NUKLEARFORUM SCHWEIZ
FORUM NUCLÉAIRE SUISSE

KERNENERGIE, KLIMA & VERSORGUNGS-SICHERHEIT

Inhalt

1. Einleitung 1

2. Schwächen der gegenwärtigen Strategie 3

2.1 Ausgangslage 3
2.2 Konsequenzen der aktuellen Energiestrategie 5
2.2.1 Saisonalität 5
2.2.2 Import und dessen Grenzen 5
2.2.3 Substitution 7
2.2.4 Kurzfristige und saisonale Speicher 7
2.2.5. Umwelteinflüsse der neuen erneuerbaren Energien 8
2.3 Lücken der Strategie – Umsetzbarkeit, Akzeptanz und Ökologie 9
2.4 Lücken der Strategie – Marktzugang zu Europa beim Strom 10
2.5 Fazit 10

3. Nutzen der Kernenergie im Hinblick auf die erwähten Herausforderungen 11

3.1 Umweltverträglichkeit 11
3.2 Wirtschaftlichkeit 12
3.3 Versorgungssicherheit 13

4. Eine Energiestrategie mit Nukleartechnologie 15

4.1 Überblick Nukleartechnologien 15
4.1.1 Small Modular Reactors (SMR) 15
4.1.2 Grosskraftwerke (Generationen III und III+) 17
4.2 Einbezug Nukleartechnologie in Energiestrategie 2050 17
4.2.1 Langzeitbetrieb berücksichtigen 17
4.2.2 Neubauten 19
4.3 Fazit 21

5. Empfehlungen an die Politik zur Sicherstellung einer nachhaltigen und sicheren Energieversorgung 23

6. Autoren des White Papers 27

1. Einleitung

Im Jahr 1973 stand die Schweiz vor grossen energiepolitischen Herausforderungen. Der Erdölschock, verbunden mit massiven Preissteigerungen, Lieferengpässen und autofreien Sonntagen, führte der Schweizer Bevölkerung die Abhängigkeit von ausländischen Ressourcen drastisch vor Augen. Als unmittelbare Folge setzte Bundesrat Willi Ritschard einen Expertenausschuss ein, der eine Gesamtschau über die Zukunft der Schweizer Energieversorgung erarbeiten sollte. Die Kommission für die Gesamtenergiekonzeption unter Vorsitz des Ingenieurs Michael Kohn erstellte daraufhin eine umfassende Energiestrategie für die Schweiz, die sowohl Umwelt- als auch Versorgungsaspekten ausreichend Rechnung tragen sollte. Ein zentraler Vorschlag der Kommission war, zur Sicherung einer klimaschonenden und jederzeit verfügbaren Stromversorgung auf den bis heute bestehenden Grundmix aus Wasser- und Kernkraft zu setzen. Der Begriff der klimafreundlichen Grundlast war ein zentraler Pfeiler der Szenarien der Kommission. Diese Grundlast – häufig auch Bandenergie genannt – sorgte in der Folge für eine während Jahrzenten sichere und zugleich klimafreundliche Stromversorgung.

Der Klimawandel ist heute in aller Munde. Die Schweiz hat sich dazu verpflichtet, bis 2050 klimaneutral zu werden. Intensiv diskutiert wird aktuell, wie dieses Ziel erreicht werden kann. Die Elektrifizierung des Verkehrs und der Volkswirtschaft allgemein scheinen dazu gegenwärtig der aussichtsreichste Weg zu sein. Das ist auch in der offiziellen Energiestrategie 2050 so vorgesehen. Mit der Umsetzung der Energiestrategie 2050 kommt der Stromversorgung also eine tragende Rolle zu. Der bereits 1973 vorgeschlagene Mix aus Kernenergie und Wasserkraft würde dem dadurch erhöhten Strombedarf an sich gerecht werden. Die Energiestrategie sieht vor, dass man zur Sicherstellung der Stromversorgung auch künftig noch Strom aus dem europäischen Ausland importieren kann und soll. Ausserdem will man ja bekanntlich aus der Kernenergie aussteigen. Alle Nachbarländer der Schweiz haben sich aber ebenfalls auferlegt, bis 2050 klimaneutral zu werden und benötigen deshalb künftig selber viel mehr Strom. Exemplarisch dafür ist das erst kürzlich revidierte Klimaschutzgesetz Deutschlands. In dieser Gemengelage muss die Stromversorgung der Schweiz und insbesondere die Versorgungssicherheit betrachtet werden. Die Nachfrage nach Strom wird steigen, während das Angebot nicht in gleichem Masse zunimmt. Das bedeutet mit Sicherheit höhere Preise. Ob die Versorgung der Schweiz mit Strom in diesem Umfeld gewährleistet werden kann, ist mehr als fraglich. Deshalb ist ein länger andauernder Stromausfall gemäss dem aktuellen Risikobericht des Bundesamtes für Bevölkerungsschutz (BABS) auch das grösste Risiko (noch vor einer Pandemie). Vor dem Hintergrund, dass der Bundesrat Ende Mai 2021 die Verhandlungen zum institutionellen Abkommen (Rahmenvertrag) beendet hat, ist ein Stromabkommen in weite Ferne gerückt. Stromimporte werden dadurch noch einmal schwieriger, was die Versorgungssicherheit zusätzlich gefährdert.

Die Arbeitsgruppe von Nachwuchswissenschaftlern, Ökonomen und Juristen des Nuklearforums und der Schweizerischen Gesellschaft der Kernfachleute (SGK) hat, initiiert durch die Vorstandsmitglieder Prof. Dr. Henrique Schneider, Dr. Matthias Horvath und den Geschäftsführer des Nuklearforums Lukas Aebi, in Szenarien berechnet, was die Abkehr von fossilen und nuklearen Energieträgern für die Schweiz genau bedeutet. Die Klimastrategien aller Nachbarstaaten wurden in die Modellierungen ausreichend einbezogen, um Rückschlüsse über die Exportfähigkeiten dieser Länder beim Strom zu erhalten. Die Schweiz möchte ja

gemäss den Energieperspektiven 2050 weiterhin Strom aus diesen Ländern importieren. Daraus entstanden ist eine detaillierte Prognose für die Energiezukunft der Schweiz. Diese weicht wesentlich von den Energieperspektiven 2050 des Bundesamtes für Energie (BFE) vom Herbst 2020 ab.

In der Folge wurde eine alternative Energiestrategie für die Schweiz erarbeitet, die sowohl Versorgungssicherheit als auch Klimaschutz ausreichend verbindet. Dabei wurde bewusst technologieoffen vorgegangen. Geplant wurde deshalb auch unter der Annahme, dass die bestehenden Kernanlagen in den Langzeitbetrieb gehen oder aber durch neue Anlagen ersetzt werden. Konkret wird etwa aufgezeigt, was der Einbezug von Small Modular Reactors (SMR) hier bringen würde. Unsere Studie zeigt, dass mit nur drei zusätzlichen SMR und einem Betrieb der bestehenden Anlagen für 60 Jahre die Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 wesentlich verbessert werden kann. Die aktuell bestehenden Risiken eines Versorgungsengpasses beim Strom würden zudem gemindert.

Abschliessend hat die Arbeitsgruppe Handlungsempfehlungen für Politik und Verwaltung erarbeitet. Diese Handlungsempfehlungen sind darauf ausgerichtet, dass die Schweiz weiter in der Energiepolitik technologieoffen plant und Alternativen zur Hand hat, sollte sich der gewünschte Zubau von erneuerbaren Energien nicht einstellen oder sollten sich die Prioritäten aufgrund von sich häufenden Stromausfällen verschieben.

Gute Führung besteht immer im Planen von Varianten. Wie 1973 ist es jetzt an der Zeit, die grossen Linien unserer Strompolitik neu zu justieren, in technologieoffenen Szenarien zu denken und die Bedürfnisse und Risiken für die Schweizer Bevölkerung ausreichend zu berücksichtigen. Die Arbeitsgruppe hat hier einen spannenden und neuen Ansatz verfolgt und ist zu weitreichenden Erkenntnissen gelangt. Das Resultat haben Sie im Sinne einer neuen Gesamtenergiekonzeption nun vorliegen. Die Handlungsempfehlungen sollen dabei als Orientierung dienen, damit auch künftige Generationen alle Technologien zur Verfügung haben, die sie zur Bewältigung ihrer Aufgaben brauchen werden.

International – das sei hier abschliessend gesagt – sind solche Überlegungen schon seit geraumer Zeit in Gange. So hat bereits im Jahr 2018 die Klimakonferenz im polnischen Katowice die internationale Atomenergie-Agentur (IAEA) dazu aufgefordert, einen wissenschaftlich fundierten Beitrag zum Klimawandel zu leisten. In der Folge hat die IAEA im Herbst 2019 einen wissenschaftlichen Kongress in Wien organisiert, bei dem auch das Nuklearforum durch Vorstandsmitglieder vertreten war. Insbesondere diskutiert wurde dabei, wie nukleare Innovationen und Technologien beim Klimawandel einen Beitrag leisten können. Das vorliegende White Paper hat diese Aspekte nun spezifisch für die Schweiz vertieft und für diesen wichtigen Diskussionsbeitrag danke ich der engagierten Autorenschaft ganz herzlich.

Ich wünsche eine angenehme Lektüre.

Hans-Ulrich Bigler,
Präsident Nuklearforum Schweiz

2. Schwächen der gegenwärtigen Strategie

2.1 Ausgangslage

Die Schweiz will bis 2050 ein kernenergiefreies und gleichzeitig von Treibhausgasen freies Land werden. Die Grundlagen dazu sind die Energiestrategie 2050, die Energieperspektiven 2050 sowie die Klimastrategie 2050.[1] Der Endenergieverbrauch der Schweiz soll um etwa ein Drittel gesenkt und die Mobilität sowie der Gebäudebereich weitgehend elektrifiziert werden. Daraus folgt, dass der Stromverbrauch gegenüber heute um ca. ein Drittel zunehmen wird, und zwar hauptsächlich im Winter[2]. Gleichzeitig soll die Stromversorgung auf einen Mix aus etwa 50 Prozent Wasserkraft und 50 Prozent neuen erneuerbaren Energien (NEE; primär Photovoltaik (PV)) umgebaut werden. Auf die Kernenergie soll bis dahin verzichtet werden.

Weiter will der Bundesrat:

- den Gesamtenergieverbrauch pro Kopf im Jahr 2050 gegenüber 2000 um ein Drittel sowie den Stromverbrauch um 5 Prozent senken
- die Stromproduktion durch Wasserkraft maximal um etwa 10 Prozent erhöhen
- verbleibende, nicht vermeidbare CO_2 Emissionen durch CCS (Carbon Capture and Storage) und Negativemissions-Technologien (NET) kompensieren und im Inland speichern.

Die historische, aktuelle und zukünftige Stromversorgung der Schweiz setzt sich nach Prognose des Bundesamtes für Energie (BFE) wie folgt zusammen:

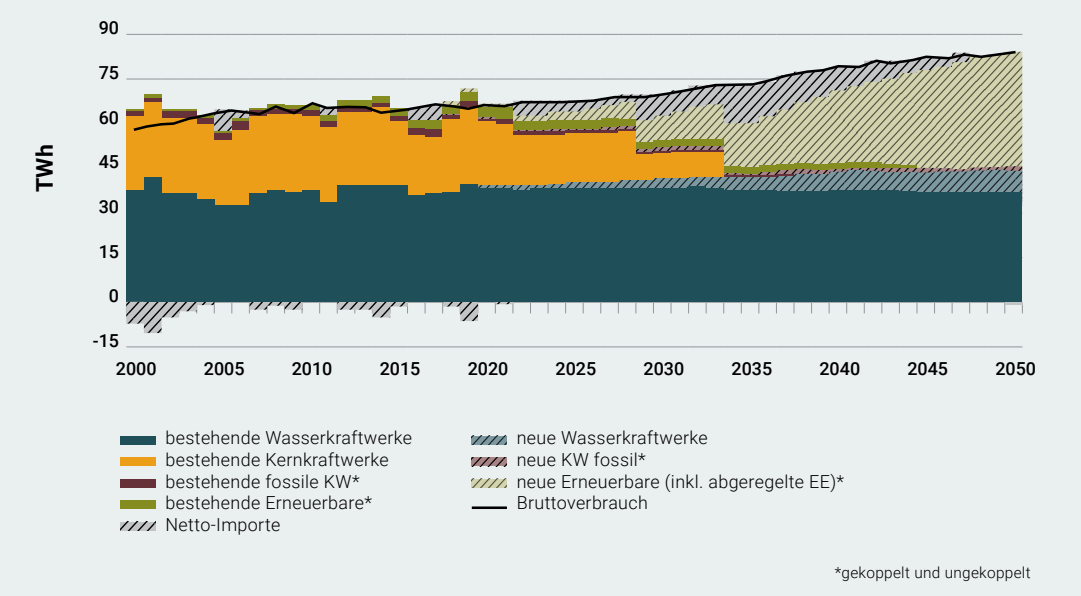

Abb. 2.1: Stromerzeugung nach Technologien gemäss Prognose Energiestrategie 2050[3]

1 *BFE (2018), Energiestrategie 2050 nach dem Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes, BFE-Präsentation; BFE (2020), Energiestrategie 2050 Monitoring-Bericht, BFE-Bericht; Bundesrat (2021), Langfristige Klimastrategie der Schweiz, Bundesrat-Bericht*

2 *BFE (2020), Energieperspektiven 2050+, S. 36*

3 *BFE (2020), Energieperspektiven 2050+*

Die schwarze Linie ist der jährliche Strombedarf, während die farbigen Balken die Stromproduktion aus verschiedenen Quellen pro Jahr gemäss Prognose der Energiestrategie zeigen. Die graue Fläche entspricht dem prognostizierten Importbedarf. In der Energiestrategie 2050 wurde eine Zwischenetappe mit Richtwerten für 2035 für Energieverbrauch und -bereitstellung definiert. Darüber hinaus wurden in den Energieperspektiven 2050 überarbeitete Zielwerte für das Jahr 2050 definiert, wie in Tabelle 2.1 zusammengefasst ist. Darin sind effektive Werte aus den Energiestatistiken des BFE der Jahre 2000 und *2020 (*repräsentativ für 2020 wurden die Werte von 2019 genommen) (schwarz), der BFE-Energiestrategie 2050 Richtwerte (orange) und verbindliche Zielwerte (rot) sowie gemäss den Richt- und Zielwerten projizierten Gesamtenergie- und Stromverbrauch (grün) der Schweiz für 2035 und 2050 aufgeführt.

Jahr	Einwohner CH	Energie-verbrauch/ Kopf	Gesamtenergie-verbrauch Schweiz		Strom-verbrauch/ Kopf	Strom-verbrauch Schweiz (netto)		Produktion [TWh]		Produktion NEE [TWh]	
								Wasser	Nuklear	ES2050	EP2050+
2000	7.2 Mio.	100%	855'290 TJ	100%	100%	100%	52.4 TWh	35.9	24.9		n/a
2020*	8.7 Mio.	84% / 81%	834'210 TJ	98%	94% / 91%	109%	57.2 TWh	36.4	25.3	4.4	3.0
2035	9.8 Mio.	57%	662'224 TJ		87%		61.9 TWh	37.5	0	11.4	17.0
2050	10.4 Mio.	47%	584'212 TJ		95%		72.3 TWh	38.6	0	24.2	39 .0

Tabelle 2.1: Energie- und Stromverbrauchszahlen, effektive (2000, 2019), Richtwerte und verbindliche Zielwerte der Energiestrategie 2050*

*2019 effektive Produktionswerte (BFE, für 2020 liegt sie noch nicht ganz vor und ist aufgrund der Covid-19 Pandemie im Gesamtkontext nicht unbedingt repräsentativ)

Richtwerte ES2050 (2017)

Verbindliche Zielwerte EP2050+ (2021)

Effektive Energie- und Stromverbrauchswerte skaliert gemäss Einwohnerzahl und ES2050 Richtwerten bzw. EP2050+ Zielwerten.

Quellen Tabelle 2.1: BFE, Gesamtenergiestatistik 2000, 2019; BFE, Elektrizitätsstatistik 2000, 2019; BFE, Energiestrategie 2050, Präsentation (2018); BFE, Revision EnG & StromVG Mantelerlass, Medienmitteilung 11.11.2020; Bundesamt für Statistik (BFS) (2020), Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz und der Kantone, BFS-Bericht

Zusätzlich zu den Zahlen in der Tabelle 2.1 sind die bisherigen und prognostizierten Kennzahlen der Stromimporte und -exporte der Schweiz zentral. Sowohl im Jahr 2000 als auch 2019 hat die Schweiz über das ganze Jahr zwar mehr Strom exportiert als importiert. Im Jahr 2000 hat die Schweiz im Winter noch Strom exportiert (ca. 1.9 TWh), 2019 musste sie schon ca. 4.6 TWh importieren.[4] Diese Entwicklung zeigt deutlich auf das «Nadelöhr» Winterstrom. Ausserdem laufen die Importverträge aus und es ist unsicher, ob diese erneuert werden können. Der Bundesrat will also sowohl die fossilen als auch die nuklearen Energieträger primär durch Strom aus neuen erneuerbaren Energien ersetzen. Zeitgleich soll der Stromverbrauch pro Kopf gesenkt werden. Unter Berücksichtigung des Bevölkerungswachstums, gemäss dem Bundesamt für Statistik (BFS) wird daher der Gesamtstromverbrauch der Schweiz um knapp

4 BFE, Elektrizitätsstatistik 2019 und 2020

40 Prozent (20 TWh) gegenüber dem Jahr 2000 ansteigen. Zentral ist auch, dass die grossen nuklearen Produktionskapazitäten (jederzeit verfügbare Bandenergie) mittelfristig durch volatile erneuerbare Kapazitäten (NEE) ersetzt werden sollen (bis 39 TWh). Damit werden gemäss Prognosen in der Tabelle künftig 80 Prozent der Stromerzeugung volatil.

2.2 Konsequenzen der aktuellen Energiestrategie

Um die Pläne des Bundesrates zu bewerten, werden im Folgenden einige grundlegende Aspekte näher beleuchtet.

2.2.1 Saisonalität

Mit der Substitution der regelbaren durch volatile Energieträger werden ausgeprägte saisonale Schwankungen im Stromnetz auftreten. Gebäudewärme wird primär im Winter benötigt und soll vorwiegend mittels Wärmepumpen bereitgestellt werden. Die Photovoltaik, welche den stärksten Zubau erfahren soll, liefert jedoch im Winter geringe und stark schwankende Energiemengen – gerade im Mittelland sind langanhaltende kalte Nebelphasen die Regel. Die bestehenden Kernkraftwerke liefern bisher im Winterhalbjahr ca. 14 TWh Strom und werden aufgrund der Versorgungsbedürfnisse im Winter jeweils erst im Sommer für die jährliche Revisionen abgeschaltet. Die ausreichende Energieversorgung im Winter wird also ohne Kernkraft zu einer grossen Herausforderung. Aktuell bestehen keine marktreifen Speichertechnologien, die es erlauben würden, den überschüssigen Sommerstrom für den Winter zu speichern.

2.2.2 Import und dessen Grenzen

Die EP2050+ sehen vor, dass im Jahr 2050 9 TWh Strom aus dem Ausland importiert werden müssen, hauptsächlich im Winterhalbjahr.[5] Dies entspräche knapp 10 Prozent des durchschnittlichen Schweizer Landesbedarfs, in der kalten Jahreszeit deutlich mehr. Das bedeutet, der Stromimport wird zu einem relevanten Faktor der Schweizer Stromversorgung. Eine detaillierte Betrachtung der Energiestrategien der Schweizer Nachbarländer unter Einbezug der politischen Vorgaben zeigt, dass dies (bei Erfüllung der politischen Energie- und Klimaziele) so nicht möglich sein wird.

Die Nachbarländer der Schweiz wollen ebenfalls Klimaziele erreichen und werden ihren fossilen Kraftwerkspark, bestehend aus Kohle-, Öl- und Gaskraftwerken, in den nächsten Jahrzehnten sukzessive stilllegen. In Abb. 2.2 sind diese länderspezifischen Klimaziele und Energiestrategien (blaue Balken) den Berechnungen des BFE aus der Energieperspektive 2050 (dunkelgrüne Balken) gegenübergestellt. Die im Rahmen dieses Berichts durchgeführte individuelle Modellierung der Stromerzeugung in den Schweizer Nachbarländern (A, D, F, I) kommt zum Schluss, dass unter Einhaltung der lokalen Klimaziele die Gesamtstromerzeugung im Jahr 2050 ungefähr auf dem gleichen Level wie heute sein wird (ca. 1500 TWh). Dies steht im Gegensatz zu den in

5 BFE (2020), Energieperspektiven 2050+, Kurzbericht, S. 56

der Energieperspektive 2050+ errechneten Zahlen (ca. 2350 TWh). Dort werden keine länderspezifischen Werte genannt und der Beitrag von Photovoltaik und Windkraft erfährt eine unbegrenzte lineare Steigerung, bis der kalkulierte Strombedarf leicht übertroffen ist.[6]

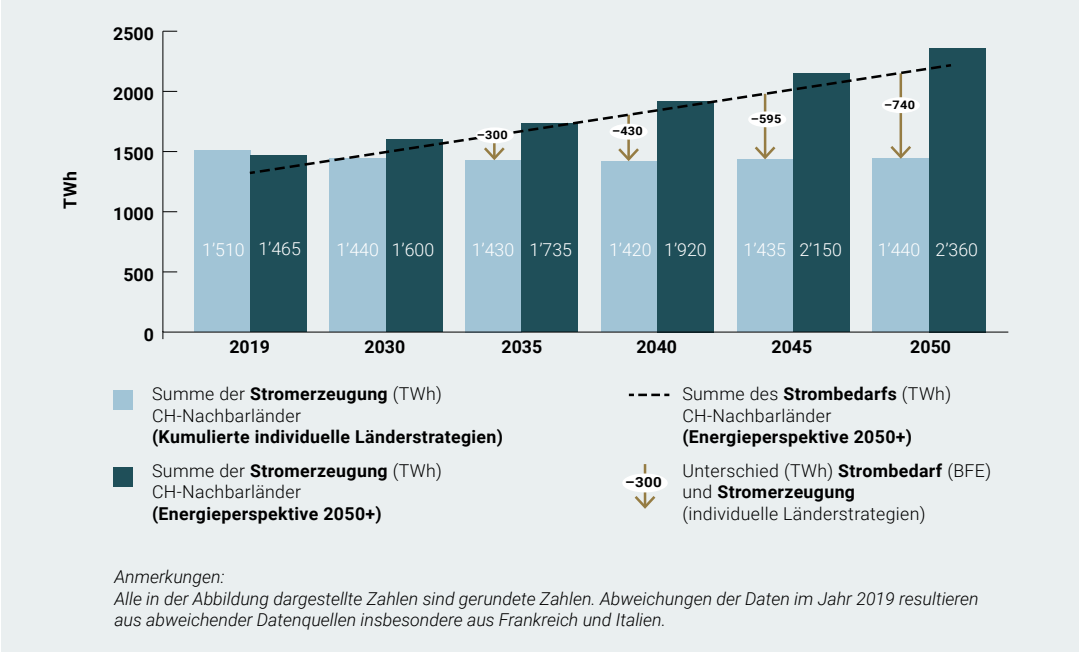

Abb. 2.2: Stromerzeugungsperspektiven der Nachbarländer der Schweiz. Vergleich der Gesamtmengen gemäss deren Energie- & Klimastrategien [7] (blau) und gemäss Projektion BFE [8] (dunkelgrün) sowie der zu erwartende Strombedarf laut BFE [9] (gestrichelte Linie)

Wie in Abb. 2.2 zu sehen ist, entsteht eine deutliche Diskrepanz zwischen den individuellen Strategien der Länder und des vom BFE berechneten Strombedarfs (über 700 TWh im Jahr 2050, das heisst über 40 Prozent der aktuellen Gesamtstromerzeugung aller Nachbarländer). Daraus ergeben sich drei Probleme:

1. Der Strombedarf in der Schweiz, aber vor allem in den umliegenden Ländern, wird durch eine massive Elektrifizierung von Industrie und Verkehr steigen (bis 2050: +30 Prozent in der Schweiz und +50 Prozent in den Nachbarländern). Bei einer individuellen Betrachtung der Länderstrategien zeigt sich, dass dieser zusätzliche Strombedarf nicht zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden kann.
2. Wäre die vom BFE berechnete Menge an erzeugtem Strom im Jahr 2050 realistisch, bestünde der Strom in den Nachbarländern der Schweiz zu diesem Zeitpunkt zu ca. 80 Prozent aus volatilen, nicht grundlastfähigen Erzeugungsquellen. Um eine entsprechende Grundlastversorgung bereitstellen zu können, sind grosse, geographisch unabhängige Speichertechnologien notwendig, die die Energie vom Sommer in den Winter transferieren. Diese Technologien sind heute aber technisch noch nicht ausreichend entwickelt (siehe Kap. 2.2.4) und auch nicht im grossen Stil wirtschaftlich einsetzbar.

---

6 BFE (2020), Energieperspektiven 2050+, Kurzbericht, Abb. 25

7 Klimaziele und politische Rahmenbedingungen / Vorgaben der einzelnen Länder

8 BFE (2020), Energieperspektiven 2050+, Kurzbericht, Abb. 25

9 BFE (2020), Energieperspektiven 2050+, Kurzbericht, S. 67

3. In den Jahren ab 2035 ist der Stromimportbedarf der Schweiz verhältnismässig am höchsten. Selbst im Szenario des BFE für die Nachbarländer gibt es dann kaum Stromüberschuss, vor allem nicht im Winter. Zu dieser Zeit ist also selbst in den Berechnungen des Bundes keine Kapazität für Stromexporte in die Schweiz. Es ist unklar, wie diese Stromlücke gedeckt werden soll.

Sollen die Klimaziele der einzelnen Länder erreicht werden, hat dies zur Folge, dass in den Jahren nach 2035 zu wenig Strom im europäischen Netz sein wird. Darunter wird vor allem die Schweiz leiden, die in Zukunft bewusst auf Stromimporte setzt. Um eine Strommangellage zu verhindern, müssten vermutlich konventionelle Kraftwerke im Ausland länger laufen oder in der Schweiz sogar neu gebaut werden. Somit wäre zwar eine allgemeine Stromversorgung sichergestellt, aber die Klimaziele würden nicht erreicht.

2.2.3 Substitution

Zurzeit wird nur rund ein Viertel des schweizerischen Energieverbrauchs durch Strom, die verbleibenden drei Viertel werden vorwiegend mit fossilen Energieträgern gedeckt.[10] Diese werden hauptsächlich für Transport und Heizungen verwendet. Über Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen sollen diese Sektoren elektrifiziert werden. Da die Effizienz von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen höher ist, wird der Gesamt-Endenergieverbrauch durch diese Umstellung gesenkt. Allerdings wird der Stromverbrauch im Gesamtanteil des Energieverbrauchs von heute einem Viertel auf fast die Hälfte im Jahr 2050 verdoppelt. Für den übrigen Energieverbrauch, der nach wie vor zu Treibhausgasemissionen führt, sind etwa die Zementindustrie, die Landwirtschaft oder die Kehrrichtverbrennungsanlagen verantwortlich. Hier muss mittels CCS oder Emissionshandelszertifikaten eine Reduktion von Treibhausgasen herbeigeführt werden.[11] Auch wenn mit Wärmedämmmassnahmen die Wärmeverluste weiter reduziert werden, wird der Stromverbrauch insgesamt um 15 bis 25 TWh steigen und dies während der Heizperiode im Winter.

2.2.4 Kurzfristige und saisonale Speicher

Die Netzinfrastruktur und deren Stabilität kommt durch die Einspeisung volatiler Energieformen unter Druck. Schon beim heutigen Ausbaustand in der Schweiz und vor allem in Deutschland hat sich die Zahl der Interventionen der Netzbetreiber zur Sicherstellung der Netzstabilität erhöht. Durch die fluktuierende Einspeisung der regenerativen Energien ist die Stromversorgung weniger planbar als mit konventionellen Kraftwerken. Im schlimmsten Fall muss zur Stabilisierung des Stromnetzes mit temporären regionalen Stromabschaltungen, sogenannten Brownouts, eingegriffen werden. Dies wird unter anderem in der Kurzfassung der Energieperspektiven 2050+ vom November 2020[12] erwähnt. Wichtig zur Sicherstellung der Netzstabilität sind kurz- und langfristige Stromspeicher.

---

10 BFE, Gesamtenergiestatistik 2019

11 BFE (2020), Energieperspektiven 2050+ – Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse , S. 15

12 BFE (2020), Energieperspektiven 2050+ – Kurzbericht, S. 30

Speicher: Zum Ausgleich der volatilen Erzeugung aus NEE und zur Abdeckung von Spitzenlasten werden grosse Speicher benötigt. Beispielsweise werden zahlreiche E-Autos nachts geladen, was eine zusätzliche Infrastruktur erfordert, um den produzierten Tagesstrom zwischenzulagern und in der Nacht zu verwenden. Dies gilt sowohl im Sommer als auch im Winter, wo der PV-Strom in der Schweiz sehr begrenzt zur Verfügung steht. Diese Speicherung ist mittels Batterien allerdings durchaus im Bereich des Machbaren.

Saisonale Speicher: Abgesehen von Grosswasserkraftwerken gibt es heute keine etablierten Speichertechnologien für eine saisonale Verschiebung der sommerlichen Stromüberproduktion ins Winterhalbjahr. Zwar befinden sich diverse Technologien in der Entwicklung (z.B. Power-to-Gas Konzepte, Wasserstoff, Druckluftspeicher, mechanische Speicher und so weiter), jedoch kommen diese bis heute kaum über das Pilotprojektstadium hinaus. Auch sind deren Wirtschaftlichkeit kaum absehbar oder sie weisen eine geringe Effizienz auf, was den Strombedarf noch einmal erhöhen würde. Zwar sind grosse Fortschritte in diesen Bereichen denkbar, aber es kann noch nicht davon ausgegangen werden, dass diese Fortschritte auch tatsächlich eintreten werden.

CO_2-Speicher (CCS) und Negative Emissionstechnologien (NET): Diese Speicher sollen erstellt werden, um die nicht vermeidbaren CO_2-Emissionen (zum Beispiel bei der Zementherstellung) zu speichern. Mit NET soll CO_2 umgewandelt werden, um die CO_2-Bilanz noch weiter zu verbessern. Zu beiden Technologien kann man sagen, dass diese im industriellen Massstab zurzeit nicht zur Verfügung stehen. Neben den grossen Mengen von CO_2, die pro Jahr gespeichert oder eben umgewandelt werden müssen (das BFE spricht von 3 Mio. t/Jahr), benötigt dies auch Energie (voraussichtlich Strom), welche dem steigenden Strombedarf noch zusätzlich verrechnet werden müsste.

2.2.5. Umwelteinflüsse der neuen erneuerbaren Energien

Die erneuerbaren Energien müssen gemäss den Strategien ausgebaut werden. Heute ist jedoch bereits absehbar, dass die Akzeptanz in der Bevölkerung für fast alle Formen des Ausbaus abnimmt. Die Erhöhung von bestehenden Staumauern scheitert am zusätzlichen Landverbrauch und damit am Widerstand von Umweltverbänden. Grossflächige alpine Solaranlagen stehen im Widerspruch zu touristischen und Umweltinteressen. Windkraftanlagen werden kaum irgendwo in der Schweiz toleriert, PV-Freiflächenanlagen sind in der dicht bevölkerten Schweiz kaum zulassungsfähig. Es verbleiben zurzeit für den PV-Ausbau praktisch nur die Hausdächer und -fassaden und der grosse Anteil davon im Mittelland.

Diese Faktoren werden den Ausbau der erneuerbaren Energien auf ein gesellschaftlich akzeptiertes Niveau begrenzen, welches für die Zielerreichung der Energiestrategie derzeit nicht ausreicht. Der einseitige Fokus der Strategien auf den Ausbau von Photovoltaik führt zwangsläufig zu erheblichen und langfristigen Materialflüssen. Die Herstellung von Photovoltaikmodulen findet derzeit beinahe ausschliesslich in China statt. Die in den Energieperspektiven geforderte ca. 34 TWh PV-Energie bedingen die initiale Installation von ca. 30 GW PV-Panels. Diese müssen aufgrund ihrer Lebenserwartung etwa alle 25 Jahre ersetzt werden. Die dafür notwendigen Rohstoffe resp. anfallenden Abfallmengen stellen eine ökologische Herausforderung dar. Entsprechende Entsorgungs- und Wiederverwendungskonzepte befinden sich erst in der Entwicklungsphase.

2.3 Lücken der Strategie – Umsetzbarkeit, Akzeptanz und Ökologie

Die Umsetzbarkeit der bundesrätlichen Strategie erscheint aus verschiedenen Gründen fraglich. Zum einen sind für den geplanten Umbau des Energiesystems nicht alle notwendigen Technologien reif und verfügbar, insbesondere im Bereich der Langzeitspeicherung. Auch stellen sich bereits heute Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz. Ökologische Aspekte insbesondere in Bezug auf die zu erwartenden hohen Materialflüsse werden kaum angesprochen. So sind etwa die für die Photovoltaik notwendigen Elemente Indium und Gallium selten.[13] In der aktuellen Diskussion geht häufig vergessen, dass in der Energiestrategie 2050 ebenfalls nach dem Abschalten der Kernanlagen für die Überbrückung Gas- und Dampfkraftwerke (sogenannte Gaskombikraftwerke) vorgesehen sind, die die nötige Grundlast bereitstellen sollen.[14] Da Gaskombikraftwerke eine sehr schlechte Bilanz betreffend Treibhausgasen haben, besteht hier ein sich abzeichnender Zielkonflikt mit der anvisierten Klimapolitik. Ob in der aktuellen Stimmungslage die Akzeptanz für Gaskombikraftwerke gegeben ist, darf bezweifelt werden. Ebenfalls ungenügend berücksichtigt ist in diesem Zusammenhang die Frage, ob sich die Schweiz mit zusätzlichen Gasimporten nicht in ungewollte geopolitische Abhängigkeiten begibt.

Auch scheint der einseitige Fokus auf Photovoltaik nicht zielführend. Selbst die ElCom weist in ihren Papieren darauf hin, dass eine Versorgungssicherheit im Winter durch eine Erreichung der Ausbauziele der Photovoltaik unwahrscheinlich ist.[15] Die Überproduktion im Sommer wird durch die saisonalen Speicherkapazitäten begrenzt, da während den grauen Wintermonaten kaum Strom mit Photovoltaik erzeugt werden kann.

13 Siehe dazu: BFE, CIGS-Module bringen Photovoltaik in Form, Fachmagazin HK Gebäudetechnik (Ausgabe April 201k

14 Siehe dazu: Basiswissen-Dokument des Verbandes der Elektrizitätsunternehmen (VSE) zu Gas-Kombikraftwerke (GuD) vom März 2020

15 ElCom, Grundlagenpapier 2020: Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion

2.4 Lücken der Strategie – Marktzugang zu Europa beim Strom

Wie in den Ausführungen zum Import dargelegt wurde, ist der Stromimportbedarf um 2035 für die Schweiz am höchsten. In den Energieperspektiven 2050+ wird davon ausgegangen, dass zur Stabilisierung der Import- und Exportbeziehungen ein Stromabkommen oder ein vergleichbares Vertragswerk mit der EU abgeschlossen werden kann, was den Zugang zum europäischen Strommarkt regeln sollte.[16] Ende Mai 2021 hat der Bundesrat die Verhandlungen über das Institutionelle Abkommen (InstA – besser bekannt als Rahmenabkommen) mit der EU abgebrochen. Das InstA wäre eine zwingende Voraussetzung zum Abschluss eines solchen Stromabkommens gewesen. Ab 2025 müssen europäische Länder ausserdem 70 Prozent ihrer Stromkapazität an der Grenze für den Handel im Binnenmarkt zur Verfügung stellen. Damit sinkt die Kapazität für Importe für die Schweiz noch einmal, da sie keinen Marktzugang hat.[17] Ausserdem hat die nationale Netzgesellschaft Swissgrid verlauten lassen, dass sie ohne Stromabkommen ungenügend in die europäischen Koordinationsprozesse eingebunden ist. Ungeplante Lastflüsse durch die Schweiz gefährden zunehmend die Netzstabilität und Swissgrid muss Strom (vornehmlich aus Wasserkraft) für die Stabilisierung des Netzes einsetzen. Mit einem Stromabkommen würde Swissgrid in den Berechnungen der europäischen Partner berücksichtigt und hätte frühzeitig Kenntnis über die Stromflüsse durch die Schweiz.[18]

2.5 Fazit

Ein Umbau auf eine reine, ausschliessliche erneuerbare Versorgung ohne Kernenergie erscheint ohne massive Zielkonflikte kaum machbar und wird gesellschaftlich kaum akzeptiert. Auch sind Fragen zur technologischen Umsetzung heute ungelöst.

Die grösste Schwäche der Energiestrategie 2050 betrifft jedoch die Versorgungssicherheit, welche trotz behördlichen Warnungen nicht mit der nötigen Technologieoffenheit angegangen wird. Dies führt so weit, dass das Bundesamt für Bevölkerungsschutz (BABS) in seinen Risikoberichten von 2015[19] und 2020[20] eine längerfristige Strommangellage als das grösste Risiko ausweist – gefolgt von einer Pandemie. Die Dokumente des BFE gehen jedoch nicht ausreichend auf die Risikobeurteilung des BABS ein. Auch die ElCom verweist in ihren Studien auf die absehbaren Probleme der winterlichen Versorgung[21] hin.

Dadurch läuft die Energiestrategie Gefahr, zu einem grossen Experiment mit ungewissem Ausgang zu werden.

---

16 BFE (2020), Energieperspektiven 2050+, Kurzbericht, S. 33

17 Siehe dazu Michael Frank (Direktor des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen) im Bund vom 28. Mai 2021: «Geht uns jetzt der Strom aus?»

18 Siehe dazu: Blogbeitrag auf www.swissgrid.ch vom 27. Mai 2021: Stromabkommen – Wie weiter nach dem Verhandlungsabbruch beim Rahmenabkommen?

19 BABS, Risikobericht 2015

20 BABS, Risikobericht 2020

21 ElCom, Grundlagenpapier 2020: Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion

3. Nutzen der Kernenergie im Hinblick auf die erwähten Herausforderungen

In der Stromproduktion galt es immer, die drei Bereiche Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit zu optimieren. Auch die Energiestrategie 2050 versucht diese Bereiche zu in Einklang zu bringen – allerdings ohne Berücksichtigung der Kernenergie. Dabei wäre eine Lösung mit Kernenergie deutlich näher am Optimum als ohne (siehe Kapitel 4).

3.1 Umweltverträglichkeit

Die Kernenergie ist eine Energiegewinnung aus den Atomkernen und verfügt somit über eine sehr hohe Energiedichte. Gegenüber chemischen Prozessen ist die Energieausbeute aus Kernspaltung rund 1 Million Mal höher. Aus 1 g U-235 wird so viel Wärme gewonnen wie aus der Verfeuerung von über 800 kg Kohle.

Dadurch sind die Materialströme klein. Man braucht nur sehr wenig Rohstoffe, um Energie zu gewinnen. Der Brennstoff Uran kann von allen Kontinenten beschafft werden. Zudem ist das Uran in politisch demokratischen Staaten wie Australien, Kanada und die USA in grossen Mengen verfüg- und beschaffbar und steht nicht in Konkurrenz mit anderen Nutzungen. Ein Brennelement ist während 5 bis 7 Jahren in einem Schweizer Kernkraftwerk (KKW) im Einsatz und produziert in dieser Zeit Energie. Durch diesen langen Einsatz des Brennstoffs in einem Kernreaktor ist die Abfallmenge überschaubar. Ausserdem werden wenig seltene Erden oder andere Konfliktmaterialien benötigt.[22] Das ermöglicht eine nachhaltige und umweltschonende Stromproduktion.

Zusätzlich ist der Landverbrauch von KKW klein. Dies ist für ein kleines Land wie die Schweiz mit beengten Platzverhältnissen und strengen Naturschutzauflagen wichtig. Zurzeit produzieren Schweizer KKW an nur drei Standorten rund ein Drittel des schweizerischen Strombedarfs. Zum Vergleich: Der jährliche Energieertrag des KKW Gösgen entspricht demjenigen von 1000 bis 3000 Windrädern oder ca. 7000 Fussballfeldern (50 km^2) Solarpanels. Das Gelände des KKW Gösgen umfasst lediglich 0.15 km^2. Das bedeutet auch, dass weniger Beton für Fundamente oder Baustoffe für Gebäude benötigt werden.

Für den Klimaschutz von besonderer Bedeutung ist, dass Kernkraftwerke keine Treibhausgase ausstossen. Selbst bei der Betrachtung der ganzen Wertschöpfungskette eines Kernkraftwerks (vom Bau über die gesamte Rohstoffgewinnung bis zur Entsorgung) sind die Emissionen pro produzierter Kilowattstunde Strom vergleichbar mit Wind- und Wasserkraft und ca. fünfmal geringer als bei Photovoltaik-Anlagen[23].

22 Bauer et al. (2017 & 2019), Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, BFE-Bericht

23 Bauer et al. (2017 & 2019), Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, BFE-Bericht

3.2 Wirtschaftlichkeit

Die Investitionen für den Bau eines KKWs sind vorab hoch. Die Kosten pro Kilowattstunde über die gesamte Laufzeit gerechnet sind jedoch relativ tief. Diese Kosten beinhalten auch die Stilllegungs- und Entsorgungskosten. Eine Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten zeigt, dass die Kernenergie günstiger als die meisten erneuerbaren Energien ist, und teurer als beispielsweise Kohlekraftwerke.[24] Das passt auch zum Umstand, dass Frankereich mit viel Kernenergie deutlich tiefere Strompreise hat als Deutschland. Schweizer KKW produzieren für ca. 5 Rp./kWh Strom (inkl. Endlagerung).[25]

Das hängt allerdings stark von den regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Bei guten lokalen Voraussetzungen sowie passendem Projektmanagement sind die Kosten der Nuklearenergie kompetitiv, von einer Kosteneskalation kann nicht die Rede sein. Eine kürzlich erschienene Studie schliesst: «Diese Ergebnisse zeigen, dass es weder eine einzige oder intrinsische Lernkurve gibt, die wir für die Kernkrafttechnologie erwarten sollten, noch einen erwarteten Kostentrend. Wie sich die Kosten im Laufe der Zeit entwickeln, scheint von verschiedenen regionalen, historischen und institutionellen Faktoren abhängig zu sein, die eine Rolle spielen.»[26]

Die Totalkosten eines KKW setzten sich zusammen aus den Betriebskosten und den Investitionskosten. Das länger anhaltende Tiefzinsumfeld senkt aktuell die Kapitalkosten und macht damit eine Investition in ein Kernkraftwerk umso rentabler. Wichtig für die Investitionskosten einer Anlage ist etwa auch die Bauzeit. Diese kann für KKW sehr unterschiedlich sein. Die jüngsten Projekte im Westen sind langsam und von Kostenüberschreitungen gekennzeichnet, was vor allem mit Faktoren auf Projektmanagement- und Regulierungsebene zu tun hat. Die Bauzeit dauert bei einem guten Umfeld ca. vier bis acht Jahre, wie die letzten Projekte in China, Japan, Russland oder Südkorea zeigen. Mit der Kernenergie wird aufgezeigt, dass es möglich ist, genügend hohe Zubauraten an treibhausgasarmer Stromproduktion zu erreichen. Die hohen Regulierungskosten der Kernenergie in Westeuropa sind heute auch ein wesentlicher Bestandteil der Betriebskosten. Exemplarisch dafür stehen die laufenden Verschärfungen im Strahlenschutz der letzten Jahre. Zurzeit muss generell konstatiert werden, dass sich Investitionen in Grossanlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie, nicht nur nukleare Anlagen, aufgrund der aktuellen wirtschaftlichen und regulatorischen Lage und daraus resultierender fehlender Planungssicherheit, für die Energieversorgungsunternehmen schlichtweg nicht lohnen und auch keine in ernsthafter Planung sind.[27] Dies wird sich aber in Zukunft negativ auf die Versorgungssicherheit auswirken.

24 Bauer et al. (2017 & 2019), Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, BFE-Bericht

25 Bauer et al. (2017 & 2019), Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, BFE-Bericht, S. 8

26 Lovering et al. (2016), Historical construction costs of global nuclear power reactors. Energy Policy 91, 371–382

27 Stellungnahmen/Feststellungen verschiedener EVU bzgl. der Schweizer Energiepolitik an verschiedenen öffentlichen Veranstaltungen, 2018-2021

Ein Blick in die Vergangenheit zeigt, dass auch in Europa Anlagen schnell und ohne Kostenüberschreitung gebaut werden konnten. Niemand hat so schnell Stromkapazität pro Einwohner zugebaut wie Schweden mit dem Ausbau der Kernenergie in den 1970er-Jahren. Der Zubau war etwa siebenmal so gross wie der Zubau von erneuerbaren Energien während der letzten Jahre in Deutschland oder Dänemark. Das ist bei passenden politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen immer noch möglich. Als eines der wenigen Ausnahmen zurzeit in Europa erweist sich Grossbritannien, wo über die einzelnen Legislaturperioden hinaus Planungssicherheit, sowohl für nukleare als auch für erneuerbare Energien geschaffen wird. Das zeigt nicht zuletzt auch das «Energy White Paper» des Energieministers Alok Sharma vom Dezember 2020, wo die Planung neuer nuklearen Anlagen und insbesondere die nötige Planungssicherheit gleich mehrfach angesprochen werden.[28]

3.3 Versorgungssicherheit

Erneuerbare Energien sind volatile und wenig flexible Quellen von Energie. Je mehr davon ins System integriert wird, desto höher muss der Anteil an flexiblen aber steuerbaren Quellen und Senken sein, wie Speicher, schaltbare Lasten oder steuerbare Kraftwerke. Das ist mit zusätzlichen Kosten verbunden. Sind nicht genügend Flexibilitäten vorhanden, sinkt das Verhältnis von nutzbarer zu produzierter Leistung für einen steigenden Anteil volatiler Quellen.[29]

Moderne KKW können sich kurzfristig dem Energiebedarf anpassen (sog. Load-Follow), was in Deutschland und Frankreich bereits der Fall ist. Die Leistung der Kraftwerke lässt sich entsprechend während des Tages und der Nacht steuern, wobei sich gerade kleine, modulare Reaktoren dazu eignen.[30] Diese Load-Follow-Fähigkeit kann genutzt werden, um eine volatile Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien auszugleichen. Das würde den Bedarf an Speichern massiv reduzieren, wenn gleichzeitig der CO_2-Ausstoss tief bleiben soll. Gegenwärtig übernehmen häufig Gaskraftwerke die Rolle des Produktionsausgleich, die einen bedeutend höheren Treibhausgasausstoss haben.

Die OECD rechnet wegen der Speicher mit knapp doppelt so hohen Kosten, wenn der Anteil erneuerbarer Energien 70 Prozent beträgt im Vergleich zu einem Anteil von 10 Prozent[31] für ein weitgehend dekarbonisiertes Stromsystem. Zu einem ähnlichen Schluss kommt eine Studie des MIT: Wenn der Ausstoss von CO_2 nicht über 1 g/kWh liegen soll, dann wären die Kosten ca. doppelt so hoch, wenn keine KKW genutzt würden[32].

---

28 Secretary of State for Business, Energy and Industrial Strategy, The Energy White Paper – Powering our Net Zero Future vom Dezember 2020. Abrufbar auf: www.gov.uk/beis

29 Sinn (2017), Buffering volatility A study on the limits of Germany›s energy revolution. European Economic Review 99, 130–150

30 Locatelli et al. (2015), Load following with Small Modular Reactors (SMR): A real options analysis. Energy, 80, 41–54

31 OECD (2019), The Costs of Decarbonization: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables, NEA Report No. 7299

32 Buongiorno et al. (2018), The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World, MIT Energy Initiative

Neben der erhöhten Stabilität im Stromnetz haben KKW noch zwei weitere Sicherheitsvorteile: Durch die hohe Energiedichte ist der Bedarf an Kernbrennstoff überschaubar. Obwohl die Schweiz zurzeit weder nutzbare Uranvorkommen noch Fabriken zur Herstellung von Brennelementen hat, können sich die KKW mit leicht erhöhten Bestellmengen Kernbrennstoff für mehrere Jahre problemlos sichern. So können KKW zuverlässig und ununterbrochen Strom produzieren, auch in Krisenzeiten und im Winter. Ausserdem ist die Kernenergie eine sehr sichere Technologie. Selbst wenn die grossen Reaktorunfälle miteinbezogen werden, sind pro erzeugter kWh ungefähr gleich viele Menschen gestorben, wie durch erneuerbare Energien[33/34].

33 Markandya & Wilkinson (2007), Electricity generation and health. The Lancet, 370(9591), 979–990

34 Sovacool et.al. (2016), Balancing safety with sustainability: assessing the risk of accidents for modern low-carbon energy systems. Journal of Cleaner Production, 112, 3952-3965.

4. Eine Energiestrategie mit Nukleartechnologie

4.1 Überblick Nukleartechnologien

Der Klimawandel ist eine grosse Herausforderung für die Gesellschaft. Zahlreiche Länder haben dies erkannt, und setzen nun auf CO_2-arme Technologien bei der Energieerzeugung. Dabei ist für viele Länder die Kerntechnik Teil einer nachhaltigen und umweltfreundlichen Energiepolitik. Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPPC) rechnet ebenfalls mit einem Ausbau der Kernenergie in fast allen errechneten Szenarien, wenn das 1.5°C-Ziel erreicht werden soll[35]. Weltweit macht die Nuklearindustrie denn auch grosse Forschungs- und Entwicklungsschritte. So entstehen stets neue und innovative Lösungen rund um die Sicherheit, Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit. Je nach Standort und energetischem Bedarf können passende Anlagen ausgewählt werden[36]. Die zwei aktuell relevantesten Anlagentypen werden nachfolgend kurz vorgestellt.

4.1.1 Small Modular Reactors (SMR)

Kleine, modulare Reaktoren, auch Small Modular Reactors (SMR) genannt, rücken immer stärker in den Fokus, damit sowohl die ambitionierten Klimaziele erreicht als auch gleichzeitig die Energieversorgungssicherheit sichergestellt werden können. Die SMR-Technologie verfügt über Weiterentwicklungen in der Sicherheit (Inhärenz, passive Systeme), Brennstoffausnutzung (Recycling, Kreislaufwirtschaft), Flexibilität (Lastfolgebetrieb, Fern-/Prozesswärme, H_2/Synfuel-Produktion) und Entsorgung (Verkürzung der Endlagerzeiten) gegenüber konventionellen Anlagen. Ökonomisch sind sie ebenfalls attraktiv, insbesondere wegen ihrer modularen Bauweise und den dadurch kürzeren Bauzeiten. Die mittleren Stromkosten für SMR sind mit denen für erneuerbare Energiequellen vergleichbar.

SMR wurden für den Lastfolgebetrieb entwickelt und können daher volatile Stromerzeuger wie Wind und PV ergänzen. Die Problematik der Speicherung und der Sicherung der Grundversorgung würde durch diesen Mix abgemildert werden, was die Gesamtkosten des Energiesystems senkt. Für die Industrie kann treibhausgasarme Fern- und Prozesswärme erzeugt werden. Auch Wasserstoff und synthetische Treibstoffe können mithilfe von SMR bereitgestellt werden, wodurch die Dekarbonisierung der Mobilität weiter vorangetrieben werden könnte.

Rund zwei Dutzend SMR-Auslegungen sind in Entwicklung, vorwiegend Weiterentwicklungen von Leichtwasserreaktoren der Generation III+ und auch der nächsten Generation IV, so unter anderem etwa Flüssigsalzreaktoren. Noch in diesem Jahrzehnt

35 *IPCC (2018), Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*

36 *Sonette et al. (2019), New Ways and Needs for Exploiting Nuclear Energy, p. 209 ff.*

werden einige SMR ans Netz gehen. Die führenden Länder sind China, Grossbritannien, Kanada, Russland und die USA. Gerade Kanada ist mit der im November 2018 veröffentlichen Roadmap ein interessantes Beispiel. Eine mögliche Prototyp-Technologie wird bis 2026 in Aussicht gestellt. Die kanadische Roadmap ist insofern auch interessant, weil von Beginn weg Behörden, Betreiber und Wissenschaftsinstitutionen an der Etablierung der SMR-Technologie in einem Steering Committee zusammengearbeitet haben.[37] Die China National Nuclear Corporation (CNNC) hat bereits Ende 2019 mit dem Bau eines Prototyps begonnen und will diesen 2025 ans Netz bringen. Viele weitere Länder haben ebenfalls ihr Interesse an SMR bekundet, darunter solche, die zurzeit ein Moratorium für den Neubau von Kernkraftwerken in Kraft haben (Australien, Belgien und die Niederlande). Die Internationale Atomenergie-Agentur (IAEA) hat damit begonnen, die zahlreichen SMR-Konzepte nach der Reaktorauslegung zu kategorisieren (ARIS-Datenbank).[38] Aktuell werden 72 Reaktoren in 18 Ländern entwickelt. Einige für die Schweiz interessante Beispiele sind:

Rolls-Royce (UK SMR): Der UK SMR ist ein fortschrittlicher Druckwasserreaktor (470 $MW_{el.}$), weiterentwickelt aus der Generation III+, mit gestaffelten Sicherheitssystemen. Neben Strom kann dieser zudem sowohl Fern- und Prozesswärme als auch die Produktion von H2 (ca. 170t/Tag) und für synthetische Kraftstoffe (ca. 280t/Tag) verwendet werden. Durch die kleinere modulare Bauweise sind sowohl Bauzeit und -kosten um einiges tiefer als bei klassischen Grossanlagen. Der UK SMR soll demnächst in Grossbritannien in Serie gebaut werden. Der Baustart ist für 2025 angesetzt.[39]

NuScale: Das NuScale Power Module™ (NPM) ist ein 250 $MW_{therm.}$/77 $MW_{el.}$ integrierter Druckwasserreaktor (PWR), der sowohl im Normalbetrieb als auch im abgeschalteten Zustand mit einer passiven schwerkraftgetriebenen natürlichen Zirkulation arbeitet. Der NPM wird komplett in der Fabrik produziert und per LKW/Bahn/Schiff zum Standort der Anlage transportiert und zusammengebaut. Ein NPM kann bis zu 4, 6 oder 12 Module beherbergen, was zu einer maximalen Gesamtbruttoleistung von 924 $MW_{el.}$ führt. NPM können dadurch sehr flexibel betrieben werden. Die erste Anlage wird momentan in Idaho (USA) gebaut. Der kommerzielle Start der Anlage ist für 2027 geplant.[40]

GE BWRX-300: Der BWRX-300 (300 $MW_{el.}$) wurde entwickelt, um saubere, flexible Grundlast-Stromerzeugung zu liefern, die preislich konkurrenzfähig ist und die Lebenszykluskosten typischer Gaskombikraftwerke hat. Der BWRX-300 ist ein weiterentwickelter Siedewasserreaktor (BWR). Er verfügt über passive Sicherheitssysteme (wie Naturumlauf) und ist nur ein Fünftel so gross wie eine klassische Grossanlage, was sich auch auf Bau und Baukosten positiv auswirkt. Er basiert auf der Auslegung des ESBWR von General Electric, die bereits die amerikanische Zulassung hat. Die kommerzielle Inbetriebnahme der Anlage ist für 2027 oder 2028 angesetzt.[41]

37 Canadian Small Modular Reactor Roadmap Steering Committee, A Call to Action: A Canadian Roadmap for Small Modular Reactors vom November 2018

38 Siehe dazu: https://aris.iaea.org/default.html

39 Siehe dazu die Verweise in der ARIS-Datenbank: https://aris.iaea.org/PDF/UK-SMR_2020.pdf

40 Siehe dazu: https://aris.iaea.org/PDF/NuScale-NPM200_2020.pdf

41 Siehe dazu: https://aris.iaea.org/PDF/BWRX-300_2020.pdf

Seaborg Compact Molten Salt Reactor (CMSR): Flüssigsalzreaktoren der Generation IV sind aufgrund ihres Potentials und physikalischen Eigenschaften im Vergleich zu herkömmlichen Feststoffreaktoren sehr interessant. Sie erfüllen viele der zukünftigen strategischen Energieziele, insbesondere eine verbesserte Nachhaltigkeit (noch effizientere Brennstoffausnutzung, massive Reduktion der Endlagerungszeit von 300'000 Jahre auf 300 Jahre) und eingebaute passive Sicherheitsfunktionen. Ein Seaborg-Reaktor passt in einen 20-Fuss-Container, hat eine Leistung von 250 $MW_{therm.}$/100 $MW_{el.}$ womit er eine Stadt wie Bern mit Energie versorgen könnte. Allerdings sind diese Reaktoren noch nicht kommerziell verfügbar und werden darum hier nicht weiter berücksichtigt. Ziel ist es, bis 2027 die kommerzielle Inbetriebnahme zu erreichen.[42]

4.1.2 Grosskraftwerke (Generationen III und III+)

Auch bei den klassischen Grossanlagen gab es in den letzten Jahrzehnten innovative Weiterentwicklungen. Es sind sogenannte «Generation III+»-Anlagen, die sich durch passive Sicherheitssysteme auszeichnen. Das heisst, die Anlagen werden ohne ein aktives Zutun sicher herunterfahren und die Kühlung gewährleisten. Zahlreiche dieser Anlagen sind weltweit bereits im Betrieb oder befinden sich in Bau. Hier werden exemplarisch zwei solcher Anlagen vorgestellt.

European Pressurized Reactor (EPR): Mit rund 1650 $MW_{el.}$ liegt der EPR-Druckwasserreaktor (Gen. III+) im oberen Leistungsbereich. Er ist eine Weiterentwicklung aus den erfolgreich gebauten französischen und deutschen Reaktoren, die sich durch höhere Sicherheit und Flexibilität auszeichnet. In Europa werden gegenwärtig vier EPR and drei Standorten gebaut, in China sind zwei EPR mit kürzeren Bauzeiten bereits seit Jahren erfolgreich im Betrieb.

Advanced Power Reactor 1400 (APR-1400): Der APR-1400 ist eine Weiterentwicklung des bisherigen koreanischen Standard-Druckwasserreaktors mit einer Leistung von 1400 $MW_{el.}$ Er verfügt ebenfalls über passive Sicherheitssysteme, um im Notfall den Reaktor selbstständig zu kühlen. Mehrere APR-1400 sind schon in Betrieb und weitere befinden sich in Bau.[43]

4.2 Einbezug Nukleartechnologie in Energiestrategie 2050

4.2.1 Langzeitbetrieb berücksichtigen

Die Energiestrategie 2050 geht in ihrem Basis-Szenario davon aus, dass die Schweizer Kernkraftwerke bereits in der nahen Zukunft (bis 2034) ihren Betrieb einstellen werden. In Abb. 2.1. wurde der jährliche Strombedarf und die Stromproduktion gezeigt. Es wurde angenommen, dass die Schweizer KKW nach 50 Jahren ihren Betrieb einstellen. Das ist im Jahr 2022 für Beznau, 2028 für Gösgen und 2034 für Leibstadt der Fall. Dies führt zu erhöhten Importen in den Folgejahren.

42 Siehe dazu: https://www.seaborg.co/the-reactor

43 Siehe dazu: www.nuclearplanet.ch

Eine Abschaltung nach 50 Jahren ist sicherheitstechnisch nicht nötig und verstärkt gerade im Winter die Abhängigkeit vom Ausland. Ob das Ausland im Winter genügend Strom liefern kann ist nicht sicher (siehe Kapitel 2). Zusätzlich ist der Strom im Ausland vor allem im Winter entweder treibhausgasintensiver oder stammt aus Kernkraftwerken (Frankreich). In jedem Fall bedeutet das einen Rückschritt in der Versorgungssicherheit und eventuell auch im Klimaschutz. Ein Betrieb von mindestens 60 Jahren ist mit den Schweizer Anlagen sicherheitstechnisch möglich.[44] Dadurch kann Zeit gewonnen werden, um bei möglichen Ausbauschwierigkeiten von neuen erneuerbaren Energien keine Versorgungsengpässe zu riskieren. Das BFE anerkennt die Rolle der Kernkraft als Brückentechnologie ebenfalls und nimmt deshalb die Variante mit 60 Jahren Betrieb explizit in die Energieperspektiven auf.[45] Ausserdem ergibt sich dadurch eine Planungsreserve, falls der Strombedarf sich nicht so vorteilhaft entwickelt, wie das angenommen wurde. Abb. 4.1 zeigt exemplarisch den Winterverbrauch mit und ohne Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke (60 Jahre), sowie die Berücksichtigung einiger neuer SMR (siehe Kapitel 4.3.2). Sogar mit einem längeren Betrieb und Neubauten bleibt die Winterlücke bis in die zweite Jahrhunderthälfte bestehen und muss durch Importe gedeckt werden (graue Fläche in Abb. 4.1.). Gerade angesichts eines Wegfalls von Leistung im Winter in unseren Nachbarländern hilft der Langzeitbetrieb das Risiko einer Versorgungslücke und so eine Strommangellage zu verringern.

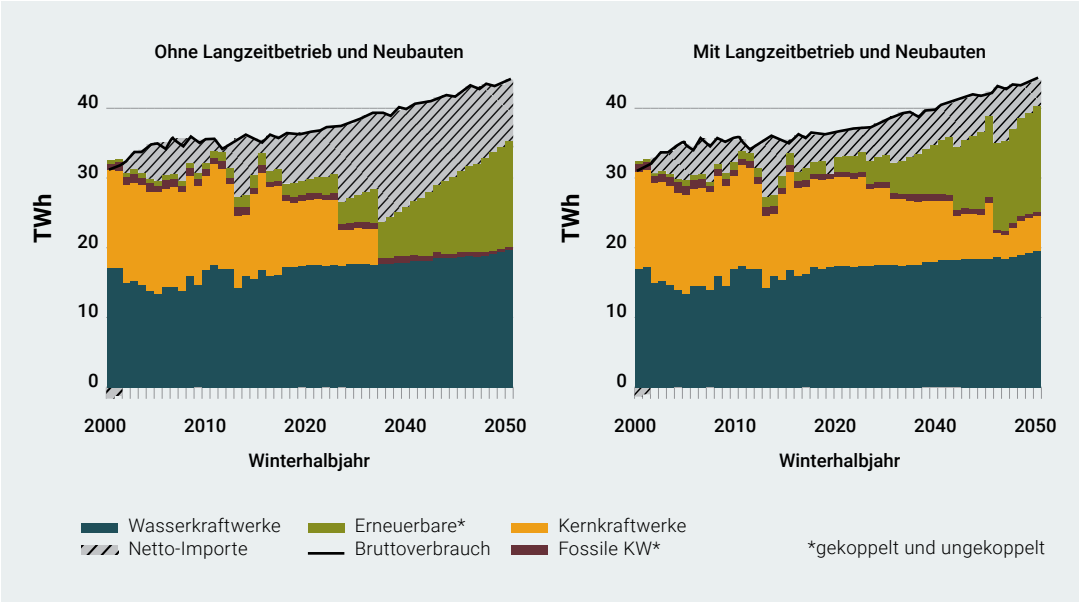

Abb. 4.1: Stromproduktion im Winterhalbjahr: verkleinerte Winterlücke durch den Langzeitbetrieb und Neubauten[46] .

44 *IAEA (2012), Safe Long-Term Operation of Nuclear Power Plants, Safety Reports Series No. 57, IAEA, Vienna (2008) oder auch OECD, The Economics of Long-term Operation of Nuclear Power Plants*

45 *BFE (2020), Energieperspektiven 2050+, Kurzbericht, S. 9*

46 *BFE (2020), Energieperspektiven 2050+ (2020), inkl. eigene Berechnungen*

4.2.2 Neubauten

Die Energiestrategie rechnet mit ca. 1400 Mrd. Franken Kosten für das Energiesystem bis 2050 in der günstigsten Variante (weiter wie bisher, WWB). Dazu kommen je nach Szenario ca. 100 Mrd. Franken zusätzlich, wenn der Treibhausgasausstoss bis 2050 auf netto null gesenkt werden soll.[47] Das sind beachtliche Beträge. Wenn nur ein kleiner Teil für neue Kernkraftwerke genutzt würde, könnte die Schweiz einfacher genügend Strom zur Verfügung haben um die Ziele sicher zu erreichen. Das ist vor allem darum von Bedeutung, weil sich im nahen Ausland ebenfalls eine Importstrategie für den Winter abzeichnet (siehe Kapitel 2). Die Betriebszeiten bei den bestehenden Werken von über 60 Jahren rücken allfällige Neubauprojekte ausserdem wieder in ein neues Licht. Wenn die Versorgungssicherheit mit Strom bedingen würde, dass man die bestehenden Anlagen auf einen Zeithorizont von deutlich über 60 Jahren laufen lassen würde, wären Neubauten dazu eine geeignete Alternative, was bisher in der Diskussion nicht ausreichend berücksichtigt wurde.

Für die Schweiz besonders interessant sind die oben erwähnten SMR. Im Vergleich zu den Grosskraftwerken der Generation III+ bieten diese den Vorteil, dass die Investitionskosten tiefer sind und die Energieversorgung dezentraler aufgebaut werden kann. Es bietet sich also an, die wegfallende Leistung der heutigen Kernkraftwerke in Zukunft durch SMR zu ersetzen.:

Es ergeben sich gleich mehrere Vorteile:

- Falls der Ausbau der erneuerbaren Energien sich verlangsamt, wäre eine sichere und CO_2-arme Alternative verfügbar. Die vorgestellten Kraftwerke basieren vorwiegend auf bekannten Technologien, die sicherheitstechnisch und wirtschaftlich weiterentwickelt wurden. Darum sind Verzögerungen aus technischen Gründen unwahrscheinlich.
- Je mehr erneuerbare Energien ins Stromnetz integriert werden sollen, desto mehr flexible Ausgleichskraftwerke oder -verbraucher werden benötigt. Neue Kernkraftwerke sind darauf ausgelegt, die intermittierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien abzufedern. Die regelbare Leistung aus neuen Kernkraftwerken würde dann zur Verfügung stehen, wenn der Anteil erneuerbarer Energien von dieser Regelleistung profitieren kann.
- Es wäre technisch möglich, dass die ersten SMR 2040 in der Schweiz in Betrieb wären. Die Schweiz könnte sich dann auf die Erfahrungen anderer Länder abstützen. Ausserdem wären bis dahin die Lieferketten und die Produktion eingespielt.
- Für die Schweizer Nuklearbranche würde solch ein Fahrplan eine grosse Konstanz bedeuten, da bis 2040 noch genügend Fachwissen vorhanden sein wäre. Ausbildungsstätten und -plätze wären noch genügend verfügbar, sodass keine teuren Neuinvestitionen in Strukturen (Ausbildung, Abläufe), Behörden (ENSI) und Forschungsinstitute (ETH, PSI) nötig wären.

47 BFE (2020), Energieperspektiven 2050+

Falls tatsächlich der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht so schnell voranschreitet wie gedacht und der Verbrauch gleichzeitig ebenfalls stärker ansteigt, beispielsweise durch weniger Effizienzgewinne oder stärkere Nachfrage, könnte der Bedarf besser gedeckt werden. Abb. 4.2 zeigt diese Entwicklung, falls der Ausbau nur 80 Prozent der Prognose erreicht und der Verbrauch gleichbleibt. Es wurde angenommen, dass 2040, 2044 und 2048 je ein SMR mit ca. 360 $MW_{el.}$ ans Netz gehen wird. Mit also nur drei zusätzlichen SMR, die zusammen ungefähr 6 bis 10 Mrd. Franken Investitionskosten haben – das sind lediglich 5 bis 10 Prozent der erwarteten Mehrkosten der Energiewende oder 0.5 Prozent der Gesamtkosten – kann eine sichere und THG-arme Stromproduktion deutlich leichter erreicht werden. Das Gelingen der Energiewende würde deutlich verbessert werden. Darüber hinaus weisen Studien der OECD und des MIT (vgl. Kapitel 3) darauf hin, dass wegen des Volatilitätsausgleich ein Energiesystem mit einem Anteil an Kernenergie von ca. 30 Prozent deutlich tiefere Kosten zu erwarten sind.

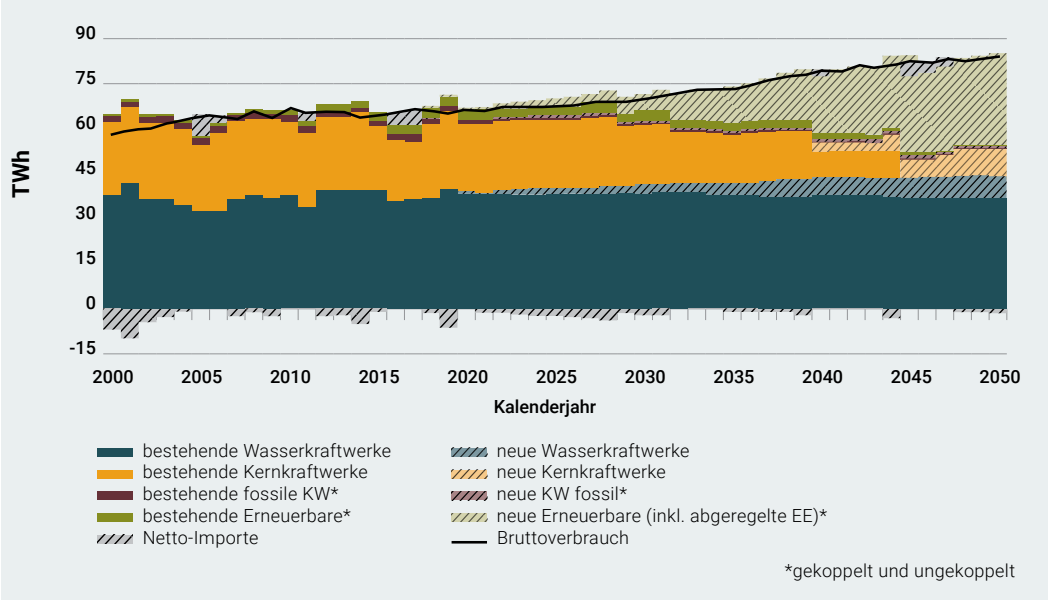

Abb. 4.2: Reduzierter Ausbau erneuerbarer Energien und erhöhte Nachfrage mit 3 SMRs und Langzeitbetrieb[48]

In der Schweiz dürfte das nur bedingt gültig sein, da sie über grosse Pumpspeicherkraftwerke verfügt. Allerdings ist die Schweiz besonders von einer Winterstromlücke betroffen, die mit SMRs elegant verkleinert werden kann (Abb. 4.1). Ausserdem ist die Schweiz mit SMRs weniger vom Ausland abhängig, selbst wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien harzt (Abb. 4.2). Der Bau von einigen SMR ermöglicht also, dass die Erreichung der Pariser Klimaziele einfacher und wahrscheinlicher wird. Es muss an dieser Stelle aber auch erwähnt werden, dass im Rahmen der Planungen für die Dimensionen des geologischen Tiefenlagers aktuell nicht vorgesehen ist, dass neue Kernanlagen gebaut werden. Diese müssten in Zukunft auch rückgebaut und entsorgt werden und dafür müsste das geologische Tiefenlager vergrössert werden.

48 BFE (2020), Energieperspektiven 2050+, inkl. eigene Berechnungen

4.3 Fazit

Angesichts des Problems, den Klimawandel zu bremsen, sollte jede Technologie berücksichtigt werden, die einen geringen CO_2-Ausstoss hat. Dazu gehört auch die Kernenergie. Sie erlaubt es auf der sicheren Seite zu stehen, unabhängiger vom Ausland zu sein und so wenig CO_2 wie möglich auszustossen.

Der hier aufgebrachte Vorschlag für neue Kernkraftwerke ist sehr zurückhaltend. Er beinhaltet lediglich den Langzeitbetrieb von Gösgen und Leibstadt sowie drei moderne SMR. Natürlich wäre es auch denkbar, ein Grosskraftwerk der 3. Generation wie den EPR oder APR-1400 zu bauen. Zusätzlich könnten langfristig auch Kraftwerke der 4. Generation interessant werden. Mit Hinblick auf die zahlreichen Unbekannten der Zukunft soll dieser Vorschlag eine vorsichtige und plausible Abschätzung liefern, wie die Kernenergie einen wesentlichen Beitrag zur Energie- und Klimawende in der Schweiz liefern kann.

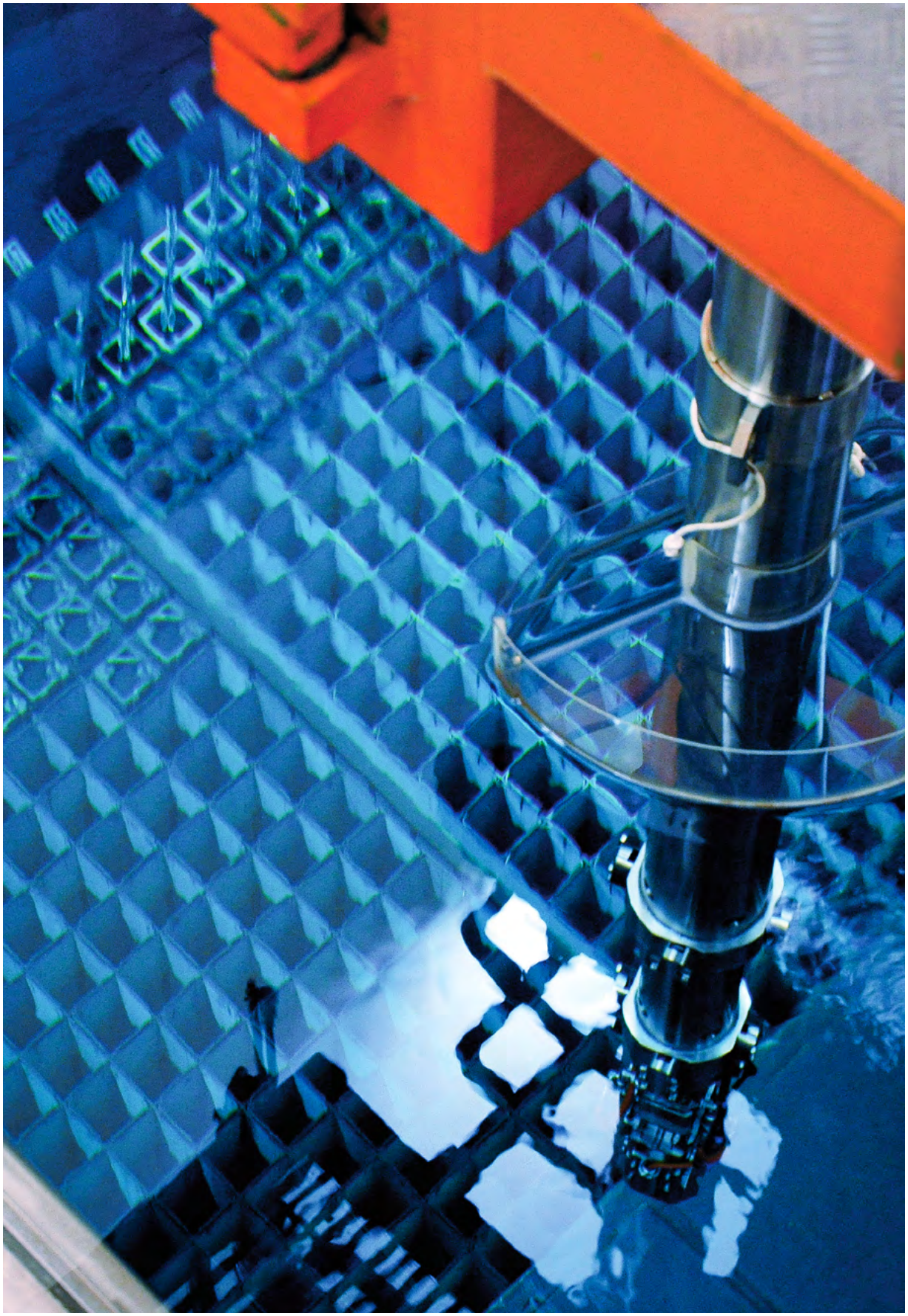

Foto: Kernkraftwerk Leibstadt AG

5. Empfehlungen an die Politik zur Sicherstellung einer nachhaltigen und sicheren Energieversorgung

Wie in Kapitel 2 eingehend aufgezeigt wurde, hat die Energiestrategie 2050 aktuell grosse Schwächen, die es zu beheben gilt. Die grösste Herausforderung ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die ohne korrigierende Massnahmen spätestens ab 2035 zu einem grossen Problem für die Schweiz werden kann. In Kapitel 3 wurden die Vorzüge der Kernenergie betreffend Wirtschaftlichkeit, Landverbrauch und Klimafreundlichkeit eingehend aufgezeigt. Sodann wurden im folgenden Kapitel die Vorzüge moderner Reaktortypen besprochen und wie diese in die Stromversorgung der Schweiz integriert werden könnten. Daraus ergeben sich folgende Handlungsempfehlungen:

1. Die Wichtigkeit des Langzeitbetriebes für die Versorgungssicherheit ist zu würdigen

Vor dem Hintergrund der abnehmenden Exportkapazitäten der Nachbarländer (siehe Kapitel 2) kommt den inländischen Stromerzeugungskapazitäten und insbesondere den noch laufenden Kernkraftwerken bei der Versorgungssicherheit eine tragende Rolle zu. Aus diesem Grund kann man es sich schlicht nicht leisten, die inländischen Stromerzeugungskapazitäten mit zusätzlichen Regulierungen zu belasten und künstlich zu verteuern. So werden inskünftig dringend benötigte inländische Kapazitäten in die Unrentabilität getrieben und das Problem der Versorgungssicherheit verschärft sich zusätzlich. Wie aufgezeigt, wurde die Wirtschaftlichkeit des Langzeitbetriebes der Kernkraftwerke in den letzten Jahren laufend verschlechtert. Das kann man sich für die Energiezukunft der Schweiz schlicht nicht mehr erlauben (erst recht nicht nach dem Ende des Rahmenabkommens).

2. Die abnehmende Exportfähigkeit unserer Nachbarländer realistisch einbeziehen und eine Stromunterversorgung verhindern

In Kapitel 2 wurde die künftige Versorgungssituation der Schweiz mit Strom detailliert modelliert. Aufgrund der fortschreitenden Dekarbonisierung der europäischen Volkswirtschaften nimmt die Exportfähigkeit der Nachbarländer spätestens ab 2035 massiv ab. Die gegenwärtigen Strategiepapiere der Bundesverwaltung (etwa die Energieperspektiven 2050) tragen diesem Aspekt zu wenig Rechnung und setzten nach wie vor stark auf Stromimporte aus den Nachbarländern. Da ein Stromabkommen nach dem Wegfall des Rahmenabkommens in weite Ferne gerückt ist, verschärft sich die Problematik zusätzlich

3. In Szenarien planen, die Privatwirtschaft stärker einbeziehen und runde Tische bilden

Wie in der Einleitung erwähnt, wurden die Grundlagen der schweizerischen Strompolitik früher in der Eidgenössische Kommission für die Gesamtenergiekonzeption (GEK) unter starker Beteiligung der Privatwirtschaft erarbeitet. Dabei wurde aufgrund der ebenfalls bestehenden Unsicherheiten konsequent in Szenarien geplant. Diese Herangehensweise führte dazu, dass die Schweiz während Jahrzehnten eine sehr klimafreundliche und zugleich sichere Stromversorgung hatte. Entsprechend sollte bei der Planung der künftigen Strompolitik der Schweiz wieder in Varianten gearbeitet werden. Ein verstärkter Einbezug der Privatwirtschaft kann hier hilfreich sein. bleiben. Es wird daher empfohlen, vermehrt runde Tische zu bilden. Dabei sollten alle relevanten Akteure zur Lösungsfindung miteinbezogen werden (Energiefirmen, Netzbetreiber, Bundesämter und Aufsichtsbehörden). Die runden Tische sollten konsequent technologieoffen planen, um das beste Resultat im Sinne einer Road Map zu erreichen. Auf-

grund der oben beschriebenen Auslegeordnung schliesst dies Planungen im Bereich der Kerntechnik mit ein. Die runden Tische sollten einen kurzfristigeren Planungshorizont haben als die Energiestrategie 2050 (etwa zwei bis fünf Jahre). Dadurch erreicht man, dass früher Korrekturen vorgenommen werden können, falls man nicht mehr auf Kurs ist.

4. Die Planungs- und Bewilligungsverfahren müssen den Herausforderungen der Zeit angepasst werden

Aktuell dauern die Planungs- und Bewilligungsverfahren im Energiebereich (sowohl Photovoltaik, Wind, Wasserkraft oder allenfalls wieder Kernkraft) viel zu lang. In der Schweiz müssen wir in diesem Zusammenhang von Jahrzehnten sprechen. Das sorgt für fehlende Planungssicherheit bei den Energieunternehmen und hält potenzielle Investoren davon ab, in an sich sehr sinnvolle Projekte zu investieren. Wenn wir einen massiven Zubau an inländisch produziertem Strom haben wollen, müssen wir die Auflagen- und Bewilligungsprozesse verschlanken, um nicht in einen Versorgungsengpass zu geraten.

5. Technologieoffenheit in den Planungen konsequent wahren und eine technologisch rückständige Schweiz verhindern

Wie in Kapitel 2 aufgezeigt, ist die Volatilität der erneuerbaren Energien in den Strategiepapieren der Bundesverwaltung ungenügend berücksichtigt. Damit werden Gaskombikraftwerke für den Produktionsausgleich ab 2035 zu einem realistischen Szenario. Falls man aus Klimaschutzgründen darauf verzichten möchte, sind klimafreundliche Ersatztechnologien auf ein einsetzbares Niveau voranzutreiben. Zu diesem Zweck ist bis dahin konsequent technologieoffen zu planen. In Kapitel 4 wurde aufgezeigt, dass neuartige Reaktoren hier einen relevanten Beitrag leisten könnten und in den letzten Jahren von anderen Staaten, die sich mit den gleichen Herausforderungen wie die Schweiz konfrontiert sehen, massiv weitergetrieben wurden. Entsprechend sind neuartige Reaktoren wie SMR zwingend als Szenario vorzusehen. Falls sich der Ausbau von erneuerbaren Energien verzögern sollte, steht damit eine grundlastfähige und zuverlässige Alternative zur Verfügung. Je mehr erneuerbare Energien ins Stromnetz integriert werden sollen, desto mehr flexible Ausgleichskraftwerke werden benötigt. SMR können diese wichtige Rolle übernehmen. Rein technisch gesehen wäre es möglich, dass 2040 die ersten SMR in der Schweiz in Betrieb wären. Mit dieser Planungsvariante erhielte die Strombranche zudem Planungssicherheit.

6. Konsequent Mehrgenerationenperspektive einnehmen und künftige Generationen nicht bevormunden

Der für den Umbau unseres Energiesystems gewählte Zeithorizont umfasst auch künftige Generationen, die aktuell noch über keine Entscheidungskompetenz in Wirtschaft und Politik verfügen. Aus diesem Grund sind alle verfügbaren Energietechnologien weiter als Szenarien voranzutreiben, damit nachfolgende Generationen diese zur Verfügung haben, falls sie zu einer anderen Beurteilung gelangen als wir heute. Aus dieser Verantwortung heraus ist die Forschung an neuartigen Reaktoren entsprechend ebenfalls weiter zu forcieren, damit inskünftig die gleichen oder noch bessere Technologievarianten zur Verfügung stehen wie heute.

7. Dekarbonisierung bedeutet zwingend Elektrifizierung – Pragmatismus wahren und frühere Entscheidungen kritisch hinterfragen

Die angestrebte Dekarbonisierung der europäischen Volkswirtschaften stellt auch die Schweiz vor sehr grossen Herausforderungen und bedarf, wie in Kapitel 2 aufgezeigt, in den kommenden Jahren massiv mehr Strom. Diese Fakten gilt es zu anerkennen und in den Planungen entsprechend zu berücksichtigen. Es es stellt sich daher nicht die Frage, ob wir das Neubauverbot für Kernkraftwerke aufheben wollen. Es stellt sich vielmehr die Frage, ob wir uns den Ausstieg aus der Kernenergie vor dem Hintergrund des Klimawandels und der Versorgungssicherheit überhaupt leisten können.

8. Materialflüsse besser berücksichtigen

Wie in Kapitel 2 dargelegt, sind die hohen Materialflüsse bei einzelnen Stromerzeugungsmöglichkeiten in den Strategien der Bundesverwaltung nur ungenügend berücksichtigt. Dieser Aspekt ist aber ganz wesentlich für die Versorgungssicherheit mit Strom und gehört entsprechend besser einkalkuliert. Gerade bei der Kernenergie sind die Materialflüsse sehr klein, was gerade bei Nachhaltigkeitsüberlegungen aktuell zu wenig berücksichtigt wird.

6. Autoren des White Papers

Leitung:

Prof. Dr. Henrique Schneider (Vorstandsmitglied Nuklearforum Schweiz)
Dr. Matthias Horvath (Präsident der Schweizerischen Gesellschaft der Kernfachleute SGK und Projektmanager/Fachingenieur, Alpiq AG)
Lukas Aebi (Geschäftsführer Nuklearforum Schweiz)

Mitglieder:

Natalia Amosova (Principal Consultant bei der Apollo Plus GmbH)
Leroy Bächtold (Unternehmensberater und Vorstand FDP Zürich 7&8)
Raphael Heierli (Nuklearingenieur ETH und Präsident der SGK Young Generation)
Stephan Moser (Elektroingenieur ETH)
Petros Papadopoulos (Nuklearingenieur ETH und Präsident European Nuclear Society Young Generation Network)
Lukas Robers (Doktorand am Labor für Kernenergiesysteme der ETH Zürich)
Dr. Lukas Schmidt (Projektkoordination und Unternehmenssteuerung beim Kernkraftwerk Leibstadt)

15. Juni 2021

Nuklearforum Schweiz Frohburgstrasse 20, 4600 Olten
+41 31 560 36 50, info@nuklearforum.ch, www.nuklearforum.ch