Milliarden, **d.h. 2.2 Milliarden pro TWh**. (Berechnungsgrundlagen Anhang 3, S. 95) Für diese 2 TWh pro Jahr würde es mehr als 100 Anlagen in der Grösse von Gondo brauchen.

Anlagekosten Windkraft

Das Projekt Mollendruz soll laut Website mit seinen 12 Turbinen ca. 0.1 TWh produzieren und 90 Mio. kosten⁶⁸⁾. Wollen wir für die von der Politik geforderten 45 TWh an erneuerbaren Energien 3 TWh pro Jahr durch Windkraft erreichen, so kommt man mit ca. 360 Turbinen auf Investitionskosten von 2.7 Milliarden, **d.h. 0.9 Milliarden pro TWh**. Der schwedische Hersteller und Betreiber Vattenfall teilt allerdings mit, die Kosten der Windkraft seien allein in den ersten 8 Monaten 2023 um 40 % gestiegen⁸²⁾.

Anlagekosten Kernkraftwerke

Derzeit gibt es ausser Russland vier Hersteller, die in grösserer Zahl Kernkraftwerke im In- und Ausland hergestellt haben: Frankreich, Westinghouse aus den USA, General Electric/Hitachi aus USA/Japan und KEPCO aus Südkorea. Die Franzosen sind für ihre Termin- und Budgetüberschreitungen berüchtigt. Das von ihnen gebaute AKW Olkiluoto (Produktion 13 TWh pro Jahr) kostete nach ersten Schätzungen von € 4.5 Mia. schliesslich € 11 Mia, pro TWh also € 0.85 Mia.⁷⁹⁾ Sie haben derzeit noch in England zwei Projekte im Bau und planen weitere in Frankreich.

Der amerikanische Produzent Westinghouse hatte 2 Grossaufträge in den USA, autorisiert 2012. Dann geriet die Firma 2017 in Konkurs, verlor einen der beiden Aufträge, konnte aber die beiden Reaktoren im Projekt Vogtle zu ende führen. Der eine wurde 2023 fertiggestellt, der andere voraussichtlich 2024. Aus dem Budget für die zwei Reaktoren von US\$ 14 Mia wurden über US\$ 30 Mia⁶⁹⁾. Derzeit haben sie einen neuen Vertrag in Polen.

Erfolgreicher ist die Südkoreanische Firma KEPCO unterwegs. Sie hat in den letzten Jahren im eigenen Land und in Abu Dhabi über 10 Reaktoren gebaut. Dabei haben die Südkoreaner im eigenen Land und in Arabien jeweils 8-11 Jahre von Baubeginn bis Betriebsaufnahme eines Reaktors gebraucht.

Die Kosten der Koreaner für ihre Standardkraftwerke in Korea werden mit US\$ 3 Mia. bis 3,3 Mia. pro Block angegeben²⁹⁾. Die Standardblöcke dürften pro Jahr ca. 11 TWh produzieren. Für die Schweiz gehen wir für die folgenden Vergleiche von 3- 4 mal den Kosten in Südkorea aus. Das ergibt z.B. US\$ 12 Mia. (CHF 11 Mia). für einen Block mit einer Produktion von 11 TWh, d.h. **1 Milliarde pro TWh**. Wollen wir die aus dem Plan 2023 entstehende Winterlücke von 20 TWh durch Kernkraftwerke füllen, so braucht es pro Jahr eine Produktion von 40 TWh. Damit stellen sich die gesamten Baukosten auf geschätzte 40 Milliarden.

Werden die serienmässig gefertigten Klein-AKW (Small Modular Reactors) betriebsreif, so dürften sich die Kosten und Bauzeiten massiv reduzieren. Derzeit sind mehrere Produzenten daran, die nötigen Bewilligungen zu erreichen. In den USA und Kanada haben die Behörden 2023 „areas requiring further development“ definiert. Ziel wären Bewilligungen bis 2027. Mit diversen europäischen Staaten stehen die Verkaufsverhandlungen vor dem Abschluss. Dabei wird mit Kosten von 1 Milliarde für die Produktion von 2.5 TWh (**0.25 Milliarden pro TWh**) und einer reinen Bauzeit von 2-3 Jahren gerechnet. (Angaben des Herstellers GE-Hitachi zu ihrem BWRX-300 Projekt).

Anlagekosten für Back-up mit Gaskraftwerken

Die Studie der schweizerischen Elektrizitätskommission vom 30. November 2021⁴⁹⁾ befasst sich mit Winter-, Witterungs- und Nachtlücken der Solarenergie. Sie empfiehlt für die Übergangszeit Gaskraftwerke, bis genügend anderweitiger Strom verfügbar ist. Sie schätzt die Anlagekosten für die Spitzenlast-Gaskraftwerke mit einer Leistung von knapp 2 TWh auf 1 Milliarde, d.h. **0.5 Milliarden pro TWh**.

Da Gaskraftwerke mit fossiler Energie betrieben werden, sollen sie nur im Winter eingesetzt werden. Ferner sollen sie eingestellt werden, sobald genügend andere Energie vorhanden ist. Unter solchen Umständen ist eine private Teilnahme nicht denkbar. Die Kosten fallen deshalb vollumfänglich beim Staat an. Danach ist (im Gegensatz zu Solar- und Windkraft) mit Kosten für den Betriebsstoff Gas von 100 Mio. pro Jahr (und bei seinem Fehlen Benzin) zu rechnen. Vergleicht man die Kosten mit jenen der Übergangslösungen des Kraftwerks Birr (Miete 4 Jahre 470 Mio.) und Wasserkraftreserve für ein Jahr 296 Mio., so versteht man, dass die ElCom den Bau dieser Spitzenlast-Gaskraftwerke als dringlich einstuft.

Das Stromnetz

Damit der Strom vom Ort der Erzeugung zu den Verbrauchern gelangt, muss er transportiert werden. Diese Aufgabe übernimmt das Stromnetz. Es ist unterteilt in das Höchstspannungsnetz, das von Swissgrid verwaltet wird und die regionalen und lokalen Verteilnetze, die von anderen Verteilnetzbetreibern verwaltet werden.

Das Stromnetz muss dauernd unterhalten und aufwendig betrieben werden, was sich in ca. 37 % der Stromkosten niederschlägt.

Verschiebt sich die Stromquelle, so sind aufwändige Änderungen am Stromnetz nötig. Die Grössenordnungen hängen vom Umbau der Produktion ab. Bei der geplanten Verzehnfachung der Solar- und Windproduktion ist eine wesentliche Verstärkung des feinmaschigen Netzes für die Einspeisung stark verbreiteter Kleinmengen nötig. Das braucht Investitionen. Der Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen ⁵¹⁾ schätzt

die Baukosten für Verteilnetze auf

6 Milliarden für das Höchstspannungsnetz

und

42 Milliarden für die tieferen Netzebenen

Verteilt man diese Gesamtkosten auf die 27 Jahre bis 2050, so ergibt das pro Jahr ca. 1.8 Milliarden. Sie fallen beim Höchstspannungsnetz beim Bund an, die übrigen bei den anderen Verteilnetzbetreibern, überwiegend auch staatlich organisiert. Annahme: Die Kosten fallen auf die eine oder andere Weise beim Staat an.

Zusammenstellung der Anlagekosten

Produktion	Kosten Mio.	Kosten pro Jahr	Subventionen Mio.		
			%	Total	pro Jahr
Wasserkraft	2'400	90	60	1'400	50
Solar Dächer etc.	60'000	2'200	30	18'000	660
Solar Alpin	4'400	160	60	2'600	100
Wind	2'700	100	30	800	30
Back-up Gas	1'000	40	100	1'000	40
AKW	40'000	1'500	100	40'000	1'500
Forschung & Speicher	9'000	330	100	9'000	330
Netzkosten	48'000	1'800	100	48'000	1'800
Total	167'500	6'220		120'800	4'510
Gerundet	168'000	6'200		120'000	4'500

Subventionssätze nach Art. 25 des Energiegesetzes ⁷⁰⁾ und für Wasserkraft „Faktenblatt Investitionsbeiträge für Klein- und Grosswasserkraftanlagen vom 23. November 2022“ ⁷¹⁾

Resultat:

Für Versorgungssicherheit brauchen wir jedes Jahr 4.5 Milliarden

Anlagekosten der Stromquellen pro TWh

Poduktion	TWh	Kosten Mio	Kosten Mio pro TWh
Wasserkraft	2	2'400	1'200
Solar Dächer etc.	40	60'000	1'500
Solar Alpin	2	4'400	2'200
Wind	3	2'700	900
Back-up Gas	2	1'000	500
AKW	40	40'000	1'000
Netzkosten		48'000	

Gesamte Anlagekosten im Vergleich

Bei der Photovoltaik auf Dächern etc. muss man bei der erstmaligen Einrichtung mit ca. 1.5 Mia. pro TWh rechnen (Details S. 75 und 95)

Bei AKW ergeben sich, unter der Annahme, dass die koreanischen Standardanlagen in der Schweiz 3 bis 4 mal so viel kosten wie in Südkorea, Fr. 1 Mia. pro TWh (Details S. 76).

Damit ist Solarkraft schon von den ersten Anlagekosten her teurer als AKW. Solarpanels haben eine Lebensdauer von ca. 25- 30 Jahren⁵³⁾, AKW derzeit 60 Jahre. Beide kann man möglicherweise noch etwas verlängern. Bei beiden sind technische Verbesserungen möglich, die ihre Anlagen im Verlauf der Zeit billiger machen können. Aber der grundsätzliche Unterschied in der Lebensdauer bleibt. Während der Lebensdauer eines AKW muss man die Solarzellen zwei mal installieren. Das erhöht die Anlagekosten der Photovoltaik massiv.

Für Witterungs-, Nacht- und Winterflauten bei der Photovoltaik muss Ersatzstrom bereitgestellt werden. Die Studie der ElCom⁴⁹⁾ rechnet für 1.9 TWh Produktionskapazität mit Gas mit Baukosten von 1 Mia.

Man kann sich darüber streiten, ob man diesen Betrag bei den Anlagekosten der Photovoltaik dazuzählen soll. Aber, wie sich in Deutschland zeigt (vorn S. 16 f), kann man ohne Ersatzstrom bei den Nacht-, Winter- und Witterungslücken nicht von sicherer Stromversorgung durch Solar- und Windkraft allein ausgehen.

Sodann bedingen Photovoltaik und Windkraft einen Ausbau des Verteilungsnetzes, die bei AKW nicht in gleichem Umfang nötig wäre. Rechnet man die Hälfte der Gesamtkosten (48 Mia.) des Verteilnetzes dazu, so verschlechtert sich die Situation bei den Anlagekosten weiter zu Ungunsten der Photovoltaik.

Vor diesem Hintergrund
**sind die Anlagekosten von AKW
deutlich tiefer als bei Solar- und Windkraft**

Betriebskosten

Der Geschäftsbericht des AKW Gösgen ⁷⁵⁾ mit seinen 8 TWh Jahresproduktion zeigt Betriebskosten einschliesslich Brennstoffe und Entsorgungsrückstellungen von Fr. 340 Mio. pro Jahr. Das ergibt

Betriebskosten 2022 für das AKW Gösgen von
Fr. 43 Mio. pro TWh und Jahr

Sonne und Wind liefern die Betriebsstoffe gratis. Wie viel der Unterhalt von Solaranlagen auf die gesamte Lebensdauer ausmacht, ist mangels Angaben nicht eruierbar. Die Anlage Mont Soleil hätte Erfahrungszahlen.

Für Witterungs-, Nacht- und Winterflauten muss Ersatzstrom bereitgestellt werden. Die Studie der ElCom ⁴⁹⁾ rechnet für die vorgeschlagenen Kapazitäten mit Gas von 1.9 TWh mit Betriebskosten inkl. Gas von ca. 200 Mio. pro Jahr, also

Betriebskosten für Spitzenlast-Gaswerke von
Fr. 100 Mio. pro TWh und Jahr

Entsorgung und Ersatz

Bei den AKW werden die Entsorgungskosten für Anlagen und Brennstoffe mit alljährlichen Rückstellungen in den Betriebskosten eingerechnet. In der Schweiz wird derzeit mit einer Lebensdauer von 60 Jahren gerechnet.

Als Lebensdauer für Solarpanels wird 25- 30 ⁵³⁾ Jahre angegeben. Sie müssen danach entsorgt und/oder recycelt werden. Dafür werden im Kaufpreis Rückstellungen eingerechnet.

2022, bei 4 TWh Solarproduktion, wurden 936 Tonnen PV-Module zur Recyclierung und/oder Verschrottung exportiert ⁵³⁾. Wie viele m³ und wie viele km für Lastwagen gibt das? Können die Tonnagen für die geplanten 10 mal mehr Solarpanels weiterhin exportiert werden?

Die Finanzierungsquelle: Der „Netzzuschlag“

Heute werden die neuen Investitionen in Solar- und Windproduktion in erster Linie über den „Netzzuschlag“ finanziert. Er beträgt derzeit 2.3 Rappen pro kWh und bringt pro Jahr beim Netzzuschlagsfonds Einnahmen von ca. 1.2 Milliarden pro Jahr ⁷²⁾.

Er ist im Strompreis in die monatliche Stromrechnung an die Stromkunden eingerechnet und wird damit dem Verursacher belastet. Will man das Ziel Netto-Null erreichen, so müssen gemäss der Zusammenstellung S. 81 jährlich 4.5 Milliarden statt die heutigen 1.2 Milliarden zur Verfügung stehen. Das bedingt einen Netzzuschlag von ca. 8.6 Rappen pro kWh.

Belastung einer Durchschnittsfamilie

Bei einem \emptyset Verbrauch pro Familie von 4500 kWh pro Jahr ergab das 2021 einen Netzzuschlag pro Familie von Fr. 103.50 pro Jahr. Neu müsste die Familie mit einem Netz-Zuschlag von Fr. 383.- pro Jahr rechnen, ein

Aufschlag für das Nationale Investitionsprojekt Strom von Fr. 280.- pro Jahr.

Investieren wir diesen Betrag nicht, sondern verlassen uns weiterhin auf Importe, so dürfte das, was 2020-2022 passierte, häufiger vorkommen (vgl. zum Preis-Auf und Ab vorn S. 19 ff) 2022 bezahlte eine Durchschnittsfamilie mit einem Verbrauch von 4500 kWh Fr. 954.- pro Jahr. 2023 waren es 1215.- und 2024 Fr. 1446.- ^{73),74)}

Die 2017 beschlossene **Importstrategie** ¹²⁾ bewirkte also einen

Aufschlag im normalen Strompreis innert nur 2 Jahren von Fr. 492.- pro Jahr

Das Ergebnis ist klar, einmal mehr:

Investieren statt importieren

Zusammenfassung

Ausgangspunkt: die Winterstromlücke von > als 20 TWh

Die Wunschliste im Energieplan 2023 (Verzicht auf fossile Energie, Verzicht auf neue AKW, Ausbau der Erneuerbaren Energien (ohne Wasser) auf nur 45 TWh) führt, wie vorn S.10-12 dargelegt, zu einer Winterstromlücke von > 20 TWh. Diese Erkenntnis ist mittlerweile sogar bis zu den Grünen vorgedrungen (Vortrag Regierungsrat M. Neukom (Grüne) vom 22.12.2023)

Lösungsbemühungen

Weiter hat sich die Einsicht durchgesetzt, dass ohne Änderungen unserer Rechtsordnung auf dem Energiesektor spätestens 2050, vermutlich aber schon deutlich früher der Importbedarf so stark ansteigt, dass er weder von unseren Lieferanten noch von unserem Stromnetz bewältigt werden kann.

Drei Volksabstimmungen sind bereits vorprogrammiert.

- > Der Mantelerlass kommt am 9.6.24 zur Abstimmung
- > Die Volksinitiative „Jederzeit Strom“ ist eingereicht und muss innert der gesetzlichen Fristen zur Abstimmung vorgelegt werden
- > Oft wird zusammen mit Volksinitiativen auch ein Gegenvorschlag zur Abstimmung gebracht

Weitere sind in Vorbereitung

Weitere Entscheide sind nötig

Keine der Abstimmungen wird das Problem der Winterlücke lösen. Bei allen handelt es sich um Schritte in die richtige Richtung; sie genügen aber nicht. Weder für sich allein noch bei Annahme aller wird die Winterlücke verschwinden.

Dazu braucht es weitere Entscheide, speziell für Grossanlagen.

Die anstehenden Abstimmungen

Der Mantelerlass

Beseitigt er die Blockaden bei Wasser, Solar- und Windstrom?

Nicht wirklich. Er ist zwar ein Schritt in die richtige Richtung, genügt aber bei weitem nicht zur Beseitigung der Blockaden. Dabei fragt sich der Stimmbürger, ob man den ultrakomplizierten Detailerlass mit seinen kleinmaschigen Vorteilen durchwinken soll oder ob nicht ein veritabler Scherbenhaufen zu grundsätzlichen und rechtzeitig wirksamen Lösungen bei den zwei entscheidenden Fragen führen könnte:

- > AKW mit ihrer überlegenen Leistungskraft ja oder nein
- > Beseitigung des Bewilligungs- und Verfahrens-Chaos

Die Initiative „Jederzeit Strom“

Sie stellt die Frage:

Wollen wir Kernkraftwerke, ja oder nein

Davon hängt nicht nur die Schliessung der Winterlücke, sondern die ganze weitere Planung unserer Stromproduktion ab. Realisieren wir neue Kernkraftwerke, so dürfte die im Mantelerlass vorgesehene Zielsetzung von 2 TWh für neue Wasserkraft und 45 TWh andere Erneuerbare Energien bei grossen Anstrengung ausreichen. Lehnen wir sie ab, so muss mit deutlich mehr Zwang zur Duldung von weiteren Alpinen Solaranlagen und Windrädern auf zahlreichen Anhöhen und/oder mit staatlich dekretierten Einschränkungen im Verbrauch gerechnet werden.

Die eingereichte Volksinitiative „Jederzeit Strom“ will das Verbot neuer Kernkraftwerke in unserem Art. 12 a des Kernenergiegesetzes abschaffen. Mit ihrer Annahme ist ein wesentlicher Schritt in Richtung Schliessung der Winterlücke getan.

Konkreter Auftrag für Kernkraftwerke Gegenvorschlag zur Initiative „Jederzeit Strom“

Zwar wird mit der Annahme der Initiative das Verbot neuer Kernkraftwerke gestrichen. Ein Beschluss über den Bau neuer Kernkraftwerke ist damit aber nicht gefällt. Dazu würde es statt einen Gegenvorschlag einen Zusatzvorschlag entlang den folgenden Linien brauchen:

Neuer Art. 90 Abs. 2 Bundesverfassung

„Der Bund organisiert umgehend Planung, Finanzierung und Bau neuer Kernkraftwerke an derzeitigen oder früheren AKW-Standorten.“

Mit Annahme dieses Gegenvorschlags werden über die Aufhebung des Verbots neuer AKW hinaus folgende Punkte klargestellt:

1. Wer ist für die Organisation zuständig ? (Der Bund)
2. Was wird gebaut ? (Kernkraftwerke)
3. Wo wird gebaut ? (an den alten Standorten)
4. Wann wird gebaut ? (sofort beginnen)
5. Wer sorgt für Finanzierung ? (Der Bund)

Versorgungssicherheit kostet

Die bisher vorgesehenen Mittel von aus dem Netzzuschlag von 2.3 Rp pro kWh reichen nicht. Das Maximum muss auf 8.6 Rp angehoben werden. Wie bisher legt der Bundesrat den effektiven Satz entsprechend den Bedürfnissen fest.
Mehr dazu vorn S. 79 ff und 83

Klare Zuständigkeit für Versorgungssicherheit beim Bund

Mit Annahme der Volksinitiative „Jederzeit Strom“ wird der Bund für die sichere Stromversorgung zuständig erklärt. Bei Annahme der Initiative legt er die Verantwortlichkeiten fest.

Dazu gehört eine Gesetzgebung über die Grundlagen der Stromversorgung, die sich nur mit den grossen Linien und den Hauptproblemen befasst, u.a. mit der ausschliesslichen Zuständigkeit des Bundes (Textvorschlag S. 88)

Blockaden beseitigen

Man könnte sich darauf beschränken, den neuen Mechanismus zur Entscheidung zwischen Natur- und Landschaftsschutz etc. einerseits und Versorgungssicherheit andererseits in diesem Gesetz zu verankern. Das könnte aber zu weiteren Prozessierereien führen mit der Begründung, dieser Mechanismus widerspreche der Verfassung. Will man das vermeiden, so müsste auch er in einer separaten Abstimmung im Rahmen des Zusatzvorschlags in der Verfassung verankert werden, z.B. wie folgt:

Neuer Art. 81 b der Bundesverfassung

„Grossprojekte für Wasserstromproduktion von mehr als 100 GWh/a werden je einzeln mit schweizweiter Volksabstimmung beschlossen.
Andere Verfahren für solche Projekte (Planung, Rechtsmittel etc.) sind ausgeschlossen“.

Und in einer Übergangsbestimmung:

„Das Projekt Grimsel wird gleichzeitig mit Art. 81 b BV zur Abstimmung vorgelegt, danach in jedem der folgenden Jahre ein weiteres Grossprojekt“.

**Wollen wir in 10 Jahren zuverlässig Strom,
dann braucht es positive Entscheide,**

jetzt.

Investieren statt prozessieren

Anhänge

**Grundlagengesetz zur Stromversorgung
Ein Blick auf die Nationalstrassen
Informationsquellen**

Anhang 1:

Grundlagengesetz zur Stromversorgung

1. Der Bund ist für Versorgungssicherheit zuständig. Er beauftragt damit das Amt für Versorgungssicherheit (BfVS)
2. Das BfVS ist für die generellen Planung der Versorgungssicherheit für Strom zuständig; sie umfasste folgendes:
 - Feststellung des Investitionsbedarfs
 - Mit welchen Anlagen wird der Bedarf gedeckt (Produktion, Speicher, Netz etc.)
 - Klassifizierung der Anlagen
 - Projekte von nationaler Bedeutung (Produktion über 100 GWh)
 - Mittlere Projekte 50- 100 GWh
 - Kleinprojekte
 - Festlegung von Stromzonen
 - Festlegung eines engen Zeitplans
 - Regelung der Finanzierung;
 - Vernehmlassungen, aber keine Rechtsmittel
 - Vorbereitung der Beschlussfassung
3. Die generelle Planung wird auf Antrag des Bundesrats vom Parlament beraten und untersteht dem obligatorischen Referendum.
4. Die in der generellen Planung beschlossenen einzelnen Anlagen von mehr als 50 GWh Produktion sind in einer Grob-Projektierung darzustellen.
5. Die Grob-Projektierung wird von den Eigentümern der Projekte erstellt und dem BfVS eingereicht. Dieses koordiniert die weitere Planung, überwacht den Zeitplan und führt eine Vernehmlassung bei den beteiligten Kantonen, Gemeinden und Verbänden durch.
6. Bei der Grobprojektierung von Einzelprojekten wird wie folgt entschieden:
 - Projekte von mehr als 100 GWh Produktion pro Jahr auf Antrag des Bundesrats durch das Parlament mit fakultativem Referendum
 - Auch ablehnende Parlamentsentscheide unterliegen dem fakultativen Referendum
 - Projekte von 50- 100 GWh Produktion pro Jahr durch das BfVS mit der Möglichkeit eines einzigen, gesamtheitlich Rekurses an eine ausgewogene, fachkundige Rekursinstanz.
 - Gegen deren Entscheide gibt es keine Rechtsmittel.
7. Kantonale und kommunale Planung, Verfahren und Bewilligungserfordernisse sind in der Stromzone nicht anwendbar. Die bisherigen Verfahren sind abzuschreiben.
8. Projekte von weniger als 50 GWh Produktion pro Jahr werden von den Eigentümern geplant und in den bisherigen Verfahren von den bisher zuständigen Behörden genehmigt.
9. Wird ein Projekt vom Parlament, in einer Volksabstimmung oder durch die einzige zuständige Rekurskommission genehmigt, so gilt das als Baufreigabe.
10. Bei zeitlichen Rückständen beim Ausbau der Solarkraft projektiert das für Versorgungssicherheit zuständige Bundesamt Ersatzmassnahmen, z.B. auf öffentlichen Flächen.
11. Alle drei Jahre werden die noch nicht in Projektierung befindlichen Teile der generellen Planung neuen Erkenntnissen der Wissenschaft angepasst.

Anhang 2:

Vergleich mit dem Nationalstrassenbau

Vom Anfang

der institutionalisierten Meinungsbildung bis zur
Realisierung des ersten Teilstücks

8 Jahre

- 9.1954 Kommission für Planung des Hauptstrassennetzes wird geschaffen
- 2.1956 Initiative zur Verbesserung des Strassennetzes eingereicht
- 3.1956 Auftrag des Parlaments an den Bundesrat, einen Gegenvorschlag auszuarbeiten
- 3.1957 Die Kommission für Planung des Hauptstrassennetzes legt u.a. vor:
- > Ein Netz der wichtigsten Strassenverbindung von gesamtschweizerischem Interesse, das Nationalstrassennetz (Muster des Plans S. 92)
 - > Ein Bauprogramm für die Verwirklichung des Werkes (Muster des Bauprogramms unten S. 93)
 - > Den Entwurf eines Bundesgesetzes über die Nationalstrassen
 - > Eine Generelle Projektierung zuhanden des Parlaments
 - > Nach dem Entscheid der Bundesversammlung erarbeiten die Kantone in Zusammenarbeit mit der zuständigen Bundesstelle die Ausführungsprojekte

10.1957 Der Bericht des Bundesrates sagt u.a. folgendes:

«...dass die Anlage eines begrenzten Netzes neuer, den Anforderungen des modernen Verkehrs in jeder Hinsicht genügender Strassen unbedingt erforderlich ist, und dass diese Aufgabe - weil im gesamtschweizerischen Interesse liegend - nach neuen Grundsätzen an die Hand genommen werden sollte.»

Einerseits würde es Jahrzehnte dauern, wollte man dieses Werk nach der traditionellen Methode bauen und finanzieren und andererseits die Errichtung des Strassennetzes schwerlich ohne die Übertragung bestimmter Kompetenzen der Kantone im Strassenwesen auf den Bund sichergestellt werden kann.»

«Das Ziel der Erstellung eines Strassennetzes von gesamtschweizerischer Bedeutung (ist) rechtlich nur auf dem Wege einer Verfassungsrevision erreichbar.»

« Es besteht Klarheit darüber, dass der Bund das neue Strassennetz bestimmen und die Führung und technische Ausgestaltung der Strassen festlegen soll.»

7.1958 Volksabstimmung heisst den Gegenvorschlag der Bundesversammlung gut

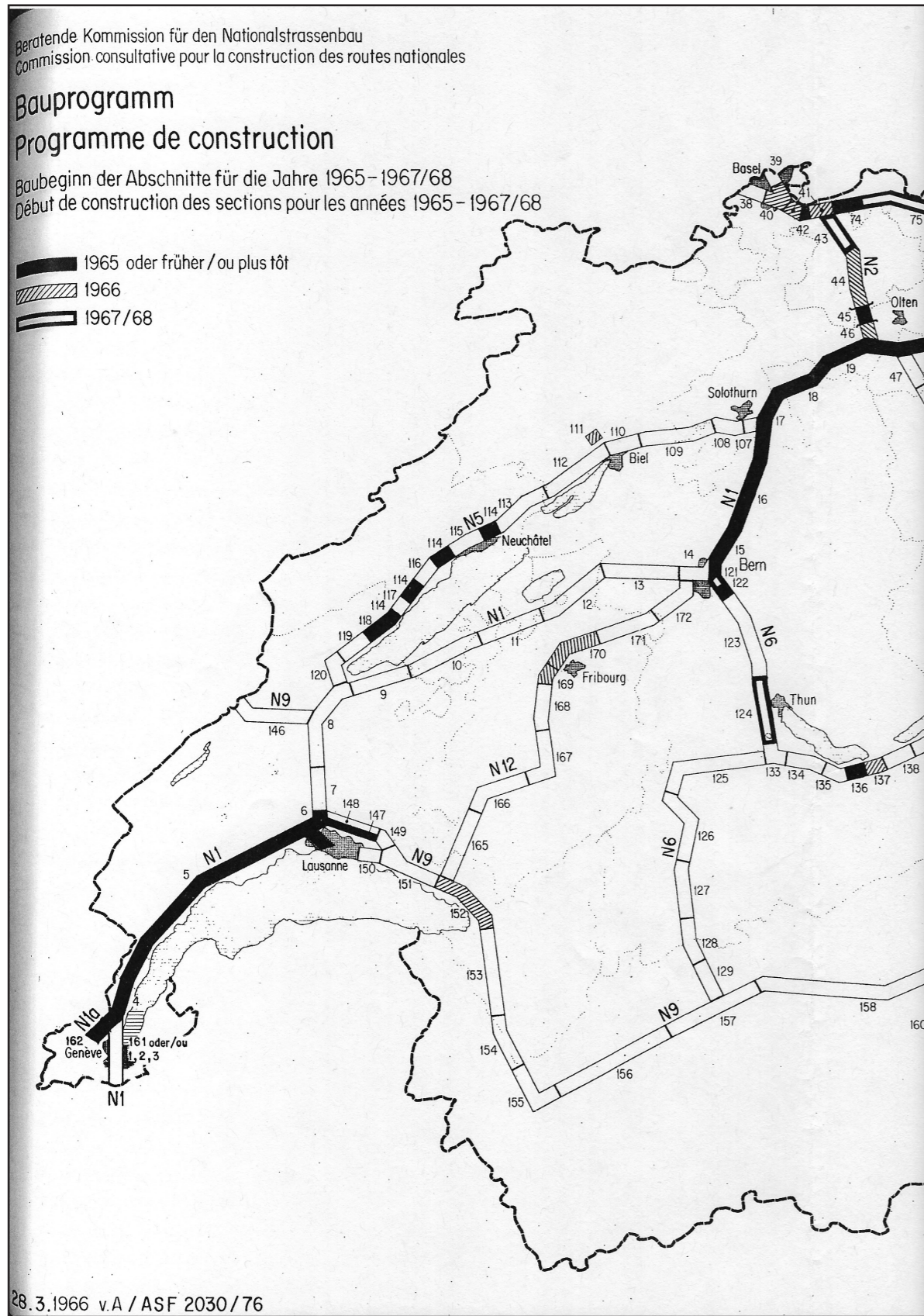
7.1959 Botschaft des Bundesrates zum BG über die Nationalstrassen

3.1960 Parlament verabschiedet das BG über die Nationalstrassen

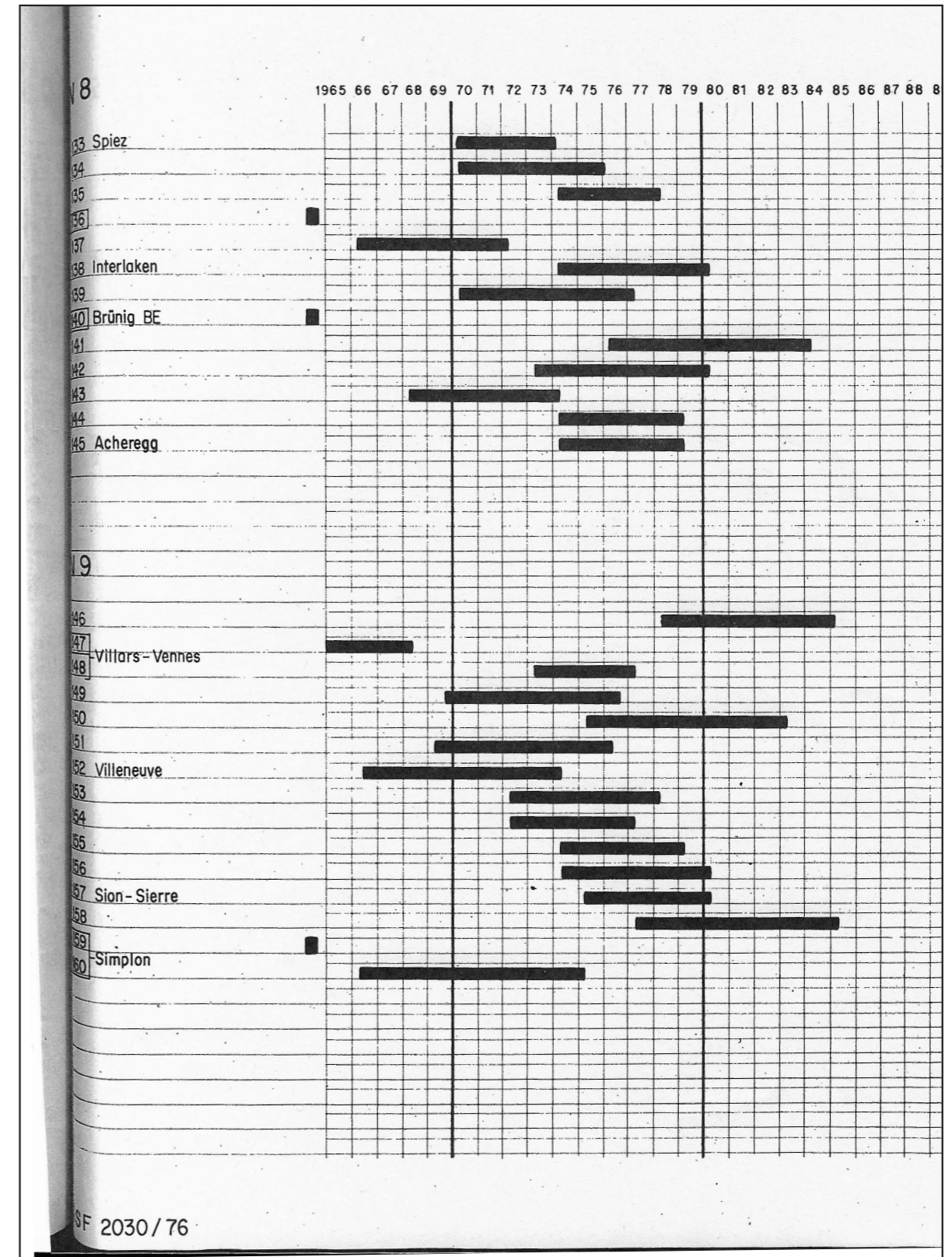
1962 Der erste Autobahnabschnitt bei Luzern eröffnet

1963 Die Verbindung Genf-Lausanne wird in Betrieb gesetzt

Nationalstrassen: Bauprogramm



Nationalstrassen: Zeitplan



Anhang 3

Informationsquellen und Berechnungsgrundlagen

Anlagekosten Wasserkraft

S. 74

Produktionsleistung: Dokumentation S.6 zum «Runden Tisch»⁶⁾

Annahmen für die Investitionskosten stammen aus den Webseiten von Grimselwelt und betreffend Gorner von der NZZ vom 12. Januar 2022. Für das Projekt Gougtra nehmen wir gleiche Kosten wie beim Grimsel, für jenes des Chummensees jene für Trift an. Rechnet man für die 10 kleineren Projekte des «Runden Tisch» mit den gleichen Kosten pro TWh, so ergibt sich folgendes

1'390 TWh kosten	Fr.	1'620 Mio
610 TWh kosten	Fr.	710 Mio
Total	Fr.	2'330 Mio

gerundet Fr. 2.4 Mio.

Bauzeit 10 Jahren

Kosten pro Jahr	50 Mio.
Davon 60 % Subvention	30 Mio.

Für den Subventionssatz: NZZ am Sonntag vom 18.9. 2022

Kostenschätzung Solarkraft Dächer etc.

S. 75

1 kWp produziert in einer Solaranlage in der Schweiz ca. 1000 kWh = 1 MWh pro Jahr ⁶⁶⁾; Für eine TWh braucht es 1'000'000 MWh. Der Solarratgeber rechnet bei den in der Schweiz überwiegen- den Kleinanlagen mit ca. Fr. 2000.- pro kWp. Swissolar nennt für mittlere Anlagen (30 kWp) Fr. 1500.- pro kWp ⁶⁶⁾. Für die vorlie- gende Berechnung gehe ich von Fr. 1500.- pro kWp aus. Das führt zu einer Kostenschätzung für den Ausbau der Solarkraft im Tal von 1.5 Milliarden pro TWh.

Wollen wir von den 45 TWh an erneuerbaren Energien, welche das Parlament im Mantelerlass bis 2050 fordert, 40 TWh mit Solaranlagen im Tal erreichen, so kommen wir auf 60 Milliarden für 40 TWh Solarkraft im Tal. Mehr Grossanlagen verringern diese Summe.

Kostenschätzungen für alpine Solaranlagen

S. 75

Axpo teilt beim Projekt Muttsee (im Linth-Limmergebiet) ⁴⁶⁾ mit: Produktion: 3.3 GWh (= 0.0033 TWh); Kosten 7.9 Mio. Für eine TWh müsste demnach mit 2.4 Milliarden gerechnet werden.

Gondo ⁴⁷⁾ rechnet für eine Produktion von 22 GWh (Stand März 24) mit Kosten von 42 Mio. Das ergibt für eine TWh knapp 2 Milliarden.

Die NZZ ⁶⁷⁾ geht für 2 TWh von Kosten zwischen 3.75 und 5.25 Mia, für eine TWh also zwischen 1.9 und 2.6 Mia. aus.

Für unsere Kostenrechnung gehe ich von Kosten pro TWh von 2.2 Mia aus; für die von der Politik vorgesehenen 2 TWh alpinen Solar- anlagen also 4.4 Mia.

Informationsquellen generell

Bundesamtes für Energie BFE

Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2022

(zitiert: Energiestatistik)

Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2022

(zitiert Elektrizitätsstatistik)

Gesamte Erzeugung von und Abgabe elektrischer
Energie in der Schweiz, 2023 und früher

(zitiert: Laufende Elektrizitätsstatistik)

Energieperspektive 2050+

UVEK: Gemeinsame Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft
vom 13. Dezember 2021 (zitiert: Runder Tisch)

Schweizerische Elektrizitätskommission (zitiert ElCom)

«Konzept Spitzenlast Gaskraftwerk» vom 30. 11. 2021

(zitiert ElCom Gaskraft)

Anhang: Studie Swissgrid

Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (Zit. VSE)

Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt

(zitiert EMPA)

Studie: Impacts of an Increased Substitution of Fossil
Energy Carriers with Electricity-based Technologies
on the Swiss Electricity System vom 19.6. 2019,

(zitiert: EMPA-Studie 2019); S. 18

Neue Zürcher Zeitung (NZZ)

Tagesanzeiger

Financial Times (FT)

Informationsquellen einzeln: Noten

- 1 Reto Knutti und 200 andere: Stellungnahme zum Klimaschutzgesetz vom 12. April 2023, S. 2
- 2 NZZ vom 15.3.2023
- 3 Art. 2 des Energiegesetzes
- 4 EMPA Studie 2019 S. 18, vgl. oben S. 105
- 5 Elektrizitätsstatistik 2022, S. 10 „Landesverbrauch“
- 6 Runder Tisch, S. 6
- 7 Liste der Schweizerischen AKW
- 8 ElCom: Winterproduktionsfähigkeit (28.7.23)
- 9 Energiestatistik 2010, S 3
- 9a Energiestatistik 2022, S.2
- 10 Laufende Elektrizitätsstatistik 2023
- 11 Elektrizitätsstatistik 2022, S. 37
- 12 Energieperspektive 2050+, S. 31
- 13 NZZ am Sonntag, Magazin vom 18.6.2022
- 14 Wikipedia: Liste der Kernkraftwerke in Frankreich
- 14a www.destatis.de: Stromerzeugung im 1. Halbjahr 2023
- 15 Strombörse EEX vom 14.9.2022 für das 1. Quartal 2023
- 16 Bundesrat P-Mitteilung vom 25.10.22
- 17 Energiegesetz, Art. 6 Abs.2
- 18 NZZ vom 17.1. 2022 und Tagesanzeiger vom 16.9.2022
- 19 Roadmap VSE zur Versorgungssicherheit vom 9.9.22, S 4
- 20 Swissgrid: Bericht zum kritischen Winter 2015/2016
- 21 Rudolf Rechsteiner: «Energiewende im Wartesaal», S. 17
- 22 NZZ vom 9.11.2022
- 23 NZZ vom 20.9.2022
- 24 Botschaft des Bundesrates vom 4. September 2013
- 25 Elektrizitätsstatistik 2022, S. 26 und 50
- 26 Botschaft des Bundesrats zum BG über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18.6.2021

- 27 ElCom: Faktenblatt zu den Importrisiken (Versorgungssicherheit im Winter) vom Juni 2021, S. 4
- 28 Kraftwerke Oberhasli: Staumauer Spitallamm am Grimsel
- 29 Wikipedia Kernkraftwerk Shin Hanul, Südkorea 2022
- 30 Barakah Nuclear Energy Plant Abu Dhabi: Construction Program, 2023
- 31 Reuters: EDF announces new delay for Flamanville
- 32 LEAG: Gaskraftwerk Leipheim, August 2023
- 33 Windkraftwerk Mollendruz
- 34 Kohleausstieg der deutschen Regierung 2038
- 35 NZZ vom 18. 5.2022: Alle wollen importieren
- 36 Financial Times vom 1. Juli 2023
- 37 NZZ vom 1.6.2023
- 38 Energiestatistik 2022, S. 5
- 39 Elektrizitätsstatistik 2022 S. 2
- 40 Elektrizitätsstatistik 2022, S. 10
- 41 ETH Zürich: Wo sollen Windräder in der Schweiz stehen ? März 2023
- 42 Swissolar/news/detail/2022 vom 14.7.2023, S. 2
- 43 Elektrizitätsstatistik 2022 S. 50
- 44 Anton Gunzinger: Kraftwerk Schweiz, S. 114
- 45 <https://powerswitcher.axpo.com>
- 46 Axpo: Projekt Alpin Solar Muttsee
- 47 Projekt Gondosolar
- 48 ElCom: Winterproduktionsfähigkeit 28.7.23, S. 21
- 49 ElCom: Konzept Spitzenlast Gaskraftwerk vom 30.11.21
Seiten 34 und 85
- 50 NZZ vom 8.2.2023: Notkraftwerk Birr
- 51 VSE: Stromnetz, Fragen und Antworten S. 3
- 52 FT vom 23.6.2023: China's dominance of solar
- 53 Swissolar: Recyclingsystem für Photovoltaik Module
- 54 Art 12 a Kernenergiegesetz: Verbot neuer AKW
- 55 NZZ vom 14.1.2022: Leibstadt-Eigner verlieren fast eine halbe Milliarde Franken
- 56 Kernkraftwerk Shin Kori 3, Südkorea: Kosten \$ 3.343 Mia.
- 57 Wikipedia: Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (NAGRA)
- 58 Alle Angaben auf dieser Seite aus: Roger Nordmann: Klimaschutz und Energiesicherheit, 2023, S. 123 ff und 201 f
- 59 Vortrag von A. Manera, ETH zu Batterien, 27.1.2023
- 60 Paul Scherrer-Institut: Technologien... September 2022 zur Geothermie S. 219
- 61 Energie Schweiz: Abwärmenutzung von Rechenzentren, 1. Juni 2023
- 62 Windenergie Kanton Zürich: Grundlagenbericht 21.12.22
- 63 Wochenzeitung: Stausee Triftgletscher
- 64 Abstimmung Kanton Wallis zu Solar Alpin
- 65 Initiative: Jederzeit Strom, Blackout stoppen
- 66 Swissolar Wirtschaftlichkeitsrechnung (Excel)
Solarratgeber: Photovoltaikpreise
- 67 NZZ vom 23. 11. 2022: Investitionskosten Solar Alpin
- 68 EWZ: Kosten Windpark Mollendruz
- 69 Financial Times vom 1.8.2023: Kosten AKW in USA
- 70 Art. 25 Energiegesetz Subventionen Solar
- 71 BFE Faktenblatt vom 23. November 2022, S. 2
- 72 Staatsrechnung 2020: Netzzuschlagsfonds
- 73 Bundesrat: Stark steigende Strompreise 2023 vom 6.9.22
- 74 Tagesanzeiger vom Strompreise 2024
- 75 Geschäftsbereich 2022 Kernkraftwerk Gösgen
- 76 Geschäftsbericht Swissgrid, S. 13
- 77 Gestehungskosten Strom für Axpo
- 78 EKZ Tarif für Privatkunden 2023
- 79 Wikipedia zum Kernkraftwerk Olkiluoto
- 80 NZZ vom 30. September 2023
- 81 ETH-Studie: Vehicle to Grid 16.1.2023, S. 31
- 82 Financial Times vom 1. November 2023