



Axpo Energy Reports

Kernenergie



Einführung

Eine sichere, bezahlbare und nachhaltige Stromversorgung ist grundlegend für das Funktionieren der Schweizer Gesellschaft und Wirtschaft. Heute profitiert die Schweiz dank Wasserkraft, Kernenergie, neuer erneuerbarer Energien sowie ihrer zentralen Lage im europäischen Stromnetz von sehr guten Voraussetzungen für eine verlässliche Versorgung.

In den kommenden Jahrzehnten gerät diese komfortable Ausgangslage ohne geeignete Gegenmassnahmen unter Druck. Die Elektrifizierung von Mobilität und Wärme sowie das Bevölkerungswachstum dürfte den Strombedarf deutlich erhöhen. Hinzu kommt der steigende Energiebedarf von Rechenzentren, Cloud-Diensten und Generativer KI. Gleichzeitig fällt mit dem geplanten Ausstieg aus der Kernenergie auf lange Sicht ein substanzieller Teil der inländischen Stromproduktion weg.

Besonders die Wintermonate stehen zunehmend im Fokus. Schon heute verbraucht die Schweiz im Winterhalbjahr mehr Strom, als sie produziert. In der dunkleren Jahreszeit ist der Bedarf nach Wärme höher, und generell

halten sich die Menschen länger in Gebäuden auf, was den Stromverbrauch von elektronischen Geräten und Beleuchtung erhöht. Zudem produziert die Wasserkraft aufgrund des saisonalen Abflussprofils mit hohem Laufwasseranteil im Sommerhalbjahr mehr Strom im Sommer. Auch der aktuelle Zubau der Erneuerbaren Energien in der Schweiz und im benachbarten Ausland basiert zu einem grossen Anteil auf der Solarenergie, welche ihren Ertrag mehrheitlich im Sommerhalbjahr liefert – die saisonale Differenz zwischen Sommerüberschuss und Winterdefizit verstärkt sich, was eine sichere Stromversorgung im Winterhalbjahr zunehmend erschwert.

Um die Stromversorgung auch künftig zu sichern, braucht es – neben einer engen Zusammenarbeit mit den Nachbarländern und der EU – den Aufbau einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen inländischen Stromproduktion. Im Rahmen der Axpo Energy Reports betrachten wir vier Technologien, welche die inländische Stromerzeugung im Winterhalbjahr substanziell erhöhen können: Windenergie, neue Kernkraftwerke, Solarenergie und Gaskraftwerke.

Der Bericht zeigt konkret auf, welche regulatorischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen für den Neubau von Kernkraftwerken notwendig sind. Der Bericht ist damit kein Grundlagendokument für Kernenergie generell. Der Bericht ist nicht als Positionspapier zu verstehen und bewertet nicht, ob ein Ausbau notwendig ist, um die Winterversorgung bis 2050 zu sichern. Er beschreibt ausschliesslich, welche Voraussetzungen für einen Neubau von Kernkraftwerken erfüllt sein müssen.

Dieser Bericht behandelt den Neubau von Kernkraftwerken in der Schweiz bis 2050.

01 Zusammenfassung	5	05 Wirtschaftlichkeit	52
02 Technologie	8	5.1 Kosten und Einnahmen	53
2.1 Kernenergie in der Schweiz	9	5.1.1 Annahmen Baukosten im Referenzszenario	53
2.2 Technologische Entwicklung	11	5.1.2 Kostenszenarien spiegeln Unsicherheiten und Variabilität	57
2.3 Innovation	14	5.1.3 Markteinnahmen von Kernkraftwerken und Einfluss der Verfügbarkeit	60
2.4 Geeignete Standorte für Neubauten in der Schweiz	16	5.2 Förderbedarf zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit	63
2.5 Sicherheit von Kernkraftwerken	18	5.3 Förderbedarf für Winterstrom	64
2.6 Kernkraftwerke im Zusammenspiel mit Erneuerbaren Energien	20	06 Wertschöpfung und Beschäftigung	65
2.7 Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle	21	6.1 Wertschöpfungskette	66
2.8 Kühlsysteme der Kernkraftwerke	23	6.2 Wertschöpfung	69
03 Akzeptanz	24	6.3 Beschäftigung	69
3.1 Volksinitiative «Blackout stoppen»	25	07 Umweltauswirkungen	70
3.2 Akzeptanz von Kernenergie in der Bevölkerung	26	08 Politik	73
04 Recht und Regulierung	27	8.1 Volksinitiative «Blackout stoppen»: Indirekter Gegenvorschlag	74
4.1 Aktueller Stand	28	8.2 Langzeitbetrieb und Postulat Burkart	75
4.2 Schaffung eines geeigneten regulatorischen und gesetzlichen Rahmenwerks für den Neubau eines Kernkraftwerks	33	8.3 Sachplan geologisches Tiefenlager	75
4.2.1 Beschleunigung des Bewilligungsverfahrens und Reduzierung möglicher Verzögerungen	38	09 Schlussfolgerung	77
4.2.2 Risikoteilung und Förderung	41	Disclaimer und Literaturverzeichnis	80
4.2.2.1 Risikoteilung für Projektentwicklung	41		
4.2.2.2 Förderung für Bau und Betrieb	43		
4.2.2.3 Notwendige Garantien zur Absicherung von zusätzlichen Risiken	48		
4.2.3 Exkurs: Herausforderung von regulatorischen Änderungen während der Bauphase	49		

ARE	Bundesamt für Raumentwicklung	KKW	Kernkraftwerk
AP1000	Advanced Passive 1000 (Westinghouse Reaktortyp)	KNS	Kommission für Nukleare Sicherheit
BAFU	Bundesamt für Umwelt	LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
BFE	Bundesamt für Energie	NAGRA	Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle
BGer	Bundesgericht	OCC	Overnight Capital Cost
BVGer	Bundesverwaltungsgericht	OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
CFD	Contract for Difference (Differenzvertrag)	PGA	Peak Ground Acceleration
ENSI	Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat	RAB	Regulated Asset Base
EPR	European Pressurized Reactor	SMR	Small Modular Reactor
ERR	Economic Regulatory Regime	TRL	Technology Readiness Level
FOAK	First of a Kind	UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
IAEA	International Atomic Energy Agency	ZWIBEZ	Zwischenlager Beznau
KEG	Kernenergiegesetz SR 732.1	ZWILAG	Zwischenlager Würenlingen
KEV	Kernenergieverordnung SR 732.11		



01

Zusammenfassung

In der Schweiz sind heute vier Kernkraftwerke in Betrieb, die im Winterhalbjahr knapp 40 Prozent der Stromversorgung decken. Während nach geltendem Recht neue Anlagen verboten sind, dürfen bestehende Kernkraftwerke jedoch so lange betrieben werden, wie sie vom ENSI als sicher beurteilt werden. Eine gesetzliche Laufzeitbegrenzung gibt es nicht.

International befinden sich über 400 Reaktoren in Betrieb und mehr als 60 im Bau. Über 30 Länder verfolgen das Ziel, die Kernenergiekapazität bis 2050 zu verdreifachen. Neubauscheidungen basieren fast durchgehend auf Generation-III/III+-Reaktoren wie beispielsweise dem AP1000 von Westinghouse (USA) oder der EPR-Serie von EDF (Frankreich). Diese beide Reaktoren kämen auch für die Schweiz infrage. Als mögliche Standorte gelten vor allem die bestehenden Standorte: Gösgen und Leibstadt weisen dabei die besten baulichen und logistischen Voraussetzungen auf, während Bznau und Mühleberg flächenmässig deutlich limitierter sind. Seismische Anforderungen, Kühlung und Überflutungsrisiken können an allen vier Standorten beherrscht werden. Radioaktive Abfälle werden bis zur Inbetriebnahme des geologischen Tiefenlagers in Zwischenlagern gelagert; zwei gesetzlich verankerte, unabhängige Fonds sichern die

langfristige Finanzierung von Entsorgung und Stilllegung.

Die gesellschaftliche Haltung zur Kernenergie ist polarisiert: Rund die Hälfte der Bevölkerung befürwortet Kernenergie, die andere Hälfte lehnt sie ab. Mit der eingereichten Volksinitiative «Blackout stoppen» wird das Neubauverbot politisch neu verhandelt. Der Bundesrat lehnt die Initiative ab, legt aber einen indirekten Gegenvorschlag vor, der die Aufhebung des Neubauverbots im Kernenergiegesetz vorsieht. Die Vernehmlassung zeigt gemischte Unterstützung. Aufgrund der gesetzlichen Fristen ist mit einem Abschluss der parlamentarischen Beratung bis 2026 und einem anschliessenden Referendum zu rechnen.

Für die Realisierung eines neuen Kernkraftwerks bis 2050 wäre zunächst die Aufhebung des Neubauverbots zwingende Voraussetzung.

Zudem bräuchte es ein geeignetes Rahmenwerk, das Investitionen in neue Kernkraftwerke ermöglicht. Hierfür müssten zunächst die gesetzlichen Grundlagen geschaffen werden. Dieser Rahmen müsste eine geeignete Risikoteilung zwischen öffentlicher Hand und privaten Investoren, Änderung im Bewilligungsprozess, sowie Förderinstrumente umfassen:

- Eine geeignete Risikoteilung zwischen öffentlicher Hand und privaten Investoren ist insbesondere für die frühen, risikoexponierten Projektphasen notwendig. So ist die Projektentwicklung kaum privatwirtschaftlich finanzierbar, da sowohl das fakultative Referendum über die Gesetzesgrundlage für Förderbeiträge als auch das fakultative Referendum über die Erteilung der Rahmenbewilligung nicht kontrollierbare Risiken darstellen.
- Die Dauer des Bewilligungsverfahrens ist in der Schweiz heute deutlich länger als in den meisten vergleichbaren Ländern. Zudem ist der Prozess mit regulatorischen Unsicherheiten verbunden, die das Risiko ungeplanter Verzögerungen erhöhen. Solche Verzögerungen können er-

hebliche finanzielle Folgen haben: Kann ein fertiggestelltes Kraftwerk aufgrund einer hängigen Beschwerde gegen die Betriebsbewilligung nicht in Betrieb gehen, entstehen jährliche Verluste in der Grössenordnung mehrerer hundert Millionen Franken. Gezielte Massnahmen zur Beschleunigung der Verfahren und zur Reduktion des Verzögerungsrisikos sind daher erforderlich.

- Wie alle anderen Stromerzeugungstechnologien können auch Kernkraftwerke ohne staatliche Förderung nicht wirtschaftlich betrieben werden. Der Förderbedarf für neue Kernkraftwerke in der Schweiz liegt – je nach Kosten- und Erlösaufnahmen – zwischen 16 und 91 CHF/MWh (siehe Abbildung 1). Die hohen Investitionskosten und langen Bauzeiten erfordern innovative Finanzierungsmodelle. Als vielversprechendste Ansätze erweisen sich das britische Modell der «Regulated Asset Base» (RAB) oder eine Kombination aus Investitionsbeiträgen und gleitender Marktprämie. Das RAB-Modell bietet den Vorteil geringerer Kapitalkosten, da mehr Risiken während der Bauphase vom

Staat/Stromkunden getragen werden. Beim Kombinationsmodell bräuchte es hingegen zusätzliche staatliche Beteiligung oder Garantien, welche das Risiko von verschärften Sicherheitsvorschriften – beispielsweise aufgrund von Unfällen im Ausland – abfedern müssten.

Basierend auf unseren Annahmen und unserer Modellierung muss bei neuen Kernkraftwerken in der Schweiz mit Baukosten zwischen 7100 und 10 830 CHF/kW gerechnet werden. Entsprechend liegen die Gesteuungskosten je nach Annahmen bei 80–155 CHF/MWh, unter Referenzannahmen¹ bei 108 CHF/MWh. Die modellierten Markteinnahmen betragen hingegen nur rund 64 CHF/MWh und decken damit 41–80 Prozent der Gesamtkosten. Der verbleibende Anteil müsste über geeignete Förderinstrumente abgedeckt werden. Da rund 55 Prozent der Stromproduktion im Winterhalbjahr anfällt, liegt der spezifische Förderbedarf für Winterstrom unter Referenzannahmen bei 80 CHF/MWh. Insgesamt wird deutlich, dass ein neues Kernkraftwerk ohne staatliche Förderung nicht wirtschaftlich darstellbar ist.

Der Bau eines Kernkraftwerks führt zu hoher inländischer Wertschöpfung und schafft während der Bauphase tausende Arbeitsplätze sowie langfristige Beschäftigung im Betrieb. In Spitzenzeiten können bis zu 10 000 Personen gleichzeitig auf der Baustelle tätig sein – ein für die Schweiz seit Jahrzehnten aussergewöhnliches Vorhaben, aber grundsätzlich umsetzbar, wie Erfahrungen aus Projekten wie der NEAT oder des Pumpspeicherwerkes Linth-Limmern zeigen.

Neben der Diskussion um die Aufhebung des Neubauverbots laufen zwei weitere politische Prozesse: Der geforderte Bundesratsbericht zum Postulat Burkart (Langzeitbetrieb und Risikoteilung) steht bis Q1 2026 aus und soll die notwendigen regulatorischen und finanziellen Rahmenbedingungen für einen sicheren Langzeitbetrieb aufzeigen. Des Weiteren wurde für das geologische Tiefenlager das Rahmenbewilligungsgesuch eingereicht; eine Entscheidung des Bundesrats und die anschliessende Genehmigung der Bundesversammlung wird für den Zeitraum um 2030 erwartet und untersteht schlussendlich dem fakultativen Referendum.

Wirtschaftlichkeit von Kernkraftwerken in der Schweiz im Jahr 2050

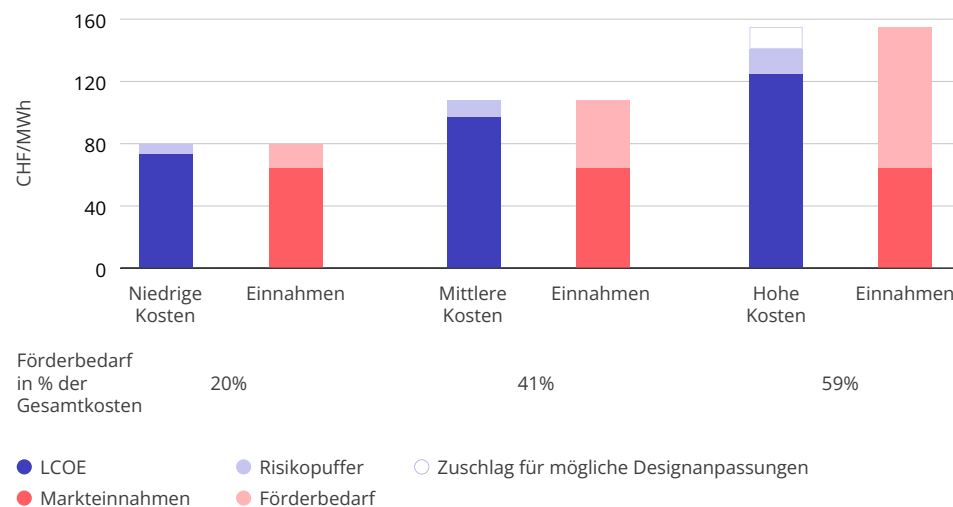


Abbildung 1: Wirtschaftlichkeit von Kernkraftwerken 2050 in der Schweiz; Gegenüberstellung von Gesteuungskosten (LCOE), Risikopuffer mit Zuschlag für mögliche Designanpassungen und Markteinnahmen in CHF, real 2024. Aus der Differenz ergibt sich der Förderbedarf.

Insgesamt zeigt der Bericht, dass der Neubau eines Kernkraftwerks in der Schweiz technisch machbar und an geeigneten Standorten umsetzbar ist. Eine Realisierung bis 2050 setzt jedoch voraus, dass politische Entschei-

dungen frühzeitig getroffen, Bewilligungsverfahren beschleunigt, geeignete Fördermechanismen geschaffen und gesellschaftliche Akzeptanz sichergestellt werden.

¹ Für die Analyse wird eine „Referenzannahme“ definiert – ein Szenario mit mittleren Standortbedingungen, mittleren Kosten und einem regulatorischen Rahmen, der als Mindestvoraussetzung für die Umsetzung von Kernkraftwerksprojekten gilt.



02

Technologie

Kernkraftwerke sichern fast 40 Prozent der Schweizer Winterstromversorgung – neue Reaktoren der Generation III+ könnten an bestehenden Standorten errichtet werden.

In Kürze

- In der Schweiz sind drei Kernkraftwerke in Betrieb: Beznau I & II (zwei Reaktoren), Gösgen und Leibstadt. Sie decken zusammen knapp 40 Prozent der Stromversorgung im Winterhalbjahr.
- Weltweit über 400 Reaktoren in Betrieb und rund 60 weitere im Bau. Mehr als 30 Länder unterstützen das Ziel, die Kapazität von Kernkraftwerken bis 2050 zu verdreifachen.
- Reaktoren der Generation III/III+ bilden heute die Basis für nahezu alle Neubauentscheidungen. In Europa entstehen zwei Gen III+ Anlagen, neun weitere befinden sich in Entwicklung. Wichtige Technologien sind der Westinghouse AP1000 und die EPR-Baureihe von EDF. Dieser Bericht fokussiert auf Gen III+. Da kommerzielle SMR-Lösungen ab den frühen 2030er-Jahren verfügbar sein könnten, sollte die SMR-Entwicklung weiterhin verfolgt werden.
- Als Standorte für neue Kernkraftwerke kommen in der Schweiz primär die bestehenden bzw. stillgelegten Anlagenstandorte infrage: Gösgen, Leibstadt, Beznau und Mühleberg. Die grösste Herausforderung ist die begrenzte verfügbare Fläche; seismische Risiken, Kühlung, Überflutungsschutz und Netzanbindung gelten als gut beherrschbar.
- Kernkraftwerke werden in der Regel im Grundlastbetrieb eingesetzt, um hohe Fixkosten durch viele Volllaststunden zu amortisieren. Technisch können sie jedoch auch Lastfolgebetrieb und Frequenzregelung leisten.
- Radioaktive Abfälle müssen in einem geologischen Tiefenlager entsorgt werden. Bis dahin werden sie im zentralen Zwischenlager Würenlingen und im Zwischenlager Beznau gelagert. Zwei gesetzlich verankerte Fonds sichern die Finanzierung von Entsorgung und Stilllegung, gespeist durch regelmässige Beiträge der Betreiber auf Basis aller fünf Jahre aktualisierter Kostenschätzungen.
- Steigende Temperaturen infolge des Klimawandels stellen für die Kühlung neuer Kernkraftwerke kein wesentliches Problem dar. Die verwendeten Kühltechnologien erwärmen den Fluss nur minimal und entnehmen ihm lediglich geringe Wassermengen.

2.1

Kernenergie in der Schweiz

In der Schweiz sind derzeit drei Kernkraftwerke in Betrieb: Beznau I & II (zwei Reaktoren), Gösgen und Leibstadt. Das Kernkraftwerk Mühleberg wurde 2019 stillgelegt und befindet sich seitdem im Rückbau. Die endgültige Einstellung des Leistungsbetriebs der beiden Reaktoren in Beznau wurde für 2032/33 angekündigt. Generell dürfen Kernkraftwerke in der Schweiz so lange laufen, wie sie als sicher eingeschätzt werden. Während aktuell meistens von einem Betrieb bis 60 Jahre ausgegangen wird, sind 70 bis 80 Jahre durchaus denkbar, benötigen aber eine eingehende Prüfung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Kernkraftwerke in der Schweiz.

Diese Kernkraftwerke hatten über die letzten fünf Jahre gemittelt einen Anteil von 32 Prozent an der inländischen Stromerzeugung und im Winterhalbjahr sogar einen Anteil von 38 Prozent. Die Kernkraftwerke leisten einen stabilen Grundlastbeitrag und sind ein wich-

Kernkraftwerke in der Schweiz

	Inbetriebnahme	Leistung	Status
Beznau I + II	1969, 1971	2 x 365 MWe	In Betrieb, Stilllegung 2032/33
Leibstadt	1984	1220 MWe	In Betrieb
Gösgen	1979	1010 MWe	In Betrieb
Mühleberg	1971	373 MWe	Stilllegung 2019

Tabelle 1: Übersicht Kernkraftwerke in der Schweiz

tiger Faktor für die Versorgungssicherheit, vor allem im Winterhalbjahr.

Die langfristige Zuverlässigkeit der Schweizer Kernkraftwerke zeigt sich in ihrer durchschnittlichen Zeitverfügbarkeit über die bisherige Betriebszeit², welche bei allen Anlagen über 80 Prozent liegt: Gösgen führt mit 89,4 Prozent, gefolgt von Beznau II (88 Prozent), dem ausser Betrieb genommenen Mühle-

berg (87,8 Prozent) und Leibstadt (82,7 Prozent). Beznau I weist aufgrund eines einmaligen, längeren Stillstands 2015–2018 mit 80,4 Prozent den niedrigsten Wert auf.

Über die inländische Produktion hinaus bezieht die Schweiz Strom von ausländischen Kernkraftwerken. EDF liefert über Langfristverträge³ jährlich etwa 10–12 TWh Strom aus französischen Kernkraftwerken in die Schweiz,

Fokus: Eingestellte Neubauprojekte in der Schweiz nach Fukushima

Die Resun AG und die Kernkraftwerk Niederamt AG planten den Bau von drei neuen Kernkraftwerken in der Schweiz. Beide wurden 2017 nach dem Unfall von Fukushima und dem verhängten Neubauperbot aufgelöst. Die Resun AG war ein Joint Venture von Axpo und BKW mit dem Ziel, zwei Ersatzanlagen zu errichten – eine am Standort Beznau und eine in Mühleberg. Die Kernkraftwerk

Niederamt AG war das Projekt von Alpiq zur Entwicklung einer neuen Anlage am Standort Gösgen. Beide Unternehmen reichten ihre Rahmenbewilligungsgesuche 2008 ein. Das Genehmigungsverfahren war im Gange, bis es aufgrund des Unfalls von Fukushima von den Behörden nicht mehr weiterverfolgt und die Gesuche schliesslich von den Initianten zurückgezogen wurden.

was 13–16 Prozent des Jahresbedarfs entspricht. Besonders im Winterhalbjahr decken diese Importe 15–20 Prozent der Stromversorgung ab und unterstreichen die zentrale Rolle der Kernenergie für die Versorgungssicherheit in der Schweiz. Inländische Kernkraftwerke und Importe aus französischen Kernkraftwerken decken also mehr als die Hälfte der Schweizer Stromnachfrage im Winterhalbjahr ab.

Nach dem Fukushima-Unfall in 2011 beschloss die Schweiz den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie und verhängte ein Neubauperbot für Kernkraftwerke. Damit wurden auch damalige Neubauprojekte eingestellt (siehe Fokus). Derzeit wird jedoch eine Aufhebung dieses Verbots im Parlament diskutiert. Detaillierte Informationen zu den aktuellen politischen Entwicklungen finden sich im Kapitel 8 Politik.

² IAEA, 2026, Switzerland

³ Interne Axpo Präsentation

2.2

Technologische Entwicklung

Nachfrage und aktueller globaler Ausbau

Aktuell liefert Kernenergie mit gut 2500 TWh knapp 10 Prozent des weltweiten Stroms (siehe Abbildung 2) und ist nach der Wasserkraft die zweitwichtigste Quelle für emissionsarme Energie. Die weltweite Kernstromproduktion dürfte mit den 416 Reaktoren im Jahr 2025 einen neuen Höchststand erreichen.

In den vergangenen Jahren ist das Interesse am Bau neuer Kernkraftwerke sowie an der Laufzeitverlängerung bestehender Kernkraftwerke deutlich gestiegen. Derzeit sind rund 62 Reaktoren mit zusammen über 65 GW im Bau, davon die Hälfte in China. Mehr als 30 Länder unterstützen das Ziel, die Kernenergiekapazität bis 2050 zu verdreifachen.⁴ In den vergangenen fünf Jahren wurde für mehr als 60 Reaktoren eine Verlängerung der Laufzeit über 40 Jahre hinweg beschlossen. Die jährlichen Investitionen in Neubauten und Lebensdauererlängerungen sind seit 2020

um rund 50 Prozent gestiegen und belaufen sich auf über 60 Milliarden US-Dollar⁵.

Entwicklung der Kernreakortechnologien

Kernreakortechnologien lassen sich im Wesentlichen entlang zweier Dimensionen einordnen: die Technologiegeneration und die Anlagengröße (siehe Abbildung 2). Über rund sieben Jahrzehnte haben sich vier Technologiegenerationen herausgebildet. Die zwischen den 1950er- und 1970er-Jahren entwickelten Generation-I-Reaktoren legten den Grundstein für die kommerzielle Kernenergie, wurden aber inzwischen stillgelegt.

Reaktoren der Generation II bilden das Rückgrat der heutigen Infrastruktur und repräsentieren fast alle der 416 in Betrieb befindlichen Reaktoren. Diese vor allem zwischen den 1960er- und 1990er-Jahren errichteten Einheiten verfügen über robuste Sicherheitssysteme und eine vielfach belegte Betriebssicherheit.

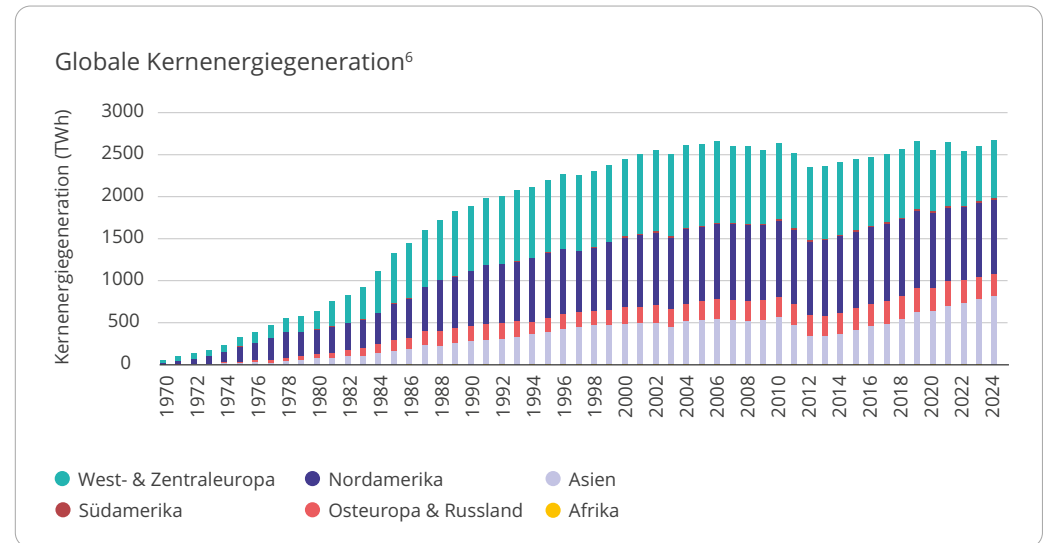


Abbildung 2: Kernenergiegeneration in TWh von 1970 bis 2024, aufgeteilt in Kontinente

Generation-III/III+-Reaktoren sind eine Weiterentwicklung der vorherigen Generation mit einem vereinfachten Design und verbesserten Sicherheitsfunktionen, darunter passive Sicherheitssysteme, die ohne externe Stromversorgung oder menschliches Eingrei-

fen funktionieren. Viele Reaktordesigns wurden nach dem Unfall von Fukushima angepasst, um zusätzliche Sicherheitsmodifikationen zu integrieren.

⁴ World Nuclear Association, 2024, Six More Countries Endorse the Declaration to Triple Nuclear Energy by 2050 at COP29

⁵ IEA, 2025, The Path to a New Era for Nuclear Energy

⁶ World Nuclear Association, 2025, World Nuclear Performance Report 2025

Generation-IV-Reaktoren sind vollständig neue Designs, die in erster Linie auf einer anderen Art von Kühltechnologie basieren oder andere Brennstoffe verwenden. Diese neuen Designs versprechen höhere Sicherheit, weniger Abfall und eine bessere Brennstoffnutzung.

Auf technologischer Basis der Gen III+ und -IV werden aktuell auch Reaktoren mit kleinerer Anlagengröße entworfen. Diese «Small Modular Reactors» (SMR) haben eine geringere Leistung, einen niedrigeren Flächenbedarf und versprechen aufgrund ihrer Modularität Kostensenkungen, da sie teilweise in Fabriken beim Hersteller industriell (serien-)gefertigt werden können. Die erwartete kürzere Bauzeit soll sich positiv auf die Finanzierung auswirken (raschere Aufnahme der Produktion und damit früherer Rückfluss investierter Mittel).

Die Entwicklung der Kernenergie

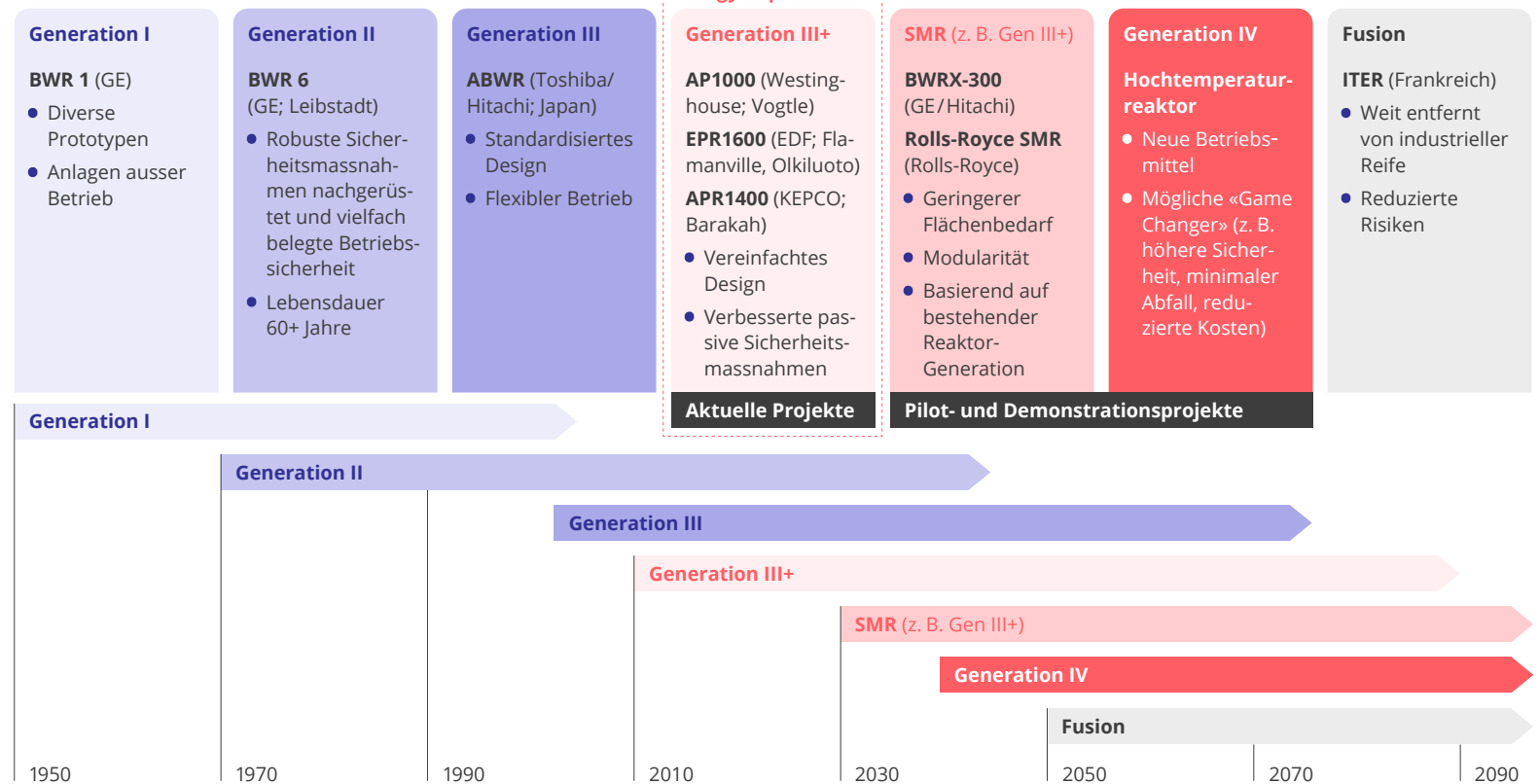


Abbildung 3: Überblick Entwicklung der Kernenergie anhand der Generationen

Fokus auf Gen III/III+ in diesem Report

In den Axpo Energy Reports fokussieren wir uns auf Technologien, welche bis 2050 einen substanziellen Beitrag zur inländischen Stromproduktion im Winterhalbjahr leisten können. Um den Neubau eines Kernkraftwerks bis 2050 zu erreichen, müsste unter dem aktuellen Regelwerk der Bewilligungsprozess Anfang der 2030er-Jahre gestartet werden (siehe Kapitel 4.2). Hierfür sollte die Technologie hinreichend bekannt und erprobt sein.

Gen III/III+ Reaktoren sind verfügbar, und es liegen ausreichende Erfahrungen vor, um eine gründliche Bewertung vorzunehmen. Stand heute sind Gen III/III+ die Grundlage für fast jede Entscheidung über den Bau kommerziell betriebener Kernkraftwerke weltweit.

Für die Schweiz kommen grundsätzlich zwei Reaktor-Typen in Frage: AP1000 von Westinghouse (USA) und die EPR-Serie⁷ von Framatome / EDF (Frankreich).

Kleinere modulare Reaktoren (SMR) könnten ab Anfang der 2030er-Jahre kommerziell verfügbar sein. Jedoch würde eine Bewertung derzeit vorwiegend auf den Aussagen der Reaktorentwickler basieren, die oft deutlich zu optimistisch ausfallen. Gen IV Reaktoren befinden sich noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium, mit einem Fokus auf Pilot- und Demonstrationsprojekten (siehe Kapitel Innovation). Zusätzlich ist die Schweizer Regulierung bisher auf die Reaktoren der Gen II und III+ ausgelegt, nicht jedoch für Gen IV (Quelle: OECD NEA SMR Dashboard 2025).

Aktueller Ausbau von Gen III/III+ Reaktoren

Stand Februar 2025 sind weltweit 44 grosse Gen III/III+ Kraftwerke in Betrieb. Derzeit im Bau befindliche Reaktoren gehören fast ausschliesslich zur Kategorie der grossen Gen III/III+ Reaktoren (Nennleistung jeweils mehr als 1000 MW). In Europa laufen die folgenden Projekte (Stand Oktober 2025):

- 2 im Bau: AP1000 (0), EPR (2 x Vereinigtes Königreich, Hinkley Point)
- 9 in Entwicklung: AP1000 (3 x Polen, 2 x Bulgarien, 2 x Ukraine), EPR (2 x Vereinigtes Königreich, Sizewell)

Zusätzlich befinden sich weitere Kraftwerke in einem fortgeschrittenen Planungsstadium (z. B. in Schweden, Niederlande, Slowenien, Tschechien, Frankreich).

Somit gibt es umfangreiche Planungs- und Betriebserfahrungen mit bestehenden, geplanten und im Bau befindlichen Anlagen sowie eine erfahrene Industrie in mehreren Ländern. Auf Grundlage dieser Informationen wird eine techno-ökonomische Bewertung der Reaktoren inklusive Kosten, Bauzeit, Betriebssicherheit durchgeführt.

⁷ Die EPR-Serie hat zwei Varianten: 1) Der EPR1600 ist in Betrieb bei Olkiluoto-3 (Finnland) und Taishan-1/2 (China); Frankreichs Flamanville-3 trat 2024 in die Inbetriebnahme ein. 2) EPR2 ist der vereinfachte, standardisierte Nachfolger von EDF, geplant als Flotte von sechs Blöcken, zunächst in Penly, dann in Gravelines und Bugey. Auch im Gespräch für Neubauprojekte in weiteren europäischen Ländern.

2.3 Innovation

Es gibt drei Innovationspfade in der Kernenergie: kleine modulare Reaktoren (SMR, Gen III+), Reaktoren der Gen IV (auch als SMR möglich) und Kernfusion. Sie adressieren unterschiedliche Ziele – von modularer Umsetzung und Systemflexibilität (SMR), grundlegend neuen Effizienz- und Ressourcenansätzen (Gen IV) hin zu noch nicht verwendeten physikalischen Prinzipien (Fusion). Tabelle 2 gibt einen Überblick über diese Innovationspfade.

Gemeinsam ist bei allen Ansätzen der Anspruch, sichere, emissionsarme und verlässliche Energie bereitzustellen. Sie unterscheiden sich jedoch deutlich in der Technologiereife, Marktperspektiven, Kosten- und Regulierungsrisiken sowie im potenziellen Beitrag zur Winterversorgung, insbesondere im Schweizer Kontext. Siehe Box für weitere Details zu Gen III+ SMR.

Innovationspfade der Kernenergie

	Gen III+ SMR	Gen IV	Kernfusion
Technologie	«Small Modular Reactors»: kleine, modulare und standardisierte Reaktoren basierend auf Gen III-Technologie (einige Anbieter planen SMR mit GenIV-Designs.)	Kernreaktordesigns ⁸ der nächsten Generation zielen auf verbesserte Sicherheit, Nachhaltigkeit, Effizienz und Kosten ab, hauptsächlich durch neue Kühlmedien oder höhere Betriebstemperaturen.	Fusion leichter Atomkerne bei 100+ Mio °C
Leistung	50–300+ MWe pro Modul	Variabel: <10 bis >500 MWe je Design	Ziel: 200–1000+ MWe
Sicherheit	Bewährte Sicherheitstechnologie	Höhere Korrosionsherausforderungen sowie betriebliche, sicherheitstechnische und regulatorische Herausforderungen ⁹ da alternative Kühlmittel genutzt werden (Salz, Blei, Gas)	Inhärent sicher (keine Kernschmelze möglich), minimaler radioaktiver Abfall
Technology Readiness Level*	7–8 Historische Entwicklung für militärische Anwendungen (U-Boote), kein kommerzieller Demonstrator in der westlichen Welt.	4–6 Technologie im Labor erwiesen, kein Demonstrator im Bau.	2–3 Technologisches Konzept erwiesen und erste grundlegende Experimente, Technologie noch nicht im Labor erwiesen.
Kommerzialisierung	First of a Kind (FOAK) im Bau in Kanada (Inbetriebnahme ca. 2029–2030) ¹⁰ und im Vereinigten Königreich (Inbetriebnahme Anfang 2030) ¹¹ ; NuScale bereits lizenziert in USA; weitere Demonstrationsanlagen in Entwicklung	Prototypen in China/Russland; Kommerzialisierung ab 2035 erwartet; Terrapower: Baustart voraussichtlich 2027	Internationaler Thermonuklearer Experimenteller Reaktor (ITER) Demo bis 2030er-Jahre, kommerzielle Nutzung frühestens ab 2050

Tabelle 2: Übersicht Innovationspfade in der Kernenergie, aufgeteilt in Technologie, Leistung, Sicherheit, Reifegrad und Kommerzialisierung

*Technology Readiness Level: Skala von 1-konzeptuell bis 9-umgesetzt

⁸ Sodium fast reactor (SFR), molten salt reactor (MSR), supercritical water-cooled-reactor (SCWR), gas-cooled fast reactor (GFR), lead-cooled fast reactor (LFR), very high-temperature reactor (VHTR)

⁹ Bsp. In-Service-Inspektion (ISI) bei bleigekühlten Reaktoren

¹⁰ World Nuclear News, 2025, [Canada's first SMR project: How is CAD20.9 billion cost calculated?](#)

¹¹ Lewis & Messenger, 2025, [UK's first small nuclear power station to be built in north Wales](#)

Deep-Dive: Kleine modulare Reaktoren (SMR)

SMR sind Kernreaktoren mit einer elektrischen Leistung von typischerweise bis zu 300 MW.¹² «Modular» bezieht sich auf den Bauansatz: Hauptkomponenten werden in Fabriken vorgefertigt und zur Montage an den Standort geliefert, anstatt vollständig vor Ort errichtet zu werden. Die meisten aktuellen SMR-Entwürfe basieren auf Gen III+ Technologie und nutzen bewährte Reaktorprinzipien. Viele Gen III+ Designs verfügen bereits über passive Sicherheitsfunktionen (z. B. natürliche Zirkulation, Schwerkraftzuführungen, Druckspeicher). Einige SMR-Entwürfe setzen stärker auf diese passiven Mechanismen und vereinfachte Systeme (integrierte Reaktor-druckbehälter), wodurch Sicherheitsfunktionen stärker inhärent und weniger komponentenintensiv ausgelegt sind.

Vorteile von SMR

Der modulare Aufbau ermöglicht die Vorfertigung zentraler Komponenten in Fabriken. Das kann Kosten senken und Bauzeit, Komplexität sowie Projektrisiken gegen-

über Grossanlagen reduzieren. Kleinere Anfangsinvestitionen pro Einheit erleichtern die Finanzierung und verringern die Kapitalbindung. Ausserdem unterstützen standardisierte Module parallele Fertigung, gestaffelten Bau und eine konsequente Qualitätskontrolle. Zudem stehen weniger Mitarbeitende auf der Baustelle im Einsatz. SMR benötigen weniger Fläche als Grossreaktoren und erweitern damit die Standortoptionen – ein Vorteil für die Schweiz, wo potenzielle Standorte wie Beznau und Mühleberg flächenmässig begrenzt sind.

Aktueller Stand und Kosten

Stand 2025 befindet sich die Einführung von SMR weltweit in einer frühen Phase. In westlichen Märkten hat bislang kein SMR-Design Bau, Inbetriebnahme und Übergang in den regulären kommerziellen Dauerbetrieb vollständig abgeschlossen. Angekündigte Fertigstellungstermine für FOAK-Anlagen haben sich wiederholt verschoben, verlässliche Nachweise zu tatsächlichen Baukosten, Zeitplänen und erzielter elektri-

scher Leistung im kommerziellen Betrieb sind entsprechend begrenzt.

FOAK-SMR weisen tendenziell höhere Stromgestehungskosten auf als grosse Gen III+ Reaktoren. Gründe sind typische Erst-einführungsrisiken, fehlende Serien- und Lieferketteneffekte sowie geringere Grössenvorteile. Zusätzlich wirken sich bei kleineren Einheiten ein niedrigerer thermischer Wirkungsgrad und relativ höhere Betriebs- und Instandhaltungskosten pro erzeugter Stromeinheit aus. Diese Nachteile müssen durch Fertigungseffizienz, verkürzte Realisierungszeiten und Finanzierungsvorteile kompensiert werden. Die wirtschaftliche Argumentation hängt wesentlich davon ab, ob Standardisierung und Serienfertigung identischer Einheiten zu belastbarer Kostendegression führen.

Schweizer Kontext

Schweizer SMR-Projekte sind nur dann wettbewerbsfähig, wenn es ausserhalb der Schweiz bereits erfolgreiche SMR-Program-

me gibt. Die Schweiz allein hat nicht genügend Volumen, um diese Skaleneffekte selbst aufzubauen, daher braucht sie bewiesene internationale Serienerfahrung als Grundlage. Die internationale Serienerfahrung wird voraussichtlich in den 2030er-Jahren vorliegen. Ontario Power Generation plant beispielsweise, den ersten BWRX-300 in Darlington gegen Ende dieses Jahrzehnts in Betrieb zu nehmen. Im Vereinigten Königreich hat die Regierung den Bau von drei SMR mit je 470 MW auf dem Gelände eines seit 2015 ausser Betrieb genommenen Kernkraftwerks angekündigt. Die Reaktoren sollen vom britischen Unternehmen Rolls Royce geliefert und Anfang der 2030er-Jahre in Betrieb genommen werden. SMR-Technologien sollten im Auswahlprozess berücksichtigt werden, da die Entscheidung nicht nur eine Kostenfrage ist: SMR könnten einfacher und schneller zu bauen sein und ein geringeres Klumpenrisiko bei einem Ausfall darstellen.

¹² Der Rolls-Royce SMR überschreitet mit einer Leistung von 470 MW diese übliche SMR-Definition.

2.4

Geeignete Standorte für Neubauten in der Schweiz

Um ein neues Kernkraftwerk zu bauen, kommen in der Schweiz insbesondere die Standorte der bestehenden/stillgelegten Kernkraftwerke in Frage: Gösgen, Leibstadt, Beznau und Mühleberg. Die vier Standorte unterscheiden sich u.a. in der verfügbaren Fläche, Geologie und Seismologie, Kühlwasserverfügbarkeit¹³, Überflutungsrisiken und Netzanschluss.

In einer ersten Analyse zeigt sich, dass sich die Standorte deutlich in der verfügbaren Fläche unterscheiden, die anderen Kriterien jedoch ähnlich gut erfüllt werden. Bei Beznau und Mühleberg ist die verfügbare Fläche stark limitiert. Die zusammenhängenden, frei nutzbaren Flächen, um Grosskomponenten während der Bauphase effizient zu manövrieren und zu montieren, ist herausfordernd. Zusätzlich setzen die beengten Verhältnisse aufgrund der

Topologie der Konstruktion Grenzen und erhöhen die bauleistungsrisiken. Diese Standorte eignen sich daher voraussichtlich eher für die Realisierung von SMR.

Demgegenüber weisen Gösgen und Leibstadt grundsätzlich genügend Fläche auf, sofern zusätzlicher Flächenerwerb realisiert und die notwendigen Rodungen sowie Einzonungen entsprechend dem finalen Layout umgesetzt werden können. Unter diesen Voraussetzungen lassen sich die erforderlichen Montage-, Lager- und Kranbereiche einrichten.

Ein neues Kernkraftwerk wäre in seiner Grösse ein seit Jahrzehnten beispielloses Bauvorhaben in der Schweiz. Je nach Reaktordesign und Anzahl an Anlagen am Standort könnten sich in der Hochphase bis zu 10 000 Personen¹⁴ gleichzeitig auf der Baustelle aufhalten – darunter Montage-, Bau-, Logistik-, Sicherheits- und Fachplanungsteams. Eine derart hohe Personalpräsenz erfordert umfangreiche temporäre Infrastrukturen: gross-

flächige Installationsplätze, Verkehrs- und Logistikkorridore, Park- und Shuttle-Kapazitäten sowie Einrichtungen für Unterkunft, Verpflegung und Sanitär¹⁵. Ein Projekt dieser Gröszenordnung hat es in der Schweiz seit dem Bau der letzten neuen Kernkraftwerke in Gösgen und Leibstadt nicht mehr gegeben. Die grössten Einzelvorhaben im Verkehrs-, Energie- oder Hochbau erreichen deutlich niedrigere Spitzenwerte: So lag die gleichzeitige Personalpräsenz im NEAT-Gesamtprogramm (Gotthard- und Ceneri-Basistunnel inkl. Zuläufe) bei geschätzt max. 3000–4000 Personen, während beim Pumpspeicherwerk Linth-Limmern (1000 MW, Inbetriebnahme 2016) Spitzen von rund 1500–2000 Personen erreicht wurden. Vor diesem Hintergrund wird klar, dass Standorte mit ausreichend zusammenhängender Fläche, sehr guter Erschliessung (Strasse/Schiene) und Reserven für temporäre Installationen einen entscheidenden Vorteil hinsichtlich Termin-, Kosten- und Ausführungsrisiken bieten.

Schlussfolgernd ergibt sich eine Priorisierung der Standorte hinsichtlich Bau- und Betriebsmachbarkeit: 1. Gösgen, 2. Leibstadt, 3. Beznau, 4. Mühleberg

Im Folgenden werden die Kriterien für die Standortbewertung ausführlicher beleuchtet.

Flächenverfügbarkeit

Für den Bau von Gen III+-Reaktoren werden umfangreiche Lagerflächen und Platz für Kran-Schwenkradien benötigt, insbesondere für das Manövrieren massiver Komponenten. Moderne Kernkraftwerke bestehen aus enormen Bauteilen: Der Reaktor Druckbehälter kann beispielsweise über 500 Tonnen schwer sein, die Dampferzeuger etwa 350 Tonnen und die Turbine bis zu 400 Tonnen. Diese Komponenten müssen transportiert, mit Spezialkränen bewegt, zwischengelagert und präzise positioniert werden können, was grosse freie Flächen ohne Hindernisse erfordert.

¹³ Alle Standorte, die mit Hybridkühltürmen ausgestattet werden können, unterscheiden sich in standortspezifischen Kühlparametern: Flussabflussmengen, Wassertemperaturen und umweltrechtliche Einleitungsbeschränkungen. Diese Parameter beeinflussen die thermische Effizienz und Verfügbarkeit des Kraftwerks und erfordern eine standortspezifische Auslegung des Kühlkreislaufsystems.

¹⁴ Die angegebene Zahl bezieht sich auf den Fall, dass an einem Standort zwei Reaktoren errichtet würden. Bei der Realisierung nur eines Reaktors würde der Wert entsprechend tiefer ausfallen.

¹⁵ EDF, 2026, Developing our workforce

Basierend auf den Erfahrungen, die in kürzlich gebauten Kernkraftwerken in Flamanville oder Okiluoto gesammelt wurden, wird der Flächenbedarf wie folgt eingeschätzt:

- **EPR-Reaktor¹⁶:** Ein Einzelblock benötigt in der Bauphase rund 48–60 Hektar (das entspricht etwa 70–85 Fussballfeldern) und im Betrieb etwa 12 Hektar. Ein Doppelblock benötigt 86–110 Hektar während der Bauphase und 32 Hektar im Betrieb.
- **AP1000¹⁷:** Ein Einzelblock benötigt in der Bauphase rund 52¹⁸ Hektar und im Betrieb etwa rund 7 Hektar. Ein Doppelblock benötigt rund 105 Hektar während der Bauphase und etwa 17 Hektar im Betrieb.

Der grosse Unterschied zwischen Bau- und Betriebsphase erklärt sich dadurch, dass während der Bauzeit zusätzliche Flächen für Baustelleneinrichtungen, Materiallager, Kran-

aufstellflächen, Manövrierflächen und Montagehallen benötigt werden, die nach Fertigstellung wieder entfernt werden können.

In Beznau und Mühleberg wären die verfügbaren Flächen limitiert und entsprechende Lösungen, die einen Bau mit eingeschränkter Fläche ermöglichen, müssten weiter untersucht werden. Dies könnte beispielsweise bedeuten, dass Komponenten in mehreren kleineren Teilen angeliefert und vor Ort zusammengebaut oder dass innovative Baumethoden mit kompakteren Kranstellungen entwickelt werden müssten. All dies führt zu höheren Kosten.

Zusätzlich muss bei jedem Standort Landfläche erworben werden. Vermutlich ist auch eine Nutzung von landwirtschaftlicher Fläche und Waldgebieten nötig – die genauen Details ergeben sich aus der späteren Ausführungsplanung und dem Standortlayout. Dieser Prozess erfordert (temporäre) Umzonungen von landwirtschaftlichen oder forstwirtschaftli-

chen Flächen in Industrieland, was durch das Raumplanungsverfahren geregelt wird.

Ausserdem müssen Wildtierkorridore¹⁹ berücksichtigt werden. Damit kann die nutzbare Baufläche durch solche Korridore zusätzlich beeinträchtigt sein, da diese ökologisch wichtigen Verbindungen erhalten bleiben müssen. Dies bedeutet, dass die Kraftwerksplanung so erfolgen muss, dass die natürlichen Tierwanderwege erhalten bleiben.

Geologie und Seismologie

Grundsätzlich sind die geologischen und seismologischen Voraussetzungen an allen vier Standorten gegeben. Das bedeutet, dass der Untergrund stabil genug ist und die Erdbebengefahr beherrschbar bleibt, um dort sicher Kernkraftwerke zu betreiben.

Die genaue seismologische Auslegung eines neuen Kernkraftwerks erfordert eine umfassende Analyse aller standortspezifischen Erdbebenparameter. Dazu gehören historische

und geologische Daten sowie modellierte Szenarien, Antwortspektren über den gesamten Frequenzbereich und die Interaktion zwischen Boden und Bauwerk.

Ein häufig verwendeter Referenzwert ist die Peak Ground Acceleration (PGA), also die maximale Bodenbeschleunigung während eines Erdbebens. Aktuelle Analysen an bestehenden Schweizer KKW-Standorten zeigen auf, dass die PGA an der Geländeoberfläche für ein 10 000-Jahre-Ereignis zwischen 0,30 g und 0,39 g liegt, wobei «g» die Erdbeschleunigung bezeichnet (ENSI 2015). Beim EPR ist das standardisierte, zertifizierte Design für ein PGA von 0,25 g ausgelegt, beim AP1000 geht 0,3 g. Das bedeutet, dass das Standarddesign dieser Reaktortypen für die Schweiz angepasst werden müsste, damit sie den örtlichen Erdbebenanforderungen sicher entsprechen.

Die im Standarddesign vorgesehenen Sicherheitsmargen ermöglichen jedoch, dass solche moderaten Überschreitungen der Auslegung

¹⁶ Internal: EDF Request for Interest (RFI) package

¹⁷ Internal: Westinghouse Request for Interest (RFI) package information.

¹⁸ Die Bauphase (52 ha) gliedert sich in: Bauflächen vor Ort (11 ha), externe Bauflächen (7 ha), Lagerflächen (20 ha), permanente Kraftwerksanlage (7 ha) und optional Parkflächen (6 ha). Die temporären Bau- und Lagerflächen werden nach Inbetriebnahme zurückgebaut.

¹⁹ Wichtige Wanderrouen für Tiere zwischen verschiedenen Lebensräumen.

des Standarddesigns nur geringfügige Anpassungen am Reaktordesign erfordern. So liegen beispielsweise noch höhere seismische Anforderungen²⁰ (0,56 g) in Slowenien beim Projekt Krško 2 (JEK2) vor. In einer Machbarkeitsstudie wurde bestätigt, dass sowohl der AP1000 als auch der EPR-Reaktortyp für diesen Standort geeignet sind:

- **Westinghouse (AP1000):** «Es ist machbar, einen AP1000-Reaktor am JEK2-Standort zu errichten. [...] Basierend auf verfügbaren Informationen wird beurteilt, dass etwaige Konstruktionsänderungen minimal wären.»
- **EDF (EPR):** «Die Auswirkungen auf die Konstruktion sind begrenzt und beherrschbar für die nuklearen Gebäude und die dazugehörigen Strukturen.»

Diese Erkenntnisse zeigen, dass auch die Schweizer Standorte technisch realisierbar sind, wenn entsprechende Verstärkungsmassnahmen umgesetzt werden. Diese standortspezifische seismische Auslegung ist bei der Anpassung von Standardreaktoren üblich und führt zu höheren Ingenieur- und Baukosten. Aufgrund der moderaten Überschreitung sowie der Erfahrungen in Slowenien wird davon ausgegangen, dass die seismischen Anforderungen gut zu erfüllen sind und Mehrkosten gering ausfallen.

Kühlsysteme

Grundsätzlich kann zwischen Durchlaufkühlung, Nasskühltürmen und hybriden Kühltürmen unterschieden werden. Aufgrund der gesetzlichen Vorgaben sowie aus Akzeptanzgründen wird ein Hybridkühlturm bevorzugt. Weitere Details zur Begründung finden sich in Kapitel 2.8.

Überflutungsrisiken

Überflutungsrisiken können mit geeigneten Massnahmen beherrscht werden.

Netzanbindung

Geeignete Netzanbindungen sind an allen Standorten vorhanden.

2.5

Sicherheit von Kernkraftwerken

Die Sicherheitssysteme der Gen III/III+ Reaktoren sind gegenüber vergangenen Reaktordesigns stark weiterentwickelt worden. Dabei wurden insbesondere auch die Erfahrungen aus den drei Reaktorunfällen berücksichtigt: Bei Three Mile Island (1979, USA) führten Bedienungsfehler und unklare Anzeigen zu einer partiellen Kernschmelze. Daraus ergab sich die Erkenntnis, dass ein besseres «Human-System Interface» Mensch-Maschine-Schnittstellen²¹ und klarere Notfallprozeduren nötig sind. Der Unfall in Tschernobyl (1986, Ukraine) zeigte die Bedeutung robu-

ster Sicherheitshüllen und inhärent sicherer Reaktordesigns auf. Der Ausfall der Stromversorgung nach dem Tsunami in Fukushima (2011, Japan) machte deutlich, dass Reaktoren auch bei kompletten Blackouts (sog. Station Blackout) sicher sein müssen.

Der AP1000 und EPR unterscheiden sich grundlegend in den Sicherheitsphilosophien:

AP1000 – Die «passive» Lösung

Die passive Sicherheitsphilosophie des AP1000 setzt auf Naturgesetze²²: Schwerkraft lässt Kühlwasser aus oberhalb positionierten Tanks automatisch in den Reaktor fließen, natürliche Zirkulation sorgt für kontinuierliche Kühlung durch das physikalische Prinzip von steigendem wärmeren und sinkendem kälteren Wasser. Zusätzlich injizieren mit Stickstoff unter Druck gesetzte Akkumulatoren bei Druckabfall automatisch boriertes²³ Kühlwasser. Dadurch entfällt die Abhängigkeit von externer Stromversorgung oder Bedienungseingriffen – selbst wenn alle elektri-

²⁰ Jamsek & Planinc, 2024, An Overview of Seismic Design Parameters for Design of Nuclear Power Plants

²¹ Mensch-Maschine-Schnittstelle: Umfasst alle Elemente, über die Personal mit dem System interagiert – Anzeigen, Alarmer, Bedienelemente, Kommunikationssysteme und Verfahrensanweisungen.

²² Westinghouse, 2026, AP1000 Nuclear Power Plant - Passive Safety Systems

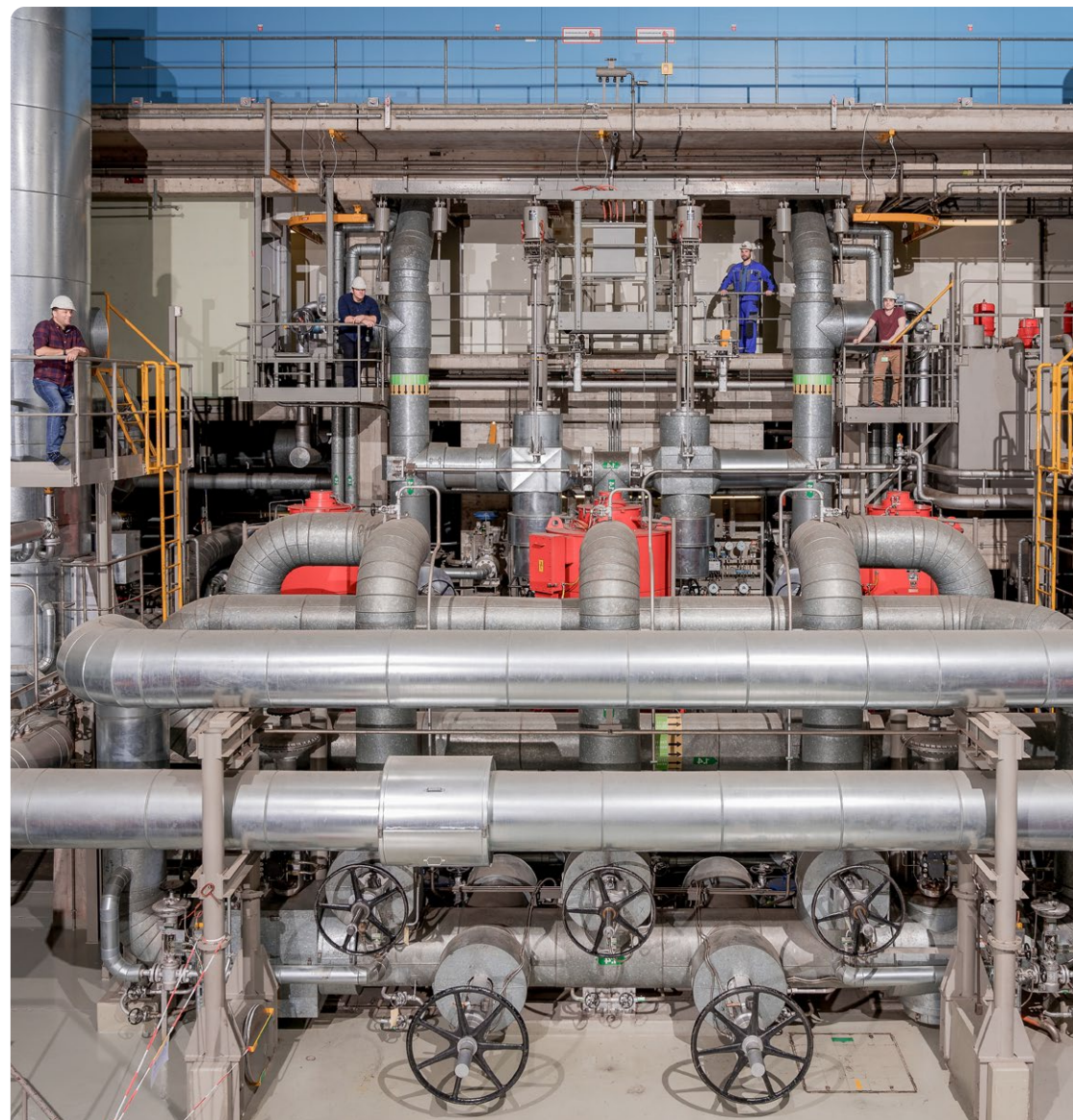
²³ Boriertes Kühlwasser ist Wasser, dem Borsäure zugesetzt wurde. Der Stoff Bor hilft, die Kettenreaktion in einem Kernkraftwerk zu unterdrücken/verlangsamen.

schen Systeme ausfallen, kühlt sich der Reaktor automatisch und sicherheitsgerichtet ab. Diese Designphilosophie führt zu einer Vereinfachung der Systemarchitektur: Gegenüber der Gen II entfallen rund 50 Prozent der Ventile, 35 Prozent der Pumpen und 80 Prozent der sicherheitsrelevanten Rohrleitungen. Weniger Komponenten bedeuten weniger potenzielle Fehler und höhere Gesamtzuverlässigkeit. Als Ergebnis kann der AP1000 über 72 Stunden lang auch bei einem kompletten Blackout ohne jeglichen menschlichen Eingriff sicher betrieben werden.

EPR - Die «aktiv-redundante» Lösung

Die EPR-Philosophie der aktiven Redundanz verfolgt einen anderen Ansatz: Sie setzt auf vier parallel ausgeführte Sicherheitssysteme und erreicht damit eine N+2-Redundanz. Bei vier Sicherheitssträngen kann einer wartungsbedingt ausser Betrieb sein und ein weiterer ausfallen; die verbleibenden zwei stehen weiterhin zur Erfüllung der erforderlichen Sicherheitsfunktionen zur Verfügung, selbst wenn einer davon infolge des auslösenden Ereignisses unwirksam ist. Diese Philosophie hat den Vorteil, dass bewährte Technikprinzipien aus jahrzehntelanger Reaktorerfahrung erhalten

bleiben – elektrische Pumpen, aktive Kühlsysteme und computergesteuerte Sicherheitssysteme, die sich in der Praxis bewährt haben, finden weiterhin Verwendung. Anstatt diese Technologien zu ersetzen, vervielfacht der EPR sie systematisch. Wo frühere Reaktoren ein Notkühlsystem hatten, hat der EPR vier identische. Wo es einen Notstromdiesel gab, gibt es nun vier. Diese Redundanz steigert die Zuverlässigkeit exponentiell: Wenn ein einzelnes System eine Verfügbarkeit von 99 Prozent hat, erreichen vier parallel betriebene Systeme eine Gesamtverfügbarkeit von 99,999999 Prozent. Zusätzlich werden durch konsequente physische und elektrische Trennung gemeinschaftliche Ausfallursachen struktureller Art – sogenannte «Common Cause Failures» – wirkungsvoll verhindert. Das bedeutet, die vier Sicherheitsstränge befinden sich in separaten, brandgeschützten Gebäudeteilen, haben getrennte Stromversorgungen, separate Kühlwasserleitungen und sogar unterschiedliche Hersteller für kritische Komponenten. Ein Brand, eine Überflutung oder ein anderes lokales Ereignis beschädigt so nur einen Strang, während die anderen drei unbeeinträchtigt weiterarbeiten. Diese Trennung geht so weit, dass selbst



die Kabeltrassen räumlich getrennt verlaufen und die Dieselgeneratoren in verschiedenen Gebäuden untergebracht sind, um sicherzustellen, dass kein einzelnes Ereignis mehrere Sicherheitsstränge gleichzeitig lahmlegen kann. Bezahlt werden muss das mit hohen Betriebs- und Unterhaltsaufwendungen aufgrund der vielen Systeme.

Beide Sicherheitsphilosophien integrieren zusätzlich das Management schwerer Unfälle für den Fall, dass sie tatsächlich eintreten. Das bedeutet, sie sind nicht nur darauf ausgelegt, Unfälle zu verhindern, sondern auch darauf, bei Eintritt eines Unfalls die Auswirkungen zu begrenzen und die Freisetzung radioaktiver Stoffe zu verhindern oder zu minimieren. Probabilistische Sicherheitsanalysen (computergestützte Berechnungen zahlreicher Unfallszenarien) zeigen die Auswirkungen der Massnahmen auf das Unfallrisiko auf:

- **Kernschädigungshäufigkeit:** *Was ist die Häufigkeit, dass ein Reaktorkern beschädigt wird?* Die Kernschädigungshäufigkeit konnte von 10^{-5} pro Reaktorjahr auf 10^{-7} bei Gen III+ Reaktoren verringert werden. Das bedeutet, dass statistisch gesehen nur einmal in zehn Millionen Betriebsjahren eine Kernschädigung auftreten würde.
- **Grosse Freisetzungen:** *Wie häufig gelangen radioaktive Stoffe in die Umwelt?* Noch wichtiger für den Bevölkerungsschutz ist die Freisetzung grosser Mengen an radioaktiven Stoffen. Die Wahrscheinlichkeit einer Freisetzung radioaktiver Stoffe in die Umwelt liegt bei einmal in hundert Millionen Reaktorjahren (10^{-8}). Diese niedrige Wahrscheinlichkeit ergibt sich daraus, dass selbst im Fall einer Kernschädigung (10^{-7}) die bedingte Wahrscheinlichkeit einer grossen Freisetzung nur etwa 10 Prozent beträgt. Das bedeutet: Moderne Reaktoren haben nicht nur

seltener Kernschäden, sondern selbst wenn es dazu kommt, verhindert das Design in 90 Prozent der Fälle eine grosse Freisetzung – das ist hundertmal sicherer als bei der Vorgängergeneration.

Zusätzlich wird die in der ENSI-Richtlinie G14 festgelegte Dosisvorgabe von 0,3 Millisievert (mSv) pro Jahr eingehalten²⁴, was deutlich unter dem gesetzlichen Grenzwert von 1 mSv pro Jahr (Art. 22 StSV) liegt. Diese Belastung ist minimal im Vergleich zur natürlichen Hintergrundstrahlung von durchschnittlich 1,1 mSv pro Jahr in der Schweiz.²⁵ Zum Vergleich: Ein Transatlantikflug verursacht 0,08 mSv, eine Röntgenaufnahme des Brustkorbs 0,1 mSv²⁶.

2.6 Kernkraftwerke im Zusammenspiel mit Erneuerbaren Energien

Der Lastwechsel, also die Änderung der Leistung in einer bestimmten Zeit, wird aufgrund der zunehmenden Menge an fluktuierenden

erneuerbaren Energien²⁷ im Stromnetz immer wichtiger. Kernkraftwerke werden üblicherweise zur Grundlastversorgung betrieben, um die hohen Fixkosten durch viele Volllaststunden zu decken. Technisch sind sie jedoch in der Lage, Lastfolgebetrieb und Frequenzregelung bereitzustellen; gerade in Stromsystemen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Erzeugung ist das nützlich resp. sogar notwendig.

Neben der aktiven Leistungsregelung erhöhen Kernkraftwerke durch ihre rotierenden Massen (Turbinen, Generatoren) die Netzstabilität. Diese mechanische Trägheit dämpft Frequenzschwankungen und verhindert abrupte Frequenzänderungen bei Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch. In Stromsystemen mit hohem Anteil inverterbasierter erneuerbarer Energien sinkt die systemweite Trägheit, da Solar- und Windanlagen keine rotierenden Massen einbringen. Diese Herausforderung muss zur Sicherung der Systemstabilität gezielt adressiert werden und kann je nach Lösungsansatz mit zu-

²⁴ ENSI-Richtlinie G14 setzt einen generischen quellenbezogenen Dosisrichtwert von 0,3 mSv pro Jahr für alle Kernanlagen am Standort (Art. 7 Abs. 3 StSV). Der gesetzliche Grenzwert gemäss Art. 22 StSV beträgt 1 mSv pro Jahr.

²⁵ Swiss Federal Nuclear Safety Inspectorate ENSI, 2021, *Ten Years on from Fukushima (2/6): The radiological effects of the accident*

²⁶ United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation, 2000, *Sources and Effects of Ionizing Radiation*; Annex D "Medical radiation exposures," Table 35 ("Trends in average effective doses...")

²⁷ Fluktuierende erneuerbare Energien sind erneuerbare Energiequellen, deren Stromerzeugung witterungs- und tageszeitabhängig schwankt und daher nicht kontinuierlich oder bedarfsgerecht steuerbar ist. Typische Beispiele sind Wind- und Solarenergie.

sätzlichen Investitionen verbunden sein. So können beispielsweise «grid forming» Inverter im Zusammenspiel mit Batteriespeicher synthetische Trägheit bereitstellen und damit fehlende rotierende Masse konventioneller Kraftwerke zu grossen Teilen ersetzen²⁸.

Die grundlegenden Steuerungsprinzipien für einen Lastwechsel sind beim AP1000 und EPR ähnlich: Schnelle Leistungsänderungen erfolgen primär über Steuerstabbewegungen – diese Stäbe aus neutronenabsorbierendem Material werden in den Reaktorkern hinein- oder herausgefahren, um die Kernreaktion zu bremsen oder – aus einem Teillastbetrieb – zu verstärken. Langsamere, längerfristige Reaktivitätsanpassungen erfolgen über die Konzentration von löslichem Bor im Hauptkühlmittel, welches Neutronen absorbiert und wie eine «chemische Bremse» für die Kernreaktion wirkt.

Diese Steuerung erlaubt es dem AP1000, die Nennleistung um ± 5 Prozent pro Minute in beide Richtungen anzupassen und bis auf 15 Pro-

zent der Nennleistung herunterzufahren. Beim EPR gibt es zwei Steuerungsbereiche (gültig für Brennstoffabbrand < 80 Prozent): Zwischen 60–100 Prozent der Nennleistung kann die Nennleistung um ± 5 Prozent pro Minute angepasst werden; zwischen 25 Prozent – 60 Prozent nur noch um $\pm 2,5$ Prozent pro Minute. Darüber hinaus ist eine Notabschaltung (auf 0 Prozent der Nennleistung) in Sekundschnelle als Sicherheitsmassnahme jederzeit möglich.

Ein weiterer zu berücksichtigender Faktor ist die Anzahl der Zyklen, die mit den Anlagen durchgeführt werden können. Jeder Lastzyklus – also das Hoch- und Runterfahren der Leistung – belastet die Materialien mechanisch und trägt zur Materialermüdung bei, wenn er häufig wiederholt wird. Bei Leistungsänderungen verändern sich Temperatur und Druck im Reaktor, wodurch sich Metall ausdehnt und zusammenzieht. Da verschiedene Komponenten unterschiedlich schnell erwärmt werden, entstehen mechanische Spannungen im Material.

Kernkraftwerke werden für eine maximale Anzahl von Zyklen mit grossen Sicherheitsmargen ausgelegt. Im oberen Lastbereich (100 Prozent \leftrightarrow 80 Prozent) ändern sich Kühlmitteltemperatur und Druck nur geringfügig. Deshalb sind die Kraftwerke für bis zu 100 000 solcher Zyklen ausgelegt. Selbst bei täglichen Lastwechseln (365 Zyklen pro Jahr) reicht das für weit über die geplante Lebensdauer hinaus.

Im unteren Lastbereich (25 Prozent \leftrightarrow 80 Prozent) sind die Belastungen deutlich höher aufgrund von grösseren Temperatur- und Druckamplituden; die zulässigen Zyklenzahlen im unteren Lastbereich sind anlagen- und transientenspezifisch und deutlich geringer als im oberen Lastbereich, was jedoch für mehr als zehn tiefe Lastwechsel pro Jahr über die Lebensdauer ausreicht – mehr als genug für saisonale Anpassungen. Diese robuste Auslegung macht moderne Kernkraftwerke technisch zu einer flexiblen und steuerbaren Stromerzeugungsquelle.

2.7

Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle²⁹

Die Schweiz hat einen umfassenden gesetzlichen Rahmen für den Umgang mit radioaktiven Abfällen entwickelt, der auf einem wichtigen Prinzip basiert: Wer radioaktive Abfälle erzeugt, ist auch dafür verantwortlich, dass diese auf eigene Kosten sicher behandelt und entsorgt werden. Zusätzlich gilt das Abfallminimierungsgebot. Die Betreiber von Kernanlagen sind dazu verpflichtet, diese so zu betreiben und stillzulegen, dass dabei möglichst wenig radioaktive Abfälle entstehen.³⁰

Radioaktive Abfälle müssen in der Schweiz in einem geologischen Tiefenlager entsorgt werden. Ein geologisches Tiefenlager befindet sich in einer geeigneten Gesteinsformation («geologische Barriere»), die zusammen mit den Abfallbehältern («technische Barriere») verhindert, dass der radioaktive Abfall während der Abklingphase zu einer Gefahr für Mensch und Umwelt wird. Abgebrannte

²⁸ Hitachi, 2025, A Resilient Grid for a Renewable Future: How Grid Forming (GFM) Inverter Supports the Next Generation of Power Supply

²⁹ Swiss Federal Nuclear Safety Inspectorate ENSI, 2024, Joint convention on the safety of spent fuel management and on the safety of radioactive waste management

³⁰ Art. 25 Abs. 2 Strahlenschutzgesetz

Brennelemente und hochaktive Abfälle müssen für einen Zeitraum von 100 000 Jahren sicher eingeschlossen werden. Vor der endgültigen Entsorgung der radioaktiven Abfälle im Tiefenlager werden sie im zentralen Zwischenlager Würenlingen und im Zwischenlager Beznau aufbewahrt.

Die Schweiz führt ein umfassendes Register aller radioaktiven Abfälle, das vollständige Transparenz darüber schafft, welche Abfälle vorhanden sind und wo sie gelagert werden. Die Abfälle werden in drei Kategorien eingeteilt, je nach ihrer Strahlungsstärke und Gefährlichkeit:

- **Hochaktiver Abfall:** Abgebrannte Brennstäbe; Spaltprodukte, welche bei der Wiederaufbereitung von abgebrannten Brennstäben entstehen.
- **Alphatoxischer Abfall:** Materialien mit hohen Alpha-Emitter-Konzentrationen,

nur gefährlich, wenn eingeatmet oder verschluckt.

- **Schwach- und mittelaktiver Abfall** umfasst die übrigen radioaktiven Materialien, die nicht den vorherigen Kategorien zugeordnet sind.

In der Schweiz lagern gut 1700 Tonnen hochaktiver Abfall und rund 7700 Kubikmeter schwach- und mittelaktiver Abfälle (Stand 2023), mehrheitlich im ZWILAG in Würenlingen.³¹

Die heutigen Abfallmengen sind das Ergebnis von über 50 Jahren Kernenergienutzung in der Schweiz und setzen sich aus zwei unterschiedlichen Quellen zusammen: Zwischen den 1970er-Jahren und 2006 verfolgte die Schweiz die Wiederaufbereitung von abgebrannten Brennstäben. Etwa 1139 Tonnen an abgebrannten Brennstäben wurden zur Aufarbeitung nach Frankreich und in das Vereinigte Königreich transportiert. Bei diesem

Prozess wurden verwertbare Materialien wie Uran und Plutonium zurückgewonnen, die erneut für die Energieerzeugung genutzt werden können. Die hochradioaktiven Reststoffe, die bei der Wiederaufarbeitung entstanden, wurden verglast³² und in die Schweiz zurückgeführt.

Seit 2006 ist die Wiederaufarbeitung nach schweizerischem Recht verboten: Sämtlicher abgebrannter Brennstoff wird nun im Inland als Abfall behandelt und in Zwischenlagern aufbewahrt, bis er in einem geologischen Tiefenlager endgelagert werden kann. Gründe für das Verbot sind neben politischen Aspekten insbesondere Sicherheitsbedenken, da die Wiederaufarbeitung das Risiko von Unfällen während des Transports und der Verarbeitung mit sich bringt. Zudem spielen wirtschaftliche Aspekte eine Rolle, da die Wiederaufbereitung technisch komplex und kostspielig ist und die Kosten nicht im Verhältnis zu den potenziellen Vorteilen stehen. Daher setzen sich die aktuellen Lagerbestän-

de aus zwei Quellen zusammen, den zurückgeführten Abfällen aus der Wiederaufbereitung und den seit 2018 direkt als Abfall behandelten Brennelementen.

Die Schweiz betreibt ein mehrstufiges System von Zwischenlagern. Jedes Kernkraftwerk verfügt vor Ort über Einrichtungen zur Konditionierung und Lagerung von Betriebsabfällen. Nach mehrjähriger Abkühlung in Abklingbecken wird abgebrannter Brennstoff in Dual-Purpose-Behälter überführt, die sowohl für den Transport als auch für die langfristige trockene Lagerung ausgelegt sind. Diese robusten Behälter bieten mehrfache Sicherheitsbarrieren gegen eine Freisetzung von Radioaktivität und haben sich im Betrieb bewährt.

Das ZWILAG in Würenlingen ist das Zentrum der Schweizer Zwischenlagerung und seit Juni 2001 in Betrieb. Es verfügt über Konditionierungsanlagen und einen Plasmaofen, mit dem das Volumen von schwach- und mittel-

³¹ Hochaktiver Abfall, wie abgebrannter Brennstoff, wird in Tonnen Schwerematerial (tHM) gemessen, da diese Einheit mit der Radioaktivität und Wärmeentwicklung zusammenhängt. Das Volumen kann nicht bestimmt werden, da es von der späteren Konditionierung abhängt. Im Gegensatz dazu ist schwach- und mittelaktiver Abfall (L/ILW) bereits verpackt und konditioniert, weshalb das physische Volumen für die Lagerkapazitätsplanung entscheidend ist. Die unterschiedlichen Einheiten resultieren aus der Natur der Abfälle: tHM für die Überwachung von Radioaktivität und Volumen für die Lagerung.

³² «Verglast» bezieht sich auf eine Technik zur sicheren Lagerung von radioaktiven Abfällen, bei der die Abfälle in eine glasartige Substanz umgewandelt werden.

aktiven Abfällen reduziert wird. Nach der Reduktion des Volumens wird das verbleibende Material in eine Form gebracht, welche für die endgültige Lagerung geeignet ist. Zusätzliche Kapazitäten für die Weiterverarbeitung und Lagerung gibt es direkt in den jeweiligen Kernkraftwerken.³³

Mit Inbetriebnahme eines geologischen Tiefenlagers werden diese Abfälle dorthin überführt und definitiv eingelagert. Für den Standort des geologischen Tiefenlagers Nördlich Lägern sowie die Brennelemente-Verpackungsanlage in Würenlingen neben dem ZWILAG wurden 2024 Rahmenbewilligungsgesuche eingereicht, die im vorgesehenen Umfang für die bestehenden Schweizer Kernkraftwerke ausreichend ausgelegt sind. Zur Veranschaulichung: Das gesamte Volumen von rund 90 000 m³ verpackter Abfälle für die Endlagerung – bestehend aus tief-, mittel- und hochradioaktiven Abfällen – würde knapp zwei Drittel der historischen Haupthalle des Zürcher Hauptbahnhofs füllen.³⁴

Die Schweiz hat einen umfassenden finanziellen Rahmen geschaffen, der sicherstellt, dass ausreichende Mittel für die Entsorgung radioaktiver Abfälle und die Stilllegung der Anlagen verfügbar sind. Zwei getrennte Fonds gewährleisten die zukünftige Finanzierung. Der Entsorgungsfonds deckt sämtliche Kosten der Entsorgung der radioaktiven Betriebsabfälle und abgebrannten Brennelemente, einschliesslich Bau und Betrieb des geologischen Tiefenlagers. Der Stilllegungsfonds trägt die Kosten für die Stilllegung der Kernanlagen und die Entsorgung der dabei entstehenden Abfälle. Die Betreiber der Kernkraftwerke leisten bis zum 50. Betriebsjahr ihrer Anlagen regelmässige Zahlungen in diese Fonds auf Grundlage detaillierter, alle fünf Jahre aktualisierter Kostenschätzungen. Die Fonds werden unabhängig von den Betreiberunternehmen verwaltet und stellen sicher, dass die Entsorgungskosten von den Verursachern getragen werden. Die getrennte Fondsstruktur gewährleistet, dass ausreichende finanzielle Mittel für die vollständige

Erfüllung aller Entsorgungsverpflichtungen bis zur endgültigen Lagerung in geologischen Endlagern bereitstehen.

2.8

Kühlsysteme der Kernkraftwerke

Kernkraftwerke erzeugen bei der Stromerzeugung wie jede thermische Anlage grosse Mengen Abwärme, die kontinuierlich abgeführt werden muss, damit die Anlage sicher und effizient bleibt und nicht überhitzt.

Je nach Standort kommen unterschiedliche Kühlsysteme in Frage. Für Binnenstandorte wie die Schweiz sind geschlossene Kühlkreisläufe mit Kühltürmen die Standardlösung. Hier wird warmes Wasser vom Kondensator der Dampfturbine zum Kühlturm geleitet, dort gekühlt und danach wieder zurückgeführt. Aus dem Fluss wird nur so viel Wasser entnommen, wie durch Verdunstung verloren geht oder für die gelegentliche Spülung nötig ist.³⁵ Entsprechend wird bei diesem

Kühlsystem der Fluss nur gering erwärmt, und steigende Temperaturen aufgrund des Klimawandels sind für die kontinuierliche Wärmeabführung unproblematisch.

³³ ZWIBEZ Beznau mit Trockenlager für Brennstoff in Dual-Purpose-Behältern und Halle für SMA; Gösigen mit Nasslagergebäude für abgebrannte Brennelemente; Leibstadt mit Sortieranlagen und Lagerung grosser Komponenten. Langfristige Zwischenlagerung verpackter SMA/MMA sowie trocken gelagerter Brennelemente erfolgt am ZWIBEZ (Beznau) und am ZWILAG (Würenlingen).

³⁴ NAGRA, 2026, Menge radioaktiver Abfälle

³⁵ Ein Spülsystem hält das Kühlwasser sauber, damit sich keine Ablagerungen oder Mikroorganismen bilden; dieses Wasser wird kontrolliert behandelt und nur unter Einhaltung der Umweltauflagen in Gewässer zurückgegeben.



03

Akzeptanz

Die Haltung der Bevölkerung ist polarisiert.

In Kürze

- Um ein neues Kernkraftwerk in der Schweiz bis 2050 zu realisieren, muss neben der Aufhebung des Neubauverbots ein gesellschaftlicher Konsens bestehen; Projekte sind ohne breite gesellschaftliche Akzeptanz kaum realisierbar.
- Volksinitiative «Blackout stoppen»: Bundesrat lehnt die Initiative ab, schlägt aber einen indirekten Gegenvorschlag vor, der das Neubauverbot im KEG aufhebt. Politische Unterstützung ist gemischt.
- Umfragen zeigen, dass die Haltung in der Bevölkerung polarisiert ist: etwa die Hälfte pro, die andere contra Kernenergie.
- Für weiterführende Informationen zum politischen Prozess der Aufhebung des Neubauverbots verweisen wir auf Kapitel 8 Politik.

3.1

Volksinitiative «Blackout stoppen»

Das Verbot für den Bau neuer Kernkraftwerke ist ein zentrales Element der Schweizer Energiestrategie 2050, die in 2017 von 58,2 Prozent der Stimmberechtigten im Rahmen einer Abstimmung angenommen wurde. Für bestehende Kernkraftwerke gibt es keine gesetzliche Laufzeitbegrenzung, da das Parlament auf eine entsprechende Regelung verzichtet hat. Die Kraftwerke können betrieben werden, solange sie vom Regulator als sicher bewertet werden. Für die Betreiber ist selbstverständlich auch die Wirtschaftlichkeit ein Kriterium für den Betrieb. Eine separate Initiative, die eine Begrenzung der Betriebsdauer von 45 Jahren vorgesehen hätte, wurde 2016 von 54,2 Prozent der Stimmberechtigten abgelehnt.

Das Neubauverbot und der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie stehen immer wieder in der Kritik. Im Februar 2024 wurde eine Volksinitiative «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)» eingereicht mit dem Ziel, das



Verbot per Verfassungsänderung aufzuheben. Die Initiative wird vom Bundesrat abgelehnt. Er beantragt jedoch in einem indirekten Gegenvorschlag die Aufhebung des

Neubauverbots im Kernenergiegesetz und adressiert damit ein zentrales Anliegen der Volksinitiative. Gemäss einer Tamedia-Umfrage, durchgeführt im Oktober 2025, spre-

chen sich 56 Prozent der Befragten für die Aufhebung des Neubauverbots aus.³⁶

3.2

Akzeptanz von Kernenergie in der Bevölkerung

In der Schweiz ist die Realisierung von Infrastrukturprojekten im Bereich der Energieversorgung ohne gesellschaftliche Unterstützung nicht möglich. Das gesetzlich vorgegebene Bewilligungsverfahren und das politische System mit den föderalen Strukturen und ausgebauten Mitspracherechten unterzieht die Legitimation von Projekten einer permanenten Überprüfung. Konkrete Infrastrukturprojekte können nur realisiert werden, wenn sie über eine breite gesellschaftspolitische Akzeptanz verfügen.

Der Grundlagenbericht «Perspektiven für die Kernenergie in der Schweiz»³⁷ gibt einen umfangreichen Überblick über die Entwicklung und den aktuellen Stand der Haltung der Schweizer Bevölkerung zur Kernenergie:

Etwa die Hälfte der Bürgerinnen und Bürger befürwortet die Kernenergie, während sich die andere Hälfte dagegen ausspricht.

Während diese Zweiteilung sich in den letzten Jahren als ausserordentlich stabil erwies, haben spezifische Ereignisse die gesellschaftliche Akzeptanz der Kernenergie immer wieder erschüttert. Schwere Unfälle wie Tschernobyl (1986) und Fukushima (2011) reduzierten die Akzeptanz drastisch und führten zur Aufgabe der geplanten Ersatzkernkraftwerke für Beznau, Gösgen (Niederamt) und Mühleberg sowie nach Fukushima zum Neubauverbot per Volksabstimmung.

Künftige externe Ereignisse wie schwere Reaktor-Unfälle können die öffentliche Meinung jedoch weiterhin kurzfristig entscheidend beeinflussen. Dies erhöht die Investitionsrisiken und die Planungsunsicherheit erheblich, da Planung und Bau eines neuen Kernkraftwerks gut zwei Jahrzehnte dauern und nach Erteilung der Rahmenbewilligung mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Volksabstimmung folgt.

³⁶ Energie Club Schweiz, 2025, 56 Prozent der Bevölkerung will neue Kernkraftwerke

³⁷ Neu, et al., 2025, Perspektiven für die Kernenergie in der Schweiz. Grundlagenbericht



04

Recht und Regulierung

Um bis 2050 ein neues Kernkraftwerk in der Schweiz zu realisieren, müssen Rahmenbedingungen signifikant angepasst werden.

In Kürze

- Um bis 2050 ein neues Kernkraftwerk in der Schweiz zu realisieren, muss das Neubauverbot aufgehoben werden.
- Aktuell beläuft sich die Gesamtprojektlaufzeit auf 21–29 Jahre, inklusive Projektentwicklung, Bewilligung sowie Bau und Inbetriebnahme.
- In der Schweiz gibt es einen dreistufigen Bewilligungsprozess: Rahmenbewilligung, Baubewilligung und Betriebsbewilligung. Gegen Erteilung der Rahmenbewilligung kann das fakultative Referendum ergriffen, gegen Bau- und Betriebsbewilligung können Beschwerden eingereicht werden.
- Nach der Aufhebung des Neubauverbots braucht es zudem ein geeignetes Rahmenwerk, das Investitionen in neue Kernkraftwerke ermöglicht.
- Es braucht Anpassungen des Bewilligungsprozesses, um die Verfahren zu beschleunigen und das Risiko von Verzögerungen zu senken. Mögliche Massnahmen sind die Befreiung von der Rahmenbewilligung für bestehende Standorte, Ermöglichen der Standortvorbereitung vor Erteilung der Baubewilligung, Reduzieren der Auswirkungen von Beschwerden auf den Baustart und Inbetriebnahme.
- Ein Kernkraftwerk lässt sich ohne Risikoteilung zwischen öffentlicher Hand und privaten Investoren sowie Förderung nicht bauen. Zunächst braucht es eine staatliche Unterstützung bei der Projektentwicklung. Für Bau und Betrieb sind Instrumente wie bspw. der sog. RAB-Ansatz sowie die Kombination von Investitionsbeitrag und gleitender Marktprämie denkbar. Zusätzlich bräuchte es voraussichtlich staatliche Garantien für Tail-Risiken.
- Regulatorische Änderungen während der Bauphase bergen das Risiko substanzieller Designanpassungen. Zwar darf das Design nicht starr sein, und zusätzliche Sicherheitsanforderungen müssen möglich bleiben, dennoch braucht es Massnahmen, um Wahrscheinlichkeit und Auswirkungen von Anpassungen zu reduzieren. In der Schweiz könnten Anlagen in Bau wie bestehende Anlagen reguliert werden.

4.1

Aktueller Stand

Der Bau und Betrieb von Kernkraftwerken in der Schweiz erfordert zwingend eine Rahmenbewilligung gemäss Art. 12 KEG. Das geltende Recht verbietet die Erteilung solcher Rahmenbewilligungen für neue Kernkraftwerke sowie für Änderungen an bestehenden Kernkraftwerken (Art. 12a und Art. 106 Abs. 1^{bis} KEG). Ohne Aufhebung dieses Verbots sind neue Projekte oder substanzielle Anpassungen bestehender Anlagen rechtlich ausgeschlossen.

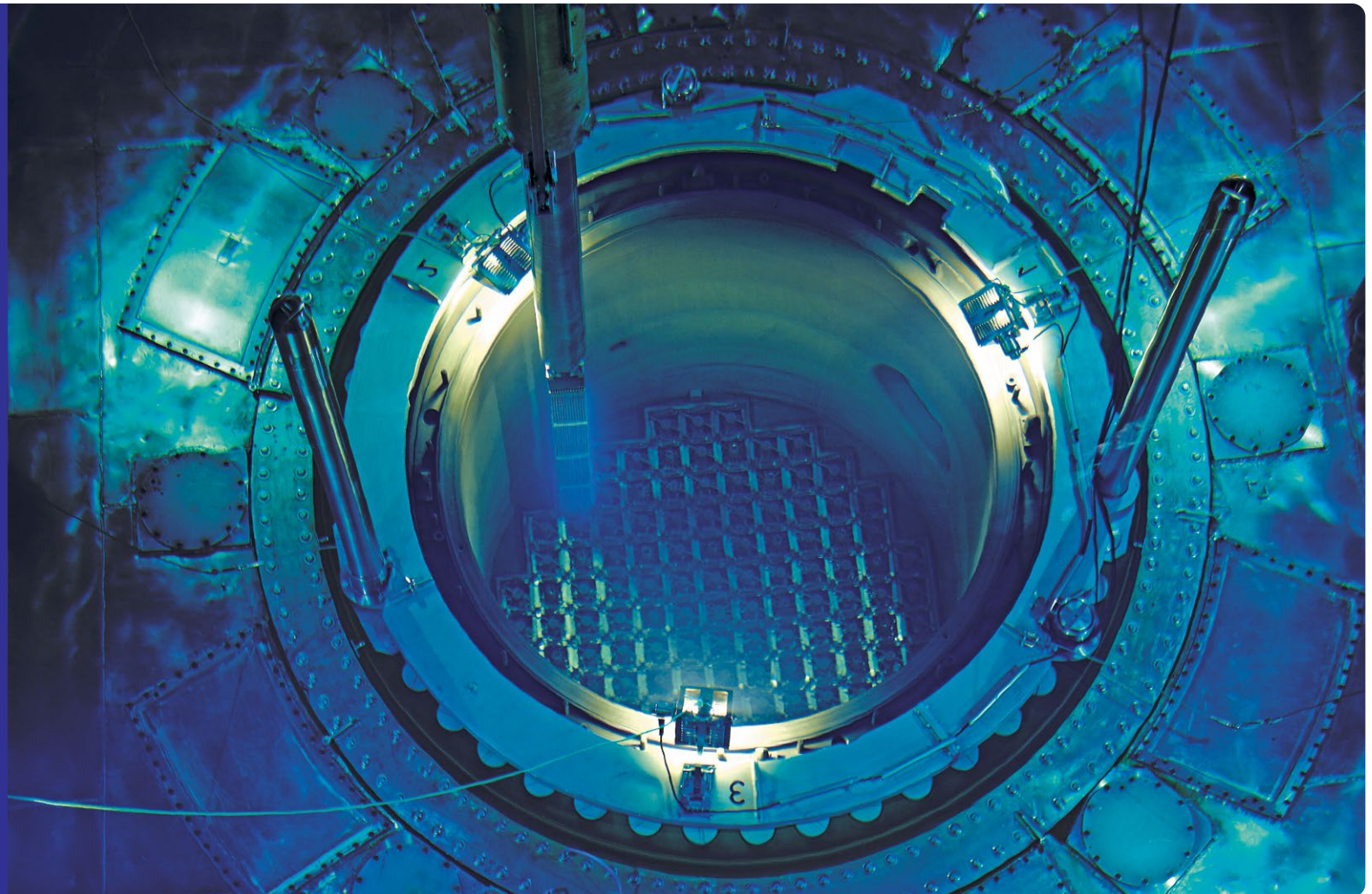
Sollte es zu einer Aufhebung des Verbots kommen, halten das Kernenergiegesetz (KEG) und die Kernenergieverordnung (KEV) bereits die entsprechenden Verfahren fest, um eine Rahmen-, Bau- und Betriebsbewilligung zu erlangen. Die Schweiz hat derzeit eines der umfangreichsten Bewilligungsverfahren für Kernkraftwerke der Welt (siehe Fokus: Internationale Bewilligungsdauern im Vergleich).

Gesetzlich vorgeschriebene Fristen gibt es nur für wenige ausgewählte Verfahrensschritte, und es besteht keine gesetzliche be-

Fokus: Internationale Bewilligungsdauern im Vergleich

Die OECD-NEA veröffentlichte 2021 eine umfassende Analyse der Bewilligungsdauern (ohne Bauzeit) für neue Kernkraftwerke.³⁸ Die Ergebnisse zeigen erhebliche Unterschiede zwischen den Ländern: Frankreich verzeichnet mit rund 4 Jahren die kürzeste Gesamtdauer, gefolgt von Tschechien mit etwa 4,5 Jahren. Die Schweiz weist eine Gesamtdauer von 12 Jahren auf, die Vereinigten Staaten rund 11 Jahre und das Vereinigte Königreich rund 8 Jahre.

Für Länder mit generisch zugelassenen Reaktordesigns – etwa die USA und das Vereinigte Königreich – ist zu beachten, dass ein grosser Teil dieser Dauer auf die erstmalige Prüfung des Referenzdesigns entfällt; bei Folgeprojekten mit bereits zertifiziertem Referenzdesign liegt die effektive Bewilligungsdauer daher deutlich unter diesen Durchschnittswerten.

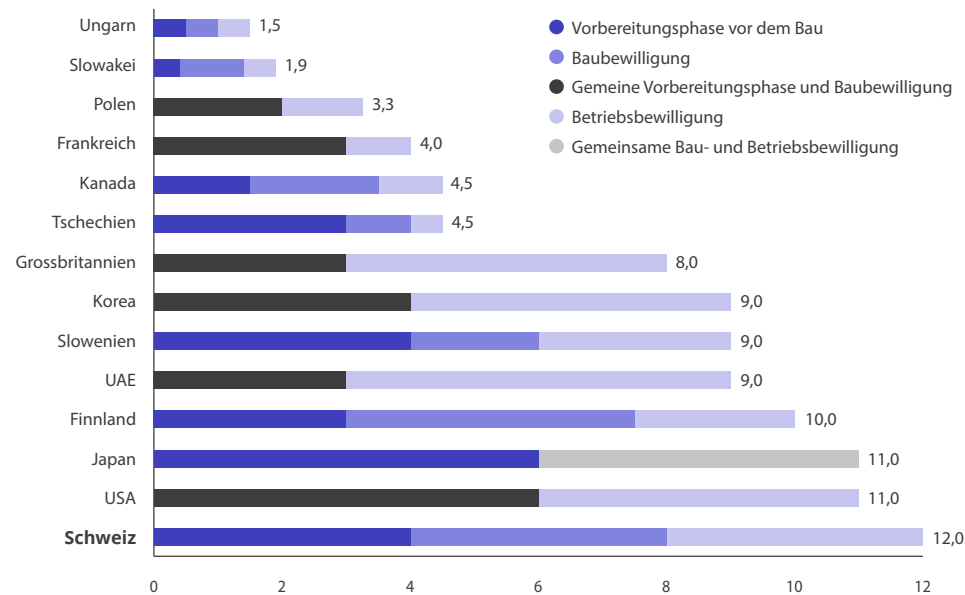


³⁸ OECD, 2021, Summary Report on the Licensing Process of New Reactor Applications Table 1. Average time for licensing before construction and commissioning

grenzte Maximaldauer für den gesamten Bewilligungsprozess. Für die Abschätzung des Zeitaufwands stehen keine belastbaren Erfahrungswerte zur Verfügung; daher muss auf plausibilisierte Annahmen zurückgegriffen werden. Es ist von einer Gesamtprojektdauer von der Projektinitiierung bis zum Baubeginn von rund 13 bis 19 Jahren auszugehen. Die anschliessende Bauphase dauert weitere 8 bis 10 Jahre. Da das Betriebsbewilligungsverfahren parallel zur Bauphase abgewickelt werden kann, ergibt sich eine Gesamtprojektlaufzeit von 21 bis 29 Jahren. Diese Zeitspanne macht eine Fertigstellung eines Kernkraftwerks bis 2050 anspruchsvoll. Das Verfahren kann sich aber auch deutlich kürzer gestalten, wenn die zuständigen Behörden mit den notwendigen Ressourcen ausgestattet sind sowie ein klarer politischer und gesellschaftlicher Wille bestehen.

Das Schweizer Bewilligungsverfahren gliedert sich in drei Bewilligungsstufen: die Rahmenbewilligung, die Baubewilligung und die Betriebsbewilligung. Das KEG und die KEV legen die entsprechenden Verfahren fest.

Durchschnittliche Dauer für Genehmigungen



Erfasst werden drei regulatorische Schritte:

- **Vorbereitungsphase vor dem Bau:** Umfasst alle behördlichen und technischen Vorbereitungen vor der Baubewilligung. Dazu gehören Umwelt- und

Standortprüfungen sowie – in Ländern mit generisch zugelassenen Reaktordesigns – die erstmalige Prüfung und Zulassung eines Referenzdesigns. In der Schweiz entspricht dieser Schritt im Wesentlichen dem Verfahren zur Erteilung der Rahmenbewilligung, in dem Standort und Sicherheitsgrundlagen umfassend beurteilt werden.

- **Baubewilligung:** Entspricht dem Verfahren zur Erteilung der Baubewilligung.
- **Betriebsbewilligung:** Entspricht dem Verfahren zur Erteilung der Betriebsbewilligung

Nicht alle Länder verfolgen ein dreistufiges Verfahren. So kombiniert beispielsweise Frankreich die Vorbereitungsphase vor dem Bau mit der Baubewilligung.

Abbildung 4: Durchschnittliche Dauer für Genehmigungen vor Bau und Inbetriebnahme in Jahren

Rahmenbewilligung

In der Schweiz zeichnet sich die Erteilung der Rahmenbewilligung – im Unterschied zu vielen anderen Ländern – durch die starke Einbindung von Bund, Kantonen und Öffentlichkeit aus. Der Bundesrat erteilt die Rahmenbewilligung, muss aber seinen Entscheid der Bundesversammlung zur Genehmigung vorlegen, einschliesslich der Möglichkeit eines fakultativen Referendums gegen den Beschluss des Parlaments. Die Rahmenbewilligung konzentriert sich auf die Standorteignung und die wesentlichsten Auswirkungen und nicht auf technische Einzelheiten. Es besteht kein Rechtsanspruch auf die Erteilung einer Rahmenbewilligung (Art. 12 Abs. 2 KEG).

Für ein Gesuch um Erteilung einer Rahmenbewilligung sind mehrere Unterlagen erforderlich.³⁹ Der Umfang und Detaillierungsgrad der Unterlagen wurden für den von RESUN/KKN gestarteten Bewilligungsprozess in 2008 festgelegt und bietet eine Basis für neue Gesuche, wodurch der Vorbereitungsauf-

wand reduziert wird. Leitbehörde des Verfahrens ist das BFE.

Sobald das Rahmenbewilligungsgesuch eingereicht wurde, lässt sich das weitere Verfahren vereinfacht in vier Schritte gliedern:

- **Vorprüfung, Gutachten, Stellungnahmen:** Das BFE prüft das Gesuch auf Vollständigkeit und holt erforderliche Gutachten ein, insbesondere beim ENSI und der Eidgenössischen Kommission für nukleare Sicherheit (KNS)⁴⁰. Die Kantone und die zuständigen Fachstellen des Bundes werden zur Stellungnahme eingeladen. Es müssen obligatorische Konsultationen mit dem Standortkanton, den Nachbarkantonen und Nachbarstaaten durchgeführt werden.
- **Öffentliche Auflage, Einwendungen/Einsprachen und Bereinigungsverfahren:** Das Gesuch, die Stellungnahmen und Gutachten werden während

drei Monaten öffentlich aufgelegt. In diesem Zeitraum können Einwendungen und Einsprachen erhoben werden.⁴¹ Die Kantone, Fachstellen und Gutachter nehmen zu Einwendungen und Einsprachen Stellung. Bei Differenzen innerhalb der Bundesverwaltung wird ein Bereinigungsverfahren durchgeführt.

- **Entscheid des Bundesrates:** Der Bundesrat entscheidet über das Gesuch sowie über die Einwendungen und Einsprachen.
- **Parlamentarische Zustimmung und Referendum:** Der Bundesrat muss seinen Entscheid der Bundesversammlung zur Genehmigung unterbreiten. Der Beschluss der Bundesversammlung über die Genehmigung einer Rahmenbewilligung untersteht dem fakultativen Referendum.

Nach den geltenden Vorschriften wird davon ausgegangen, dass das Rahmenbewilligungsverfahren von der Einreichung bis zur Ertei-

lung der Bewilligung (falls erteilt) in einem günstigen Szenario etwa 3–4 Jahre dauert, sich aber bei Verzögerung auf 5–6 Jahre erstrecken könnte. Das Hauptrisiko ist politischer Natur. Der langwierige Prozess ist notwendig, um den Entscheid politisch zu legitimieren.

Die notwendige interne Ramp-Up Phase (interne Entscheidungen, Aufbau Projektorganisation, Gründung Gesellschaften) dauert ca. 3 Jahre, startet vor der Einreichung des Rahmenbewilligungsgesuchs und ist in der oben genannten Dauer nicht enthalten. Wenn die richtigen Ressourcen vorhanden sind, sollte die Erstellung eines Rahmenbewilligungsgesuchs nicht länger als ein Jahr dauern, sofern sie auf den bestehenden Standorten basieren.

Baubewilligung

Der zweite Schritt des aktuellen Bewilligungsverfahrens ist die Erlangung der Baubewilligung. Wenn diese vorliegt und die Baustelle vorbereitet ist, kann mit dem Bau begonnen

³⁹ Sicherheits- und Sicherheitsbericht, Umweltverträglichkeitsbericht, Entsorgungsnachweis, Stilllegungskonzept und ein Raumplanungsbericht

⁴⁰ Die KNS ist eine unabhängige, wissenschaftliche Verwaltungskommission des Bundes. Sie berät den Bundesrat, das Departement UVEK sowie die nukleare Aufsichtsbehörde ENSI in Fragen der nuklearen Sicherheit von Kernanlagen.

⁴¹ Rechtlich ist zu unterscheiden zwischen Einwendung und Einsprache. Einsprache ist ein formelles Rechtsmittel mit Parteirechten und bleibt legitimierten, direkt betroffenen Personen vorbehalten.

Einwendung ist ein inhaltlicher Hinweis ohne Parteirechte und steht grundsätzlich allen offen.

werden (Baubeginn bzw. Commencement of Construction (CoC)).

Es besteht ein Rechtsanspruch auf die Erteilung der Baubewilligung, wenn sämtliche Voraussetzungen erfüllt sind. Mit der Erteilung der Baubewilligung werden sämtliche nach Bundesrecht erforderlichen Bewilligungen erteilt. Kantonale (sowie kommunale) Bewilligungen und Pläne sind nicht erforderlich. Das kantonale Recht ist jedoch zu berücksichtigen, soweit es das Projekt nicht unverhältnismässig einschränkt (Art. 49 Abs. 3 KEG).

Leitbehörde des Verfahrens ist das BFE, Bewilligungsbehörde das UVEK. Die Baubewilligung ist zwar anfechtbar, das Verfahren ist jedoch technischer und weniger politisch als das Rahmenbewilligungsverfahren. Dennoch bleibt das Baubewilligungsverfahren komplex und erfordert umfangreiche Arbeiten.

Vor der Einreichung des Baugesuchs muss die Vorbereitungsphase wie Engineering, Beschaffung und kommerzielle Aktivitäten abgeschlossen sein. Diese Aktivitäten sind ressourcenintensiv, können jedoch parallel zum Rahmenbewilligungsverfahren durchgeführt

werden, so dass das Baugesuch eingereicht werden kann, sobald die Rahmenbewilligung vorliegt.

Die für das Baugesuch erforderlichen Unterlagen sind in der Kernenergieverordnung (KEV) festgehalten. Die Einzelheiten und der Umfang der Unterlagen wurden zu RESUN/KKN-Zeiten diskutiert, und das ENSI beabsichtigte, dazu eine Richtlinie zu verfassen. Eine solche Richtlinie ist zu erwarten, falls ein neues Gesuch eingereicht wird.

Sobald das Gesuch beim UVEK bzw. Bundesamt für Energie (BFE) eingereicht wird, lässt sich das weitere Verfahren vereinfacht in vier Schritte gliedern:

- **Vorprüfung, Gutachten, Stellungnahmen:** Das Baugesuch wird zuerst auf Vollständigkeit geprüft. Das ENSI, die KNS, Fachstellen des Bundes sowie die betroffenen Kantone geben ihre Stellungnahme ab.
- **Öffentliche Auflage, Einsprache und Bereinigungsverfahren:** Es folgt die öffentliche Auflage des Gesuchs. Vom Ge-

such betroffene Parteien und Gemeinden können Einsprache erheben. Bei Differenzen innerhalb der Bundesverwaltung wird ein Bereinigungsverfahren durchgeführt. Weiter wird der Standortkanton angehört, der das Recht hat, Beschwerde einzulegen, wenn die Baubewilligung trotz seiner Ablehnung erteilt wird.

- **Entscheid des UVEK:** Das UVEK erteilt die Bewilligung und entscheidet über alle Einsprachen. Wichtig: Die Bewilligung ist in diesem Schritt zwar schon erteilt, aber erlangt erst mit unbenutztem Ablauf der Rechtsmittelfrist oder nach Abschluss eines allfälligen Beschwerdeverfahrens Rechtskraft.
- **Beschwerdeverfahren:** Gegen die Erteilung der Baubewilligung kann beim Bundesverwaltungsgericht (BVGer) nur von Personen mit Parteistellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde hat aufschiebende Wirkung, d.h. der Baubeginn kann dadurch verzögert werden. Gegen das Urteil des BVGer kann Beschwerde beim Bundesgericht (BGer) erhoben werden. Beschwerden an das BGer haben

in der Regel keine aufschiebende Wirkung. Das Beschwerdeverfahren verschiebt den Baubeginn und ist mit einem hohen Mass an Unsicherheit behaftet.

Das Verfahren dauert in einem günstigen Szenario etwa 3–4 Jahre, könnte sich aber bei erheblicher Verzögerung auf fünf Jahre oder länger erstrecken. Das Hauptrisiko liegt im Beschwerdeverfahren.

Betriebsbewilligung

Sobald der Bau begonnen hat, kann der Gestaltsteller das Betriebsbewilligungsgesuch einreichen. Die dazu erforderlichen Unterlagen sind in der KEV geregelt. Das Betriebsbewilligungsverfahren ist identisch zum Baubewilligungsverfahren.

Es besteht ein Rechtsanspruch auf die Erteilung der Betriebsbewilligung, wenn sämtliche Voraussetzungen erfüllt sind. Mit der Erteilung der Betriebsbewilligung werden sämtliche nach Bundesrecht erforderlichen Bewilligungen erteilt. Kantonale (sowie kommunale) Bewilligungen und Pläne sind nicht erforderlich, weil das Bundesrecht den Bereich der Kernenergie abschliessend regelt. Das kantonale Recht ist jedoch zu berücksichtigen, soweit es das Projekt nicht unverhältnismässig einschränkt (Art. 49 Abs. 3 KEG). Leitbehörde des Verfahrens ist das BFE, Bewilligungsbehörde das UVEK. Das Hauptrisiko liegt erneut in der Beschwerdephase. Wenn die Betriebsbewilligung zeitlich gut abgestimmt ist, kann sie jedoch idealerweise noch vor Abschluss der Bauarbeiten erteilt werden. Dies ist anzustreben, weil sie umfangreiche Inbetriebset-

zungsschritte regelt und deren Vorbereitung ermöglicht.

Ein System von Freigaben des ENSI ist notwendig, um die aufeinanderfolgenden Schritte der Inbetriebnahme nach Erteilung der Betriebsbewilligung zu genehmigen, wie z. B. die erste Lieferung von Kernbrennstoff, die erste Brennstoffladung und das erstmalige Hochfahren des Reaktors. Diese Inbetriebnahmestritte sollten etwa ein Jahr dauern.

Gemäss Art. 20 Abs. 2 KEG kann die Betriebsbewilligung gleichzeitig mit der Baubewilligung (kombinierte Bau- und Betriebsbewilligung) erteilt werden, wenn die Voraussetzungen für einen sicheren Betrieb bereits zu diesem Zeitpunkt abschliessend beurteilt werden können. Die Verfahrensschritte für eine gemeinsame Bewilligung folgen dem Baubewilligungsverfahren, jedoch mit einer längeren Sicherheitsevaluationsphase durch das ENSI (ca. 3 Jahre). Dieser Ansatz würde mit der Konzentration des Beschwerdeverfahrens Risiken reduzieren und die Planungssicherheit erhöhen.

4.2

Schaffung eines geeigneten regulatorischen und gesetzlichen Rahmens für den Neubau eines Kernkraftwerks

Für die Inbetriebnahme eines Kernkraftwerks ist die Aufhebung des gesetzlichen Neubauverbots zwingend erforderlich. Der Gegenvorschlag zur Blackout-Initiative dürfte bis spätestens Mitte 2026 im Parlament abschliessend beraten werden. Wird der Gegenvorschlag vom Parlament angenommen, ist voraussichtlich Anfang 2027 mit einem Referendum zu rechnen.

Nach der Aufhebung des Neubauverbots braucht es zudem ein geeignetes Rahmenwerk, welches Investitionen in neue Kernkraftwerke ermöglicht. Hierfür müssten zunächst die gesetzlichen Grundlagen geschaffen werden. Es ist davon auszugehen, dass der politische Prozess hier nach dem Referendum gestartet werden würde und in 2031–32 abgeschlossen wäre.

Der Inhalt eines solchen geeigneten Rahmens wird in diesem Abschnitt aufgezeigt. Kapitel 4.2.1 stellt dar, wie das aktuelle Bewilligungsverfahren angepasst werden kann, um eine Inbetriebnahme eines neuen Kernkraftwerks in der Schweiz bis 2050 sicherzustellen. Kapitel 4.2.2 beschreibt erforderliche Instrumente für Risikoteilung und Förderung während Projektentwicklung, Bau und Betrieb. Kapitel 4.2.3 beleuchtet das Spezialthema der regulatorischen Veränderungen während der Bauphase und damit einhergehender Anpassungen am Reaktordesign.

Abbildung 5 veranschaulicht zwei mögliche Zeitpläne für den Bau eines neuen Kernkraftwerks in der Schweiz: Abbildung 5a) zeigt den Zeitplan ohne weitere Massnahmen; Abbildung 5b) mit weiteren Massnahmen.

a) ohne Massnahmen mit Auswirkungen auf die Zeitplanung

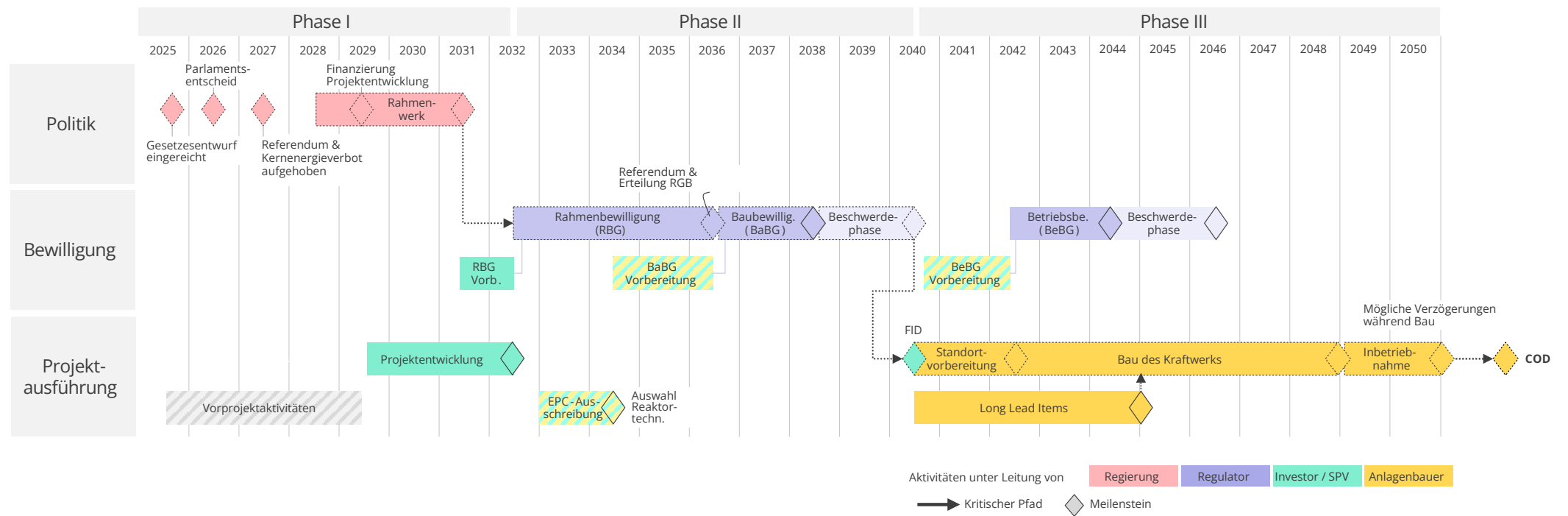


Abbildung 5a: Zeitplan Bau eines neuen Kernkraftwerks, integrierte Massnahmen in b):

1. Standortvorbereitung vorgezogen mit Rahmenbewilligung als Standortvorbereitungsbewilligung;
2. Aufhebung der aufschiebenden Wirkung von Beschwerden auf Baubewilligung und Betriebsbewilligung ermöglicht Baustart und Inbetriebnahme trotz laufender Beschwerdeverfahren;
3. In Bau befindliche Anlagen werden wie gebaute Anlagen nach dem «Stand der Nachrüstungstechnik» beurteilt.

b) mit Massnahmen

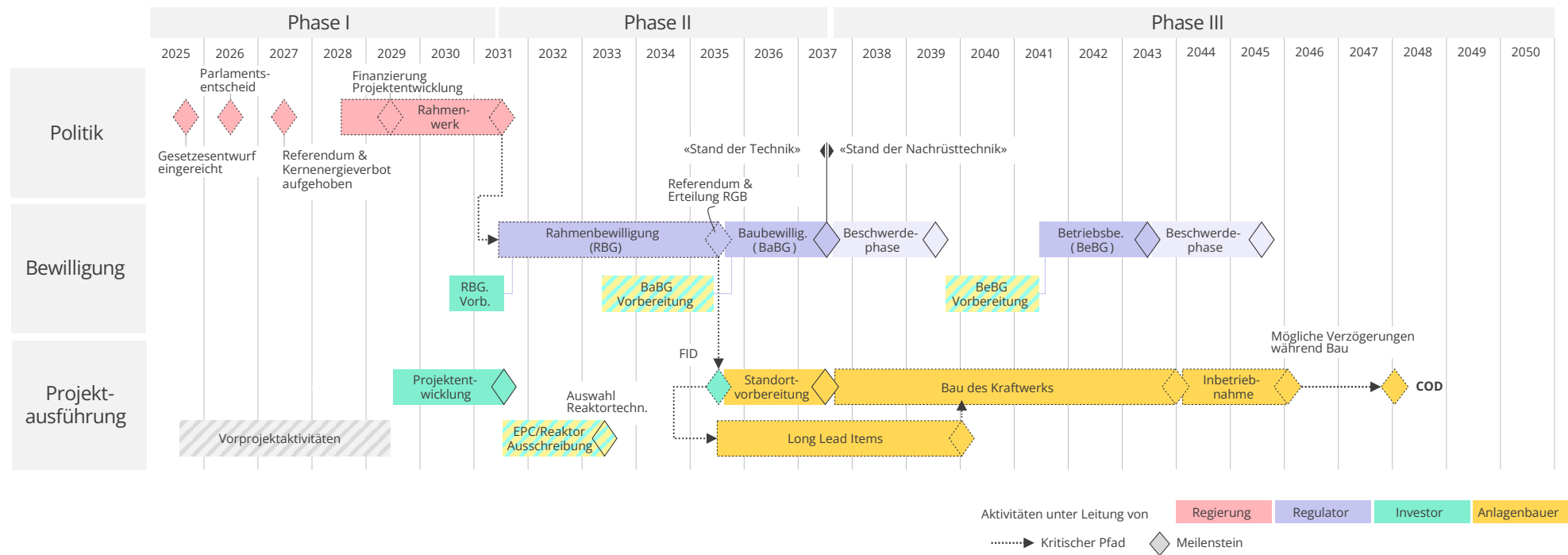


Abbildung 5b: Zeitplan Bau eines neuen Kernkraftwerks, integrierte Massnahmen in b):

1. Standortvorbereitung vorgezogen mit Rahmenbewilligung als Standortvorbereitungsbewilligung;
2. Aufhebung der aufschiebenden Wirkung von Beschwerden auf Baubewilligung und Betriebsbewilligung ermöglicht Baustart und Inbetriebnahme trotz laufender Beschwerdeverfahren;
3. In Bau befindliche Anlagen werden wie gebaute Anlagen nach dem «Stand der Nachrüststechnik» beurteilt.

Fokus: Zeitplanung eines neuen Kernkraftwerks für die Schweiz

Die Zeitplanung für ein neues Kernkraftwerk umfasst drei Phasen (siehe Abbildung 5). Nicht berücksichtigt ist hierbei der politische Prozess zur Schaffung eines geeigneten regulatorischen und gesetzlichen Rahmens.

Phase I

Vorprojekt und Projektentwicklung

In dieser Phase wird die technische und wirtschaftliche Entscheidungsreife schrittweise aufgebaut. Konkret bedeutet dies: Gemeinsam mit den Herstellern werden die Machbarkeit verschiedener, international bewährter Reaktordesigns – etwa AP1000 oder EPR – geprüft und deren Stärken und Schwächen hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit verglichen. Zudem wird überprüft, ob diese Designs die Schweizer Sicherheits- und Aufsichtsanforderungen erfüllen. Dazu zählen unter anderem der Schutz gegen externe Ereignisse (z. B. Erdbeben, Hochwasser), die Auslegung passiver und aktiver Sicherheitssysteme, die Notstromversorgung, das Brennstoff- und Abfallmanagement sowie die Anforderungen an Rückbau und Stilllegung.

Gleichzeitig werden die standortspezifischen Anforderungen definiert – darunter die geologischen, hydrologischen und ökologischen Rahmenbedingungen, Möglichkeiten zur Deckung des Kühlwasserbedarfs sowie zu berücksichtigende Natur- und Raumplanungsaufgaben. Aufgrund standort- und länderspezifischer Unterschiede sind typischerweise Anpassungen gegenüber dem Basisdesign notwendig. Diese Änderungen müssen gemeinsam mit dem Hersteller und der Aufsichtsbehörde identifiziert werden, um die Auswirkungen auf Zeitplan und Kosten abzuschätzen. Da für die Projektentwicklung Kosten im Umfang von knapp 100 Mio. CHF anfallen, muss hierfür eine geeignete Finanzierung ermöglicht werden.

Phase II

Bewilligung und Beschaffung

Nach Inkrafttreten des gesetzlichen und regulatorischen Rahmenwerks wird der Zeitplan durch parallele Prozesse beschleunigt: Die Ausschreibungen für das Reaktordesign sowie für Engineering, Procurement and Construction (EPC), der Rahmenbewilligungsprozess und die Vorbereitung der Baubewilligung laufen gleichzeitig. Die Auswahl des Reaktordesigns und des EPC-Anbieters muss abgeschlossen sein, damit mit der Vorbereitung des Baugesuchs begonnen werden kann, da dieses detaillierte, designspezifische Angaben erfordert. Nach Erteilung der Rahmenbewilligung und dem anschließenden finalen Investitionsentscheid (FID, Final Investment Decision) werden die Schlüsselkomponenten, welche lange

Beschaffungsdauern aufweisen (Long-Lead-Items, LLI, z. B. Reaktordruckbehälter oder Dampferzeuger), so bestellt, dass Fertigungsengpässe vermieden werden.⁴² Sofern die Rahmenbewilligung gleichzeitig als Standortvorbereitungsbewilligung dient, können die Standortvorbereitungen unmittelbar nach Erteilung der Rahmenbewilligung starten.

⁴² Vor dem Hintergrund der vielen geplanten Neubauprojekte muss geprüft werden, ob nicht bereits vorgängig Produktionslots reserviert werden müssen, um den Zeitplan einhalten zu können.

Phase III

Bau & Inbetriebnahme

Nach Erteilung der Baubewilligung stehen die Anforderungen fest, sodass der Bau mit klaren behördlichen Vorgaben und geringem technischen Risiko startet. Der EPC-Partner nimmt die Arbeit vollständig auf; bereits früh bestellte LLI treffen rechtzeitig ein und sichern die Einhaltung des Bauzeitplans. Während der Bauphase sollten am Reaktordesign keine Änderungen mehr vorgenommen werden, da dies Zeit und Kosten stark erhöht. Dem lässt sich vorbeugen, indem Anlagen im Bau – wie auch bestehende Anlagen – nach dem «Stand der Nachrüstungstechnik» beurteilt werden, sodass die Wahrscheinlichkeit und der Umfang möglicher Anpassungen minimiert werden. Die Inbetriebnahme erfolgt schrittweise nach einem klaren Testprogramm – vom Prüfen einzelner Systeme über Gesamtanlagentests bis zu ersten Leistungsfahrten – und ist eng mit dem Verfahren für die Betriebsbewilligung abgestimmt, damit die Anlage nachweislich sicher ist und der Übergang in den regulären Betrieb zügig erfolgen kann.

Innerhalb der Zeitplanung gibt es einen kritischen Pfad. Dieser ist definiert als die längste Abfolge voneinander abhängiger Aufgaben und bestimmt damit die minimale Gesamtdauer des Projekts und damit das frühestmögliche Datum des kommerziellen Betriebs (Commercial Operation Date, COD). Liegt eine Verzögerung auf einer Aufgabe des kritischen Pfads vor, verzögert sich das gesamte Projekt um denselben Zeitraum, sofern keine Gegenmassnahmen ergriffen werden. So läuft der kritische Pfad in der Zeitplanung ohne weitere Massnahmen (siehe Abbildung 5a) wie folgt:

- **Politischer Prozess zur Aufhebung des Neubauverbots** (heute–2027)
- **Politischer Prozess für ein neues Rahmenwerk** (2028–2031)
- **Prozess der Rahmenbewilligung** (2031–2036)
- **Prozess der Baubewilligung** (2036–2040)
- **Bau und Inbetriebnahme** (2040–2050)

4.2.1 Beschleunigung des Bewilligungsverfahrens und Reduzierung möglicher Verzögerungen

Die Inbetriebnahme eines neuen Kernkraftwerks bis 2050 ist grundsätzlich machbar – vorausgesetzt, es gibt einen breiten politischen und gesellschaftlichen Rückhalt und die Bewilligungsverfahren werden effizient geführt. Dennoch empfehlen wir gezielte Massnahmen durch Anpassungen im Regelwerk, um die Verfahren zu beschleunigen und das Risiko von Verzögerungen zu senken. Ungeplante Verzögerungen können die Kosten massiv erhöhen: Kann etwa ein fertiggestelltes Kraftwerk nicht in Betrieb gehen, weil eine Beschwerde gegen die Betriebsbewilligung hängig ist, drohen jährliche Verluste in der Grössenordnung mehrerer hundert Millionen Franken.

Ohne zusätzliche Massnahmen sind insbesondere die politischen Entscheidungsprozesse und die Bewilligungsverfahren (siehe Abbildung 5a) schwer vorhersehbar. Eine Beschwerde gegen die Baubewilligung kann rasch geklärt sein – oder sich, wie z.B. auch

bei Windkraftprojekten festzustellen ist, über Jahre hinziehen. Im Kernkraftbereich ist dies besonders gravierend, da während der Bewilligungs- und Projektentwicklungsphase deutlich mehr Ressourcen gebunden sind.

Im Folgenden skizzieren wir vier Anpassungsmöglichkeiten. Sie zielen einerseits darauf ab, den kritischen Pfad zu verkürzen und andererseits darauf, ungeplante Verzögerungen zu reduzieren und damit die Wahrscheinlichkeit von Kostenüberschreitungen zu verringern. Ob und welche dieser Möglichkeiten umgesetzt werden sollten, hängt massgeblich von der politischen und gesellschaftlichen Akzeptanz ab. Diese Bewertung obliegt nicht Axpo; sie muss im politischen Prozess erarbeitet werden. Tabelle 3 gibt eine Einschätzung der Vor- und Nachteile dieser Anpassungsmöglichkeiten.

1. Befreiung von der Rahmenbewilligung für bestehende Standorte

Eine Möglichkeit zur Verfahrensverkürzung ist, an bestehenden (oder ehemaligen) Kernkraftwerkstandorten auf die Rahmenbewilligung zu verzichten. Für diese Standorte ist – auf Basis eines bereits abgeschlossenen

Mögliche Anpassungen des Bewilligungsprozesses

Anpassungsmöglichkeit	Vorteile	Nachteile
1. Befreiung von der Rahmenbewilligung für bestehende Standorte	<ul style="list-style-type: none"> Wegfall der Unsicherheit eines möglichen Referendums Beschleunigen des Verfahrens um ein Jahr 	<ul style="list-style-type: none"> Fehlende politische Legitimation könnte zu gesellschaftlichem Widerstand führen
2. Beginnen mit den Standortvorbereitungen vor Erteilung der Baubewilligung	<ul style="list-style-type: none"> Beschleunigt das Verfahren um zwei bis drei Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> Geringes Restrisiko von «sunk cost»
3. Reduzieren der Auswirkungen von Beschwerden auf den Baustart	<ul style="list-style-type: none"> Beschleunigt das Verfahren um zwei bis vier Jahre Senkt die Wahrscheinlichkeit von Verzögerungen beim Baustart 	<ul style="list-style-type: none"> Restrisiko von «sunk cost», da Baustart ohne gültige Baubewilligung (bei Aufhebung der aufschiebenden Wirkung) Einschränkung des aktuellen demokratischen Prozesses könnte zu gesellschaftlichem Widerstand führen (bei Beschränkung des Beschwerdefangums)
4. Reduzieren der Auswirkungen von Beschwerden gegen die Betriebsbewilligung	<ul style="list-style-type: none"> Beschleunigung des Verfahrens nur im Falle eines langwierigen Beschwerdeverfahrens Signifikante Risikoreduktion von Verzögerungen bei Inbetriebnahme 	<ul style="list-style-type: none"> Einschränkung des aktuell gültigen demokratischen Prozesses könnte zu gesellschaftlichem Widerstand führen

Tabelle 3: Überblick Vor- und Nachteile der Anpassungen des Bewilligungsprozesses

Bewilligungsverfahren der bestehenden Anlagen⁴³ – die grundsätzliche Eignung für Kernkraftwerke bereits erwiesen. Geologische Verhältnisse, Kühlwasserverfügbarkeit, Erdbebensicherheit und andere standortspezifische Faktoren wurden bereits umfassend geprüft und genehmigt. Die notwendige Infrastruktur wie Stromleitungen, Zufahrtswege und Sicherheitseinrichtungen ist bereits vorhanden oder kann einfacher erweitert werden. Das Rahmenbewilligungsverfahren dauert drei bis sechs Jahre. Würde man auf die Rahmenbewilligung an bereits genutzten Standorten verzichten, könnte sich das Verfahren voraussichtlich um ein Jahr beschleunigen⁴⁴, die Unsicherheit eines möglichen Referendums vermeiden und für Investoren attraktiver werden.

Ein möglicher Nachteil dieser Anpassung besteht darin, dass der Verzicht auf die Rahmenbewilligung die politische Legitimität des Projekts reduziert und ggf. sogar gesellschaftlichen Widerstand auslösen könnte. Das Rah-

menbewilligungsverfahren in der Schweiz ist – wie zuvor erläutert – primär politischer Natur. Entsteht in der Öffentlichkeit der Eindruck, dass zentrale Entscheidungen ohne ausreichende Debatte und Beteiligung getroffen werden, kann dies die Akzeptanz des gesamten Projekts in Frage stellen. Entsprechend sind politische Implikationen sorgfältig gegen die Vorteile einer Verfahrensbeschleunigung und Risikominimierung abzuwägen.

2. Beginnen mit den Standortvorbereitungen vor Erteilung der Baubewilligung

Eine Reihe von Tätigkeiten⁴⁵ müssen durchgeführt werden, um den Standort für den eigentlichen Bau vorzubereiten. Solch eine Standortvorbereitung für einen Neubau in der Schweiz dauert ungefähr 2–3 Jahre. Der aktuelle Prozess geht davon aus, dass die Standortvorbereitung grundsätzlich erst nach Erteilung der Baubewilligung möglich ist. Sollte es jedoch möglich sein, mit der Standortvorbereitung bereits vorher zu be-

ginnen, würde die Bauzeit des Kraftwerks entsprechend verkürzt werden.

Mit folgenden möglichen Massnahmen könnte die Standortvorbereitung vorgezogen werden:

- Die Erweiterung des Verfahrensgegenstands der Rahmenbewilligung würde die Standortvorbereitung ermöglichen und die Rahmenbewilligung zur Standortvorbereitungsbewilligung machen;
- Die Standortvorbereitung kann über vorgezogene Teilbaubewilligungen erfolgen, ohne den Geltungsbereich der Rahmenbewilligung anzupassen. Eine Gesetzesänderung ist nicht zwingend, erhöht aber die Rechtssicherheit; der Aufwand bleibt gering, weil die Rahmenbewilligung unverändert bleibt.
- Es ist zu erwarten, dass gegen die Erteilung der Baubewilligung Beschwerde erhoben wird. Mit der Beschwerde ist die

Baubewilligung zwar erteilt, aber noch nicht rechtskräftig und hat damit eine aufschiebende Wirkung (siehe Kapitel 4.1). Mit den Standortvorbereitungen muss daher bis zum Abschluss des Beschwerdeverfahrens gewartet werden (vgl. Möglichkeit 3: Reduzieren der Auswirkungen von Beschwerden auf den Baustart). Eine pragmatische Lösung bestünde darin, Beschwerden gegen die Standortvorbereitung die aufschiebende Wirkung zu entziehen. Die Standortvorbereitungen könnten diesfalls gestartet werden, obwohl die Baubewilligung noch nicht rechtskräftig ist. Im Unterschied zu den vorherigen Massnahmen wäre der Beginn der Standortvorbereitung damit weiterhin erst ab Erteilung der (noch nicht rechtskräftigen) Baubewilligung möglich.

Ein Nachteil dieser Anpassungsmöglichkeit besteht darin, dass zusätzliche Ressourcen in den Standortvorbereitungen gebunden wer-

⁴³ Der Bewilligungsprozess hat sich seit der Bewilligung der bestehenden Anlagen verändert.

⁴⁴ Der Prozess kann nicht um die vollen fünf bis sechs Jahre beschleunigt werden, da die Reaktor-/EPC-Ausschreibung sowie die Vorbereitung der Baubewilligung bei Wegfall der Rahmenbewilligung auf dem kritischen Pfad liegen.

⁴⁵ Tätigkeiten umfassen z.B. Bau von Zutrittskontrollmassnahmen, Rodung der Vegetation, Ausgrabung und Planierung des Geländes, Installation von Diensten und Versorgungseinrichtungen, Bau von administrativen und physischen Unterstützungseinrichtungen innerhalb des zukünftigen Schutzgebiets, Aufbau von Überwachungs- und Umweltminderungssystemen, Bau von Hochwasser- und Erosionsschutzmassnahmen.

den, obwohl der endgültige Bauentscheid noch aussteht. Sollte die Baubewilligung letztlich nicht rechtskräftig erteilt werden, wären die bereits getätigten Arbeiten nicht wieder einbringbare Kosten (sunk cost). Dieses Risiko erscheint jedoch gering, da ein Rechtsanspruch auf Erteilung der Baubewilligung besteht.

3. Reduzieren der Auswirkungen von Beschwerden auf den Baustart

Wie dargelegt, sind Beschwerden gegen die Baubewilligung nicht auszuschliessen. Diese haben vor dem BVGer grundsätzlich aufschiebende Wirkung. Gegen dessen Urteil kann wiederum Beschwerde beim BGer eingereicht werden; Beschwerden ans BGer entfalten jedoch in der Regel keine aufschiebende Wirkung mehr. Eine geringere Wahrscheinlichkeit von Verzögerungen beim Baustart ermöglicht eine verlässlichere Planung und damit eine effizientere Koordination von Ressourcen wie Personal, Bauunternehmen und Material. So lässt sich beispielsweise vermeiden, dass Personal aufgrund beschwerdebedingter Verzögerungen untätig bleiben muss.

Wir sehen zwei Massnahmen, wie die verzögernde Auswirkung von Beschwerden verringert werden kann

- Das BVGer kann die aufschiebende Wirkung aufheben. Das liegt jedoch im Ermessen des Gerichts und ist nicht garantiert. Obwohl vor dem BGer keine automatische aufschiebende Wirkung besteht, kann sie jedoch auf Antrag gewährt werden. Ein Ausschluss der aufschiebenden Wirkung in diesen Verfahren kann unmittelbar nach Erteilung der Baubewilligung mit dem Bau begonnen werden; wahrscheinliche Verzögerungen von zwei bis vier Jahren (zur Behandlung der Beschwerde) lassen sich so vermeiden.
- Beschränkung des Beschwerdeumfangs auf eine formelle Rechtskontrolle (d.h. auf die Überprüfung der Rechtmässigkeit und Verfahrensgerechtigkeit, unter Ausschluss einer materiellen Prüfung): Dies würde jedoch eine Änderung der Rechtslage erfordern. Eine solche Einschränkung könnte zumindest für das Bundesgericht geprüft werden, in Anlehnung an Art. 83 lit. z BGG (eingeschränkte Beschwerde-

möglichkeiten bei Windenergieanlagen von nationalem Interesse).

Ähnlich wie bei der vorgezogenen Standortvorbereitung (siehe 2.) besteht ein Nachteil des Aufhebens der aufschiebenden Wirkung darin, dass der Bau weiter vorangetrieben wird, obwohl der endgültige Bauentscheid noch aussteht und es damit ein Restrisiko von «sunk cost» gibt. Bei der Beschränkung des Beschwerdeumfangs ist es ähnlich wie beim Verzicht auf die Rahmenbewilligung (siehe 1.), dass die Mitspracherechte eingeschränkt werden und die gesellschaftliche Akzeptanz entsprechend beeinträchtigt werden kann.

4. Reduzieren der Auswirkungen von Beschwerden gegen die Betriebsbewilligung

Auch gegen die Erteilung der Betriebsbewilligung können Beschwerden erhoben werden. Wird das Verfahren für die Betriebsbewilligung jedoch frühzeitig gestartet, muss eine Beschwerde mit aufschiebender Wirkung das Projekt nicht zwingend verzögern. Kritisch wird es nur, wenn zum Zeitpunkt des Bauabschlusses noch eine Beschwerde hängig ist:

Die Anlage wäre dann bereit für die Inbetriebnahme, dürfte aber den Prozess nicht starten – mit erheblichen Auswirkungen auf Zeitplan und Kosten.

Ähnlich wie bei der Baubewilligung können auch hier die Massnahmen zur Aufhebung der aufschiebenden Wirkung sowie zur Beschränkung des Beschwerdeumfangs diese Gefahr effektiv reduzieren, mit den gleichen Nachteilen.

Eine zusätzliche Massnahme wäre die Einführung einer gemeinsamen Bau- und Betriebsbewilligung (siehe Kapitel 4.1, Betriebsbewilligung). Politisch ist Widerstand zu erwarten, da die Zusammenlegung von Bau- und Betriebsbewilligung als Schwächung der demokratischen Mitwirkung gesehen werden könnte. Kritiker werden auf einer klaren Trennung und weiteren Überprüfungsmöglichkeit bestehen. Es wäre daher sinnvoll, selbst wenn eine kombinierte Bewilligung theoretisch bereits im aktuellen regulatorischen Rahmen zulässig wäre, die Voraussetzungen für eine gemeinsame Bewilligung klar zu regeln.

Case Study: Schweden erhöht Effizienz des Bewilligungsprozesses

Im August 2022 beauftragte die schwedische Regierung die Strahlenschutzbehörde SSM, den regulatorischen Rahmen für neue Kernkraftwerke zu überprüfen. Im August 2023 legte SSM einen Abschlussbericht mit Vorschlägen für effizientere Bewilligungsverfahren vor, ohne das Sicherheitsniveau zu senken.

Zentraler Vorschlag ist eine vorgelagerte Designprüfung, bei der Reaktorkonzepte bereits vor standortspezifischen Gesuchen sicherheitstechnisch beurteilt werden.

Dadurch werden grundlegende Fragen frühzeitig und designübergreifend geklärt. Zudem soll eine koordinierende Behörde den gesamten Bewilligungsprozess steuern.

SSM erwartet deutliche Effizienzgewinne, verweist jedoch darauf, dass die tatsächliche Verfahrensdauer stark vom Entwicklungsstand der jeweiligen Technologie und der internationalen Anerkennung des Designs abhängt.

4.2.2 Risikoteilung und Förderung

Wie auch bei allen anderen Stromproduktionstechnologien lässt sich ein Kernkraftwerk ohne staatliche Unterstützung nicht wirtschaftlich bauen (siehe Kapitel 5). Die Charak-

teristika der Kernenergie erfordern jedoch spezifisch auf Kernkraftwerke ausgerichtete Fördermechanismen. Die wesentlichen Unterschiede liegen in der zeitlichen Dimension, der Kapitalintensität und der Risiken für Investoren. Im Folgenden gehen wir auf die Risikoteilung bei der Projektentwicklung, För-

dermechanismen für Bau und Betrieb sowie notwendige Garantien zur Absicherung von spezifischen Risiken ein.

4.2.2.1 Risikoteilung für Projektentwicklung

Die Kosten für die Projektentwicklung bis zur Erteilung der Rahmenbewilligung sind erheblich; in der Schweiz wäre mit Ausgaben von knapp **100 Millionen Franken** zu rechnen. Diese Kosten wären jedoch im Vergleich zu einer komplett neuen Projektentwicklung dahingehend gering, da auf bestehende Standorte und auf umfangreiche Vorarbeiten von RESUN zurückgegriffen werden könnte. Dazu zählen insbesondere die damals gestartete Vorbereitung zur Rahmenbewilligung sowie zur EPC-Ausschreibung. Zusätzlich bräuchte es technische Vorstudien (FEED-Studien)⁴⁶ mit Reaktorherstellern wie beispielsweise Westinghouse (AP1000) und EDF (EPR) sowie externe Unterstützung durch z. B. Finanz- und Versicherungsberatung sowie einen «Owner's Engineer», also ein Expertenteam, das den Auftraggeber fachlich begleitet und zusätzli-

che Ressourcen für die Projektentwicklung bereitstellt.

Herausfordernd bei diesen Kosten der Projektentwicklung ist, dass sie vor dem finalen Investitionsentscheid anfallen und damit aus Investorensicht nur schwer tragbar sind. Vor allem das wahrscheinliche Referendum über die Erteilung der Rahmenbewilligung ist ein nicht kontrollierbares Risiko. Daher braucht es eine geeignete Risikoteilung bei der Projektentwicklung.

Für eine solche Risikoteilung sollte eine strukturierte Partnerschaft zwischen öffentlicher Hand und Privatwirtschaft (Public Private Partnership, PPP) etabliert werden. Eine PPP ermöglicht eine vertraglich geregelte Zusammenarbeit zwischen Staat und marktwirtschaftlich tätigen Unternehmen, bei der Rollen, Verantwortlichkeiten und spezifische Risiken bewusst verteilt werden. Während sich ein solches Modell in der Projektentwicklung insbesondere auf die Übernahme regulatorischer und politischer Risiken durch den Staat konzentriert, kann die Risikoteilung –

⁴⁶ Bei RESUN wurde eine Ausschreibung für «Pre-Engineering-Contracts» erstellt. Diese kann entsprechend angepasst werden.

abhängig von der gewählten Struktur – auch über die Projektentwicklung hinausgehen und Finanzierung, Bau und Betrieb umfassen. Entlang dieses PPP-Kontinuums lassen sich für die Schweiz drei praktikable Gestaltungsoptionen unterscheiden, die sich vor allem durch die Führungsrolle, den Umfang der staatlichen Beteiligung und den Grad der Risikoübernahme unterscheiden:

- **Staatliche Programmführerschaft/ Eigentum:** Bei der staatlichen Programmführerschaft mit Eigentum übernimmt der Staat nicht nur die Projektentwicklung, sondern agiert über den gesamten Projektlebenszyklus als Bauherr und gegebenenfalls auch (Mit-)Eigentümer. Die Projektgesellschaften sind staatlich kontrolliert, dies senkt Kapitalkosten durch staatliche Bonität. Gleichzeitig bindet sie erhebliche öffentliche Mittel über viele Jahre und verlagert politische und projektspezifische Risiken in die Staatsbilanz. Siehe Case Study Niederlande für ein Land, welches diesen Weg eingeschlagen hat.
- **Entwicklungsprogramm mit staatlicher Risikoübernahme:** Beim Entwicklungs-

programm mit staatlicher Risikoübernahme konzentriert sich die staatliche Rolle gezielt auf die Projektentwicklung: Eine zentrale öffentliche Einheit trägt die Risiken und Kosten der Projektentwicklung bis zur Genehmigungs- und Ausschreibungsreife, setzt Standards (Standortkriterien, Referenzdesign-Rahmen, Beschaffungsprozesse) und macht das Projekt finanzierbar. Ab dem finalen Investitionsentscheid gehen Eigentum an den während der Pre-FID-Phase erarbeiteten Ergebnissen an private oder gemischtwirtschaftliche Investoren über. Dadurch werden Frühphasenrisiken entschärft und privates Kapital zu besseren Konditionen mobilisiert, während der Staat seine langfristige Kapitalbindung begrenzt.

- **Private Führung mit staatlicher Kofinanzierung:** Bei der privaten Führung mit staatlicher Kofinanzierung liegt die operative Verantwortung für die Projektentwicklung klar bei privaten Trägern. Der Staat wirkt unterstützend und risikoteilend, ohne die Programmführerschaft zu übernehmen. Öffentliche Mittel sind an klar definierte Ergebnisse gebunden (z. B. Standort- und Umweltstudien,

Sicherheitsanalysen, Basic Engineering, Ausschreibungsunterlagen). Rückzahlungen können an das Erreichen der finalen Investitionsentscheidung oder die Inbetriebnahme gekoppelt werden. Bei regulatorisch bedingtem Scheitern ohne Verschulden ist ein (teilweiser) Erlass möglich. Diese Struktur erhält unternehmerische Anreize, hebt privates Kapital und begrenzt die unmittelbare Staatsbilanzbelastung deutlich stärker als eine staatliche Programmführerschaft oder ein staatliches Entwicklungsprogramm.

Case Study: Niederlande – Staatliche Programmführerschaft

Die Niederlande haben beschlossen, neue Kernkraftwerke weitgehend mit öffentlichen Mitteln zu finanzieren, nachdem private Investoren die Risiken im bestehenden Regulierungsrahmen nicht tragen wollten. Frühere Regierungen strebten mindestens zwei neue Grossreaktoren am bestehenden Standort Borssele oder in dessen Nähe an und zielten auf eine erste Inbetriebnahme um das Jahr 2035. Als sich in den Jahren 2024–2025 abzeichnete, dass Modelle zur Risikoteilung zwischen Staat und privaten Investoren nicht erfolgreich waren, vollzog die Regierung einen Kurswechsel. Im Jahr 2025 beschloss sie, ein neues staatliches Unternehmen, die Nuclear Energy Organisation Netherlands (NEO NL)⁴⁷, zu gründen, das bis zu vier neue Reaktoren entwickeln, bauen und betreiben soll.

NEO NL fungiert als staatlicher Projektentwickler, Eigentümer und künftiger Betreiber und startet mit einem Organisationsbudget von rund 45 Mio. €. NEO NL führt dafür Standortprüfungen, Umweltabklärungen, Bewilligungsunterlagen, Lieferantengespräche und die gesamte Projektplanung durch, ohne dass private Investoren in dieser Phase beteiligt sind. Der Staat übernimmt demnach die frühen und mit hohem Risiko behafteten Vorbereitungskosten für neue Kernkraftwerke. Zusätzlich werden für konkrete Kernenergieprojekte – wie die Laufzeitverlängerung des Kernkraftwerks Borssele und die Vorbereitung neuer Blöcke – 14,5 Mrd. € aus dem nationalen Klimafonds bereitgestellt⁴⁸. Für die weitere Finanzierung wird NEO NL als Kreditnehmerin fungieren. Da der niederländische Staat Schulden deutlich güns-

tiger aufnehmen kann als ein privates Projektunternehmen, senkt dieser Ansatz die Gesamtkapitalkosten.

Die Regierung legt die Erlösstruktur für die betriebenen Anlagen noch fest. Unabhängig vom gewählten Modell werden Markt- und Politikrisiken jedoch weitgehend von der öffentlichen Hand getragen. So übernimmt beispielsweise NEO NL das Risiko von Kostenüberschreitungen während der Bauphase. Die Regierung hat auch anerkannt, dass das ursprüngliche Ziel einer Inbetriebnahme im Jahr 2035 nicht mehr realistisch ist. Zwar beabsichtigt sie, Verfahren zu straffen und Bewilligungen auf nationaler Ebene enger zu koordinieren, doch gibt es bislang keinen beschleunigten Bewilligungsprozess.

4.2.2.2

Förderung für Bau und Betrieb

Die Bauzeit eines Kernkraftwerks erstreckt sich in der Regel über mehrere Jahre. Für die Schweiz gehen wir davon aus, dass die Bauzeit – inklusive Standortvorbereitung und Inbetriebnahme – rund zehn Jahre betragen könnte. Diese lange Bauphase bedeutet, dass über viele Jahre Kapital gebunden ist, ohne dass Einnahmen fließen. Zudem liegen die Investitionsvolumina eines Neubauprojektes bei der Kernenergie um mehrere Größenordnungen über denen eines einzelnen Wind- oder Solarparks. Beides zusammen verändert aufgrund der hohen (Klumpen-)Risiken die Anforderungen an die Finanzierung fundamental und reduziert die Zahl der Investoren, die solche Summen bereitstellen können.

Zusätzlich erstreckt die Betriebsdauer von sechzig Jahren für Kernkraftwerke die Markt- und Erlösriskien weit über die zwanzig bis dreissig Jahre hinaus, die für Anlagen mit erneuerbaren Energien typisch sind. Am Strommarkt schwanken die Preise je nach Angebot, Nachfrage, Wetter, politischen Entscheidun-

⁴⁷ World Nuclear News, 2025, Netherlands aims to extend operation of Borssele plant

⁴⁸ Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2025, Ontwerp-Meerjarenprogramma Klimaatfonds 2026 Chapter 6.1

gen und technologischen Entwicklungen – und das über Jahrzehnte hinweg. Niemand kann heute verlässlich vorhersagen, wie hoch die Strompreise in dreissig oder fünfzig Jahren sein werden. Um Markt- und Erlösrisiken abzusichern, braucht es mit Blick auf die Finanzierung sogenannte bankfähige Erlösinstrumente – das sind vertragliche Mechanismen, die dem Betreiber über eine bestimmte Laufzeit stabile oder garantierte Einnahmen zusichern. Beispiele sind langfristige Stromabnahmeverträge zu festen Preisen oder Förderinstrumente wie die gleitende Marktprämie (auch bekannt als Contract for Difference (CfD)), bei welcher der Staat die Differenz zwischen Marktpreis und einem vereinbarten Referenzpreis ausgleicht. Ohne solche Instrumente bleibt das Projekt für Kapitalgeber zu riskant.

Aktuell ist in der Schweiz keine Förderung für Kernkraftwerke vorgesehen. Aufbauend auf internationalen Erfahrungen und unter Berücksichtigung des Schweizer Regulierungskontexts werden nachfolgend zwei Fördermechanismen vorgestellt, die für die Schweiz geeignet scheinen. Beide Ansätze haben ihre Eignung in vergleichbaren Märkten nachge-

wiesen und können an Schweizer Anforderungen angepasst werden:

- Die erste Option ist das **«Regulated Asset Base»** (RAB, siehe Case Study: Vereinigtes Königreich) Modell, wie es im Vereinigten Königreich für neue Kernkraftwerke implementiert wird. In diesem Modell setzt der Bund oder die Regulierungsbehörde die regulierten Erlöse fest, welche den anrechenbaren Investitionsausgaben plus eine vereinbarte Kapitalverzinsung in Bau und Betrieb entsprechen. Diese regulierten Erlöse werden fortlaufend auf die Stromkunden überwält (z.B. über einen zusätzlichen Tarif). Denkbar wäre auch bereits, während der Bauphase den Investoren Einnahmen zu generieren, um so die Finanzierungskosten zu senken (ähnlich den Projektierungskosten bei Erneuerbaren). Das Modell hat gewisse Ähnlichkeiten mit der Kostenregulierung in der heutigen Schweizer Grundversorgung.
- Die zweite Option ist ein **Kombinationsmodell aus einem Investitionsbeitrag und einer gleitenden Marktprämie**

Zwei mögliche Fördermechanismen: RAB und Kombinationsmodell

	RAB	Kombinationsmodell
Pro	<ul style="list-style-type: none"> • Geringes operatives Risiko für Kraftwerksbetreiber, damit niedrigere Kapitalkosten • Auszahlung Förderung bereits während Bauphase 	<ul style="list-style-type: none"> • Auszahlung Förderung bereits während Bauphase möglich • Knüpft an aktuelle Schweizer Fördermechanismen an
Contra	<ul style="list-style-type: none"> • Komplettes Investitionsvolumen durch Investor zu tragen • Operatives Risiko trägt weitgehend der Staat 	<ul style="list-style-type: none"> • Investor trägt operative Risiken und hat damit höhere Kapitalkosten • Je nach Höhe des Investitionsbeitrags hohe Förderkosten für Staat am Anfang

Tabelle 4: Vergleich RAB und Kombinationsmodell

(siehe Case Study: Schweden), das auf bestehenden Schweizer Fördermechanismen für erneuerbare Energien aufbaut. Das Modell sieht eine Auszahlung eines Investitionsbeitrags vor, der schlussendlich den Vergütungssatz in der gleitenden Marktprämie absenkt. Der Investitionsbeitrag verringert dabei die Finanzierungskosten, die gleitende Marktprämie reduziert das Marktpreisrisiko. Die Auszahlung eines Teils des Investitionsbeitrags bereits

während der Bauphase könnte dabei die Projektrisiken weiter senken.

Im Vergleich der beiden Modelle ergeben sich Unterschiede in der Risikoallokation und somit in den Kapitalkosten der Kraftwerksbetreiber (siehe Tabelle 4). Da die Auszahlung im RAB-Modell produktionsunabhängig erfolgt, übernimmt der Staat hier mehr operative Risiken. Das geringere Risikoprofil der Kraftwerksbetreiber schlägt sich in niedrige-

ren Kapitalkosten nieder, sodass auch der Förderbedarf durch den Staat sinkt. Im Fall einer Kombination von Investitionsbeitrag und gleitender Marktprämie liegt das operative Risiko für den Betrieb (Verfügbarkeit) weiterhin vollständig beim Kraftwerksbetreiber. Selbst eine gleitende Marktprämie führt nur dann zu Förderzahlungen, wenn das Kraftwerk produziert. Ungeachtet der Wahl des Modells hängt die Höhe der ausgezahlten Förderungen letztlich stark von der Marktpreisentwicklung ab.

Bei der Ausgestaltung des Kombinationsmodells müssen Marktpreisrisiko und Finanzierungskosten abgewogen werden. Je höher der Anteil des Investitionsbeitrags ist (und damit eine geringere gleitende Marktprämie), desto höher ist das beim Investor verbleibende Strommarktpreisrisiko, allerdings ist aufgrund der früheren Auszahlung des Investitionsbeitrags gleichzeitig der Kapitalbedarf geringer.

In beiden Fällen müsste zudem eine Finanzierungsquelle für die Förderinstrumente eingeführt werden. Der heutige Netzschlagsfonds, der über einen Tarif auf die Endverbraucher gespiesen wird, ist begrenzt und für Erneuerbare vorgesehen.

⁴⁹ Sizewell C, 2025, Final Investment Decision reached for Sizewell C – the biggest British clean energy project in a generation

⁵⁰ Centrica, 2025, Sizewell C Regulated investment with predictable returns

⁵¹ World Nuclear News, 2022, UK government takes 50% stake, confirms backing for Sizewell C

⁵² Sizewell C, 2026, Funding Sizewell C

Case Study: Vereinigtes Königreich (Sizewell C) – RAB-Modell

Sizewell C besteht aus zwei EPR-Reaktoren mit je 1630 MWe, die in Suffolk errichtet werden sollen. Das Projekt verwendet das gleiche Design wie auch das Vorgängerprojekt Hinkley Point C. Der endgültige Investitionsentscheid erfolgte im Juli 2025 zusammen mit einem Finanzierungspaket von über 38 Mrd. £ (Preisbasis 2024)⁴⁹. Die Inbetriebnahme des ersten Blocks wird für die Mitte der 2030er-Jahre erwartet. Beide Blöcke sollen vor 2040 ans Netz gehen.

Das Projekt wird von der Sizewell C Company entwickelt und gehalten. Die britische Regierung (Department for Energy Security and Net Zero) ist mit einem Beteiligungsanteil von 44,9 Prozent die grösste Aktionärin. EDF hält 12,5 Prozent und fungiert als strategischer Industriepartner, der Engineering und Bau auf Basis der Erfahrungen aus Hinkley Point C anführt. Weitere privatwirtschaftliche Investoren halten die übrigen Anteile⁵⁰.

Während der Projektentwicklung trug EDF den Grossteil der Kosten, welche Standortuntersuchungen, Umweltverträglichkeitsprüfungen sowie Bewilligungs- und Planungsgesuche umfassten⁵¹. Anschliessend verpflichtete sich die Regierung, mit 2,4 Mrd. £ die weitere Finanzierung vor der finalen Investitionsentscheidung sicherzustellen⁵². Privatwirtschaftliche Investoren stiegen erst ein, als zentrale Unsicherheiten (Planungsgenehmigung, RAB-Gesetzgebung, staatliche Eigenkapitalbeteiligung) geklärt waren. Wäre es zu einem Projektabbruch gekommen, hätten sowohl die Ausgaben von EDF als auch die Beiträge der Regierung als «sunk cost» gegolten.

Nachdem Hinkley Point C noch mit einem CfD gefördert wurde, ist Sizewell C nun mit einem **RAB** finanziert. Ein Bericht der UK-Regierung zeigt auf, dass durch diesen Wechsel die Gesamtkosten substantiell gesenkt werden können. Ein RAB ermöglicht es Investoren, bereits während der Bauphase Erlöse zu erhalten (z.B. über

einen direkten Tarif zulasten der Endverbraucher), anstatt erst mit der Inbetriebnahme. Die Regulierungsbehörde genehmigt die Investitionsausgaben und weitere Kosten. Sie setzt eine garantierte Rendite fest, die über regulierte Tarife an die Konsumenten weitergegeben wird.

Mit dem RAB-Modell kann der Investor grundsätzlich sämtliche von der Regulierungsbehörde anerkannten Kosten weitergeben. Um trotzdem Anreize für Kosteneffizienz zu schaffen, kann dabei ein sog. Drei-Stufen-Mechanismus für den Umgang mit Kostenüberschreitungen angewendet werden (siehe Tabelle 5):

- Stufe 1 – (Baseline):** Die geplanten Projektkosten plus Risikopuffer werden vollständig der RAB zugeschrieben. Die Finanzierung erfolgt durch das Standard-Fremdkapital und Eigenkapital der Investoren. Investoren erhalten ab Baubeginn regulierte Erlöse (auf Basis der zugeschriebenen RAB) und damit eine verlässliche Rendite – das Baufinanzierungsrisiko sinkt dadurch deutlich.
- Stufe 2 – (Funding cap):** Überschreiten die Baukosten die Baseline, werden sie nicht vollständig, sondern nur bis zu einer festgelegten Obergrenze (Funding Cap) anteilig der RAB zugeschrieben. Ein gewisser, definierter Prozentsatz (X Prozent) wird nicht der RAB zugeschrieben und muss vollständig durch den Investor über sein Eigenkapital finanziert werden – dies setzt Anreize zur Kostenkontrolle.
- Stufe 3 – (Remote overrun costs):** Bei seltenen, massiven Überschreitungen jenseits des Funding Caps entscheidet die Regulierungsbehörde, ob trotzdem gewisse Ausgleichszahlungen an die Investoren geleistet werden. In diesem Fall würde zusätzliches staatliches Eigenkapital gesprochen.

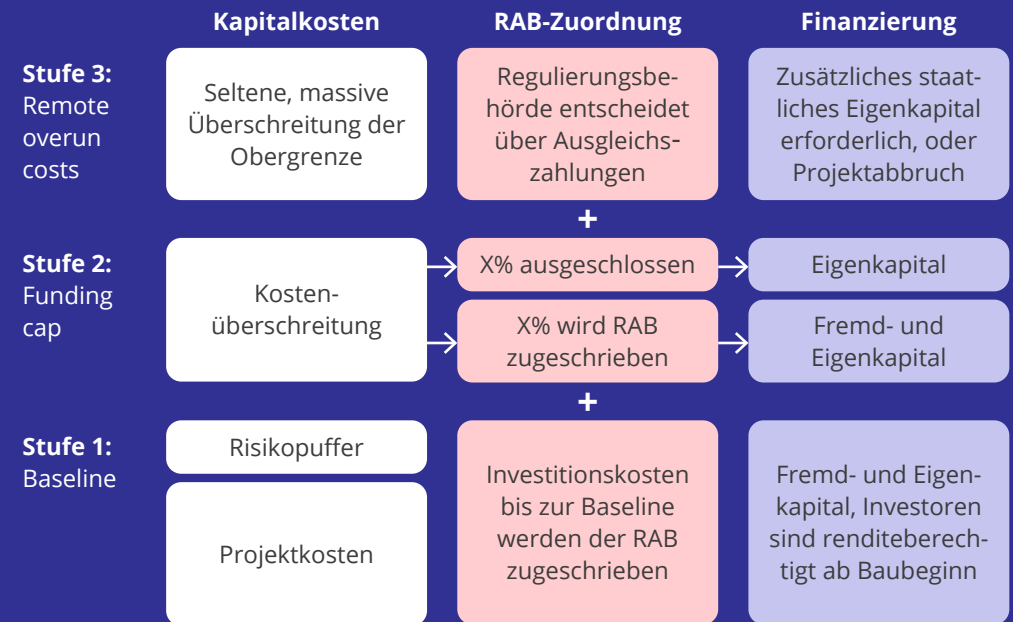


Tabelle 5: Überblick Funktionsweise RAB

Durch die frühen Erlösströme sinken die Kapitalkosten gegenüber herkömmlicher Projektfinanzierung erheblich. Allerdings tragen der Bund resp. über Tarife die Stromkonsumenten das Risiko, für ein Kraftwerk zu zahlen, bevor es Strom produziert.

Für Sizewell C entsprechen die Aufschläge für Endverbraucher etwa 1 £ pro Haushalt und Monat ab Baubeginn. Neben dem RAB stellt die britische Regierung zusätzliche Unterstützung bereit, etwa in Form erwarteter staatlicher Garantien.

Case Study: Schweden – Gleitende Marktprämie

Nach dem Tidö-Abkommen⁵³ von 2022 änderte Schweden sein Stromziel von «100 Prozent erneuerbar» auf «100 Prozent fossilfrei» und öffnete damit die Tür für neue Kernkraftwerke. Die im November 2023 vorgestellte Roadmap der Regierung sieht vor, dass bis 2035 rund 2,5 GW und bis 2045 rund 10 GW neue Kernkraftwerke gebaut werden sollen. 2025 wurde ein Gesetz verabschiedet, welches die staatliche Beihilfe für Investitionen in neue Kernkraftwerke ermöglicht. Zur Koordinierung des geplanten Ausbaus richtete die Regierung die Nuclear Energy Programme Implementing Organization (NEPIO)⁵⁴ ein.

Die gleitende Marktprämie ist ein zentrales Instrument der geplanten staatlichen Beihilfe, ist jedoch noch nicht weiter definiert. Generell garantiert eine gleitende Marktprämie dem Betreiber eine feste Vergütung über eine lange Laufzeit. Staat und Betreiber vereinbaren eine Vergütung resp. ei-

nen «Strike-Preis», oder dieser wird alternativ über Auktionen bestimmt. Unabhängig von Marktpreisschwankungen erhält der Betreiber effektiv diese Vergütung, als Kombination der Markterlöse und einer Differenzzahlung durch den Bund.

Abbildung 6 zeigt die Funktionsweise dieses Ausgleichsmechanismus: Die schwarze horizontale Linie zeigt den Vergütungssatz, die rote den Referenz-Marktpreis. Liegt der Marktpreis unter dem Vergütungssatz, zahlt der Staat die Differenz als Förderung; liegt er darüber, zahlt der Betreiber die Differenz an den Staat zurück. Beispiel: 100 CHF/MWh Vergütungssatz. Bei einem Strommarktpreis von 50 CHF/MWh erhält der Betreiber zusätzlich 50 CHF/MWh vom Staat; bei einem Strommarktpreis von 120 CHF/MWh zahlt er 20 CHF/MWh zurück. Konsumenten tragen die Ausgleichszahlungen indirekt über die Stromrechnung – in der Schweiz wird dies über den

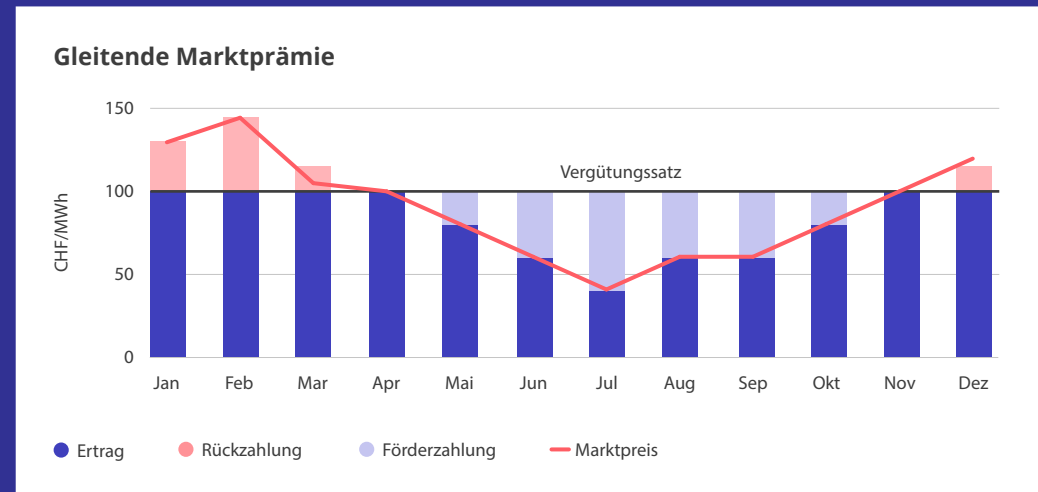


Abbildung 6: Erklärung Gleitende Marktprämie anhand der Gegenüberstellung von Marktpreis und Ertrag.

Netzzuschlag finanziert. Nach einer gewissen Zeit endet der Vertrag; danach trägt der Betreiber das volle Marktrisiko.

Zusätzlich beinhaltet die staatliche Beihilfe in Schweden zwei weitere Instrumente⁵⁵:

- **Kreditgarantien:** Unternehmen können staatliche Darlehen für Planung, Bau und Erprobung neuer Reaktoren beantragen. Nach Inbetriebnahme können die Anlagen mit privatem Fremdkapital refinanziert werden. Die Regierung er-

⁵³ World Nuclear News, 2023, Swedish nuclear: Government moves to change law

⁵⁴ Regeringskansliet, 2024, En nationell samordnare för utbyggnad av kärnkraft

⁵⁵ Lagen.nu, 2026, Act (2025:587) on State Aid for Investments in New Nuclear Power

wartet, dass die ersten Fördervereinbarungen in den Jahren 2026–2027 geschlossen werden.

- **Risiko- und Gewinnbeteiligung:** In Schweden wird für neue Kernkraftwerke eine Risiko- und Gewinnbeteiligung zwischen Staat und Investor eingesetzt. Ein Renditekorrridor wird festgelegt, und wenn die tatsächliche Eigenkapitalrendite später darüberliegt, gibt der Investor einen Teil der Gewinne an den Staat ab. Liegt sie darunter, gleicht der Staat einen Teil der Verluste aus. So teilen beide Seiten Risiken und Chancen des Projekts.

Die Entwicklungskosten werden in Schweden ausschliesslich von den Investoren getragen, Kreditgarantien senken die Kosten jedoch. Scheitert ein Projekt vor der Inbetriebnahme, verbleiben die Kosten bei den Investoren, sofern keine Neuverhandlung erfolgt. Es gibt keine Garantie dafür, dass der Staat sämtliche versunkenen Kosten übernimmt.

4.2.2.3

Notwendige Garantien zur Absicherung von zusätzlichen Risiken

Bei Investitionen in Kernenergieprojekte treten spezifische Risiken auf, die über die üblichen Markt- und Projektrisiken anderer Stromerzeugungstechnologien hinausgehen. Diese Risiken werden durch die bestehenden Fördermechanismen wie Investitionsbeiträge oder gleitende Marktprämie nicht vollständig abgedeckt. Gleichzeitig überschreiten sie in gewissen Fällen die Risikotragfähigkeit privater Investoren. Eine vollständige Internalisierung solcher Risiken über eine höhere Kapitalverzinsung ist weder effizient noch realistisch, da sie die Finanzierungskosten massiv erhöhen und damit Projekte grundsätzlich in Frage stellen würde. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welche Risiken bereits durch bestehende nationale und internationale Regulierungen adressiert sind und wo zusätzliche Instrumente, wie staatliche Garantien oder Risikoteilungsmechanismen, notwendig sein könnten:

- Ein Risiko ergibt sich aus **politisch motivierten Eingriffen in den Betrieb eines**

Kernkraftwerks. Dazu zählt etwa eine vorzeitige Stilllegung oder deutliche Laufzeitverkürzung, die nicht sicherheitstechnisch, sondern politisch begründet wäre. In der Schweiz greifen in solchen Fällen die Eigentumsgarantie der Bundesverfassung sowie die dazugehörige Enteignungsrechtsprechung: Wird ein Betreiber ohne sicherheitsrelevante Begründung an der wirtschaftlichen Nutzung seiner Anlage gehindert, besteht grundsätzlich ein Anspruch auf Entschädigung. Eine explizit politisch motivierte Stilllegung ohne Entschädigung gilt in der Schweiz aufgrund der verfassungsrechtlichen Rahmenbedingungen als wenig wahrscheinlich.

- Weniger klar geregelt ist das **Risiko von Verschärfungen der Sicherheitsvorschriften.** Insbesondere nach schweren Unfällen im Ausland – wie Tschernobyl oder Fukushima – kann es zu Neubewertungen der Sicherheitsstandards kommen, die substanzielle Aufrüstungen oder Anpassungen verlangen. Regulatorische Verschärfungen können für Betreiber erhebliche Zusatzkosten verursachen oder sogar zu einer indirekten wirtschaft-

lich bedingten Stilllegung führen. Da diese Massnahmen in der Regel als sicherheitsrechtlich notwendig qualifiziert werden, besteht kein Anspruch auf Entschädigung. Dieses Risiko ist bisher vollständig vom Betreiber zu tragen und wird nicht durch das Haftpflichtrecht adressiert. Um das Risiko von verschärften Sicherheitsvorschriften zu verringern, können Modelle wie Risikobeteiligungen, Stabilitätsklauseln oder staatliche Garantien eingesetzt werden. Auch im dargestellten RAB-Fördermechanismus lässt sich dieses Risiko durch die Aufnahme zusätzlicher Investitionen in die regulierte Vermögensbasis und deren Umlage auf die Endkunden teilweise abfedern.

Die Haftung für nukleare Schäden, die durch ein nukleares Ereignis in oder ausserhalb der Anlage entstehen können, ist durch ein etabliertes, international koordiniertes Haftungs- und Entschädigungsregime umfassend geregelt. Die Schweiz ist Vertragsstaat sowohl des Pariser Übereinkommens über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie als auch des Brüsseler Zu-

satzübereinkommens. Diese Konventionen legen international harmonisierte Mindeststandards für Haftung, Versicherung und Entschädigung fest. Sie basieren auf Prinzipien wie der Kanalisierung der Haftung auf den Inhaber der Kernanlage, der obligatorischen Versicherungsdeckung und klaren Zuständigkeiten für die gerichtliche Behandlung von Schadensfällen. Mit dem Kernenergiehaftpflichtgesetz (KHG) hat die Schweiz diese Vorgaben ergänzt und umgesetzt. Inhaber von Kernanlagen in der Schweiz haften summenmässig unbeschränkt und verschuldensunabhängig (Kausalhaftung). Sie müssen eine Haftpflichtversicherung mit einer Deckungssumme über 1,2 Mrd. EUR zusätzlich zehn Prozent für Zinsen und gerichtlich zuerkannte Kosten vorhalten, welche zwingende Voraussetzung für die Betriebsbewilligung ist. Diese wird im Schadenfall durch 300 Mio. EUR aus dem Brüsseler Zusatzübereinkommen ergänzt.

Falls die gesetzlich vorgeschriebene Versicherungsdeckung am Markt nicht vollständig beschafft werden kann, über-

nimmt der Bund subsidiär die fehlende Versicherungsdeckung. Dabei handelt es sich jedoch nicht um eine staatliche Haftungsübernahme: Die Haftung verbleibt uneingeschränkt beim Betreiber; der Bund stellt lediglich sicher, dass die erforderliche Deckungssumme verfügbar ist. Das Unfallrisiko ist damit klar geregelt und stellt für Investoren keine existenzielle Unsicherheit dar.

Als flankierende Massnahme zur Senkung der Kapitalkosten kann das Lieferland der Reaktortechnologie die Finanzierung über seine Exportkreditagentur (ECA) arrangieren. Diese Finanzierung erfordert in der Regel einen zahlungskräftigen und kreditwürdigen Kunden und in den meisten Fällen eine staatliche Garantie. In OECD-Ländern können Exportkredite zu attraktiven Konditionen angeboten werden. Üblicherweise können bis zu 85 Prozent des Wertes der aus dem Lieferland exportierten Güter (importiert in das Projekt) finanziert werden. Es sind nicht notwendigerweise günstigere Zinssätze zu erwarten, jedoch kann eine tilgungsfreie Zeit und/oder eine längere Rückzahlungsdauer als bei einer reinen Marktfinanzierung erreicht werden.

4.2.3

Exkurs: Herausforderung von regulatorischen Änderungen während der Bauphase

Regulatorische Änderungen etwa aufgrund verschärfter Sicherheitsauflagen wirken sich besonders stark in der Bauphase aus. Während regulatorische Anpassungen im Betrieb typischerweise erst nach einer Übergangsfrist umgesetzt werden müssen, führen neue Anforderungen während der Bauphase unmittelbar zu Planungsstopps, Verzögerungen und zusätzlichen Kosten. In der Folge verzögert sich die Inbetriebnahme, Bau- und Finanzierungskosten steigen, und die Wirtschaftlichkeit des Gesamtprojekts wird erheblich beeinträchtigt.

Für den Neubau eines Kernkraftwerks in der Schweiz müssen gemäss Art. 4 Abs. 3 KEG alle Vorsorgemassnahmen umgesetzt werden, die nach Erfahrung sowie nach dem «Stand von Wissenschaft und Technik» notwendig sind; zusätzlich sind Massnahmen vorzunehmen, die eine weitere Reduktion der Gefährdung ermöglichen, sofern sie angemessen sind. Das bedeutet, dass jederzeit das jeweils best-

verfügbare sicherheitstechnische Wissen und die bestmögliche Technik anzuwenden sind. Führen neue sicherheitstechnische Erkenntnisse – beispielsweise aufgrund internationaler Erfahrungen – während der Bauphase zu angepassten regulatorischen Anforderungen, kann dies umfangreiche Änderungen am Kraftwerksdesign notwendig machen.

Um die Wahrscheinlichkeit und die Auswirkungen von Designanpassungen während des Baus zu reduzieren, empfehlen wir, dass Anlagen in Bau wie bestehende Anlagen bewertet werden sollten: Weiterhin würde für die Erteilung der Baubewilligung nachgewiesen werden müssen, dass das Reaktordesign den «Stand der Wissenschaft und Technik» erfüllt. Anschliessend würde das Kraftwerk während der Bauphase wie eine bestehende Anlage nach dem «Stand der Nachrüstungstechnik» bewertet werden. Diese Unterscheidung zwischen «Stand der Wissenschaft und Technik» und «Stand der Nachrüstungstechnik» ist im schweizerischen Kernenergierecht verankert und ermöglicht es bestehenden Anlagen, bei ausreichenden Sicherheitsstandards weiterbetrieben zu werden, auch wenn sich der

«Stand der Wissenschaft und Technik» weiterentwickelt.

Mit dieser Massnahme bleibt es in der Zuständigkeit des Regulators, bei externen Sicherheitsereignissen oder grundlegenden neuen wissenschaftlichen Erkenntnissen zusätzliche Anforderungen zu stellen. Um den Anpassungsbedarf möglichst gering zu halten, wird die Anlage von Anfang an mit grosszügigen Sicherheits- und Leistungsreserven geplant, sodass sie auch bei verschärften Vorschriften während der Bauphase konform bleibt. Kommt es beispielsweise anderswo zu einem Unfall und passt der Regulator daraufhin die Anforderungen an, wird zunächst geprüft, ob die vorhandenen Reserven ausreichen, um die neuen Regeln zu erfüllen. Ist dies der Fall –

oder lassen sich standardisierte Nachrüstungen anwenden – kann das Grunddesign beibehalten werden, was Zeit und Kosten spart. Andernfalls ist eine Anpassung des Designs notwendig.

Die Bewertung nach dem «Stand der Nachrüstungstechnik» funktioniert auch schon heute. So werden alle bestehenden Schweizer Kernkraftwerke seit der Inbetriebnahme laufend nachgerüstet. Allein in Beznau wurden für Nachrüstungen und Erneuerungsinvestitionen mehr als 2,5 Milliarden Franken investiert. Alle Sicherheitsvorkehrungen entsprechen deshalb neuesten Standards, die Betriebssysteme sind redundant abgesichert und alle regulatorischen Sicherheitsanforderungen erfüllt.⁵⁶

Fokus: Internationale Erkenntnisse

Regulatorische Änderungen während der Bauphase sind eine weit verbreitete Herausforderung beim Bau von Kernkraftwerken. Kein Land legt ein Design absolut fest; alle behalten sich die Möglichkeit vor, zusätzliche Sicherheitsanforderungen zu stellen, wenn sich wissenschaftliche Erkenntnisse weiterentwickeln oder neue Betriebserfahrungen vorliegen. Andere Länder haben jedoch klare Systeme entwickelt, die dafür sorgen, dass Änderungen kontrolliert ablaufen und Kosten sowie Zeitpläne besser eingehalten werden:

- In den **USA** wird das vollständige technische Reaktordesign vor dem eigentlichen Bau im Rahmen der «Design Certification» umfassend geprüft und genehmigt, wodurch ein weitgehend fixiertes Referenzdesign entsteht. Während der Bau- oder Betriebsphase schützt das «Backfit-Regime» dieses genehmigte Design zusätzlich: Neue Anforderungen dürfen nur auferlegt werden, wenn die Aufsichtsbehörde nachweist, dass der Sicherheitsgewinn
- **Im Vereinigten Königreich** ist der Ansatz im ersten Schritt mit jenem der USA vergleichbar: Mit dem «Generic Design Assessment» wird das vollständige Reaktordesign bereits vor Baubeginn unabhängig vom konkreten Projekt geprüft und weitgehend stabilisiert. Der Europäische Druckwasserreaktor durchlief diese Prüfung 2012 im Zusammenhang mit Hinkley Point C, und das geprüfte Design konnte im Folgeprojekt

den Aufwand klar rechtfertigt. So entsteht ein hochstabiles, planbares System, in dem spätere Designänderungen selten und streng begründet sind. Im Vergleich dazu kennt die Schweiz keine solche Lizenzierung des Referenzdesigns. Die Baubewilligung legt das Anlagenkonzept fest, aber viele technische Auslegungen werden erst während der Errichtungsphase detailliert geprüft. Das ENSI kann neue Anforderungen jederzeit stellen, ohne Kosten-Nutzen-Beweis und ohne formale Hürden wie im US-Backfit-Regime.

⁵⁶ Axpo, 2026, Kernkraftwerk Beznau

Sizewell C erneut verwendet werden. Während der Errichtung greift dann das «Permissioning Framework», das den Bau in klar definierten Zwischenstufen («Hold Points») strukturiert. Das Design bleibt grundsätzlich fixiert, aber Anpassungen können gezielt und kontrolliert an diesen definierten Haltepunkten vorgenommen werden, ohne das gesamte Design erneut zu öffnen. In der Schweiz hingegen bleibt das Design während der gesamten Errichtungsphase offen für neue Anforderungen seitens des ENSI.

- Auch in den **Niederlanden** muss das Reaktordesign weitgehend festgelegt sein, bevor der staatliche Projektentwickler überhaupt Bau- und Betriebsbewilligungen beantragt. Das ausgewählte Referenzdesign benötigt ein vollständiges Sicherheitsdossier und wird anschliessend für das Bewilligungsverfahren »eingefroren«. Im Unterschied zu den USA ist das Referenzdesign jedoch weniger streng geschützt: Während das US-Backfit-Regime vorsieht, dass die Sicher-

heitsgewinne aufgrund zusätzlicher Anforderungen den Aufwand klar rechtfertigen, bleibt es beim niederländischen Prinzip auch möglich, während der Bauphase Anpassungen zu verlangen, wenn internationale Erkenntnisse dies erfordern.

- In **Finnland** legt die Aufsichtsbehörde mit den «YVL-Leitfäden» sehr detaillierte und vorschreibende technische Sicherheitsanforderungen fest, die für alle kerntechnischen Anlagen gelten – sowohl für neue Projekte als auch für bestehende oder im Bau befindliche Kraftwerke. Neue oder aktualisierte Leitfäden treten automatisch in Kraft und müssen von den Betreibern anhand strukturierter Übergangsfristen und Umsetzungspläne implementiert werden. Dadurch entsteht ein System mit klaren, transparenten und voraussagbaren Regeln, das technische Strenge mit planbaren Prozessen verbindet. Im Vergleich zur Schweiz ist der finnische Ansatz wesentlich formalisierter und verbindlicher. Während Finnland

konkrete technische Vorgaben mit geregelten Mechanismen für deren Einführung nutzt, arbeitet die Schweiz mit offenen Konzepten wie dem «Stand der Wissenschaft und Technik» und dem «Stand der Nachrüstungstechnik». Das ENSI kann so beispielsweise neue Anforderungen jederzeit stellen, ohne feste Übergangsmechanismen wie in Finnland.

Allen diesen Ansätzen ist gemeinsam, dass sie klare Grenzen dafür festlegen, wann und wie das Design während der Bauphase geändert werden kann, gleichzeitig aber die Befugnisse der Aufsichtsbehörde wahren, auf Sicherheitsbedenken reagieren zu können.



05

Wirtschaftlichkeit

Ein neues Kernkraftwerk ist nur mit finanzieller Förderung wirtschaftlich.

In Kürze

- Die Baukosten (ohne Finanzierungskosten) für ein neues Kernkraftwerk in der Schweiz werden aktuell auf 7100–10 830 CHF₂₀₂₄/kW geschätzt. Die hohe Kostenspanne berücksichtigt eine substantielle Anpassung des Designs während der Bauphase.
- Eine genaue Abschätzung der Baukosten ist schwierig, da es in Europa und Nordamerika nur wenige kürzlich fertiggestellte Kernkraftwerksprojekte gibt und diese stark von First-of-a-Kind-Herausforderungen geprägt waren. Bis zu einem möglichen Baustart in der Schweiz könnten viele dieser FOAK-Probleme jedoch überwunden sein.
- Die Spanne der durchschnittlichen Gestehungskosten/LCOE liegt bei 80–155 CHF/MWh, im mittleren Szenario werden 108 CHF/MWh erwartet. Die grössten Einflussfaktoren auf die Gestehungskosten sind die Baukosten sowie die Finanzierungskosten.
- Markteinnahmen würden voraussichtlich 64 CHF/MWh⁵⁷ decken, d.h. 41–80 Prozent der Gesamtkosten. Der Rest müsste aus Instrumenten zur Risikoteilung kommen.
- Rund 55 Prozent der Stromproduktion von Kernkraftwerken in der Schweiz fallen im Winterhalbjahr an (geplante Revisionen finden im Sommerhalbjahr statt). Damit

liegt der Förderbedarf unter Referenzannahmen bei 80 CHF/MWh.

- Zweckmässig ausgestaltete Instrumente für eine staatliche Risikoteilung und Förderung können dazu beitragen, die Kapitalkosten zu senken. Da sowohl Bau- als auch Betriebsdauer länger sind als bei anderen Technologien zur Stromerzeugung, hat der Kapitalkostensatz (WACC) bei Kernkraft einen grösseren Hebel.

5.1

Kosten und Einnahmen

5.1.1

Annahmen Baukosten im Referenzszenario

Die Kosten für den Bau eines Kernkraftwerkes setzen sich zusammen aus den «Overnight Construction Costs» (OCC)⁵⁸ und den Kapitalkosten. Die OCC beschreiben die Gesamtinvestition, die erforderlich ist, um ein Kernkraftwerk bis zur kommerziellen Inbetriebnahme fertigzustellen, unter der Annahme eines sofortigen Baus und ohne Berücksichtigung von Zinsen während der Bauzeit (Interest During Construction, IDC).

Typischerweise werden Projekte anhand der OCC verglichen, da die Kapitalkosten von den jeweiligen politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen abhängen. Wir nehmen an, dass sich die OCC für ein neues Kern-

⁵⁷ Mittelwert des Capture-Preises Kern der beiden gerechneten Szenarien.

⁵⁸ Die in den OCC enthaltenen Kosten umfassen: Lieferantenkosten (EPC-Verträge, Reaktorsysteme, Turbineninsel, Balance of Plant, Bauingenieurwesen), Eigentümerkosten (Genehmigungen, Grundstückserwerb, Projektmanagement, regulatorische Schnittstellen, Bauversicherungen), Netzanbindung vor Ort (Schaltanlage, Transformatoren, interne Übertragung bis zum Anschluss), Erstladung Brennstoff (Brennstoff für den Start und die frühe Betriebsphase), Inbetriebnahme und Tests (Heiss- und Kaltinbetriebnahme, Brennstoffbeladung, Systemvalidierung), Unvorhergesehenes (eine Reserve für Designänderungen, Beschaffungsunsicherheiten oder regulatorische Anforderungen). Von den OCC ausgeschlossene Kosten sind: Betriebsmittelbestand (OPEX-Inventar: Ersatzteile, Prozesschemikalien, Verbrauchsmaterialien), Brennstoffbestand über die Erstladung hinaus, Betriebskapitalanforderungen, Kosten für die Entsorgung nuklearer Abfälle, Netzverstärkungen ausserhalb des Standorts, Zinsen während der Bauzeit (IDC).

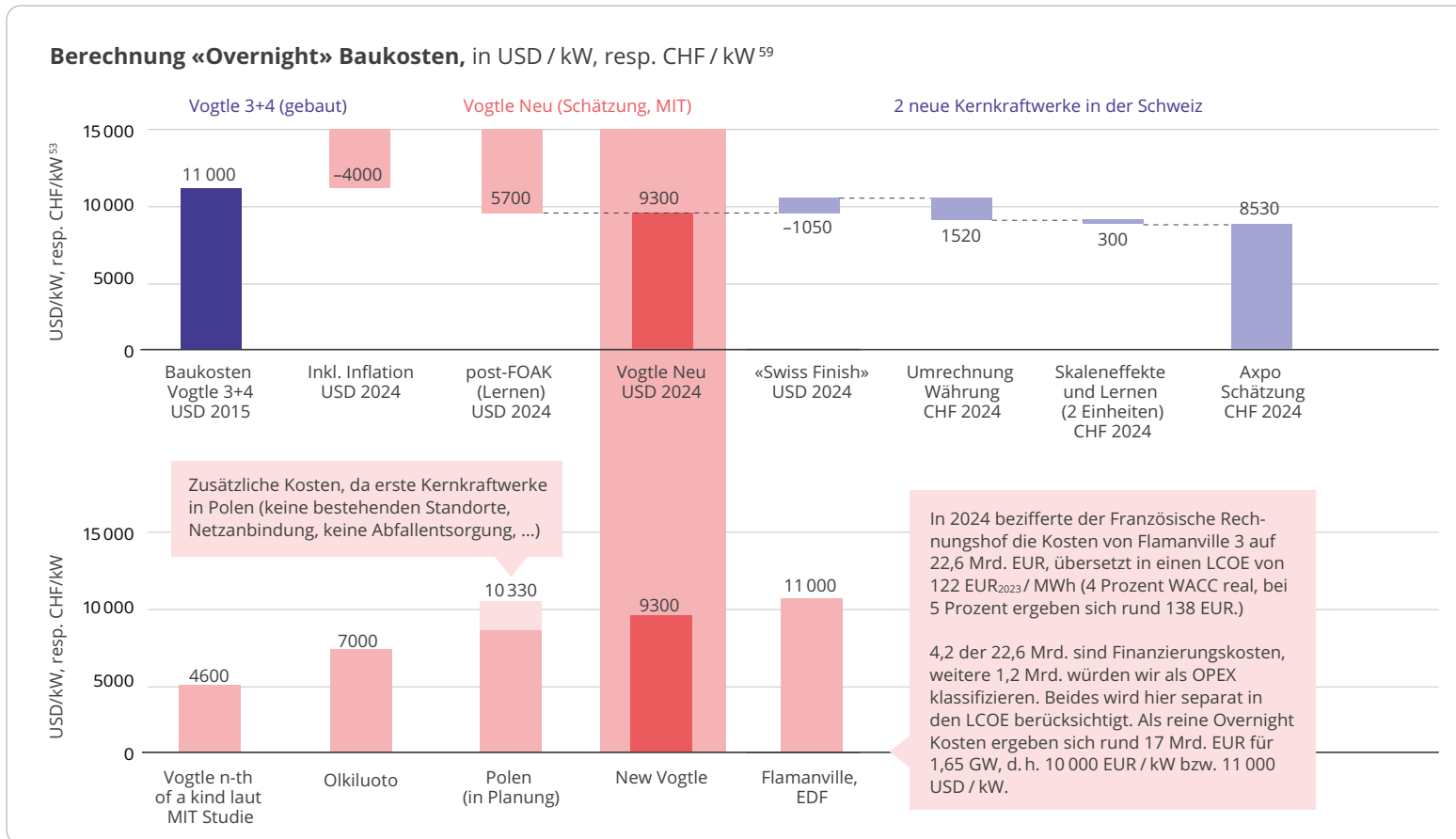


Abbildung 7: Berechnung «Overnight» Baukosten

kraftwerk in der Schweiz auf 8530 CHF 2024/kW belaufen würden. Dieser Wert berücksichtigt einen Risikopuffer von 15 Prozent für Unvorhergesehenes. Die Herleitung der Kosten gestaltet sich wie folgt (siehe Abbildung 7):

Die Kostenschätzung für neue Kernkraftwerke in der Schweiz basiert auf den vom Massachusetts Institute of Technology (MIT) veröffentlichten Kostenschätzungen für einen AP1000-Reaktor⁶⁰ in den USA von 9300 USD₂₀₂₄/kWe. Diese Einschätzung ist deutlich günstiger als die tatsächlichen Baukosten der Vogtle-Kraftwerke 3 + 4, die 11 000 USD₂₀₂₄/kW beziehungsweise 15 000 USD₂₀₂₄/kW kosteten. Der Hauptgrund für diese Kostendifferenz liegt darin, dass Vogtle als FOAK-Projekte mit typischen Anfangsproblemen, Verzögerungen und Kostensteigerungen kämpften⁶¹, während bei einem Neubau mit niedrigeren Kosten gerechnet werden kann.

Ein Vergleich mit anderen kürzlich gebauten Kernkraftwerken in Europa zeigt, dass sich

⁵⁹ Quellen für Kostenvergleich: Olkiluoto: OECD, Nuclear Energy Agency, 2020; EU Commission; New Vogtle: MIT, US Department of Energy; Flamanville: EDF, Französischer Rechnungshof

⁶⁰ Drei AP1000-Einheiten. Das ist ein Generation-III+-Reaktor, der von Westinghouse entwickelt wurde. Das Design zeichnet sich durch modulare Bauweise, eine vergleichsweise kurze Bauzeit und eine kleinere Leistungseinheit mit einer Netto-Kapazität von 1157 MWe aus.

⁶¹ Bei Vogtle 3+4 war ferner das Design bei Baubeginn noch nicht abgeschlossen und die Baubarkeitsprüfung lag noch nicht vor; zusätzlich durchlief Westinghouse ein Insolvenzverfahren, und die Bauphase verzögerte sich aufgrund der Corona Pandemie.

die MIT-Kostenschätzung in der Mitte des Spektrums befindet. Flamanville 3 war mit 11 000 USD₂₀₂₄/kW teurer⁶², während Olkiluoto 3 mit 7000 USD₂₀₂₄/kW bereits unter diesen Preisschätzungen lag. Erste Einschätzungen aus dem Neubauprojekt in Polen zeigen Kosten von 10 300 USD₂₀₂₄/kW, wobei hier auch die Kosten für den Aufbau der gesamten Infrastruktur inkludiert sind, da es sich um die ersten Kernkraftwerke in Polen handelt (keine bestehenden Standorte, Netzanbindung, keine Abfallentsorgung). Die Kosten für das Kraftwerk ohne diese zusätzlichen Kosten werden auf < 8000 USD₂₀₂₄/kW geschätzt.

Schweizer Besonderheiten wie höhere Arbeits- und Materialkosten sowie strengere regulatorische Anforderungen wurden durch einen «Swiss Finish»-Aufschlag von 11,3 Prozent⁶³ berücksichtigt. Dies führt zu OCC von 10 350 USD₂₀₂₄/kW und bei einer Umrechnung zu Schweizer Franken (Wechselkurs 0,85 CHF/USD) zu 8800 CHF₂₀₂₄/kW. Damit liegt die Einschätzung am oberen Ende der

Schweizer Studien: Züttel et al. (2024) schätzen die Kosten auf 6800–10 300 CHF₂₀₂₄/kW und Manera & Pautz (2024)⁶⁴ auf 4000–7000 CHF₂₀₂₄/kW.

Die bisherigen Kostenschätzungen basieren auf dem Bau eines einzelnen Kernkraftwerks. Sollten jedoch mehrere Kernkraftwerke in einem Programm gebaut werden, ergeben sich zusätzliche Kostensenkungen durch Synergien und Lerneffekte, die berücksichtigt werden müssen. Es gibt drei wesentliche Kostensenkungseffekte: Der erste ist der «Multi-Unit-Effekt», der Kosteneinsparungen durch gemeinsame Infrastruktur ermöglicht, wenn mehrere Reaktoren am selben Standort gebaut werden. Beispiele hierfür sind geteilte Verwaltungsgebäude, gemeinsame Sicherheitssysteme, eine einzige Netzanbindung oder gemeinsame Lagerflächen. Der zweite Effekt ist der Serieneffekt, der programmweite Effizienzsteigerungen durch standardisierte Prozesse, optimierte Lieferketten und verbesserte Projektorganisation über das gesamte



⁶² Der französische Rechnungshof bezifferte 2024 die Gesamtkosten von Flamanville 3 auf 22,6 Milliarden Euro, wovon jedoch 4,2 Milliarden Euro Finanzierungskosten und weitere 1,2 Milliarden Euro als Betriebskosten (OPEX) zu klassifizieren sind, die separat in den LCOE berücksichtigt werden. Als reine Overnight-Kosten ergeben sich rund 17 Milliarden Euro für 1,65 GW, das heisst 10 000 EUR/kW beziehungsweise 11 000 USD₂₀₂₄/kW.

⁶³ Gewichteter Durchschnitt aus vier Einzel-Aufschlägen für Arbeitskraft (+27 Prozent), Beton (+15 Prozent), Stahl (+2 Prozent), Ausrüstung (+5 Prozent). Basierend auf Input von Burg Capital

⁶⁴ Swiss Federal Office of Energy SFOE, 2024, Technology Monitoring

Overnight Costs für Kernkraftwerke in der Schweiz

Kraftwerke	Nettoleistung (MWe)	OCC (Mrd. USD)	OCC (Mrd. CHF)	OCC (CHF/kWe)
Gesamt 1 Einheit	1157	12,0	10,2	8800
Einheit 2 (anderer Standort)	1157	11,3	9,6	8270
Gesamt 2 Einheiten	2314	23,2	19,7	8530
Einheit 3 (gleicher Standort)	1157	9,0	7,6	6600
Gesamt 3 Einheiten	3471	32,2	27,4	7890

Tabelle 6: OCC für Kernkraftwerke in der Schweiz, aufgeteilt nach 3 Einheiten

Bauprogramm hinweg bringt. Der dritte Effekt ist der Lerneffekt, der Kostensenkungen durch die Wiederholung ähnlicher Arbeiten ermöglicht. Bauteams, Ingenieure und Projektmanager werden mit jedem weiteren Projekt effizienter und machen weniger Fehler.

Angenommen, es werden zwei Kraftwerke an unterschiedlichen Standorten gebaut, beträgt die angenommene Kostenreduktion für den zweiten Reaktor 6 Prozent. Die geschätzten durchschnittlichen OCC für die zwei Ein-

heiten würden demnach 8530 CHF₂₀₂₄/kW betragen. Sollte zusätzlich noch ein weiteres Kraftwerk am gleichen Standort wie die erste oder zweite Einheit gebaut werden, ergeben sich weitere Einsparungen: Für den dritten Reaktor beträgt die angenommene Kostenreduktion weiter 19 Prozent, da neben den weiteren Lerneffekten auch der «Multi-Unit-Effekt» berücksichtigt wird. Für drei Einheiten würden die geschätzten durchschnittlichen OCC 7890 CHF₂₀₂₄/kW betragen, wobei jede Einheit auf-

grund der unterschiedlichen anwendbaren Effekte verschiedene Kosten aufweist.

Anpassungen am Kraftwerksdesign nach Baubeginn können die Baukosten deutlich erhöhen. In den Baukostenannahmen sind 15 Prozent Risikopuffer (Contingencies) für Unvorhergesehenes enthalten. Damit können kleinere Anpassungen des Designs abgedeckt werden – oder auch grössere Designanpassungen, sofern sie vor Baubeginn vorgenommen werden. Für den Fall einer späten und aufwändigen Designanpassung unterstellen wir im Fall «Hohe Kosten» einen Anstieg der OCC um 1150 CHF₂₀₂₄/kW (entspricht ca. 15 Prozent der OCC bei drei Einheiten). Wir weisen darauf hin, dass es sich dabei um einen sehr konservativen Zuschlag für den Durchschnitt von drei Kraftwerken handelt. Aufgrund des gestaffelten Baus ist es unwahrscheinlich, dass eine Designänderung alle drei Kraftwerke gleichzeitig in der Bauphase betrifft. Designanpassungen vor Baubeginn sind wesentlich kostengünstiger umzusetzen. Die Abschätzung ist dementsprechend als sehr ungünstiger Fall zu verstehen.

5.1.2

Kostenszenarien spiegeln Unsicherheiten und Variabilität

Je nach Standort, Anlagentyp, Projektverlauf und projektspezifischen Herausforderungen können Kosten höher oder tiefer ausfallen. Aus diesem Grund wird eine Kostenspanne ermittelt: Kosten mit Referenzannahmen und jeweils eine teurere und günstigere Variante (siehe Tabelle 7).

Angesichts der wenigen Kernkraftwerke, die in den letzten Jahren in Europa und Nordamerika fertiggestellt wurden, ist die Aussagekraft der verfügbaren Kostendaten beschränkt. Die Grundkosten für Gen III/III+-Reaktoren sind aus internationalen Projekten bekannt und werden sich in der Schweiz hauptsächlich durch Transportkosten und regulatorische Unterschiede unterscheiden. Für Projektierung, Standortarbeiten und weitere Tätigkeiten innerhalb der Schweiz ist jedoch mit einem «Swiss Finish» zu rechnen, wodurch die Errichtung in der Schweiz teurer anzusetzen ist als beispielsweise in vergleichbaren europäischen Projekten (siehe vorheriges Kapitel).

Referenzannahme

Für die Analyse wird eine «Referenzannahme» definiert – ein Szenario mit mittleren Standortbedingungen, mittleren Kosten und einem regulatorischen Rahmen, der als Mindestvoraussetzung für die Umsetzung von Kernkraftwerksprojekten gilt. Ausgehend von einem finalen Investitionsentscheid um das Jahr 2035 wird angenommen, dass zu diesem Zeitpunkt in mehreren anderen europäischen Ländern bereits Kernkraftwerke desselben Reaktortyps bestellt oder im Bau sind. Dadurch können zusätzliche Betriebs- und Projekterfahrungen sowie Lerneffekte mit dem jeweiligen Reaktortyp berücksichtigt werden.

Konkret wird unterstellt, dass das Neubauverbot aufgehoben und der in Kapitel 4.2 dargestellte Zeitplan – inklusive Anpassungen im Bewilligungsprozess –

erfolgreich umgesetzt wird. Die Referenzannahmen berücksichtigen auch, dass ein Kraftwerk im Bau wie bestehende Kraftwerke nach dem «Stand der Nachrüstungs-technik» bewertet wird. Zusätzlich müssen geeignete Standorte für die Anlagen gewählt sowie mittlere Errichtungs- und Anlagenkosten erreicht werden. Diese Annahmen dienen als Grundlage, um zu analysieren, welche Förderung notwendig ist, damit Kernkraftwerksprojekte in der Schweiz wirtschaftlich und realistisch umsetzbar werden können (siehe Kapitel 4 «Recht und Regulierung»). Die Referenzannahme bildet eine realistische Basis, die als Ausgangspunkt für weitergehende Kostensensitivitäten dient, bei denen beispielsweise niedrigere Kapitalkosten oder höhere Kosten aufgrund grösserer Designanpassungen berücksichtigt werden.

Niedrige und hohe Kosten

Zur Analyse der Kostenspanne werden neben der Referenzannahme auch Szenarien mit niedrigen und hohen Kostenannahmen betrachtet. Hierfür werden zentrale Parameter wie die Verfügbarkeit und die Laufzeit der Anlagen sowie die Anzahl der in der Schweiz realisierten Kernkraftwerke variiert. Zusätzlich werden unterschiedlich vorteilhafte regulatorische Rahmenbedingungen unterstellt, die sich im jeweiligen Risikoprofil der Projekte und damit im WACC widerspiegeln. So kann etwa ein RAB-Fördermodell im Vergleich zu einer Kombination aus einer gleitenden Marktprämie und Investitionsbeitrag zusätzliche Risiken abdecken.

Kosten von Kernkraftwerkprojekten in der Schweiz

Parameter	Niedrige Kosten	Referenzannahme	Hohe Kosten
LCOE in CHF/MWh	80	108	155
Verfügbarkeit (%) ⁶⁵	90	85	80
Laufzeit in Jahren	80	60	60
Anlagentyp und Leistung	3 x AP1000 (je 1,16 GW)	2 x AP1000 (je 1,16 GW)	1 x AP1000 (1,16 GW)
OCC / reine Baukosten (CHF/kW)	7100 (3 Einheiten; -10%)	8530	9680 (1 Einheit; +10%)
OCC beinhalten Puffer von (%)	15%	15%	15%
Betriebskosten (OPEX, CHF/MWh) ⁶⁶	16	16	16
Brennstoffkosten ⁶⁷ (CHF/MWh)	7,3	7,3	7,3
Kosten für Stilllegung und Entsorgung ⁶⁸ (CHF/MWh)	11,8	12,7	12,7
Nachrüstung nach 30 Jahren Betrieb (CHF/kW)	1000	1000	1000
WACC (%) ⁶⁹	4%	5%	6%
Zuschlag für Designanpassungen während Bauphase (Mio. CHF/kW)	Designanpassungen vor Baustart oder kleinere Anpassungen enthalten	Designanpassungen vor Baustart oder kleinere Anpassungen enthalten	Grössere Designanpassung notwendig: +1150

Tabelle 7: Kosten von Kernkraftwerkprojekten in der Schweiz mit Referenzannahmen und hohe und niedrige Kosten mit Inbetriebnahme bis 2050.

⁶⁵ Der AP1000-Reaktor ist unter typischen Betriebsbedingungen in der Lage, eine Verfügbarkeit von über 90 Prozent zu erreichen, was mit der Leistung anderer Gen III+ übereinstimmt.

Für die Schweiz wird jedoch ein konservativerer Wert von 85 Prozent angenommen, was spezifische Markt- und Betriebsbedingungen in der Schweiz reflektiert. Die Verfügbarkeit der bestehenden Kraftwerke liegt zwischen 80 und 89 Prozent (siehe Kapitel 2.1 Aktueller Ausbau).

⁶⁶ Zum Vergleich: etwas über Mitte der von MIT (2024) angegebenen Bandbreite

⁶⁷ Zum Vergleich: Durchschnitt KKG & KKL 2006–2023 gemäss Geschäftsberichten: rund 5 CHF/MWh

⁶⁸ Zum Vergleich: KKG & KKL 2006–2023 gemäss Geschäftsberichten: rund 11 CHF/MWh; Bewertungen des Schweizer Nuklearen Entsorgungsfonds (2023–2024): 12–13 CHF/MWh

⁶⁹ Weighted Average Cost of Capital: Entspricht den Kapitalkostensatz / der Kapitalverzinsung. Die durchschnittlichen Kapitalkosten werden um einen Prozentpunkt höher angenommen als für die anderen betrachteten Technologien.

Vorherige Annahmen liefern folgende LCOE:

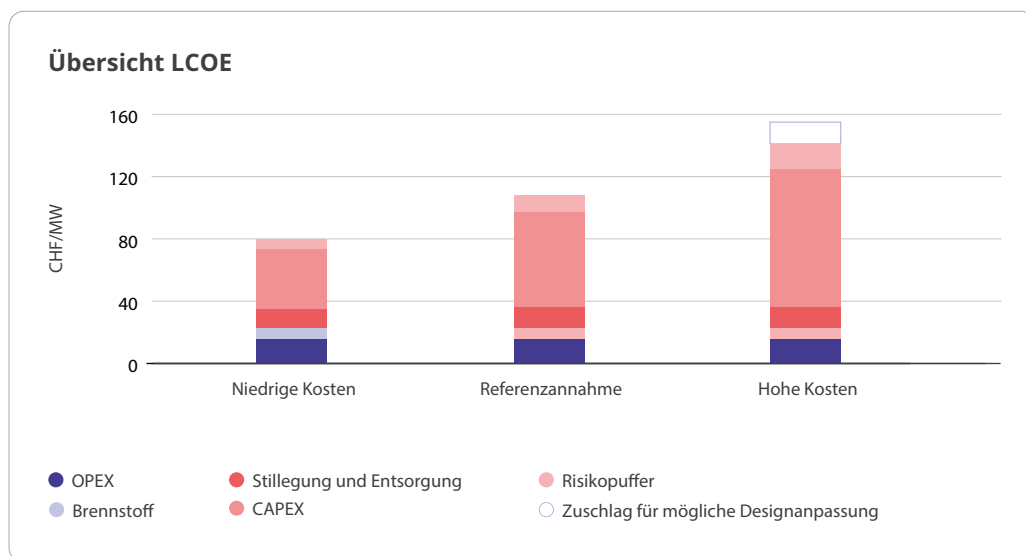


Abbildung 8: Übersicht LCOE in CHF/MWh

Zwischen Referenzannahmen und den Varianten mit den hohen und niedrigen Kosten werden verschiedene Parameter variiert. Tabelle 8 zeigt die Auswirkungen auf den LCOE, wenn jeweils nur ein Parameter angepasst wird. Wichtige Erkenntnisse:

- Die **Kapitalkosten** (Weighted Average Cost of Capital, WACC) haben bei Kernkraftwerken aufgrund der langen Laufzeit und langen Kapitalbindungsdauer den grössten Hebel auf die Kosten. In den Referenzannahmen führt der WACC von

5 Prozent⁷⁰ zu Kapitalkosten von rund 55 Mrd. CHF über die 60 Jahre Laufzeit zweier Kernkraftwerke – deutlich mehr als die reinen Baukosten von rund 20 Mrd. CHF bzw. rund die Hälfte der Gesamtkosten von gut 110 Mrd. CHF.⁷¹ Gut ausgestaltete Förderung kann helfen, den WACC zu senken und damit die Kosten zu reduzieren. Diese Annahme wurde für den Fall mit niedrigen Kosten getroffen (WACC 4 Prozent). Eine Reduktion des WACC um einen Prozentpunkt kann den LCOE um 13 CHF/MWh und die Kapitalkosten um 13 Mrd. CHF senken.

- Neben dem WACC wirkt sich auch die **Bauzeit** stark auf die Kapitalkosten aus. Kommt es zum Beispiel aufgrund von Herausforderungen im Bewilligungsprozess während der Bauphase zu einer Verzögerung um zwei Jahre, steigen der LCOE um 6 CHF/MWh und damit die Kapitalkosten um rund 6 Mrd. CHF.

Vergleich zu Flamanville

In unseren Referenzannahmen nehmen wir inkl. Swiss Finish und Lernrate für zwei Einheiten rund 5 Prozent tiefere OCC an als in Flamanville; es werden demnach etwas tiefere Baukosten erwartet. Die vom Court des Comptes (französischer Rechnungshof) angegebenen LCOE liegen für einen realen WACC von 4 Prozent bei 122 EUR/MWh, bei 5 Prozent realem WACC, wie hier in den Referenzannahmen angenommen, ergeben sich für Flamanville 138 EUR/MWh (entspricht 131 CHF/MWh, Wechselkurs 0,95) – verglichen mit den für die Schweiz angenommenen 108 CHF/MWh unter Referenzannahmen. In dieser Metrik liegt die Kostenschätzung unter Referenzannahme demnach 17,5 Prozent tiefer. Während die reinen Baukosten bei Flamanville (10 000 EUR/kW, verglichen mit den 8530 CHF/kW) nur für rund die Hälfte dieses Unterschieds verantwortlich sind, spielen auch die hohen Kapitalkosten von Flamanville, bedingt durch die sehr lange Bauzeit von rund 17 Jahren (Referenzannahmen 10 Jahre), eine entscheidende Rolle.

⁷⁰ Aufgrund der langen Kapitalbindungsdauer wurde der WACC um einen Prozentpunkt höher gewählt als bei den anderen Technologien: 5 Prozent (real) vs. 4 Prozent (real)

⁷¹ Gesamtkosten können berechnet werden als 108 CHF/MWh * 8760 h * 85 Prozent Verfügbarkeit * 60 Jahre Laufzeit * 1160 MW * 2 Einheiten = 112 Mrd. CHF

Sensitivitäten des Referenz-Szenarios

	Änderung zu den Referenzannahmen	Auswirkung auf den LCOE (CHF / MWh)
WACC (real)	+ 1%	123 (+15)
	- 1%	95 (-13)
OCC	+ 10%	116 (+8)
	- 10%	101 (-7)
Bauzeit	+ 1 Jahr	111 (+3)
	- 1 Jahr	106 (-2)
Anzahl Kraftwerke	- 1 Einheit	111 (+3)
	+ 1 Einheit oder Multi-Unit an einem Standort	103 (-5)
Verfügbarkeit	- 5%-Punkte	112 (+4)
	+ 5%-Punkte	105 (-3)
Zuschlag Designanpassungen während Bau	+ 1150 CHF/MWh	119 (+11)
Laufzeit	+ 20 Jahre	105 (-3)

Tabelle 8: Sensitivitäten des Referenz-Szenarios

- Je höher die **Anzahl Kraftwerke**, die an einem Standort errichtet werden, desto stärker wirken Skaleneffekte und Lerneffekte auf die Investitionskosten. Besonders Multi-Unit-Konzepte – also der Bau mehrerer Reaktoren am gleichen Standort – ermöglichen signifikante Kostenvorteile. Würden beispielsweise zwei Einheiten gemeinsam an einem Standort statt an zwei getrennten Standorten gebaut, könnte der LCOE um rund 5 CHF/MWh sinken.
- Eine höhere **Verfügbarkeit** führt zu mehr produzierten Kilowattstunden bei gleichbleibenden Fixkosten, was die Gestehungskosten reduziert. Die Auswirkung dieses Faktors auf die LCOE ist jedoch überschaubar.

5.1.3

Markteinnahmen von Kernkraftwerken und Einfluss der Verfügbarkeit

Die Einnahmen eines Kernkraftwerks in der Schweiz sind primär von zwei Aspekten abhängig:

- **Technische Verfügbarkeit:** Die technische Verfügbarkeit des Kernkraftwerks hat einen direkten Einfluss auf die realisierbare Jahresproduktion der Anlage. Eine höhere Verfügbarkeit führt zu mehr produzierten Kilowattstunden und damit zu höheren Einnahmen. Auf die gesamte Laufzeit einer Anlage gesehen gleichen sich Schwankungen der jährlichen Verfügbarkeit jedoch oft aus, zumindest ist dies die Erfahrung bei den bestehenden Kraftwerken.

Aus ökonomischer Sicht kann es sinnvoll sein, die Produktion eines Kernkraftwerks in Zeiten sehr niedriger Strommarktpreise zu drosseln. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Preise über einen längeren Zeitraum unter die variablen Brennstoffkosten (rund

7 CHF/MWh) fallen und der Lastwechsel selbst keine höheren Kosten verursacht.⁷²

Ein Lastwechsel ist bei den hier betrachteten Reaktortypen AP1000 und EPR möglich. Für die Zeit ab 2050 sehen wir in unseren Szenarien Preis-Stundenstrukturen, bei denen es sich in 5–15 Prozent der Zeit lohnt, die Produktion aus Kernkraftwerken zu drosseln. Aufgrund der dann tieferen Produktionsmenge steigen entsprechend die LCOE um 5–15 Prozent an, die Einnahmen pro MWh steigen aufgrund der ausgelassenen Tiefpreisstunden. Der Förderbedarf bezogen auf die Ganzjahresproduktion steigt leicht, bezogen auf die Winterstromproduktion sinkt er. Die Hintergründe sind wie folgt: Absolut und auf das Jahr betrachtet verbessert sich die Situation, weil bei Drosselung die Kosten stärker sinken als die Einnahmen. Da wir nach 2050 keine negativen Stundenpreise mehr erwarten, ist die ökonomische Verbesserung klein,

die notwendige Förderung pro Jahr sinkt um weniger als 1 Prozent. Der Förderbedarf pro MWh Winterstrom bildet die ökonomische Verbesserung durch das Drosseln der Kraftwerke ebenfalls ab und sinkt gleich viel. Dies zeigt, dass die Sicht pro MWh Winterstrom die ökonomisch sinnvollere ist – ob ein Kraftwerk bei Preisen von nahe null (also nahe der Übersorgung) produziert oder nicht, ist aus Systemsicht nicht wichtig.

- **Strommarktpreise:** Der erzielte Preis definiert, wie viel Erlös eine Anlage pro erzeugter Kilowattstunde Strom erzielt. Um zukünftige Strompreise zu berechnen, wurden detaillierte europaweite fundamentale Marktsimulationen durchgeführt (siehe Infobox).

Die erzielten Einnahmen einer bestimmten Erzeugungstechnologie werden als «Capture Prices» oder Erfassungspreis bezeichnet. Dies bedeutet, dass die Einnahmen je nach Technologie variieren: Der Strompreis unter-

Woher kommen Strompreise?

Niemand kennt die zukünftigen Strompreise. Um eine Sicht darauf zu erhalten, arbeiten wir mit verschiedenen Szenarien, die jeweils eine Welt aufspannen, wie sich die Märkte entwickeln können. Für die langfristige Sicht werden dafür in der Regel Fundamentalmodelle genutzt – sie basieren nicht auf historischen Daten, sondern bilden zukünftige Kraftwerke und die Lastentwicklung explizit ab und empfinden die heutigen Marktmechanismen und die Preisbildung nach. Da wir die Zukunft nicht kennen, arbeiten wir mit verschiedenen Szenarien und schätzen eine Spannweite möglicher Entwicklungen, Preise und damit auch Einnahmen ab.

Unser Fundamentalmodell simuliert den Strommarkt der europäischen Länder einschliesslich der Schweiz für den Zeitraum 2025–2060. Dabei werden die Entwicklung der erneuerbaren Energien, die Nachfrage, grenzüberschreitende Im- und Exportmöglichkeiten und weitere wichtige Marktfaktoren wie zukünftige Preise für Gas und CO₂-Emissionen berücksichtigt. Daraus können

stundenscharfe zukünftige Preisszenarien abgeleitet werden, ebenso Kraftwerkseinsätze und stündliche Im- und Exporte je Land.

Es werden für das europäische Ausland zwei Szenarien betrachtet. Daraus leiten wir eine Spannweite möglicher Einnahmen ab. Die mittleren Einnahmen sind der Mittelwert zwischen den Ergebnissen. Die beiden Szenarien unterscheiden sich wie folgt:

- Im ersten Szenario macht die Dekarbonisierung der globalen Wirtschaft Fortschritte, ist aber noch nicht vollständig erreicht. Der Stromsektor in Europa erreicht bis 2050 eine Dekarbonisierung von 90 Prozent. Thermische Kraftwerke dienen als Backup. Carbon Capture and Storage und Wasserstoff kommen zum Einsatz, allerdings nur in begrenztem Umfang. Die Stromnachfrage wächst moderat.
- Im zweiten Szenario folgt die globale Klimapolitik einem neuen Pragmatismus

⁷² Ob eine Leistungsreduktion tatsächlich zu Brennstoffkosteneinsparungen führt, ist jedoch nicht eindeutig. In der Regel werden Brennelemente zu fest definierten Revisionszeitpunkten gewechselt. Effektive Einsparungen entstehen daher nur dann, wenn die Drosselung den Austausch der Brennelemente tatsächlich verzögert und damit die Brennstoffnutzung messbar verlängert.

und erreicht bis 2050 eine Dekarbonisierung von 80 Prozent. Erneuerbare Energien dominieren die Stromerzeugung; Gas ist die wichtigste Backup-Stromquelle. Die Stromnachfrage wächst weniger als in Szenario 1, was auf eine geringere Nachfrage aus der Wasserstoff-Elektrolyse zurückzuführen ist.

Für die Schweiz wird ein Net-Zero-Szenario unterstellt, in dem die Dekarbonisierung die Nachfrage steigen lässt; für Gaskraftwerke stehen verschiedene Optionen zur Dekarbonisierung zur Verfügung, Details sind im Gas-Report und dem Synthese-Report zu finden.

Die Preise für Gas, CO₂-Emissionen und sonstige Primärenergie sind an die Announced Pledges (AP) und Stated Policies (SP) des World Energy Outlook von IEA angelehnt.

Eine Validierung erfolgte in einer Studie gemeinsam mit dem FEN – der Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich.

Erwartete Markteinnahmen von Kernkraftwerken bis 2060

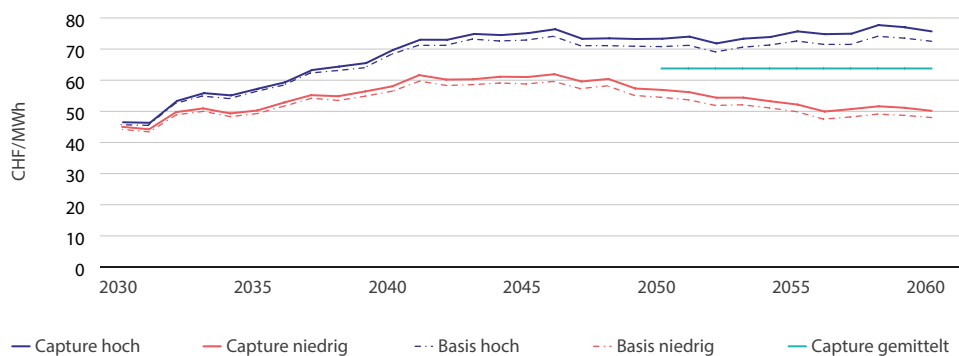


Abbildung 9: Erwartete Markteinnahmen von Kernkraftwerken und Basispreis (jährlicher Mittelwert der Strompreise); Darstellung bis 2060

liegt stündlichen Schwankungen, abhängig von Angebot und Nachfrage. Läuft eine Anlage nahezu das gesamte Jahr über, entsprechen ihre durchschnittlichen Einnahmen in etwa dem jährlichen Mittelwert des Strompreises. Im Folgenden wird der Einfachheit halber von Einnahmen gesprochen. Zur Berechnung zukünftiger Strompreise wurden umfassende fundamentale Marktsimulationen durchgeführt.

Im Gegensatz zu erneuerbaren Energien wie Wind oder PV, die wetterabhängig produzieren, können Kernkraftwerke kontinuierlich und planbar Strom erzeugen. Dies führt zu wichtigen Unterschieden bei den Markteinnahmen: Kernkraftwerke erzielen aufgrund ihrer kontinuierlichen Produktion Einnahmen sehr nahe am Basispreis (jährlicher Mittelwert der Strompreise). Durch die leicht winterlastige Produktion (höhere Verfügbarkeit in den Wintermonaten) erzielen Kernkraft-

werke sogar Erträge etwas über dem Basispreis.

Die Modellierungen zeigen, dass Kernkraftwerke in der Schweiz voraussichtlich etwa 64 CHF/MWh als Markteinnahmen erzielen können. Diese Einnahmen sind der Mittelwert vom niedrigen und hohen Preisszenario, jeweils ab 2050 betrachtet. Über die Zeit sind die Einnahmen relativ stabil, da Kernkraftwerke als Grundlastproduzenten von Preisschwankungen weniger betroffen sind, die kontinuierliche Produktion zu einer gleichmässigen Verteilung über alle Preisstunden führt und die winterlastige Betriebsweise (höhere Verfügbarkeit bei Revisionen im Sommer) leicht positive Effekte hat.

Abbildung 9 zeigt den Verlauf der Einnahmen durch den Strommarktpreis und den Capture-Preis von Kernenergie in der Schweiz. Die Abbildung verdeutlicht, dass der Capture-Preis von Kernkraftwerken im Low- wie im High-Szenario durchgehend leicht über dem Basispreis liegt. Kernkraftwerke profitieren von überdurchschnittlichen Marktpreisen in Stunden mit geringer Wind- und Solareinspeisung und realisieren dadurch einen robusten, aber

Die Schweiz als Price-Taker

Wir haben für jede Technologie einen Extremfall («Corner Case») betrachtet, bei dem angenommen wird, dass in der Schweiz nahezu ausschliesslich diese eine Technologie genutzt wird. Für den Rest Europas bleiben die Annahmen unverändert. Ziel war es, zu analysieren, wie stark sich die Einnahmen im Extremfall verändern.

Das Ergebnis: Selbst bei sehr hoher oder sehr niedriger Durchdringung einer Technologie in der Schweiz verändert sich der Preis viel weniger stark als intuitiv erwartet – die Preisspanne ist überraschend gering und wird mit zunehmender Durchdringung von Erneuerbaren im Ausland sogar noch kleiner. Oder anders gesagt: Der Produktionsmix in der Schweiz hat einen vernachlässigbar kleinen Einfluss auf den Preis.

Der Grund dafür liegt in der engen Anbindung der Schweiz an den europäischen Strommarkt. Das Schweizer Stromnetz ist zu hohem Grad mit den umliegenden Ländern vernetzt und verfügt über hohe Import- und Exportkapazitäten. Durch Import- und Exporte gleichen sich die Schweizer Strompreise weitgehend an die Preise in den Nachbarländern an. Daher hat der Ausbau einer einzelnen Technologie in der Schweiz selbst nur einen geringen Einfluss auf das Preisniveau. Entscheidend für den Wert etwa von PV-Strom ist vielmehr, wie sich Angebot und Nachfrage im gesamten europäischen Markt entwickeln.

kleinen Capture-Aufschlag. Gegen Ende der 2040er Jahre flacht dieser Aufschlag etwas ab, bleibt jedoch bestehen.

5.2

Förderbedarf zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit

Um zu prüfen, ob sich ein Kernkraftwerk finanziell lohnt, werden die Ausgaben (wie Bau, Wartung und Betrieb) mit den Einnahmen (durch den Verkauf des erzeugten Stroms)

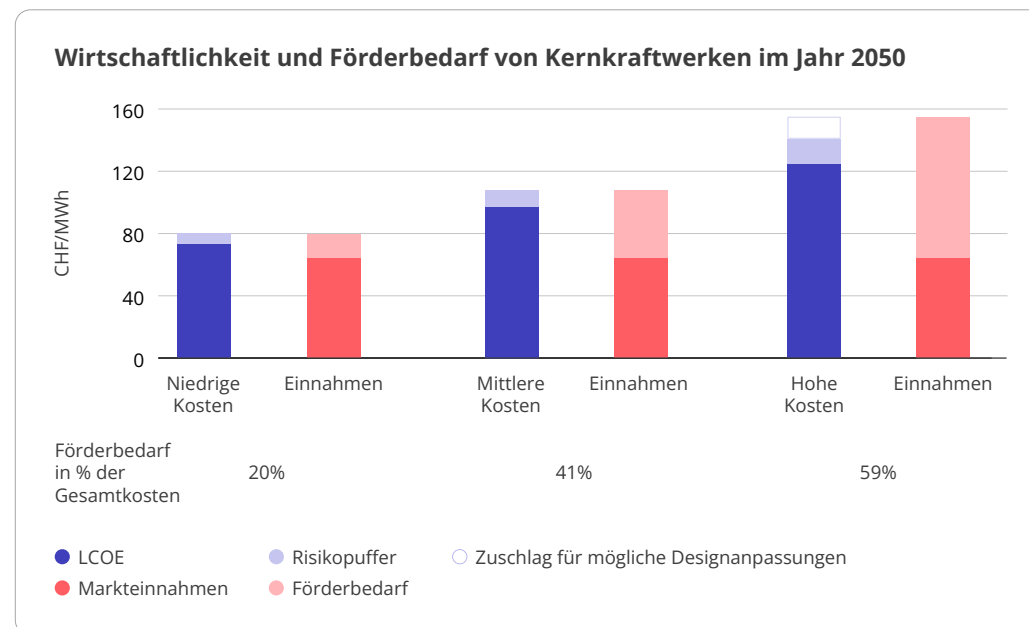


Abbildung 10: LCOE Kern, Markteinnahmen und Förderbedarf für 2050

verglichen. Wenn die Einnahmen höher sind als die Kosten, ist die Anlage wirtschaftlich.

Abbildung 10 verdeutlicht: Egal ob mit den Referenzannahmen, niedrigen oder hohen Kosten gerechnet wird – in allen Fällen reichen die Einnahmen vom Stromverkauf nicht aus, um alle Kosten zu decken. Wie aktuell bei allen anderen Stromproduktionstechnologien in der Schweiz ist daher staatliche Förderung für die Wirtschaftlichkeit eines neuen Kernkraftwerks notwendig.

Der Förderbedarf für neue Kernkraftwerke in der Schweiz liegt – je nach Kosten- und Erlösnahmen – zwischen 16 und 91 CHF/MWh bzw. bei 29 bis 59 Prozent der Gesamtkosten. In Bezug auf mögliche Fördermechanismen in der Schweiz entspräche dies beispielsweise einer gleitenden Marktprämie von 80 bis 155 CHF/MWh über die gesamte Lebensdauer des Kernkraftwerks oder alternativ einem Investitionsbeitrag von 36 bis 77 Prozent.⁷³ Bei einer Kombination beider Instrumente – wie im Kombinationsmodell (siehe Abschnitt 4.2)

vorgeschlagen – könnten die jeweiligen Förderhöhen entsprechend geringer ausfallen.

In der Wirtschaftlichkeitsberechnung nicht berücksichtigt sind zusätzliche Risiken wie in Abschnitt 4.2.3 beschrieben, beispielsweise regulatorische Anpassungen. Diese wären ergänzend über staatliche Garantien abzuschern.

5.3 Förderbedarf für Winterstrom

Der Ausbau der inländischen Winterstromversorgung ist eine zentrale Voraussetzung für die Stromversorgungssicherheit. Das Förderbudget sollte effizient eingesetzt werden. Deshalb ist es wichtig zu verstehen, wie hoch der Förderbedarf der einzelnen Technologien zur Winterstromerzeugung ist. Diese sogenannte Fördereffizienz hilft dabei, die verfügbaren Mittel gezielt und wirksam einzusetzen. Anders gesagt: Würde das BFE die Fördermittel nur noch auf das Winterhalbjahr ausrichten, müsste die untersuchte Technologie die berechnete För-

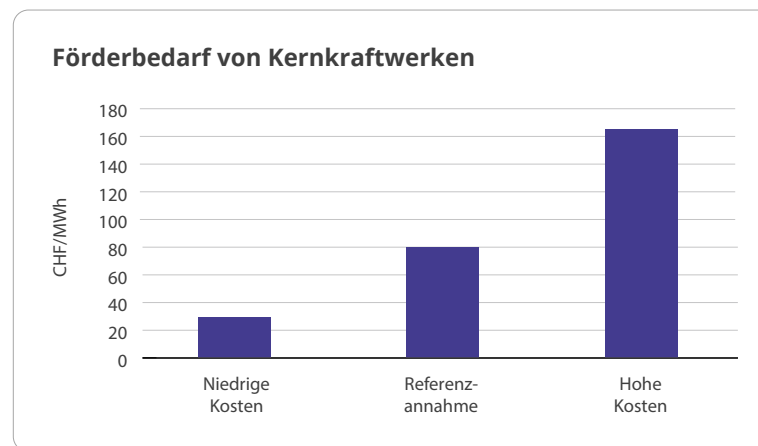


Abbildung 11: Förderbedarf von Kernkraftwerken unter Referenzannahme, niedrigen und hohen Kosten, wenn die benötigte Förderung auf die im Winter produzierte Strommenge verteilt wird.

derung entsprechend pro im Winterhalbjahr erzeugter MWh erhalten. Rechnerisch wird hierfür der notwendige Förderbedarf durch den Winterstromanteil geteilt.

Da rund 55 Prozent der Erzeugung von Kernkraftwerken in der Schweiz im Winterhalbjahr anfallen (geplante Revisionen finden im Som-

merhalbjahr statt), liegt der Förderbedarf pro Winterstrom zwischen 33 und 162 CHF/MWh.

⁷³ Der Investitionsbeitrag bezieht sich nur auf die Investitionen/CAPEX. Diese sind 45 CHF/MWh bei niedrigen Kosten, 72 CHF/MWh bei den Referenzannahmen und 119 CHF/MWh bei den hohen Kosten. Bei den niedrigen Kosten ist dementsprechend Förderbedarf umgerechnet in einen Investitionsbeitrag, 16 CHF/MWh Förderbedarf/45 CHF/MWh CAPEX = 43 Prozent Investitionsbeitrag.



06

Wertschöpfung und Beschäftigung

Kernkraftwerke haben einen inländischen Wertschöpfungsanteil von 74 Prozent und schaffen 293 Vollzeitstellen pro TWh.

In Kürze

- Investitionen in Kraftwerkskomponenten und Ausgaben für Brennelemente sind für 22 Prozent der Kosten verantwortlich und fließen grösstenteils ins Ausland; restliche Ausgaben fallen jedoch fast ausschliesslich im Inland an. 77 Prozent der Gesamtkosten fallen in der Schweiz an.
- Die Abhängigkeit einzelner Länder bei Brennelementen ist hoch und erfordert eine gezielte Beschaffungsstrategie. Die Importabhängigkeit wird durch die gute Lagerfähigkeit von Uran reduziert, was auch zur Versorgungssicherheit beiträgt.
- Für ein neues Kernkraftwerk in der Schweiz ergibt sich über die gesamte Betriebszeit ein inländischer Wertschöpfungsanteil von rund 74 Prozent der Gesamtkosten. Wird die Förderung davon abgezogen, liegt der inländische Wertschöpfungsanteil bei 29 Prozent.
- Ein Kernkraftwerk schafft über die Lebensdauer summiert 144 200 VZÄ, 3079 VZÄ pro Jahr im Bau und 1859 VZÄ pro Jahr im Betrieb.

6.1

Wertschöpfungskette

Die Wertschöpfungskette für den Bau eines Kernkraftwerkes kann unterteilt werden in Planung, Finanzierung, Herstellung, Bau/Installation, Betrieb, Brennstoffe und Rückbau (siehe Tabelle 9: Wertschöpfungskette und die dazugehörigen Kostenanteile CH/Ausland von einem neuen Kernkraftwerk in der Schweiz.). Für jeden dieser Schritte kann der jeweilige Kostenanteil erfasst und in inländische sowie importierte Anteile aufgeteilt werden: Planung, Finanzierung, Bau/Installation, Betrieb und Rückbau erfolgen überwiegend in der Schweiz und sind für rund 78 Prozent der Kosten verantwortlich. Die Herstellung zentraler Komponenten, wie des nuklearen Anlagenteils und der Turbinenanlage, sowie die Brennstoffbeschaffung erfolgen primär im Ausland und verursachen 22 Prozent der Kosten. Über die gesamte Lebensdauer betrachtet fallen 77 Prozent der Gesamtkosten in der Schweiz an.

Methodischer Hinweis

Die makroökonomischen Aspekte der in den Axpo Energy Reports betrachteten Erzeugungstechnologien wurden durch Swiss Economics analysiert und aufgearbeitet. Für detaillierte Informationen ist die separat verfügbare Analyse zu betrachten.

Für die Analyse betrachten wir ein Referenz-Kernkraftwerk mit einer installierten Kapazität von rund 1,1 GW und einer jährlichen Produktion von 8,2 TWh. Die Kosten dieser Anlage entsprechen den im Kapitel 5 beschriebenen Annahmen einer Referenzanlage.

Wertschöpfungskette eines Kernkraftwerks

	Planung	Finanzierung	Herstellung	Bau/Installation	Betrieb	Brennstoffe	Rückbau
Wertschöpfungs-schritte	<ul style="list-style-type: none"> • Planung • Ingenieurwesen • Machbarkeitsstudien • Sicherheitsabklärungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Finanzierung (Eigen- und Fremdkapital) • Abschreibungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Nuklearer Anlagenteil • Turbinenanlage 	<ul style="list-style-type: none"> • Vorbereitende Baustellenarbeiten • Gebäudebau • Plant Balance • Transport • Netzanschluss 	<ul style="list-style-type: none"> • Personal • Wartung und Revision • Ersatzteile • Versicherung • Elektrizität und Betriebsstoffe • ENSI Gebühren 	<ul style="list-style-type: none"> • Brennelemente • Entsorgung 	<ul style="list-style-type: none"> • Rückbau des KKW
Kostenanteil	5%	41%	19%	19%	11%	3%	2%
davon national	85%	99%	21%	85%	79%	51%	80%
Anbieter	Interne Planung durch Schweizer Betreiber, Projektentwicklung auch durch ausländische Unternehmen	Finanzierung durch Schweizer Banken und Betreiber (50:50%)	Reaktoren von französischen Herstellern, diverse internationale Hersteller für weitere Komponenten	Mehrheitlich Schweizer Bauunternehmen und Installateure, für spezialisierte Aufgaben teils europäische Anbieter	Wartung und Ersatz oft auch durch ausländische Hersteller, sonstige Aufwände bei Schweizer Unternehmen und Behörden	Importierte Brennelemente aus Uran, Entsorgung in der Schweiz, Brennstoffbehälter importiert	Gewisse Rückbaudienstleistungen und Werkzeuge von ausländischen OEMs
Wesentliche Abhängigkeiten Ausland			Komponenten werden in diversen Ländern hergestellt			43% der Uranproduktion aus Kasachstan, 3-4 weitere Länder mit hoher Produktion	

● Lokal ● Ausland

BAK Economics (2009), NREL (2024), BFE (2025)

Tabelle 9: Wertschöpfungskette und die dazugehörigen Kostenanteile CH / Ausland von einem neuen Kernkraftwerk in der Schweiz.

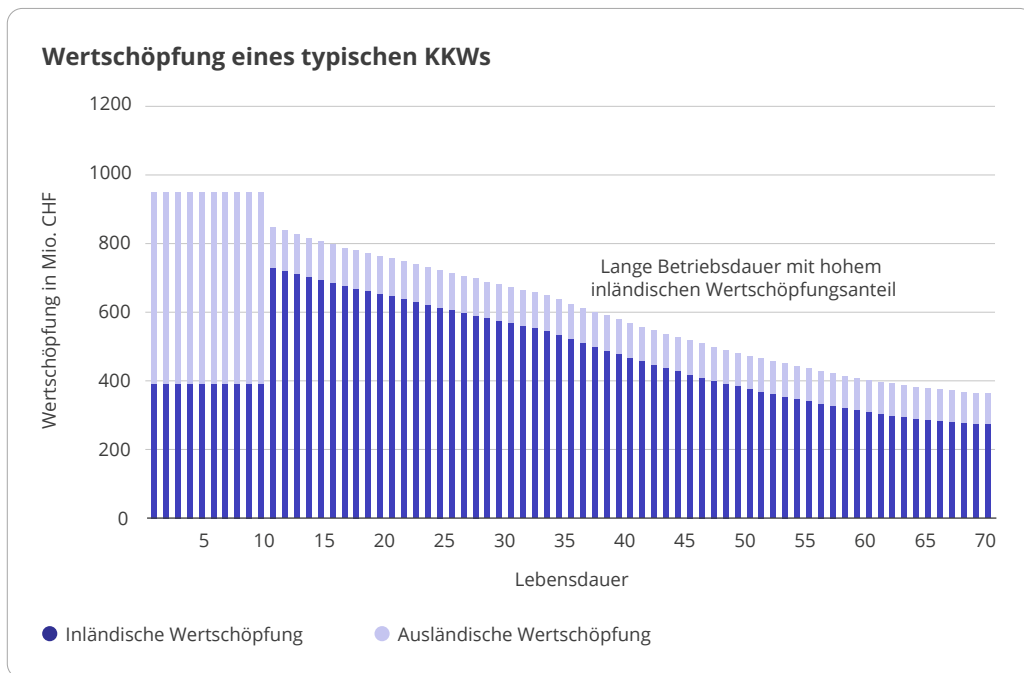


Abbildung 12: Wertschöpfung eines typischen Kernkraftwerks über 70 Jahre gesehen, aufgeteilt in inländische und ausländische Anteile.

Innerhalb der Wertschöpfungskette ist die Abhängigkeit von einzelnen Ländern bezüglich der Brennelemente besonders kritisch. Kasachstan, Kanada, Namibia und Australien

stellen zusammen 80 Prozent der weltweiten Uranproduktion bereit; die restlichen Mengen entfallen auf wenige weitere Länder. Diese starke Konzentration führt zu aus-

geprägten Lieferabhängigkeiten und erhöht geopolitische Risiken – insbesondere in politisch instabilen Regionen. Für eine langfristig gesicherte Versorgung sind daher Diversifikation und gezielte bilaterale Beschaffungsstrategien entscheidend. So hat beispielsweise Axpo die Beschaffungsstrategie nach dem Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine angepasst, mit dem Ziel, die Lieferanten zu diversifizieren und auf russische Lieferanten in der ganzen Lieferkette zu verzichten.⁷⁴ Zudem kann Uranbrennstoff im Vergleich zu anderen Brennstoffen einfach zwischengelagert werden. In der Praxis wird am Standort typischerweise ein Vorrat an frischen Brennelementen für etwa drei Jahre Normalbetrieb vorgehalten.⁷⁵

Wertschöpfung und Förderung

Förderinstrumente decken in der Schweiz typischerweise einen bedeutenden Anteil der Kosten der Stromerzeugung. Werden die notwendigen Förderbeiträge von der ausgewiesenen Wertschöpfung subtrahiert, fällt der effektiv marktgetriebene Wertschöpfungsanteil entsprechend geringer aus. Oder anders gesagt: Ein beträchtlicher Teil der Wertschöpfung wird überhaupt erst durch staatliche Unterstützung ermöglicht. Wird von der Wertschöpfung die entsprechende Förderung abgezogen, reduziert sich die inländische Wertschöpfung des betrachteten Referenzprojekts von rund 33 Mrd. CHF auf 13 Mrd. CHF. Der Anteil der inländischen Wertschöpfung an den Gesamtkosten reduziert sich dann von 74 Prozent auf 29 Prozent.

⁷⁴ Axpo, 2025, Axpo unterzeichnet neue Brennstoffverträge für Kernkraftwerke

⁷⁵ Generation III+ Reaktoren haben einen typischen Brennstoffzyklus von 18 Monaten.

6.2

Wertschöpfung

Für die Berechnung der inländischen Wertschöpfung werden alle Kosten, die innerhalb der Schweiz anfallen, je nach Wertschöpfungsschritt, mit einem entsprechenden Multiplikator versehen. Durch diesen Multiplikator werden ausländische Vorleistungen im entsprechenden Wertschöpfungsschritt subtrahiert. Je nachdem, wie viele ausländische Vorleistungen in einem Sektor benötigt werden, entsteht für den gleichen Frankenbetrag mehr oder weniger inländische Wertschöpfung. Deshalb erzeugen gleiche Ausgaben in verschiedenen Wertschöpfungsketten nicht dieselbe Wertschöpfung. Für ein neues Kernkraftwerk in der Schweiz ergibt sich über die gesamte Betriebszeit ein inländischer Wertschöpfungsanteil von rund 74 Prozent der Gesamtkosten.

Wie in Tabelle 9 dargestellt, verteilt sich die Wertschöpfung auf verschiedene Stufen im Lebenszyklus der Anlage. Vereinfacht wird

hier angenommen, dass in der zehnjährigen Bauphase alle Ausgaben für Planung, Herstellung der Kraftwerkskomponenten sowie Bau und Installation anfallen. Anschliessend beginnt die 60-jährige Betriebsphase, in der Betriebskosten inkl. Entsorgungskosten, Brennstoffkosten, Fondseinzahlungen für Stilllegung und Rückbau sowie Finanzierungskosten (Kapitalkosten und Abschreibungen) anfallen. Da die Ausgaben während der Betriebsphase auch die Fondszahlungen für Stilllegung und Rückbau berücksichtigen, fällt auch der Wertschöpfungseffekt des Rückbaus (mit einem Inlandsanteil von 80 Prozent) auf die Betriebsphase. Der Rückbau ist daher in der Abbildung nicht explizit dargestellt. Während sich in der Bauphase ein inländischer Wertschöpfungsanteil von 41 Prozent ergibt, erreicht dieser in der Betriebsphase 82 Prozent. Bei dem Referenz-Kernkraftwerk mit 1,1 GW installierter Leistung würde demnach aufbauend auf den Gesamtkosten von 46 Mrd. CHF eine inländische Wertschöpfung von 34 Mrd. CHF entstehen – aufgeteilt auf 4 Mrd. CHF im Bau und 30 Mrd. CHF im Betrieb.

6.3

Beschäftigung

Investitionen in ein neues Kernkraftwerk schaffen Arbeitsplätze, gemessen in Vollzeit-äquivalenten (VZÄ), die über den gesamten Lebenszyklus der Anlage hinweg benötigt werden. Ein Referenz-Kernkraftwerk in der Schweiz generiert über die Lebensdauer verteilt insgesamt 144 200 VZÄ, was umgerechnet 2031 VZÄ pro Jahr oder 293 VZÄ pro TWh entspricht. Die Beschäftigung ist dabei ungleichmässig über den Bau und den Betrieb verteilt. In der zehnjährigen Bauphase werden durchschnittlich 3079 VZÄ pro Jahr benötigt, während es im Betrieb 1859 VZÄ pro Jahr sind. Analog zur in Kapitel 6.2 beschriebenen Wertschöpfung wird die Beschäftigung aus dem Rückbau bereits im Betrieb der Anlage berücksichtigt und nicht separat ausgewiesen.



07

Umweltauswirkungen

Kernkraftwerke sind emissionsarm, verursachen jedoch radioaktiven Abfall.

Methodischer Hinweis

Die Umweltauswirkungen der in den Axpo Energy Reports betrachteten Erzeugungstechnologien wurden durch das Paul Scherrer Institut (PSI) analysiert und aufgearbeitet. Für detaillierte Informationen ist die separat verfügbare Analyse zu betrachten. Für die Analyse betrachten wir wie im vorherigen Kapitel zu den makroökonomischen Auswirkungen ein Referenz-Kernkraftwerk mit einer installierten Kapazität von rund 1,1 GW und einer jährlichen Produktion von 8,2 TWh.

Zur Bewertung der Umweltauswirkungen der untersuchten Technologien werden fünf Indikatoren betrachtet. Die Indikatoren werden anschliessend anhand eines prospektivem Life-Cycle-Assessment (LCA) quantifiziert, wodurch Umweltauswirkungen aus Bau, Betrieb und Rückbau inklusive deren Lieferkette berücksichtigt sind.

Die Umweltauswirkungen von Kernkraftwerken zeigen sich insbesondere bei der Menge an radioaktivem Abfall aus dem Betrieb (siehe Abbildung 13), mehr Details zur Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle sind in Kapitel 2.7 beschrieben. Bei der Betrachtung der Indikatoren zu Treibhausgasen, Landbedarf oder Schaden am

Ökosystem sind die Umweltauswirkungen tiefer als bei allen anderen Technologien. Sonderabfall und Bedarf an kritischen Metallen sind ebenfalls vergleichsweise klein. Diese Umweltauswirkungen fallen zudem, ausser den durch den Platzbedarf des Kraftwerks verursachten Auswirkungen, mehrheitlich durch die Lieferkette im Ausland an.

Übersicht der Indikatoren zur Betrachtung der Umweltauswirkungen eines Referenz-Kernkraftwerkes im Jahr 2050

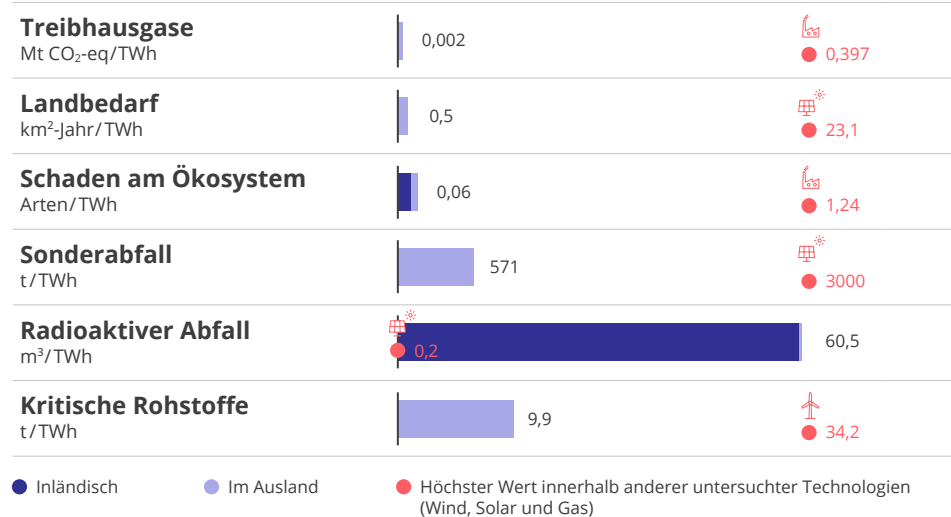


Abbildung 13: Übersicht der Indikatoren zur Betrachtung der Umweltauswirkungen eines Referenz-Kernkraftwerkes im Jahr 2050 verglichen mit den Höchstwerten anderer Technologien.

Wichtige Erkenntnisse:

- Die wichtigste Quelle von Treibhausgasemissionen ist bei allen Stromerzeugungstechnologien die Verbrennung fossiler Brennstoffe. Bei Gaskraftwerken dominieren dabei die direkten CO₂-Emissionen aus der Verbrennung im Betrieb. Bei allen anderen Technologien entstehen die Emissionen hauptsächlich indirekt, wenn fossile Energieträger entlang verschiedener Stufen des Lebenszyklus wie z. B. bei der Herstellung von Kraftwerkskomponenten eingesetzt werden. Zwar wird angenommen, dass der Anteil fossiler Energieträger am gesamten Energiesystem künftig zurückgeht – und damit auch solche indirekten Emissionen –, aber global bis 2050 nicht vollständig auf null sinken wird. Kernenergie erreicht über den gesamten Lebenszyklus betrachtet die niedrigsten Treibhausgasemissionen aller betrachteten Technologien.
 - Landbedarf beschreibt die gesamte Fläche, die eine Technologie direkt am Standort oder in ihren vorgelagerten Lieferketten beansprucht. Am meisten Fläche beanspruchen Freiflächen-PV-Anlagen. Kernenergie weist hingegen einen moderaten Landbedarf auf, da sowohl die Gewinnung und Aufbereitung von Uran als auch die Anlage selber nur eine geringe Fläche erfordern.
 - Schäden an Ökosystemen entstehen durch eine Vielzahl von Belastungen und Wirkungen, darunter beispielsweise Schadstoffemissionen in Luft, Boden und Wasser, Land und Wassernutzung sowie Auswirkungen des Klimawandels. Die Quellen dieser Belastungen und Schäden sind häufig über den gesamten Lebenszyklus der Stromerzeugungstechnologien verteilt. Mit Erdgas betriebenen Gaskraftwerke liegen am oberen Ende, getrieben durch hohe Emissionen aus dem Betrieb. Kernenergie weist moderate Auswirkungen auf das Ökosystem auf, das liegt unter anderem an den tiefen CO₂-Emissionen. Die inländischen Auswirkungen stammen mehrheitlich aus dem Landbedarf von Kraftwerk und Endlager, Stromverbrauch für deren Bau und Transporte.
 - Sonderabfall umfasst nicht-radioaktive Abfälle, die aufgrund ihrer gefährlichen Eigenschaften in Untertagedeponien gelagert werden müssen und nicht über beispielsweise Kehrrichtverbrennungsanlagen entsorgt werden können. Hier schneidet Freiflächen-PV, durch den hohen Anteil von Kupfer in den Komponenten, im Vergleich am schlechtesten ab. Kernenergie weist tiefe Werte für Sonderabfall auf.
 - Radioaktiver Abfall umfasst sowohl hoch- als auch schwach- und mittelaktive Reststoffe, die tiefengeologisch eingelagert werden müssen. Kernenergie verursacht die grösste Menge solchen Abfalls. Für andere Technologien ist die Menge an radioaktivem Abfall vernachlässigbar klein und resultiert lediglich indirekt aus der Lieferkette – z. B. aus dem Kernenergieanteil im Strommix der Länder, in denen Komponenten gefertigt werden.
- Kernkraftwerke weisen über den gesamten Lebenszyklus hinweg einen sehr geringen Bedarf an kritischen Metallen auf. Der Materialeinsatz wird von Stahl dominiert, während der Bedarf an Kobalt, Lithium und Neodym nur in sehr kleinen, überwiegend indirekt verursachten Mengen auftritt.



08

Politik

Parallel zur Beratung über die Aufhebung des Neubauverbots laufen politische Prozesse zum sicheren Langzeitbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke und zur Realisierung des geologischen Tiefenlagers.

In Kürze

- Die Volksinitiative «Blackout stoppen» will das Neubauverbot auf Verfassungsebene aufheben. Der Bundesrat lehnt die Initiative ab, schlägt aber einen indirekten Gegenvorschlag vor, der insbesondere die Aufhebung des Neubauverbots im Kernenergiegesetz vorsieht.
- Die Vernehmlassung zeigt gemischte Unterstützung; die Fristen im parlamentarischen Prozess sind eng. Der Abschluss der parlamentarischen Beratung des Gegenvorschlags wird bis Mitte 2026 erwartet, ein Referendum wäre Anfang 2027 wahrscheinlich.
- Ein verlässliches Rahmenwerk, das Investitionen in neue Kernkraftwerke ermöglicht (siehe Kapitel 4.2), wird derzeit im politischen Prozess nicht berücksichtigt.

Gleichzeitig zur parlamentarischen Beratung laufen zwei weitere politische Prozesse:

- Der geforderte Bundesratsbericht zum Postulat Burkart (Langzeitbetrieb und Risikoteilung) steht bis Q1 2026 aus und soll die notwendigen regulatorischen und finanziellen Rahmenbedingungen für einen sicheren Langzeitbetrieb aufzeigen.
- Für das geologische Tiefenlager wurde das Rahmenbewilligungsgesuch eingereicht; eine Entscheidung des Bundesrats und die anschliessende Genehmigung der Bundesversammlung wird für den Zeitraum um 2030 erwartet und untersteht schlussendlich dem fakultativen Referendum.

Parallel zur Beratung über die Aufhebung des Neubauverbots (Kapitel 8.1) laufen politische Prozesse zum sicheren Langzeitbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke (Kapitel 8.2) und zur Realisierung des geologischen Tiefenlagers (Kapitel 8.3).

8.1

Volksinitiative «Blackout stoppen»: Indirekter Gegenvorschlag

Der Bundesrat lehnt die Volksinitiative ab. Er ist aber der Meinung, dass sich die energie-, klima- und geopolitischen Rahmenbedingungen derart verändert haben, dass das Kernanliegen der Initiative, neue Kernkraftwerke grundsätzlich wieder zu erlauben, gerechtfertigt sei. Der Bundesrat stellt der Volksinitiative deshalb einen indirekten Gegenvorschlag gegenüber, der die Aufhebung von

- Art. 12 Abs. 1, zweiter Satz, KEG,
- Art. 12a KEG,
- Art. 106 Abs. 1 bis KEG

vorsieht. Damit würden das Neubauverbot und das Verbot, an bestehenden Anlagen Änderungen vorzunehmen, welche eine Rahmenbewilligung gem. Art. 65 KEG benötigen, aufgehoben.

Die Vernehmlassungsfrist ist abgelaufen. Der Bundesrat hat die Rückmeldungen zur Kenntnis genommen und den Gegenvorschlag unverändert in den parlamentarischen Prozess geschickt. Da bei der Behandlung von Volksinitiativen bestimmte Fristen einzuhalten sind, wird ein Beschluss im Parlament bis spätestens August 2026 erwartet.⁷⁶ Ein anschliessendes Referendum scheint wahrscheinlich und wäre für Ende 2026/Anfang 2027 zu erwarten.

Die verhältnismässig knappen Fristen schränken die Möglichkeiten, zusätzliche Anliegen erfolgreich in die Beratung einzubringen, ein. Bisher ist es nicht vorgesehen, das Anliegen eines verlässlichen Rahmenwerkes, das Investitionen in neue Kernkraftwerke ermöglicht (siehe Kapitel 4.2), in diesem gegebenen Zeitrahmen zu adressieren.

⁷⁶ Volksinitiative «Blackout stoppen» wurde am 16. Februar 2024 eingereicht. Wird ein Gegenvorschlag vom Bundesrat unterbreitet, muss das Parlament innert 42 Monate nach Einreichung der Initiative über Annahme oder Ablehnung entscheiden.

Die Auswertung der Stellungnahmen relevanter politischer Stakeholder zeigt nur eine schwache Unterstützung des indirekten Gegenvorschlags. Ob der Gegenvorschlag des Bundesrats der parlamentarischen Beratung und einem Referendum standhält, bleibt weiterhin schwierig abzuschätzen.

8.2

Langzeitbetrieb und Postulat Burkart

Der Bundesrat beschränkt sich im indirekten Gegenvorschlag ausschliesslich auf die Aufhebung des Neubauverbots. Förderung, finanzielle Hilfen oder eine Anpassung des Bewilligungsverfahrens sind nicht Inhalt des indirekten Gegenvorschlags.

Auch der Langzeitbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke wird mit dem indirekten Gegenvorschlag zur «Blackout stoppen»-Initiative nicht adressiert. Allerdings hat das BFE bereits 2022 einen Fragenkatalog an die Betreiber der bestehenden Anlagen geschickt, um zu klären, welche Planungen für den

Langzeitbetrieb bestehen und welche Rahmenbedingungen dafür allenfalls notwendig sind. Die Resultate der Umfrage sind im Juli 2024 veröffentlicht worden.⁷⁷ Das BFE zieht folgendes Fazit:

«Weil die notwendigen Grundlagen insbesondere für den Entscheid betreffend einen Langzeitbetrieb von deutlich über 60 Jahren noch nicht vorhanden sind, erachtet das BFE den Zeitpunkt für die Prüfung von gesetzgeberischen Massnahmen zur Unterstützung eines allfälligen Langzeitbetriebs über 60 Jahre hinaus als noch zu früh.»

Parallel dazu wurde von SR Thierry Burkart (FDP/AG) das Postulat «Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke ermöglichen»⁷⁸ eingereicht. Der Vorstoss fordert einen Bericht

- zu den regulatorischen und finanziellen Rahmenbedingungen für einen sicheren Langzeitbetrieb;

- u. a. zur Entlastung der Kostenstruktur der Betreiber oder zu zusätzlichen finanziellen Anreizen für Tiefpreisphasen
- sowie zu den regulatorischen Rahmenbedingungen für den Austausch von Kernkomponenten eines Kernkraftwerks.

Das Postulat wurde vom SR im März 2024 überwiesen. Der Bundesrat muss den geforderten Bericht innerhalb von 2 Jahren vorlegen. Nicht völlig ausgeschlossen ist, dass das Anliegen, den Langzeitbetrieb von KKG und KKL zu adressieren, im Rahmen der parlamentarischen Beratung in den indirekten Gegenvorschlag aufgenommen wird.

8.3

Sachplan geologisches Tiefenlager

Der Sachplan geologisches Tiefenlager legt das Vorgehen und die Aufgaben bei der Standortsuche für ein geologisches Tiefenlager zur Entsorgung der radioaktiven Abfälle fest. In den abgeschlossenen Etappen 1 und

Langzeitbetrieb der bestehenden Kernkraftwerken Gösgen und Leibstadt

Der Langzeitbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke in Gösgen und Leibstadt über 70 bis 80 Jahre würde einen bedeutenden Anteil der Schweizer Stromversorgung auch in den kommenden Jahrzehnten absichern. Voraussetzung hierfür sind der sichere Betrieb der Anlagen sowie die fortlaufende Erfüllung der Anforderungen der Aufsichtsbehörden.

Drei Gründe für einen Langzeitbetrieb

Ein Langzeitbetrieb der bestehenden Anlagen kann zeitliche Spielräume schaffen, um den Bau neuer Kernkraftwerke zu planen, zu genehmigen und umzusetzen. Der Neubau von Kernkraftwerken ist ein komplexer und zeitintensiver Prozess, der eine sorgfältige Planung, umfangreiche Genehmigungsverfahren und hohe Investitionen erfordert. Vor diesem Hintergrund kann der Langzeitbetrieb als Übergangsoption dienen, bis neue Kapazitäten zur Verfügung stehen.

⁷⁷ Bundesamt für Energie BFE, 2024, Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken

⁷⁸ Burkart, 2023, Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerke ermöglichen

Die Gestehungskosten im Langzeitbetrieb liegen unter denen neuer Stromerzeugungsanlagen, sodass der Weiterbetrieb bestehender Kernkraftwerke zu den kosteneffizientesten Optionen für die Stromerzeugung im Winterhalbjahr zählt. Gleichwohl ist davon auszugehen, dass auch der Langzeitbetrieb wegen der erforderlichen Investitionen in die Nachrüstung ohne staatliche Unterstützung voraussichtlich nicht wirtschaftlich realisiert werden kann. Da Entscheidungen zum Langzeitbetrieb frühzeitig vorbereitet werden müssen (spätestens zehn Jahre vor dem geplanten Betriebsende; berücksichtigt Vorbereitung und Prozess zur Erlangung der Stilllegungsverfügung sowie Stilllegungsarbeiten), ist es ratsam, die politische Diskussion zur Ausgestaltung und Implementierung einer geeigneten Förderung für bestehende Kernkraftwerke rechtzeitig zu starten.

Der fortgesetzte Betrieb bestehender Anlagen wird zum Erhalt von fachlichem Know-how und betrieblichen Kompetenzen in der Kernenergie beitragen. Ein Rückgang des Betriebs könnte langfristig den Transfer von Wissen und Erfahrung erschweren.

Internationale Beispiele für Langzeitbetrieb und Neubau

In Ländern wie USA, Frankreich und den Niederlanden wird der Langzeitbetrieb neben Neubauprojekten verfolgt:

- **USA:** Viele Kernkraftwerke in den USA haben bereits Genehmigungen für den Betrieb über 60 Jahre hinaus erhalten, mit einigen Anlagen, die für bis zu 80 Jahre zugelassen wurden. Gleichzeitig wird aktiv in den Bau neuer Reaktoren investiert.
- **Frankreich:** Frankreich verfolgt eine Doppelstrategie aus dem Langzeitbetrieb bestehender Reaktoren und dem Bau neuer EPR-Reaktoren. Der Langzeitbetrieb sichert die Versorgung, während neue Technologien entwickelt und implementiert werden.
- **Die Niederlande:** Die Niederlande untersuchen ebenfalls einen Langzeitbetrieb des bestehenden Kernkraftwerks, und haben gleichzeitig Pläne für den Neubau.

2 hat der Bundesrat die geologisch geeigneten Gebiete sowie die Standortgebiete für die Oberflächenanlagen festgelegt. In der laufenden 3. Etappe sind die verbleibenden Standortgebiete weiter eingegrenzt worden. Ende 2024 hat die NAGRA schliesslich die Rahmenbewilligungsgesuche für das geologische Tiefenlager und die Brennelementeverpackungsanlage eingereicht. Nach Prüfung durch die zuständigen Bundesstellen (vor allem BFE, ENSI, KNS, BAFU und ARE) sowie durch ein internationales Expertenteam, der Einholung der Stellungnahme der Kantone sowie nach einer öffentlichen Auflage aller Unterlagen wird der Bundesrat voraussichtlich gegen Ende der 2020er-Jahre über die Rahmenbewilligungsgesuche entscheiden und seine Entscheide der Bundesversammlung zur Genehmigung vorlegen. Diese Genehmigung, mit welcher im Zeitraum um 2030 gerechnet wird, untersteht dem fakultativen Referendum.

Etwa gleichzeitig haben auch die Verhandlungen zwischen den Betreibern und den Standortgemeinden über die freiwilligen Abgeltun-

gen und Kompensationen begonnen. Ziel ist, dass eine vertragliche Regelung vorliegt, wenn die Rahmenbewilligungsgesuche öffentlich aufgelegt werden und die Vernehmlassung zu Etappe 3 startet.

Die Verhandlungen laufen während der gesamten parlamentarischen Beratung über die «Blackout stoppen»-Initiative und den indirekten Gegenvorschlag und können die Beratungen durchaus beeinflussen.

Die NAGRA hat kommuniziert, dass neue Kernkraftwerke im geologischen Tiefenlager nicht berücksichtigt sind, da der Neubau aktuell verboten ist. Gleichzeitig sagt die NAGRA auch, dass es beim aktuellen Standort theoretisch «genug Platz für ein grösseres Volumen» gäbe. Die Frage, welche Auswirkungen neue KKW auf die Entsorgung hätten, «müsste wieder aufgegriffen werden, falls es in Zukunft konkrete Neubauprojekte geben sollte».⁷⁹ Die Diskussion um die Entsorgung radioaktiver Abfälle der bestehenden Kraftwerke und die Diskussion um potenziell neue Kraftwerke sollte nicht vermischt werden.

⁷⁹ NAGRA, 2026, Sind neue Kernkraftwerke im Tiefenlager eingerechnet?



09

Schlussfolgerung

Ein Neubau bis 2050 ist möglich, verlangt jedoch frühzeitige politische Entscheide zu Bewilligungsanpassungen und geeigneten Förderinstrumenten

Sollten das Neubauverbot aufgehoben und Kernkraftwerke in der Schweiz vorangetrieben werden, ergeben sich folgende Implikationen.

Neben der Aufhebung des Neubauverbots braucht es einen geeigneten gesetzlichen und regulatorischen Rahmen, damit Investitionen in neue Kernkraftwerke ermöglicht werden.

Dieser Rahmen umfasst Änderung im Bewilligungsprozess, Förderinstrumente sowie zusätzliche Mechanismen für die Risikoteilung zwischen öffentlicher Hand und privaten Investoren.

Die Schweiz ist mit einem der langsamsten Bewilligungsverfahren der Welt konfrontiert. Das heutige Bewilligungsverfahren erschwert eine rechtzeitige Inbetriebnahme, da es langwierig ist, regulatorische Unsicherheiten birgt und Kostenrisiken erzeugt. Es braucht gezielte Massnahmen, um die Verfahren zu beschleunigen und das Risiko von Verzögerungen zu senken. Ungeplante Verzögerungen können die Kosten massiv erhöhen: Kann etwa ein fertiggestelltes Kraftwerk nicht in Betrieb ge-

hen, weil eine Beschwerde gegen die Betriebsbewilligung hängig ist, drohen jährliche Verluste in der Grössenordnung mehrerer hundert Millionen. Mögliche Massnahmen zur Anpassung des Bewilligungsverfahrens umfassen die Befreiung von der Rahmenbewilligung für bestehende Standorte, das Beginnen mit Standortvorbereitungen vor Erteilung der Baubewilligung und das Reduzieren der Auswirkungen von Beschwerden gegen Bau- und Betriebsbewilligung. Zusätzlich empfehlen wir, dass Kernkraftwerke, welche sich bereits im Bau befinden, für technische Vorgaben wie bestehende Anlagen betrachtet werden sollten, um substanzielle Anpassungen des Reaktors in der Bauphase zu vermeiden.

Wie alle anderen Stromerzeugungstechnologien können auch Kernkraftwerke ohne staatliche Förderung nicht wirtschaftlich betrieben werden. Die hohen Investitionskosten und langen Bauzeiten erfordern innovative Finanzierungsmodelle. Als vielversprechendste Ansätze erweisen sich das britische RAB-Modell oder eine Kombination aus Investitionsbeiträgen und gleitender Marktprämie. Das RAB-Modell bietet den Vorteil deutlich geringerer Kapitalkosten, da mehr Risiken während der

Bauphase auf Staat/Stromkunden überwältigt werden. Eine Schweizer Lösung müsste einen zusätzlichen Finanzierungskanal schaffen, da der bestehende Netzzuschlag für erneuerbare Energien reserviert ist.

Zusätzlich muss eine geeignete Risikoteilung zwischen öffentlicher Hand und privaten Investoren aufgesetzt werden, insbesondere für die frühen, risikoexponierten Projektphasen. So ist die Projektentwicklung kaum privatwirtschaftlich finanzierbar, da das wahrscheinliche Referendum über Förderbeiträge und die Erteilung der Rahmenbewilligung ein nicht kontrollierbares Risiko darstellt.

Ein Neubau bis 2050 ist möglich, erfordert aber frühzeitige politische Entscheidungen.

Der politische Prozess für die notwendigen gesetzlichen und regulatorischen Anpassungen sollte direkt im Anschluss an die Aufhebung des Neubauverbots gestartet werden, damit eine Inbetriebnahme bis 2050 realistisch bleibt. Dieser Rahmen müsste spätestens Anfang der 2030er-Jahre in Kraft treten, damit der Bewilligungsprozess rechtzeitig be-

ginnen kann. Verzögerungen in dieser Phase lassen sich später kaum mehr kompensieren.

Als erster Schritt wäre die Einführung eines geeigneten Instruments zur Risikoteilung während der Projektentwicklung erforderlich. Diese Phase ist notwendig, um die Rahmenbewilligung vorzubereiten und die technische sowie wirtschaftliche Entscheidungsreife schrittweise aufzubauen. Konkret bedeutet dies: Gemeinsam mit den Herstellern werden die Machbarkeit verschiedener, international bewährter Reaktordesigns – etwa AP1000 oder EPR – geprüft und deren Stärken und Schwächen hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit bewertet. Ziel dieser Analysen ist es, Projektkosten und Bauablauf realistisch zu planen, Risiken frühzeitig zu identifizieren und die Rahmenbedingungen so zu präzisieren, dass spätere Verzögerungen oder Designanpassungen minimiert werden. Da für die Projektentwicklung Kosten von knapp 100 Mio. CHF anfallen, muss hierfür eine geeignete Finanzierung bereitgestellt werden.

Der Neubau eines grossen Gen III+ Kernkraftwerks in der Schweiz ist technisch und standortseitig machbar.

Stand heute bilden Reaktoren der Generation III/III+ die Grundlage für nahezu alle Neubauentscheidungen weltweit. Für die Schweiz kommen insbesondere zwei technologisch ausgereifte Reaktortypen in Betracht: der AP1000 von Westinghouse (USA) sowie die EPR-Baureihe von Framatome/EDF (Frankreich). Beide Designs verfügen über umfangreiche internationale Betriebserfahrungen und erfüllen die sicherheits- und regulatorischen Anforderungen, die für einen Schweizer Neubau relevant sind.

Grundsätzlich können Gen-III+-Kraftwerke an bestehenden Kernkraftwerksstandorten errichtet werden; die Analyse zeigt jedoch, dass Gösgen und Leibstadt aufgrund ihrer Flächenverfügbarkeit, Erschliessung und baulegis-tischen Voraussetzungen die besten Bedingungen für einen Neubau bieten. Beznau und Mühleberg bleiben potenzielle Alternativen, weisen aber aufgrund ihrer begrenzten Flächenreserven höhere bauliche und logistische Herausforderungen auf.

SMR-Technologien stellen eine zusätzliche Option dar und sollten weiterhin eng verfolgt werden. Sie könnten insbesondere an flächenlimitierten Standorten Vorteile bieten und durch modulare Bauweisen Flexibilität schaffen. Allerdings müssen SMR-Konzepte ihre wirtschaftlichen und betrieblichen Versprechen erst im kommerziellen Einsatz unter Beweis stellen; für einen Schweizer Erstbau wäre internationale Serienerfahrung eine notwendige Voraussetzung.

Ein Neubau generiert eine hohe inländische Wertschöpfung und schafft an den Standorten langfristige, qualifizierte Arbeitsplätze.

Der Bau eines neuen Kernkraftwerks erzeugt eine hohe inländische Wertschöpfung und schafft tausende Arbeitsplätze während der Bauphase sowie langfristige Beschäftigung im späteren Betrieb. Die damit verbundene personelle Dimension stellt jedoch eine erhebliche organisatorische Herausforderung dar: In Spitzenzeiten können bis zu 10 000 Personen gleichzeitig auf der Baustelle tätig sein – ein in der Schweiz seit Jahrzehnten beispielloses Vorhaben. Zum Vergleich: Bei der

NEAT wurden maximal rund 3000–4000 Personen gleichzeitig eingesetzt, beim Pumpspeicherwerk Linth-Limmern rund 1500–2000. Zugleich hat die Schweiz gezeigt, dass sie anspruchsvolle Grossprojekte erfolgreich umsetzen kann.

Eine Laufzeitverlängerung der bestehenden Kernkraftwerke bis zur Inbetriebnahme neuer Anlagen wäre aus Versorgungssicherheitsgründen zu bevorzugen.

Ein geordneter Übergang zwischen bestehenden und neuen Anlagen verhindert nicht nur einen abrupten Einbruch der winterlichen Stromproduktion, sondern sichert auch den Erhalt von kerntechnischem Knowhow und betrieblichen Kompetenzen in der Schweiz. Eine Laufzeitverlängerung bestehender Anlagen ist zudem in der Regel kostengünstiger als der Bau neuer Erzeugungskapazitäten, da die wesentlichen Investitionen bereits getätigt wurden und die bestehenden Anlagen hohe Verfügbarkeiten aufweisen. Allerdings ist eine solche Verlängerung keineswegs garantiert – auch nicht bis zu einer Betriebsdauer von 60 Jahren. Ihr wirtschaftlicher Weiterbetrieb wird voraussichtlich ergänzende

Fördermassnahmen erfordern, insbesondere wenn umfangreiche Investitionen für Sicherheitsnachrüstungen oder erhöhte regulatorische Anforderungen anfallen. Damit ist eine Laufzeitverlängerung zwar technisch und wirtschaftlich grundsätzlich möglich, bedarf jedoch klarer Rahmenbedingungen und einer frühzeitigen politischen Klärung.

Disclaimer und Literaturverzeichnis

Veröffentlichungsdetails

Erstpublikation: 24. März 2026

Erste überarbeitete Auflage: Mai 2026

Hauptautorinnen und Hauptautoren:

Hanspeter Maeder, Michele Bellotti,
Fabian Feger, Susanne Krähenbühl,
Thomas Porchet, Ismail Pallipatt, Rajesh
Pattupara, Jörg Schäfer, Marius Schwarz,
Thomas Weber, Simon Weiher

Expertinnen, Experten und

Mitwirkende: Martin Koller, Mia Pfuderer,
Lena Schneider, Stephan Weber

Design und Produktion:

Aorta Design GmbH, Baden

Titelbild: © Axpo / Daniel Werder

Disclaimer

Diese Publikation wurde im Rahmen des Projektes Axpo Energy Reports erstellt, um einen Überblick über die Rolle und das Potenzial der Kernenergie in der Schweiz zu geben, und dient ausschliesslich zu Informationszwecken. Dieser Bericht ist ein Teil des Gesamtprojektes Axpo Energy Reports und beleuchtet eine der dargelegten Technologien. Für eine Gesamtübersicht müssen die anderen Berichte ebenfalls beachtet werden. Die in diesem Dokument dargelegten Meinungen spiegeln die Überlegungen und Bestrebungen von Axpo zum Zeitpunkt der Veröffentlichung wider. Diese können sich aufgrund regulatorischer oder gesamtwirtschaftlicher Entwicklungen ändern. Wir können weder ausdrücklich noch stillschweigend eine Gewähr für die in diesem Dokument enthaltenen Informationen übernehmen. Das Dokument enthält Aussagen, die sich auf zukünftige Ereignisse beziehen und rein spekulativer Natur sind.

Solche Aussagen spiegeln lediglich unsere Einschätzung der Situation zu einem bestimmten Zeitpunkt wider. Handlungen, die auf diesem Dokument basieren, liegen in der alleinigen Verantwortung der Akteure. Wir übernehmen keine Haftung für Schäden, die direkt oder indirekt aus der Verwendung dieses Dokuments entstehen könnten.

Axpo. (2025). *Axpo unterzeichnet neue Brennstoffverträge für Kernkraftwerke*. Von www.axpo.com/ch/de/newsroom/medienmitteilungen/2025/axpo-signs-new-fuel-contracts-for-nuclear-power-plants-.html.

Axpo. (2026). *Kernkraftwerk Beznau*. Von www.axpo.com/ch/de/energie/produktion-und-verteilung/kernenergie/beznau.html abgerufen.

Bundesamt für Energie, BFE. (2024). *Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken*. Von <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11837>.

Burkart, T. (2023). *Die Bundesversammlung – Das Schweizer Parlament*. Von Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerke ermöglichen: www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefft?AffairId=20234152.

Centrica. (2025). *Sizewell C Regulated investment with predictable returns*. Von www.centrica.com/media-centre/news/2025/investment-in-sizewell-c/.

EDF. (2026). *Developing our workforce*. Von www.edfenergy.com/energy/nuclear-new-build-projects/hinkley-point-c/local-community/developing-our-workforce.

Energie Club Schweiz. (2025). *56 Prozent der Bevölkerung will neue Kernkraftwerke*. Von www.energieclub.ch/medienmitteilung-56-neue-kernkraftwerke/.

Hitachi. (2025). *A Resilient Grid for a Renewable Future: How Grid Forming (GFM) Inverter Supports the Next Generation of Power Supply*. Von https://insights.hitachi-ies.com/_ct/17766032.

IAEA. *Nuclear Energy in Climate Resilient Power Systems*. Von www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/PAT-003_web.pdf.

IAEA. *Switzerland*. Von <https://pris.iaea.org/pris/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=CH>.

IEA. (2025). *The Path to a New Era for Nuclear Energy*. Von <https://iea.blob.core.windows.net/assets/21947d24-cbe3-4fbc-a5b7-5c94de5c60f2/ThePathtoaNewEraforNuclearEnergy.pdf>.

Jamsek, A., & Planinc, M. (2024). *An Overview of Seismic Design Parameters for Design of Nuclear Power Plants*. NENE 33rd International Conference Nuclear Energy for New Europe. Von www.djs.si/nene2024proceedings/pdf/NENE2024_412.pdf.

Lewis & Messenger. (2025). *UK's first small nuclear power station to be built in north Wales*. Von www.bbc.com/news/articles/c051y3d7myzo.

Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2025). *Ontwerp-Meerjarenprogramma Klimaatfonds 2026 Chapter 6.1*. Von <https://open.overheid.nl/documenten/431d8f0c-918e-4ab3-82d8-38d14bc101a2/file>.

NAGRA. (2026). *Menge radioaktiver Abfälle*. Von <https://nagra.ch/wissensforum/menge-radioaktiver-abfaelle/>.

Neu, U., Markard, J., Betz, R., Boulouchos, K., Pautz, A., & Stadelmann, I. (2025). *Perspektiven für die Kernenergie in der Schweiz. Grundlagenbericht*. doi: www.doi.org/10.5281/zenodo.15599182.

Nuclear Energy Agency, NEA. (2021). *Summary Report on the Licensing Process of New Reactor Applications*. Von www.oecd-nea.org/nsd/docs/2020/cnra-r2020-1.pdf.

Regeringskansliet. (2024). *En nationell samordnad för utbyggnad av kärnkraft*. Von www.regeringen.se/rattsliga-dokument/kommittedirektiv/2024/01/dir.-20241.

Sizewell C. (2025). *Final Investment Decision reached for Sizewell C – the biggest British clean energy project in a generation*. Von www.sizewellc.com/news-views/final-investment-decision-reached-for-sizewell-c-the-biggest-british-clean-energy-project-in-a-generation/.

Sizewell C. (2026). *Funding Sizewell C*. Von www.sizewellc.com/building-sizewell-c/progress/funding-sizewell-c/.

Swiss Federal Nuclear Safety Inspectorate, ENSI. (2021). *Ten Years on from Fukushima (2/6): The radiological effects of the accident*: www.ensi.admin.ch/en/2021/02/11/ten-years-on-from-fukushima-2-6-the-radiological-effects-of-the-accident/.

Swiss Federal Nuclear Safety Inspectorate, ENSI. (2024). *Joint convention on the safety of spent fuel management and on the safety of radioactive waste management*. Von https://ensi.admin.ch/de/wp-content/uploads/sites/2/2024/08/JC25_8_Laenderbericht_Schweiz_1.pdf.

Swiss Federal Office of Energy, SFOE. (2024). *Technology Monitoring*.

United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation. (2000). *Sources and Effects of Ionizing Radiation*. Von www.unscear.org/unscear/uploads/documents/unscear-reports/UNSCEAR_2000_Report_Vol.I.pdf.

Westinghouse. (2026). *AP1000 Nuclear Power Plant – Passive Safety Systems*. Von <https://westinghousenuclear.com/new-plants/ap1000-pwr/safety/passive-safety-systems/>.

World Nuclear Association. (2024). *Six More Countries Endorse the Declaration to Triple Nuclear Energy by 2050 at COP29*. Von <https://world-nuclear.org/news-and-media/press-statements/six-more-countries-endorse-the-declaration-to-triple-nuclear-energy-by-2050-at-cop29>.

World Nuclear Association. (2025). *World Nuclear Performance Report 2025*. Von <https://world-nuclear.org/our-association/publications/global-trends-reports/world-nuclear-performance-report>.

World Nuclear News. (2022). *UK government takes 50% stake, confirms backing for Sizewell C*. Von www.world-nuclear-news.org/Articles/UK-government-takes-50-stake,-gives-go-ahead-for-S.

World Nuclear News. (2023). *Swedish nuclear: Government moves to change law*. Von <https://world-nuclear-news.org/Articles/Swedish-nuclear-Government-moves-to-change-legisl>.

World Nuclear News. (2025). *Canada's first SMR project: How is CAD20.9 billion cost calculated?* Von www.world-nuclear-news.org/articles/what-is-the-budget-for-canadas-first-smr-project.

World Nuclear News. (2025). *Netherlands aims to extend operation of Borssele plant*. Von www.world-nuclear-news.org/articles/netherlands-aims-to-extend-operation-of-borssele-plant.