

Volkswirtschaftliche Auswirkungen eines Ersatzneubaus der Schweizer Kernkraftwerke

Juli 2026

Studie im Auftrag von economiesuisse

Ansprechpartner

Michael Grass
Leiter Analysen und Studien
michael.grass@bak-economics.com
Telefon +41 61 279 97 23

Claude Maurer
Chefökonom
claude.maurer@bak-economics.com
Telefon +41 61 279 97 13

Herausgeber

BAK Economics
Elisabethenanlage 7
4051 Basel
+41 61 279 97 00

Copyright © 2026 by BAK Economics AG
Alle Rechte vorbehalten.

Executive Summary

Heute liefern die vier bestehenden Kernkraftwerke rund 36 Prozent des Schweizer Stroms und fast die Hälfte des Winterstroms. Voraussichtlich bis 2044 werden sie schrittweise stillgelegt (bei 60 Jahren Betriebsdauer), während der Strombedarf durch die Elektrifizierung bis 2050 um bis zu einem Drittel steigt. Die daraus entstehende Winterstromlücke bildet den Ausgangspunkt der Studie. Untersucht wird, ob ein Ersatzneubau von Kernkraftwerken ergänzend zum Ausbau der erneuerbaren Energien volkswirtschaftlich sinnvoll wäre. Grundlage ist eine modellgestützte Wirkungsanalyse sowie eine ergänzende Meta-Analyse.

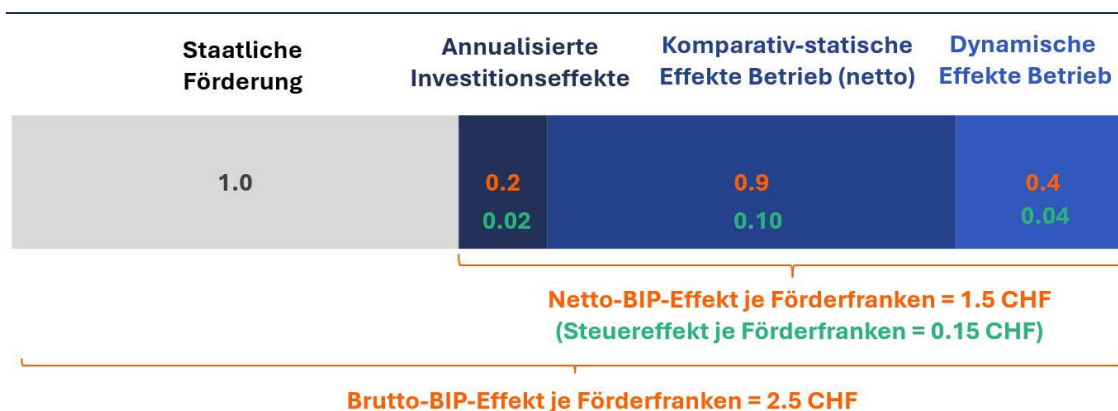
Modellergebnisse

Das Basisszenario unterstellt unter den geltenden politischen Rahmenbedingungen des «Stromgesetzes» den weiteren Ausbau der Erneuerbaren sowie den Bau eines Kernkraftwerks vom Typ EPR mit 1.63 GW installierter Leistung und Inbetriebnahme 2050. Das Kraftwerk produziert jährlich 12.1 TWh Strom, davon rund 6.7 TWh im Winter, und deckt damit etwa 15 Prozent des erwarteten Winterverbrauchs. Die strukturelle Importabhängigkeit wird reduziert und saisonale Preisspitzen werden stabilisiert. Trotz konservativer Kostenannahmen bleiben Verzögerungs- und Kostenrisiken bestehen, wie frühere EPR-Projekte in Europa zeigen.

Die modellgestützten Wirkungsanalysen zeigen erhebliche volkswirtschaftliche Effekte auf mehreren Ebenen. Die Investitionen generieren eine kumulierte inländische Wertschöpfung von 7.4 Mrd. CHF – rund 51 Prozent der Baukosten verbleiben als Wertschöpfung in der Schweiz. Im laufenden Betrieb ab 2050 entstehen direkt und indirekt jährlich 1.2 Mrd. CHF Wertschöpfung entlang der Wertschöpfungskette sowie zusätzliche rund 240 Mio. CHF pro Jahr über die dynamischen Effekte tieferer Stromkosten auf Haushalte, Unternehmen und Exportwettbewerbsfähigkeit. Alle Effekte sind in Preisen von 2024 ausgewiesen.

In der Lebenszyklusbetrachtung des EPR resultiert insgesamt während der Betriebsdauer von 60 Jahren ein jährlicher Wertschöpfungseffekt von 1.6 Mrd. CHF sowie 2'905 Arbeitsplätzen. Die direkten Steuern natürlicher und juristischer Personen von Bund, Kantonen und Gemeinden belaufen sich auf rund 95 Mio. CHF pro Jahr. Je eingesetztem Förderfranken entstehen damit - bereinigt um die staatliche Förderkomponente - 1.5 Franken Netto-BIP-Effekt und 15 Rappen Steuerertrag.

Abb. 1 Modellergebnisse: BIP-Effekte je Förderfranken



Quelle: BAK Economics

Meta-Analyse (Literatur)

Über die Modellresultate hinaus entfaltet das Kernkraftwerk weitere, nicht modellierte Nutzendimensionen, deren Einordnung sich auf externe Studien (Meta-Analyse) stützt. Abb. 2 illustriert, dass der gesamtwirtschaftliche Nutzen durch deren Einbezug über die direkt messbaren BIP-Effekte hinausgeht. Während die BAK-Modellanalyse je Förderfranken einen zusätzlichen Netto-BIP-Effekt von 1.5 Franken ausweist, erhöht sich der volkswirtschaftliche Nutzen im weiteren Sinn um insgesamt 2.7 Franken je Förderfranken.

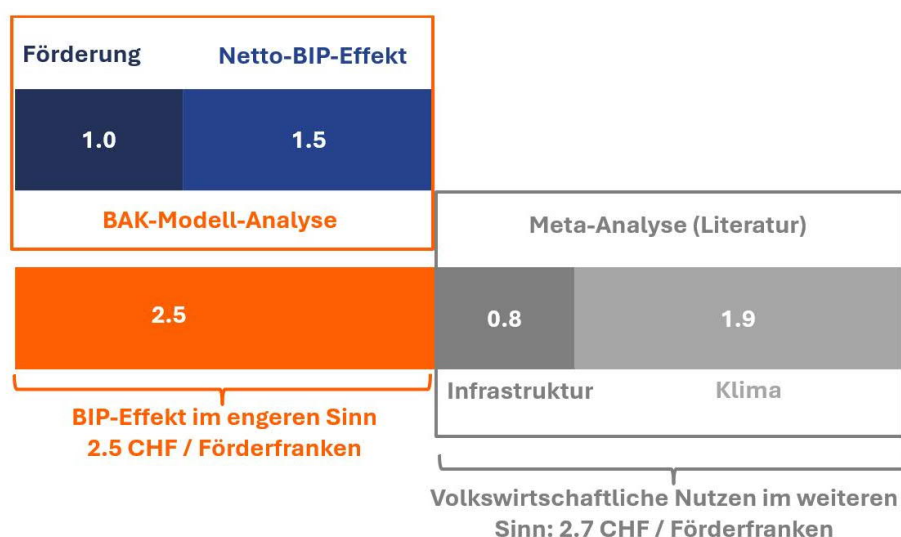
Davon entfallen rund 0.8 Franken auf Infrastruktureffekte. Dazu zählen insbesondere die Reduktion der Strompreisvolatilität, geringere Risiken kurzfristiger Versorgungsengpässe sowie eine Verringerung des Mangellagerisikos. Unter konservativen Annahmen entspricht dies rund 520 Mio. CHF pro Jahr beziehungsweise rund 83 Prozent des annualisierten Förderaufwands.

Weitere 1.9 Franken je Förderfranken entfallen auf Klima- und Umwelteffekte beziehungsweise den entsprechenden Optionsnutzen. Dieser beschreibt den zusätzlichen Nutzen eines Kernkraftwerks als Absicherung gegen den Fall, dass die Dekarbonisierung im Ausland langsamer verläuft als erwartet oder klimaneutrale Stromimporte langfristig nicht ausreichend verfügbar sind. Der direkte Klimanutzen entsteht, indem CO₂-belasteter Importstrom durch CO₂-armen Strom aus Kernkraftwerken substituiert wird. Er beläuft sich auf rund 489 Mio. CHF pro Jahr.

Hinzu kommt der Optionsnutzen einer sicheren klimaneutralen Stromversorgung für die Beschleunigung der Elektrifizierung und Dekarbonisierung. Dieser Effekt beträgt rund 691 Mio. CHF pro Jahr. Zusätzliche Umweltnutzen, insbesondere durch bessere Luftqualität, belaufen sich auf rund 39 Mio. CHF pro Jahr. Kernenergie schneidet auch bei der Flächeneffizienz vorteilhaft ab. Insgesamt resultieren daraus Klima- und Umweltnutzen von rund 1.2 Mrd. CHF pro Jahr.

Den beschriebenen Nutzenkomponenten stehen potenzielle Risiken gegenüber, die jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Studie sind.

Abb. 2 Gesamtergebnisse



Quelle: BAK Economics

Inhalt

1. Ausgangslage	7
2. Szenario-Setup	8
2.1. Referenz- und Alternativszenarien	8
2.2. Technische Grundkonfiguration	8
2.3. Projektzeithorizont	9
2.4. Baukosten (Overnight Construction Costs)	10
2.5. Zinskosten während der Bauzeit (Interest During Construction, IDC)	11
2.6. Gesamte Investitionskosten (CAPEX)	12
2.7. Stromgestehungskosten	12
2.8. Markterlös und staatliche Förderung	13
3. Volkswirtschaftliche Effekte im engeren Sinne	15
3.1. Zielsetzung	15
3.2. Volkswirtschaftliche Effekte im laufenden Betrieb	16
3.3. Volkswirtschaftliche Effekte der Neubauinvestitionen	20
3.4. Dynamische Effekte	23
4. Volkswirtschaftliche Nutzen im weiteren Sinn	26
4.1. Infrastruktureffekte	26
4.2. Umwelteffekte	28
4.3. Klimanutzen (Vermeidung von Umweltkosten)	32
5. Synthese	35
6. Literaturverzeichnis	39
7. Anhang	41
7.1. Szenarien	41
7.2. Technische Grundkonfiguration	41
7.3. Das Bilanzmodell	41

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Technische Grundkonfiguration	9
Tab. 2: Projektschritte	9
Tab. 3: Overnight Construction Costs (OCC).....	11
Tab. 4: Investitionskosten (CAPEX).....	12
Tab. 5: Stromgestehungskosten.....	13
Tab. 6: Markterlös und staatliche Förderung	14
Tab. 7: Direkte volkswirtschaftliche Effekte: Bruttowertschöpfung und Arbeitsplätze	16
Tab. 8: Direkte volkswirtschaftliche Effekte: Beitrag zum BIP.....	17
Tab. 9: Indirekte und induzierte volkswirtschaftliche Effekte	19
Tab. 10: Komparativ-statische Effekte durch den Betrieb der KKW im Überblick.....	20
Tab. 11: Komparativ-statische Effekte durch den KKW-Bau (kumuliert)	22
Tab. 12: Annualisierte Effekte durch den KKW-Bau (60 Jahre).....	23
Tab. 13: Dynamische Effekte durch den KKW-Betrieb im Basisszenario (jährlich)	25
Tab. 14: Lebenszyklus-THG.....	28
Tab. 15: CO ₂ Vermeidungskosten (Erdgas-GuD, 400 g CO ₂ -eq./kWh, 113 CHF/MWh)	29
Tab. 16: Lebenszyklus-PM2.5-Emissionen im Technologievergleich	30
Tab. 17: Flächenbedarf.....	31
Tab. 18: Flächenbelegung und Ökosystemschäden pro TWh.....	31
Tab. 19: Übersicht: Ergebnisse der Modellberechnungen (jährliche Effekte).....	35

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1	Modellergebnisse: BIP-Effekte je Förderfranken	3
Abb. 2	Gesamtergebnisse	4
Abb. 3	Monatliche Strombilanz 2050 – Szenarienvergleich KKW60 vs. KKW60+.....	42

1. Ausgangslage

Die Schweiz steht vor einer der grössten energiepolitischen Weichenstellungen seit Jahrzehnten. Gleich drei Entwicklungen treffen zeitgleich aufeinander und machen eine nüchterne Analyse dringend nötig.

Erstens: Der Wegfall der bestehenden Kernkraft. Die vier Schweizer Kernkraftwerke Beznau I und II, Gösgen und Leibstadt liefern heute rund 36% des Schweizer Stroms – und fast die Hälfte des gesamten Winterstroms. Ab Ende der 2030er Jahre werden sie eines nach dem anderen stillgelegt, sobald sie ihr technisches Lebensende erreichen. Das letzte Kraftwerk (Leibstadt) geht voraussichtlich 2044 vom Netz. Damit verschwindet eine zuverlässige, effiziente Stromquelle, die besonders im Winter unverzichtbar ist.

Zweitens: Der steigende Strombedarf. Elektroautos, Wärmepumpen, die Elektrifizierung von Industrie und Gebäuden – all das erhöht die Nachfrage. Die Energieperspektiven 2050+ des Bundes (Prognos et al., 2021) gehen davon aus, dass der Schweizer Stromverbrauch bis 2050 um rund ein Drittel zunimmt, während der Gesamtenergieverbrauch durch die Elektrifizierung sinkt.

Drittens: Die Winterstrom-Lücke. Das Schweizer Stromsystem ist saisonal stark unausgewogen: Im Sommer produziert die Schweiz dank Wasserkraft und Ausbau der Photovoltaik oft mehr Strom als sie braucht. Im Winter – wenn die Flüsse wenig Wasser führen und die Speicherseen sich nicht füllen, aber Heizung und Beleuchtung auf Hochtouren laufen – ist sie auf Importe angewiesen.

Diese Entwicklungen laufen parallel zur Dezentralisierung und Systemintegration der Erneuerbaren und anderen organisatorischen Umbrüchen der Stromwirtschaft.

Politischer Kontext: Die sogenannte Blackout-Initiative fordert eine grundlegende Reorganisation der Schweizer Energiepolitik und will u.a. alle klimafreundlichen Erzeugungsarten verfassungsrechtlich zulassen. Als indirekten Gegenvorschlag plant der Bundesrat, das seit 2017 geltende Neubauverbot für Kernkraftwerke aufzuheben. Damit rückt die Frage in den Vordergrund: Wäre ein neues Kernkraftwerk in der Schweiz volkswirtschaftlich sinnvoll?

Die vorliegende Studie will dazu eine quantitative Grundlage schaffen, indem sie die ökonomischen Auswirkungen eines Neubaus in der Schweiz aus verschiedenen Perspektiven beleuchtet. Hierzu wird anhand einer modellgestützten Wirkungsanalyse quantifiziert, wie sich der Bau und der Betrieb eines neuen Kernkraftwerks unmittelbar auf das Schweizer Bruttoinlandsprodukt, die Beschäftigung oder die Steuererträge von Bund, Kantonen und Gemeinden auswirken. Weitergehende Nutzeneffekte, die sich aus der Infrastrukturfunktion eines Kernkraftwerks ergeben, werden anhand bestehender Studien eingeordnet.

2. Szenario-Setup

2.1. Referenz- und Alternativszenarien

Die vorliegende Analyse modelliert die volkswirtschaftlichen Auswirkungen eines Kernkraftwerk-Neubaus in der Schweiz anhand eines konsistenten Szenariorahmens. Wichtige Inputs für die technische Grundkonfiguration stammen aus der ETH-Nexus-e-Studie von Schwarz et al. (2023) sowie den Axpo Energy Reports (2026). Ein wichtiger Unterschied gegenüber Schwarz et al. (2023) besteht im unterstellten Zeitpfad: Die Inbetriebnahme des Ersatzneubaus wird auf 2050 angesetzt, nicht auf 2040.

Auf Basis von Schwarz et al. (2023) verwendet die Analyse zwei Szenarien, die sich ausschliesslich durch den Neubau eines Kernkraftwerks unterscheiden. Alle übrigen Annahmen – insbesondere der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Wasserkraftproduktion sowie der Nachfragepfad – sind in beiden Szenarien identisch. Die Differenz zwischen den Szenarien isoliert damit kausal den Effekt des Neubaus (siehe auch Anhang 7.1). Eine wichtige Limitierung der Studie von Schwarz et al. (2023) stellen die nicht abgebildeten Netzinvestitionen dar. Sowohl für die Instandhaltung als auch für den Ausbau der Netze, v.a. im Rahmen der stärkeren Dezentralisierung der Stromversorgung, fallen bis 2050 erhebliche Kosten an. Das Bundesamt für Energie beziffert diese im Extremfall auf 80 Mrd. CHF.

Szenario KKW60 (Langzeitbetrieb): Alle bestehenden KKW werden 60 Jahre betrieben und schrittweise bis 2044 stillgelegt. Ab 2044 ist die Schweiz kernenergiefrei.

Szenario KKW60+ (Ersatzneubau): Wie KKW60, ergänzt um einen neuen EPR mit 1.63 GW installierter Leistung (Kapazitätsfaktor 85 %, Jahresproduktion 12.1 TWh). Die zusätzliche Winterproduktion reduziert die Stromimporte und stabilisiert das Preisniveau; die Grosshandelspreise sinken gegenüber KKW60 um durchschnittlich 7 bis 9 CHF/MWh (eigene Berechnung auf Basis Schwarz et al., 2023, vgl. Anhang 7.3). Sommerliche Überschüsse werden exportiert, sofern Netzkapazität und Nachfrageflexibilität im Ausland dies erlauben.

Für das Szenario KKW60+ werden drei technische Ausführungsvarianten modelliert, die sich hinsichtlich Reaktortyp und Anzahl Einheiten unterscheiden. Die Hauptanalyse stützt sich auf den EPR als Basisvariante; die Konfigurationen der beiden Alternativvarianten basieren auf dem Axpo Energy Report Kernenergie (2026).

Basisvariante EPR: Bau eines EPR mit 1.63 GW installierter Leistung und Inbetriebnahme 2050, unter der Voraussetzung der Aufhebung des Neubauverbots und der Schaffung eines staatlichen Fördermechanismus.

Variante Niedrig: Bau eines AP1000 mit 1.157 GW installierter Leistung.

Variante Hoch: Bau zweier AP1000 mit je 1.157 GW installierter Leistung.

2.2. Technische Grundkonfiguration

Die Hauptanalyse stützt sich auf einen EPR-1600 mit 1.63 GW installierter Leistung und 60 Jahren Betriebsdauer. Die Alternativvarianten werden mit dem AP1000 von Westinghouse (je 1.157 GW) modelliert. Als Auslastungsgrad wird konservativ 85 % unterstellt, was ungeplante Revisionen und regulatorisch bedingte Abschaltungen implizit einschliesst (zur Herleitung siehe Anhang 7.2). Daraus ergibt sich als technisches Potenzial für den EPR eine jährliche Stromproduktion von rund 12.1 TWh. Dies entspricht etwa 16 Prozent der für 2050 erwarteten Nachfrage gemäss Energieperspektiven des BFE (Szenario «ZERO Basis», mit dem bis 2050 das Netto-Null-Ziel und eine ausgeglichene Jahresbilanz bei der Stromversorgung erreicht wird).

Tab. 1: Technische Grundkonfiguration

	Basisszenario 1×EPR-1600	Szenario Niedrig 1×AP1000	Szenario Hoch 2×AP1000
Reaktortyp	EPR-1600 (EDF)	AP1000 (Westinghouse)	AP1000 (Westinghouse)
Anzahl Einheiten	1	1	2
Installierte Leistung (GW, netto)	1.630	1.157	2.314
Auslastungsgrad (CF)	85%	85%	85%
Betriebsdauer (Jahre)	60	60	60
Jahresproduktion (GWh)	12'137	8'615	17'230
Winterproduktion (GWh, 55 %)	6'675	4'738	9'477
Anteil Nachfrage 2050 (~76 TWh)	16.0%	11.3%	22.7%

Quelle: BAK Economics

2.3. Projektzeithorizont

Ein zentrales Element des Basisszenarios ist der Gesamtzeithorizont von rund 23 Jahren von der Volksabstimmung über die Aufhebung des KKW-Neubauverbots bis zur kommerziellen Inbetriebnahme im Jahr 2050. Es wird unterstellt, dass die Volksabstimmung im Jahr 2027 erfolgreich abgeschlossen ist und der politische Wille zur Schaffung der notwendigen regulatorischen Grundlagen besteht. Im Axpo Energy Report Kernkraft wird dargelegt, dass die Inbetriebnahme unter optimierten regulatorischen Rahmenbedingungen auch schon 2045 möglich wäre. Dies unter der Annahme einer Laufzeit von 60 Jahren für die bestehenden Anlagen. Verlängerte Laufzeiten von 80 Jahren für die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt sind möglich, zurzeit jedoch nicht beschlossen.

Tab. 2: Projektschritte

Phase	Zeit- raum	Dauer	Inhalt / Meilensteine
Politischer Prozess (Neubauverbot)	2025– 2027	2 Jahre	Volksabstimmung über Aufhebung des KKW-Neubauverbots (Art. 12a KEG)
Politisches Rahmenwerk	2028– 2031	4 Jahre	Gesetzliche Grundlagen, Fördermechanismus, staatliche Finanzierungsarchitektur
Rahmenbewilligung	2031– 2036	5 Jahre	Standortprüfung, geologisches Gutachten, Sicherheitsnachweise, Vernehmlassung
Baubewilligung	2036– 2040	4 Jahre	Detailplanung, Ausschreibungen, Baugenehmigung, Vergabe EPC-Kontrakt
Bau und Inbetriebnahme	2040– 2050	10 Jahre	Eigentlicher Reaktorbau; gestaffelter Kapitalabfluss nach S-Kurve; kommerzielle Inbetriebnahme ca. 2050

Quelle: Axpo Energy Reports (2026), BAK Economics

2.4. Baukosten (Overnight Construction Costs)

Bei den Overnight Construction Costs (OCC) handelt es sich um die hypothetischen Baukosten unter der Annahme sofortiger und gleichzeitiger Fertigstellung ohne Zeitverzug. Die OCC sind eine etablierte Methode für den Vergleich verschiedener Technologien und ihrer Investitions- und Kostenwirkung. Für die Kalibrierung der OCC des EPR im Basisszenario stehen mit Olkiluoto 3 (Finnland, Inbetriebnahme 2023) und Flamanville 3 (Frankreich, Inbetriebnahme 2024) zwei fertiggestellte EPR-Projekte der Generation III+ als empirische Referenzen zur Verfügung. Beide Projekte weisen massive Kostenüberschreitungen gegenüber den ursprünglichen Planwerten auf, unterscheiden sich jedoch in der Kostenstruktur erheblich und sind für die Ableitung einer schweizerischen Planungsgrösse unterschiedlich gut geeignet.

Flamanville ist aus mehreren Gründen als obere Kostengrenze zu betrachten. Erstens handelte es sich um den ersten EPR in westeuropäischer Eigenregie des Betreibers EDF, bei dem sämtliche Projektrisiken auf der Betreiberseite lagen und vollständig in den ausgewiesenen Kosten enthalten waren. Zweitens traten bei Flamanville aussergewöhnliche technische Probleme auf, die in dieser Häufung und Schwere als projektspezifisch einzustufen sind: Schweissfehler an Primärkreisdurchführungen erforderten aufwändige Reparaturverfahren, die mehrfach modifiziert und regulatorisch neu zugelassen werden mussten. Drittens litt das Projekt unter schwerwiegenden Qualitätsmängeln in der Lieferkette – insbesondere Anomalien im Reaktordruckbehälterstahl –, die zu jahrelangen Stillständen und teuren Nachrüstungen führten. Hinzu kamen erhebliche Koordinationsprobleme zwischen dem Reaktorhersteller Framatome und dem Betreiber EDF sowie Lieferkettenstörungen während der Covid-19-Pandemie. Die ursprünglichen Kostenplanungen von 3.3 Mrd. EUR (2007) wurden schliesslich um mehr als das Vierfache übertroffen.

Olkiluoto 3 wurde mit Gesamtprojektkosten von rund 11 Mrd. EUR fertiggestellt. Bei 1'600 MW Nettoleistung entspricht das einer spezifischen OCC von 6'875 EUR/kW. Allerdings ist die Vertragsstruktur von Olkiluoto 3 für die Kosteninterpretation entscheidend: Das finnische Energieunternehmen TVO schloss 2003 einen Festpreisvertrag mit dem Areva/Siemens-Konsortium. Die Mehrkosten gegenüber dem ursprünglichen Vertragspreis von rund 3 Mrd. EUR verblieben vollständig beim Baukonsortium und belasteten den Betreiber TVO nicht. Trotz dieser Einschränkung ist Olkiluoto 3 als Referenzprojekt für die Schweiz aus mehreren Gründen besser geeignet als Flamanville 3. Die projektspezifischen Sonderfaktoren bei Flamanville – insbesondere die Schweissfehler und die ausserordentlichen Qualitätsmängel – waren einmalige Ereignisse, die bei einem Neubauprojekt mit moderner Designreife und verbesserter Lieferkettenqualität nicht in gleicher Form zu erwarten sind. Olkiluoto 3 dagegen profitierte zwar von einem für den Erstbesteller ungewöhnlich günstigen Festpreisvertrag, spiegelt aber die technischen Herausforderungen eines EPR-Erstbaus unter westeuropäischen Rahmenbedingungen besser wider. Zudem liegen für Olkiluoto 3 die vollständigen Projektabschlusskosten des Konsortiums vor, was eine transparentere Kostenbasis ermöglicht als die noch nicht abgeschlossene Abrechnung einzelner Nachtragsverfahren bei Flamanville.

Da die Projektkosten von Olkiluoto 3 Nominalkosten über eine Bauzeit von 18 Jahren (2005–2023) darstellen, ist eine Inflationierung auf die einheitliche Preisbasis 2024 erforderlich. Hierbei wurde für das Kapitalabflussprofil ein S-Kurven-Muster unterstellt und die Kostenentwicklung im Bereich Planung (Lohnkosten Ingenieur- und Planungsbüros, etc.), Herstellung (Reaktordruckbehälter, Dampferzeuger, Turbinen-Generator-Einheit) und Bau approximiert. Zudem wurde ein Swiss-Finish-Aufschlag unterstellt, der den schweizerischen Besonderheiten (bspw. höhere Arbeits- und Materialkosten) Rechnung trägt. Dieser beträgt 11.3 Prozent und orientiert sich am Axpo Energy Report. Daraus ergeben sich für das Basisszenario OCC von 8'826 CHF/kW bzw. 14'387 Mio. CHF.

Die beiden Alternativszenarien – ein einzelner AP1000 (Szenario Niedrig) sowie zwei AP1000 (Szenario Hoch) – basieren auf einem anderen Reaktortyp und einer anderen Kostenbasis als das EPR-Basisszenario. Als einziger westlicher Reaktortyp dieser Generation liegen mit Vogtle 3 & 4 (USA, Inbetriebnahme 2023 bzw. 2024) vollständige Bau- und Betriebserfahrungen vor. Die OCC-Annahmen für den AP1000 werden aus dem Axpo Energy Report abgeleitet. Die dortigen OCC orientieren sich an Schätzungen des Massachusetts Institute of Technology (MIT) für einen AP1000-Reaktor (MacDonald et al., 2024), welche gegenüber den tatsächlichen Baukosten der Vogtle-Kraftwerke 3+4 den Wegfall von sogenannten «First-of-a-kind»-Kosten berücksichtigen. Allerdings wurde ein Aufschlag von 15 Prozent als Risikopuffer mit eingebaut. Für den Bau eines AP1000 resultieren daraus OCC von 9'383 CHF/kW. Im Falle des Szenarios mit 2 x AP1000 ergeben sich zusätzliche Kostensenkungen durch Synergien und Lerneffekte, was sich in niedrigeren OCC von 8'530 CHF/kW niederschlägt.

Tab. 3: Overnight Construction Costs (OCC)

	Basisszenario 1×EPR-1600	Szenario Niedrig 1×AP1000	Szenario Hoch 2×AP1000
OCC in CHF/kW	8'826	9'383	8'530
OCC in Mio. CHF	14'387	10'856	19'738

Quelle: BAK Economics

2.5. Zinskosten während der Bauzeit (Interest During Construction, IDC)

Neben den Overnight Construction Costs (OCC) fallen während der Bauzeit zusätzlich Zinskosten an (Interest During Construction, IDC). In der Frühphase bis 2040 fliesst vergleichsweise wenig Kapital ab - vorwiegend Planungs- und Beratungsaufwendungen. Der grosse Kapitalabfluss konzentriert sich auf die Bauphase 2040–2050. Bei der Berechnung dieser Zinskosten während der Bauzeit wird für den zugrundeliegenden Kapitalabfluss ein S-Kurven-Profil unterstellt.

Als Finanzierungsmodell wird eine staatlich mitfinanzierte Kapitalstruktur zugrunde gelegt, die dem internationalen Präzedenzfall grosser KKW-Neubauprojekte (Sizewell C, Olkiluoto 3, Barakah) entspricht. Wir unterstellen je ein Drittel staatliches Eigenkapital, privates Eigenkapital und staatlich nicht-gesichertes Fremdkapital. Der Steuersatz beträgt $T = 15.2\%$ (durchschnittliche Steuerbelastung Aargau/Solothurn). Für den gewichteten Kapitalkostensatz (WACC) ergibt sich 5.0 Prozent nach Steuern.

Auf Grundlage dieser Annahmen betragen die IDC im Basisszenario 2'868 Mio. CHF. In den beiden Alternativszenarien liegen sie bei 2'160 Mio. CHF resp. 3'928 Mio. CHF.

2.6. Gesamte Investitionskosten (CAPEX)

Nachfolgende Tabelle fasst die Baukosten, die Baukostenstruktur und die Zinskosten während der Bauzeit sowie die daraus resultierenden gesamten Investitionskosten (CAPEX) zusammen. Im Basisszenario betragen die CAPEX 17'250 Mio. CHF. Annualisiert auf Basis einer Laufzeit von 60 Jahren entspricht das 76.2 CHF/MWh.

Tab. 4: Investitionskosten (CAPEX)

	Basisszenario 1×EPR-1600	Szenario Niedrig 1×AP1000	Szenario Hoch 2×AP1000
Overnight Construction Costs			
OCC (CHF/kW)	8'826	9'383	8'530
OCC total (Mio. CHF)	14'387	10'856	19'738
Planung & Engineering	12%	12%	12%
Herstellung (Equipment)	44%	44%	44%
Bau & Installation	44%	44%	44%
Interest During Construction			
IDC (Mio. CHF)	2'868	2'160	3'928
Capex Total	17'250	13'016	23'666
Capex Annuität CHF/MWh	76.2	81.0	73.7

Quelle: BAK Economics

2.7. Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten ergeben sich durch die laufenden Kosten im Betrieb (OPEX) zuzüglich der annualisierten Kapitalkosten (CAPEX). Die Kosten im laufenden Betrieb setzen sich zusammen aus Betriebskosten für Personal, Wartung und Nachrüstung, Brennstoffkosten sowie Stilllegungs- und Entsorgungskosten. Sie betragen im Basisszenario 39.3 CHF/MWh und liegen beim Reaktortyp AP1000 leicht tiefer bei 37 CHF/MWh. Gesamthaft betragen die Stromgestehungskosten im Basisszenario 115.5 CHF/MWh.

Tab. 5: Stromgestehungskosten

	Basisszenario 1×EPR-1600	Szenario Niedrig 1×AP1000	Szenario Hoch 2×AP1000
CAPEX			
Capex Total	17'250	13'016	23'666
Capex Annuität CHF/MWh	76.2	81.0	73.7
OPEX (*)			
OPEX Total p.a.	477	321	638
OPEX CHF/MWh	39.3	37.3	37.0
Annualisierte Stromgestehungskosten			
LCOE CHF/MWh	115.5	118.3	110.7

* Betriebskosten zuzüglich Kosten für Brennstoffe, Nachrüstung, Stilllegung und Entsorgung.

Quelle: BAK Economics

2.8. Markterlös und staatliche Förderung

Der Markterlös ist bestimmt durch die Produktionsmenge (installierte Leistung x Auslastung) sowie den Marktpreis. Der in dieser Analyse verwendete Marktpreis von 64 CHF/MWh basiert auf den europaweiten Marktsimulationen des Axpo Energy Reports und ist als realer Gegenwartswert in Preisen von 2024 zu verstehen – nicht als nominale Preisprognose für das Jahr 2050.

Diese Konvention ist konsistent mit dem Modellierungsrahmen der ETH-Nexus-e-Studie (Schwarz et al. 2023), die im Szenario mit einem neuen Kernkraftwerk (NPP60+) für das Jahr 2050 nominale Grosshandelspreise von rund 81 EUR/MWh ausweist. Deflationiert man diesen Wert mit einer langfristigen Strompreisinflationsrate von rund 1 Prozent pro Jahr über 26 Jahre auf die Preisbasis 2024, resultiert ein Realwert von rund 63–65 CHF/MWh – in enger Übereinstimmung mit dem hier unterstellten Marktpreis. Der Axpo-Wert von 64 CHF/MWh reflektiert damit implizit eine konservative, realpreisbezogene Planungsgrösse, die für langfristige Investitionsrechnungen methodisch kohärent ist.

Den Markterlösen von 64 CHF/MWh stehen deutlich höhere Stromgestehungskosten entgegen. Im Basisszenario decken die Markterlöse 55 Prozent der Stromgestehungskosten ab. Diese strukturelle Unterdeckung ergibt sich aus der extremen Kapitalintensität und der langen Amortisationszeit von 60 Jahren. Kein westliches Kernkraftwerk-Neubauprojekt der letzten zwanzig Jahre ist deshalb ohne staatliche Förderung finanziert worden. Die staatliche Förderung erfolgt dabei in unterschiedlichen Formen, die sich hinsichtlich Risikoallokation, Finanzierungsstruktur und institutionellem Aufwand unterscheiden. Für die weitere Analyse gehen wir davon aus, dass die strukturelle Unterdeckung durch entsprechende staatliche Förderungen ausgeglichen wird. Die konkrete institutionelle Ausgestaltung der staatlichen Förderung ist für die volkswirtschaftlichen Berechnungen von nachrangiger Bedeutung.

Tab. 6: Markterlös und staatliche Förderung

	Basisszenario 1×EPR-1600	Szenario Niedrig 1×AP1000	Szenario Hoch 2×AP1000
LCOE CHF/MWh	115.5	118.3	110.7
Marktpreis CHF/MWh	64.0	64.0	64.0
Staatliche Förderung	51.5	54.3	46.7
Anteil Markterlös	55%	54%	58%

Quelle: BAK Economics

3. Volkswirtschaftliche Effekte im engeren Sinne

3.1. Zielsetzung

Im Rahmen der modellgestützten Wirkungsanalyse wird quantifiziert, welche volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Ersatzneubau der Schweizer Kernkraftwerke zur Folge hätte. Hierbei gehen wir mehrstufig vor. Zunächst erfolgt eine komparativ-statische Betrachtung der mit dem Bau und Betrieb der Kernkraftwerke ausgelösten wirtschaftlichen Effekte. Hierbei geht es um die Wertschöpfung, Beschäftigung, Arbeitnehmerinkommen und Steuereinnahmen, die entlang der Wertschöpfungsketten während der Bauphase (einmalig) sowie nach Inbetriebnahme (wiederkehrend) durch die Stromproduktion entstehen.

Die Quantifizierung dieser Effekte erfolgt im BAK-Input-Output-Modell (BAK IOM). Komparativ-statisch bedeutet in diesem Zusammenhang die Annahme sofortiger und gleichzeitiger Fertigstellung ohne Zeitverzug («Overnight»). Längerfristige Anpassungsmechanismen, welche aufgrund der veränderten Stromerzeugungslandschaft stattfinden würden, werden nicht berücksichtigt.

Solche dynamischen Anpassungseffekte treten im makroökonomischen Kontext immer dann auf, wenn sich Angebot und Nachfrage der verschiedenen Produkt- und Arbeitsmärkte neu formieren - bspw., wenn es zu einer Veränderung der relativen Preise, einer verbesserten Standortqualität, einer Veränderung der Wettbewerbsfähigkeit oder ähnlichem kommt. Die entsprechenden Anpassungseffekte hin zum neuen Gleichgewicht werden in der Simulation mit dem BAK-Makromodell explizit berücksichtigt und münden gemeinsam mit den komparativ-statischen Analysen in die Gesamtbeurteilung der Auswirkungen eines Ersatzneubaus Schweizer Kernkraftwerke auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) sowie eine Gegenüberstellung von volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen eines KKW-Neubaus.

Durch die Differenzierung von komparativ-statischen und dynamischen Effekten erhält man eine abgestufte Bewertung. Mit der statischen Analyse zeigt man auf, welche Effekte minimal zu erwarten sind – selbst wenn zu erwartende positive Effekte auf Systemkosten, Preise und Strommengen nicht eintreten würden. Die dynamischen Effekte zeigen dann die erwarteten zusätzlichen Effekte auf und markieren den realistischen Erwartungswert des Szenarios.

Die jährlichen Effekte nach Inbetriebnahme werden in Kapitel 3.2 dargestellt. Die Effekte, welche durch den Bau ausgelöst werden, werden in Kapitel 3.3 analysiert. In Kapitel 3.4 werden die dynamischen Effekte erläutert.

Im Anschluss an diese (modellgestützten) Analysen werden zwei weitere Nutzendimensionen aufgeführt, die konzeptionell klar von den oben beschriebenen Modellresultaten abzugrenzen sind: Zum einen werden ökonomische Effekte diskutiert, die im Zusammenhang mit der Infrastrukturleistung eines Kernkraftwerks stehen – darunter die Reduktion von Strompreisvolatilität oder die Erhöhung der Versorgungssicherheit im Sinne der Vermeidung einer Strommangellage. Zum anderen werden verschiedene Klimanutzen des KKW-Neubaus quantifiziert. All diese Effekte werden nicht mit den BAK-eigenen Modellen berechnet, sondern stützen sich auf externe Studien und Literaturwerte. Sie ergänzen die Gesamtbeurteilung um Nutzendimensionen, die in einer rein produktionsseitigen Wirkungsanalyse zwangsläufig nicht erfasst werden, für eine vollständige gesellschaftliche Kosten-Nutzen-Betrachtung aber wesentlich sind. Die potenzielle Risikoseite eines KKW-Neubaus ist nicht Gegenstand dieser Studie.

3.2. Volkswirtschaftliche Effekte im laufenden Betrieb

3.2.1. Direkte Effekte der Stromproduktion

In der Volkswirtschaft wird die Leistung bzw. der gesamtwirtschaftliche Mehrwert einer Branche oder eines Unternehmens mit der sogenannten Bruttowertschöpfung gemessen. Sie wird berechnet, indem vom Bruttoproduktionswert sämtliche Aufwendungen für extern bezogene Waren und Dienstleistungen – sogenannte Vorleistungen – abgezogen werden. Hierzu gehören im Fall eines Kernkraftwerks beispielsweise die Ausgaben für Brennstoffversorgung, externe Wartungs- und Revisionsdienstleistungen, Strahlenschutzleistungen oder Entsorgungsdienstleistungen.

Der Bruttoproduktionswert (zu Herstellungspreisen) setzt sich dabei aus zwei Komponenten zusammen: Zum einen aus den am Grosshandelsmarkt erzielten Markterlösen. Zum anderen aus staatlichen Förderzahlungen, welche die strukturelle Unterdeckung zwischen Marktpreis und Stromgestehungskosten ausgleichen und damit die Investitionsrendite über den Lebenszyklus sicherstellen. Beide Erlösbestandteile zusammen bilden den Bruttoproduktionswert, aus dem nach Abzug der Vorleistungen die Bruttowertschöpfung zu Herstellungspreisen resultiert.

Bruttowertschöpfung: Volkswirtschaftlicher Mehrwert inkl. Staatlicher Förderung

Im Basisszenario erhalten wir eine jährliche Wertschöpfung von 1'011 Mio. CHF (zu Preisen von 2024). Das entspricht 0.12 Prozent der Gesamtwirtschaft im Jahr 2024. Aufgrund ihrer hohen Kapitalintensität weisen Kernkraftwerke eine enorm hohe Arbeitsproduktivität auf. Sie beträgt mit 1.8 Mio. CHF/VZÄ das Zehnfache des gesamtwirtschaftlichen Durchschnitts.

Tab. 7: Direkte volkswirtschaftliche Effekte: Bruttowertschöpfung und Arbeitsplätze

	Basisszenario 1×EPR-1600	Szenario Niedrig 1×AP1000	Szenario Hoch 2×AP1000
Produzierte Strommenge GWh	12'137	8'615	17'230
Marktpreis CHF/MWh	64.0	64.0	64.0
Markterlös in Mio. CHF	777	551	1'103
Staatliche Förderung	625	468	804
Bruttoproduktionswert	1'402	1'019	1'907
Vorleistungen	391	254	500
Bruttowertschöpfung zu Herstellungspreisen (Mio. CHF)	1'011	765	1'406
je MWh	83.3	88.8	81.6
Anteil an Gesamtwirtschaft 2024	0.12%	0.09%	0.17%
Arbeitsplätze (VZÄ)	550	430	860
Arbeitsproduktivität (CHF/VZÄ)	1'837'605	1'780'059	1'635'143

Quelle: BAK Economics

Beitrag zum BIP: Volkswirtschaftliche Leistung exkl. staatliche Förderung

Um den Beitrag des Kernkraftwerks zum Schweizer Bruttoinlandsprodukt (BIP) zu berechnen, muss man für den Übergang von Herstellungspreisen (Bruttowertschöpfung) zu Marktpreisen (Bruttoinlandsprodukt) korrigieren um Subventionen (abziehen) und Steuern (hinzurechnen). Wir müssen also die staatlichen Förderungen abziehen und die beim Abnehmer auf den Markterlös anfallende Mehrwertsteuer hinzurechnen. Da die staatliche Förderung fast die Hälfte der Stromgestehungskosten kompensieren muss, um die strukturelle Unterdeckung auszugleichen, reduziert sich der Beitrag zum BIP im Vergleich zur Bruttowertschöpfung zu Herstellungspreisen beträchtlich und beträgt im Basisszenario noch 448 Mio. CHF. Das entspricht 0.05 Prozent des Bruttoinlandsprodukts im Jahr 2024.

Tab. 8: Direkte volkswirtschaftliche Effekte: Beitrag zum BIP

	Basisszenario 1×EPR-1600	Szenario Niedrig 1×AP1000	Szenario Hoch 2×AP1000
Bruttowertschöpfung zu Herstellungspreisen (Mio. CHF)	1'011	765	1'406
Korrektur für Subventionen (-) und Steuern (+)	-562	-423	-715
Beitrag an Bruttoinlandsprodukt zu Marktpreisen (Mio. CHF)	448	342	692
je MWh	36.9	39.7	40.1
Anteil am BIP 2024	0.05%	0.04%	0.08%

Quelle: BAK Economics

3.2.2. Multiplikatoreffekte in der Produktion

Die direkten Effekte lösen über zwei Kanäle weitere wirtschaftliche Aktivität aus: über die Vorleistungsnachfrage (vorgelagerte Effekte → indirekte Effekte) und über die Konsumausgaben der Beschäftigten (nachgelagerte Effekte → induzierte Effekte).

Vorgelagerte Effekte: Vorleistungsnachfrage

Die Vorleistungen des laufenden KKW-Betriebs belaufen sich im Basisszenario auf 391 Mio. CHF pro Jahr und gliedern sich in vier strukturell unterschiedliche Blöcke, die sich hinsichtlich Inlandquote und volkswirtschaftlicher Wirkung stark voneinander unterscheiden.

- **Betriebskosten (ohne Personalkosten): 116 Mio. CHF, Inlandquote 49 %**

Der grösste Anteil der inlandwirksamen Vorleistungen entfällt auf Wartungs- und Betriebsdienstleistungen. Mechanische Wartungsarbeiten an Turbinen, Pumpen und Reaktornebenkreisläufen können überwiegend von spezialisierten Schweizer Industriebetrieben erbracht werden. Elektro- und Leittechnik-Wartung sowie Engineering, Inspektionen und Sicherheitsanalysen binden Ingenieurbüros und technische Dienstleister hauptsächlich aus der Region. IT-, OT- und Cybersecurity-Leistungen sowie Sicherheitsdienste und physischer Schutz weisen die höchsten Inlandquoten auf und begünstigen die lokale Dienstleistungswirtschaft. Dagegen werden Ersatzteile für elektrische Systeme und spezialisierte Maschinenbaukomponenten stärker aus dem Ausland beschafft.

- **Brennelemente (88 Mio. CHF, Inlandquote 0 %)**

Die gesamte Brennstoffkette von Uranabbau über Konversion und Anreicherung bis zur Brennelementfertigung wird vollständig im Ausland erbracht.

- **Stilllegung und Entsorgung (169 Mio. CHF, Inlandquote 90 %)**

Dieser Block weist die höchste absolute Inlandwirkung auf. Die Behandlung radioaktiver Betriebsabfälle wird über schweizerische Entsorgungsinfrastruktur – insbesondere das Zwischenlager ZWILAG in Würenlingen – abgewickelt. Die Zuweisungen an den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds STENFO fliessen vollständig in die inländische Finanzwirtschaft und werden zur Finanzierung künftiger Rückbauprojekte innerhalb der Schweiz verwendet.

- **Finanzdienstleistungen (17 Mio. CHF, Inlandquote 100 %)**

Die Finanzierung erfolgt über schweizerische Finanzintermediäre, deren Bruttomarge vollständig in der Schweiz anfällt.

Von den Vorleistungen in Höhe von 391 Mio. CHF fliessen insgesamt 227 Mio. CHF als Aufträge an inländische Produzenten und Dienstleister. Anhand des Wirkungsmodells kann berechnet werden, wie viel Wertschöpfung aus den inländisch beschaffenen Vorleistungen in der Schweiz entsteht. Entlang aller vorgelagerten Wertschöpfungsketten wird dabei jeweils der Teil der Finanzströme modelliert, der im Zusammenhang mit Lieferungen und Leistungen aus dem Ausland steht. Die Summe der jeweiligen inländischen Wertschöpfungseffekte auf allen Stufen der Wertschöpfungskette ergibt schliesslich den indirekten Effekt.

Exkurs: Wirkungsmodell BAK-IOM

Das BAK-Input-Output-Modell (BAK IOM) ist ein statisches Gleichgewichtsmodell, dessen Gleichungssystem von den strukturellen Informationen über die Zusammensetzung von Angebot und Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen der verschiedenen Branchen der Schweizer Wirtschaft abgeleitet wird. Mit dem BAK IOM können die zusätzlichen Wertschöpfungs-, Beschäftigungs-, Einkommens- und Steuereffekte berechnet werden, die sich entlang der involvierten Wertschöpfungsketten aufgrund der Produktionssteigerung in einer bestimmten Branche ergeben.

Das zentrale Modul des BAK IOM ist die Verflechtungsmatrix, welche die Lieferbeziehungen zwischen den Branchen untereinander sowie mit Unternehmen aus dem Ausland abbildet. Anhand des Modells können nicht nur Erstrundeneffekte (bei den Zulieferern), sondern sämtliche Effekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette berechnet werden. Das neue Gleichgewicht einer Volkswirtschaft aufgrund der Produktionserhöhung einer Branche wird mathematisch bestimmt. Durch Aggregation der Effekte ergibt sich der produktionsseitige Multiplikatoreffekt.

Durch die Integration des Arbeitsmarktes im Modell lassen sich auch Beschäftigungs- und Einkommenseffekte abbilden. Hierdurch kann zusätzlich berücksichtigt werden, dass ein Teil der durch die Produktionserweiterung ausgelösten Einkommen in Form von Konsumausgaben in den Wirtschaftskreislauf zurückfliesst. Das Fiskalmodul ermittelt die Steuererträge von Bund, Kantonen und Gemeinden als Funktion der insgesamt entstandenen Einkommen und Gewinne.

Nachgelagerte Effekte: Konsumausgaben der Beschäftigten

Die Personalkosten betragen im Basisszenario 102 Mio. CHF. Zieht man die Sozialbeiträge der Kernkraftwerke ab, ergibt sich eine Bruttolohnsumme von rund 84 Mio. CHF. Ein Gross-
teil dieses Einkommens fliesst in Form von Konsumausgaben wieder zurück in den Wirtschaftskreislauf und führt dort (nach Abzug von importierten Konsumgütern und Dienstleistungen) zu Aufträgen für Schweizer Unternehmen. Der lokale Handel und andere Gewerbeunternehmen aus dem Kanton profitieren hier am meisten. Anhand des Wirkungsmodells kann - analog zur Vorgehensweise bei den Vorleistungen - berechnet werden, wie viel Wertschöpfung, Beschäftigung und Einkommen dabei in der Schweiz entsteht. Die Summe der jeweiligen inländischen Wertschöpfungseffekte auf allen Stufen der Wertschöpfungskette ergibt schliesslich den induzierten Effekt.

Gesamte Multiplikatoreffekte bei anderen Schweizer Unternehmen

Im Basisszenario (1×EPR-1600) ergeben sich aus den indirekten und induzierten Effekten eine zusätzliche Wertschöpfung von 186 Mio. CHF sowie 1'637 beschäftigte Personen (1'371 VZÄ). Im Szenario Hoch (2×AP1000) liegen die indirekten Wertschöpfungseffekte bei 246 Mio. CHF, die Beschäftigung bei 1'799 VZÄ. Im Szenario Niedrig fallen die Effekte in etwa halb so hoch aus. Der Wertschöpfungsmultiplikator liegt in allen drei Szenarien bei rund 1.2, d.h. pro Wertschöpfungsfranken der Kernkraftwerke entstehen nochmals 20 Rappen Wertschöpfung in anderen Schweizer Unternehmen. Der Beschäftigungsmultiplikator fällt mit 2.5 deutlich höher aus, was auf die hohe Kapitalintensität und Arbeitsproduktivität der Kernkraftwerke zurückzuführen ist. Pro Stelle bei den Kernkraftwerken entstehen also rund 2.5 zusätzliche Stellen in anderen Unternehmen.

Tab. 9: Indirekte und induzierte volkswirtschaftliche Effekte

	Basisszenario 1×EPR-1600	Szenario Niedrig 1×AP1000	Szenario Hoch 2×AP1000
Wertschöpfung (Mio. CHF)	186	125	246
Beschäftigung (VZÄ)	1'371	911	1'799
Beschäftigung (HC)	1'637	1'091	2'155
Bruttolöhne/ -gehälter (Mio. CHF)	133	88	175

Quelle: BAK Economics

3.2.3. Fiskaleffekte

Die Unternehmensgewinne und Lohneinkommen entlang sämtlicher involvierter Wertschöpfungsketten generieren beim Bund, den Kantonen sowie den Gemeinden Steuererträge in Höhe von 63 Mio. CHF.

3.2.4. Zusammenfassung und Einordnung

Unter Einschluss sämtlicher Multiplikatoreffekte – also der direkten Effekte der Stromproduktion, der indirekten Vorleistungseffekte entlang der Zulieferketten sowie der induzierten Konsumeffekte der Beschäftigten – ergibt sich im Basisszenario eine Gesamtwertschöpfung von 1'197 Mio. CHF. Das entspricht rund 0.15 Prozent der schweizerischen Gesamtwirtschaft. Im Szenario Hoch (2×AP1000) steigt dieser Wert auf 1'652 Mio. CHF bzw. rund

0.20 Prozent. Die nachfolgende Tabelle fasst die volkswirtschaftlichen Effekte aus dem Betrieb zusammen.

Tab. 10: Komparativ-statische Effekte durch den Betrieb der KKW im Überblick

	Basisszenario 1×EPR-1600	Szenario Niedrig 1×AP1000	Szenario Hoch 2×AP1000
Wertschöpfung (Mio. CHF)	1'197	890	1'652
Beschäftigung (VZÄ)	1'921	1'341	2'659
Beschäftigung (HC).	2'877	2'060	4'094
Bruttolöhne und -gehälter (Mio. CHF)	217	154	305
Direkte Steuern (Mio. CHF)	63	46	87

Quelle: BAK Economics

3.3. Volkswirtschaftliche Effekte der Neubauinvestitionen

Die Errichtung eines neuen Kernkraftwerks stellt eines der grössten Einzelinvestitionsprojekte dar, das in der Schweiz in den kommenden Jahrzehnten realisierbar wäre. Die komparativ-statische Analyse quantifiziert die volkswirtschaftlichen Effekte, die durch den Bau ausgelöst werden – unter der vereinfachenden Annahme einer gleichzeitigen, sofortigen Fertigstellung ohne Zeitverzug («Overnight»-Konvention). Die Ergebnisse bilden damit die Untergrenze der zu erwartenden Wirkungen ab: Sie zeigen, welche Effekte selbst unter Ausblendung von dynamischen Anpassungsreaktionen der Volkswirtschaft mindestens zu erwarten sind.

3.3.1. Nachfrageeffekte in der Schweiz

Die Investitionskosten eines Kernkraftwerksneubaus verteilen sich auf drei Hauptblöcke – Planung, Herstellung und Bau/Installation – die sich hinsichtlich ihrer inländischen Wertschöpfungswirkung fundamental unterscheiden. Nachfolgend wird erläutert, bei welchen Aufträgen aus den Overnight Construction Costs Schweizer Unternehmen besonders zum Zuge kommen dürften und bei welchen man auf internationale Spezialisten angewiesen ist.

▪ Planung (2'158 Mio. CHF, Inlandquote 35 %)

Der Planungsblock umfasst nukleares Engineering, Sicherheitsstudien und Lizenzierungsverfahren, Forschungs- und Entwicklungsleistungen für Sicherheitsnachweise, Projektmanagement, regulatorische und rechtliche Dienstleistungen für Bewilligungsverfahren beim ENSI und UVEK sowie technische Qualitätssicherung und Prüfleistungen. Das nukleartechnische Lead-Engineering wird mehrheitlich durch internationale Spezialisten erbracht. In der Schweiz profitieren Ingenieurbüros für Bautechnik und Elektrotechnik, Rechtsanwaltskanzleien mit Regulierungsexpertise sowie Projektmanagementfirmen. Die rechtlichen und regulatorischen Leistungen weisen eine hohe Inlandquote auf, da das schweizerische Bewilligungsverfahren (Rahmenbewilligung, Volksabstimmung, ENSI-Verfahren) zwingend mit Schweizer Spezialisten durchgeführt werden muss.

- **Herstellung (5'755 Mio. CHF, Inlandquote 15 %)**

Der Herstellungsblock weist die niedrigste Inlandquote aus und spiegelt die globale Konzentration der nukleartechnischen Lieferketten wider. Nukleare Druckbehälter und Primärkreiskomponenten – Reaktordruckbehälter, Dampferzeuger, Druckhalter und Hauptkühlmittelpumpen – werden ausnahmslos von internationalen Spezialisten gefertigt, da keine Schweizer Produktionsstätte über den erforderlichen ASME-N-Stamp verfügt. Ähnliches gilt für die nukleargradige Leittechnik und Instrumentierung. Dagegen bieten sich für Schweizer Unternehmen in Teilsegmenten substantielle Beteiligungsmöglichkeiten. Wesentliche Teile der Elektrotechnik, Schaltanlagen, Rohrleitung und Armaturen können in der Schweiz produziert werden. Den höchsten Schweizer Anteil im Herstellungsblock erreichen Baustoffe und Spezialwerkstoffe sowie lokale Betonwerke.

- **Bau und Installation (6'474 Mio. CHF, Inlandquote 50 %)**

Der Baublock stellt den bedeutendsten Kanal für Schweizer Unternehmen dar. Tiefbau und Foundationsarbeiten weisen die höchste Inlandquote aus. Erdarbeiten, Fundamente und die kühlwasserseitige Infrastruktur können weitgehend von Schweizer Unternehmen erledigt werden. Der nukleare Hochbau – Containment, Reaktorgebäude, nukleare Sicherheitszonen – weist ebenfalls einen hohen inländischen Anteil auf, insbesondere den nicht-nuklearen Anteil der Schalungs- und Betonarbeiten. Die nuklearqualifizierten Arbeiten bedürfen internationaler Spezialteams. Der konventionelle Bau ohne nukleare Qualifikationsanforderungen – Turbinenhalle, Maschinenhaus, Kühlturm, Verwaltungsgebäude – ist der zugänglichste Teilbereich für die Schweizer Bauwirtschaft.

3.3.2. Volkswirtschaftliche Effekte

Die Bauphase erstreckt sich über rund zehn Jahre (2040–2050) mit einem S-Kurven-Profil der Kapitalabflüsse. Die Darstellung der volkswirtschaftlichen Effekte erfolgt auf Basis von Preisen von 2024, die Effekte werden kumuliert ausgewiesen und umfassen somit die Effekte während der gesamten Planungs- und Bauphase. Bei der Beschäftigung bedeutet dies, dass die Effekte in Personenjahren bzw. Stellenjahren ausgewiesen werden. Der Grossteil der Effekte erfolgt in der 10-jährigen Bauphase, so dass die jährlichen Effekte näherungsweise einem Zehntel der kumulierten Effekte entsprechen.

Wertschöpfung

Im Basisszenario (1×EPR-1600) generiert der Kraftwerksbau eine gesamte inländische Wertschöpfung von 7'380 Mio. CHF, was 51 Prozent der gesamten Overnight Construction Costs und rund 43 Prozent der gesamten Investitionskosten (CAPEX) entspricht.

Beschäftigung

Über die gesamte Bauperiode von zehn Jahren werden im Basisszenario kumuliert rund 61'000 Personenjahre bzw. rund 52'000 VZÄ-Jahre eingesetzt. Der Erstrundeneffekt, der bei den Auftragnehmern direkt entsteht, beträgt rund 30'000 Personenjahre (24'000 VZÄ-Jahre) – was näherungsweise einem durchschnittlichen jährlichen Beschäftigungseffekt von 3'000 beschäftigten Personen entspricht. In der Intensivbauphase ab etwa 2043 wird die Zahl der auf und um das Baugelände direkt beschäftigten Personen spürbar höher sein. Die regionalen Konsumeffekte dieser temporären, aber räumlich konzentrierten Beschäftigung sind für die Standortregion erheblich.

Lohnsumme und fiskalische Effekte

Die gesamte Bruttolohn- und Gehaltssumme über die Bauphase beläuft sich im Basisszenario auf 4.9 Mrd. CHF. Dies entspricht einem durchschnittlichen Bruttolohn von rund 94'500 CHF pro VZÄ und Jahr – ein Wert, der in etwa im gesamtschweizerischen Durchschnitt liegt.

Fiskalische Effekte

Aus der Wertschöpfung resultieren Steuereinnahmen (direkte Steuern natürlicher und juristischer Personen) in Höhe von 661 Mio. CHF. Diese Steuereinnahmen verteilen sich entsprechend der Wohnortstruktur der Baustellenbelegschaft und dem Sitz der beteiligten Unternehmen auf Bund, Kantone und Gemeinden in einem weiteren Einzugsgebiet.

3.3.3. Zusammenfassung und Einordnung

Die Bauphase eines KKW-Neubaus löst über die gesamte Projektdauer erhebliche volkswirtschaftliche Effekte aus. Im Massstab der Schweizer Volkswirtschaft entspricht die Wertschöpfung von gesamthaft 7'380 Mio. CHF etwas weniger als einem Prozent der heutigen Schweizer Wirtschaftsleistung. Pro Jahr gerechnet entspricht der Effekt etwa 2.5 Prozent der heutigen Wertschöpfung der gesamten Baubranche.

Tab. 11: Komparativ-statische Effekte durch den KKW-Bau (kumuliert)

	Basisszenario 1×EPR-1600	Szenario Niedrig 1×AP1000	Szenario Hoch 2×AP1000
Wertschöpfung (Mio. CHF)	7'380	5'958	10'152
In % der OCC	51%	55%	51%
In % der gesamten Kosten	45%	48%	45%
Beschäftigung (VZÄ-Jahre)	51'922	40'833	71'419
Beschäftigung (HC-Jahre)	61'058	48'891	83'987
Bruttolöhne/-gehälter (Mio. CHF)	4'908	3'984	6'751
Direkte Steuern (Mio. CHF)	661	559	896

Quelle: BAK Economics

Von den gesamten Overnight Construction Costs von rund 14'400 Mio. CHF im Basisszenario verbleiben 51 Prozent als Wertschöpfung in der Schweizer Wirtschaft. Knapp jeder zweite Franken der Baukosten fliesst damit in der Schweiz als Wertschöpfung – v.a. über Löhne, Unternehmensgewinne sowie vorgelagerte Lieferketten – wieder in die Schweizer Wirtschaft zurück. Üblicherweise liegt dieser Anteil bei Bauinvestitionen deutlich höher, was allein der hohen Importquote im Bereich der Herstellung der Reaktortechnologie geschuldet ist.

Da es sich um einmalige Investitionseffekte handelt, sind diese konzeptionell von den dauerhaften Betriebseffekten zu unterscheiden. Sie entfalten ihre volkswirtschaftliche Wirkung einmalig über die Bauperiode, erzeugen aber keine dauerhaften Struktureffekte. Ihre

Bedeutung liegt primär in der regionalen Konjunkturbelebung und im Aufbau von spezialisierten Kompetenzen in der Schweizer Bauwirtschaft, die über den Projekthorizont hinaus verwertbar bleiben. Für die Gesamtbeurteilung des Kernkraftneubaus können wir die Effekte aus den Investitionen auf die Betriebslaufzeit des Kernkraftwerks beziehen und damit vergleichbar machen mit den annualisierten Effekten aus dem Betrieb.

Tab. 12: Annualisierte Effekte durch den KKW-Bau (60 Jahre)

	Basisszenario 1×EPR-1600	Szenario Niedrig 1×AP1000	Szenario Hoch 2×AP1000
Wertschöpfung (Mio. CHF)	123	99	169
Direkte Steuern (Mio. CHF)	11	9	15

Quelle: BAK Economics

3.4. Dynamische Effekte

3.4.1. Primäreffekte

Die Simulation mit dem BAK-Makromodell stützt sich auf Primäreffekte aus den vorangehenden Modulen. Hierfür werden die Preiseffekte als exogene Schocks in das Modell eingespeist, bspw. bei den Konsumentenpreisen. Für die Simulationsergebnisse gegenüber einer Situation ohne KKW-Neubau sind vor allem die Auswirkungen der Strompreisreduktionen auf die privaten Haushalte und Unternehmen zentral.

Im Szenario KKW60+ sinken die Grosshandelspreise um durchschnittlich 7 bis 9 CHF/MWh gegenüber dem Referenzszenario, also einem Abschlag von rund 10 Prozent. Zusätzlich dämpft das neue KKW die saisonalen Preisspitzen im Winter. Der vermiedene Erwartungsschaden durch eine reduzierte Blackout-Wahrscheinlichkeit fliesst nicht in die Modellberechnungen ein.

Die von den Simulationsvorgaben tangierten Modellkomponenten bleiben nach Implementierung der Primäreffekte reagibel für weitere dynamische Interaktionen mit dem gesamtwirtschaftlichen Kreislauf. Beispielsweise führt eine Senkung des allgemeinen Preisniveaus in der Modellreaktion zu einer höheren Nachfrage, welche ihrerseits preissteigernd wirkt und den Ausgangsimpuls abschwächt.

Exkurs: Generelles zum Vorgehen bei Simulationsrechnungen

Die Simulationsrechnungen folgen einer einheitlichen Methodik: Ausgangspunkt ist stets eine Abweichungsanalyse, welche die Wirtschaftsentwicklung unter den angenommenen regulatorischen Veränderungen mit einem Referenzszenario ohne diese Veränderungen vergleicht. Die identifizierten Primäreffekte – etwa ein verändertes Preisniveau – werden dabei als exogene Schocks auf die relevanten Modellschnittstellen des BAK-Makromodells übertragen. Konkret bedeutet dies, dass die entsprechenden Variablen im Modell verändert werden, während das übrige Modellsystem endogen auf diese Impulse reagiert.

Das Modell löst sodann die sich neu ergebenden Gleichgewichte unter Berücksichtigung der vielfältigen Interdependenzen im gesamten Wirtschaftskreislauf (sogenannte Zweitrunde effekte). Die flexible Modellsoftware erlaubt es zudem, dass auch die veränderte Variable selbst endogen reagibel für das Zusammenspiel mit dem gesamtwirtschaftlichen Kreislauf bleibt. Ein tieferer Konsumentenpreis erhöht beispielsweise zunächst die real

verfügbaren Einkommen und den Spielraum für Konsumausgaben. Die damit verbundene höhere Nachfrage hat Rückwirkungen auf Beschäftigung, Einkommen und Konsum. Diese Effekte können ihrerseits Preise, Löhne und Wechselkurse beeinflussen, was zu weiteren Anpassungen im Modell führt.

Die Ergebnisse werden anschliessend mit den Ausgangsniveaus der makroökonomischen Kenngrössen im Referenzszenario verglichen. Ausgewiesen werden die Abweichungen in absoluten Grössen (in Mio. CHF) sowie in relativen Grössen (in % des jeweiligen Vergleichsniveaus). Da die Simulation auf Differenzen basiert – also auf den Abweichungen gegenüber dem Referenzpfad – spielt die absolute Höhe des Referenzszenarios für die Interpretation der Wirkungsstärke eine zu vernachlässigende Rolle. Entscheidend sind die Grösse des exogenen Schocks und die Reaktion des Modellsystems darauf.

3.4.2. Ergebnisse

Die Effekte der tieferen Strompreise sind indirekter Natur. Seitens der privaten Haushalte erhöhen die tieferen Strompreise den allgemeinen Ausgabenspielraum. Dies wurde für die Simulationsrechnung über einen Effekt auf das allgemeine Konsumentenpreisniveau umgelegt. Längerfristig liegt dieses im Primäreffekt um rund 0.04 Prozent tiefer als ohne KKW-Neubau.¹ Ceteris paribus erhöht dies die realen Einkommen um rund 0.04 Prozent.

Seitens der Unternehmen führen die tieferen Stromkosten zu geringeren Vorleistungen und zusätzlichen finanziellen Mitteln. Für die Simulationsrechnung wurde unterstellt, dass ein Teil dieser zusätzlichen finanziellen Mittel für zusätzliche Investitionen im Schweizer Inland verwendet wird.² In der Simulationsvorgabe wird dies längerfristig über einen Zusatzimpuls von rund 0.09 Prozent auf das Niveau der Ausrüstungsinvestitionen umgelegt. Für den übrigen Teil der tieferen Stromkosten wird unterstellt, dass dieser für eine Verbesserung der preislichen Wettbewerbsfähigkeit im Exportbereich verwendet wird. Die Exportpreise können gemäss dieser Vorgabe ohne Margenverluste um rund 0.04 Prozent gesenkt werden. Gemäss der längerfristigen Exportnachfragelastizität der Modellgleichungen³ führt dies ceteris paribus zu einem um knapp 0.02 Prozent höheren Exportniveau.

Gemäss der Simulationsrechnung fällt das gesamtwirtschaftliche Wertschöpfungsniveau der Schweiz⁴ infolge der geringeren Stromkosten pro Jahr um rund 0.03 Prozent bzw. rund 240 Mio. CHF höher aus als ohne KKW-Neubau.⁵ Durch die dynamischen Strompreiseffekte wird also pro Jahr nochmals ein zusätzlicher Wertschöpfungsimpuls generiert, der rund 12 Prozent der bisher betrachteten direkten und indirekten Effekte entspricht (welche die dynamischen Preiseffekte noch ausklammerten).

Das tiefere Strompreisniveau hat sowohl für die privaten Konsumausgaben als auch die Exporte und Investitionen positive Effekte. Ein Teil des positiven Impulses geht gemäss der Simulationsrechnung jedoch an das Ausland, da die zusätzliche Nachfrage auch zusätzliche Importe nach sich zieht.

¹ Zur Herleitung dieses Effektes wurden die tieferen Stromkosten in Relation zu den gesamten Konsumausgaben der privaten Haushalte gesetzt.

² Nach Steuern und unter Berücksichtigung des Innenfinanzierungsgrades, welcher in der Schweiz rund 75 Prozent beträgt (KOF 2025).

³ Rund 0.35.

⁴ Gemessen am BIP.

⁵ Es sei darauf hingewiesen, dass die hier aus Gründen der Vergleichbarkeit der einzelnen Phasen gemachte annualisierte Betrachtung den Zusatzimpuls im Zeitablauf unterschätzt. Beim BIP handelt es sich um eine Stromgrösse. Permanente Veränderungen machen sich im Zeitablauf zunehmend bemerkbar, analog zum Einkommen. Einmalige Einkommensveränderungen (z.B. einmaliger Bonus) haben im Lebenszyklus kaum Effekte, permanente Einkommensveränderungen hingegen schon. Im hier betrachteten Betriebszeitraum von 60 Jahren entsteht durch die dynamischen Effekte ein kumulierter Wertschöpfungsgewinn von rund 14.6 Mrd. CHF. Dies entspricht rund 1.7 Prozent der gesamtwirtschaftlichen Leistung eines Jahres.

Gemäss der Simulationsrechnung kommt es zu gewissen Crowding-out-Effekten aufgrund der insgesamt dynamischeren Wirtschaftsentwicklung. Die ebenfalls steigenden Löhne und ein etwas stärkerer Schweizer Franken wirken den strompreisbedingten Verbesserungen der preislichen Wettbewerbsfähigkeit beim Export entgegen. Die Konsumentenpreise fallen infolge der regeren Nachfrage etwas weniger stark, als es der Primärimpuls der tieferen Strompreise für sich allein genommen erwarten lassen würde.

Tab. 13: Dynamische Effekte durch den KKW-Betrieb im Basisszenario (jährlich)

	Durchschnittliche Abweichung in Mio. CHF	Abweichung in % des Referenzszenarios
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	243	0.03%
Priv. Konsum	107	0.03%
Investitionen	198	0.09%
Exporte	60	0.01%
Importe	132	0.03%
Beschäftigte	152	0.00%
Beschäftigte (VZÄ)	118	0.00%
Arbeitslosenquote		0.00%
Bruttolöhne & Gehälter	122	0.03%
Direkte Steuern (Mio. CHF)	22	0.03%

Quelle: BAK Economics

4. Volkswirtschaftliche Nutzen im weiteren Sinn

Die Resultate der makroökonomischen Modellberechnungen erfassen nicht alle relevanten Nutzendimensionen. Zwei weitere Nutzenkategorien sind konzeptionell von den Modellresultaten abzugrenzen und werden deshalb getrennt ausgewiesen: Infrastruktureffekte – also die Stabilisierung des Stromsystems, die Dämpfung saisonaler Preisspitzen und die Reduktion von Versorgungsrisiken – sowie Umweltnutzen durch vermiedene Treibhausgasemissionen, den Beitrag zur Dekarbonisierung von Wärme und Mobilität und die verbesserte Luftqualität. Beide Kategorien stützen sich auf externe Studien und Literaturwerte, nicht auf die BAK-eigenen Modelle.

4.1. Infrastruktureffekte

4.1.1. Strompreisvolatilität und Hedging-Kosten

Im Szenario KKW60 treten im Winter 2050 Preisspitzen von rund 130–135 CHF/MWh auf, da teure Backup-Kapazitäten und Importstrom preisbestimmend werden. Im Szenario KKW60+ dämpft die zusätzliche Grundlastkapazität diese Spitzen deutlich; die saisonale Preiskurve flacht erheblich ab.⁶ Für energieintensive Unternehmen entstehen durch die höhere Preisvolatilität im Szenario ohne Neubau direkte Kosten: teurere Absicherungsgeschäfte (Hedging), höhere Risikoprämien auf Terminkontrakte und Planungsunsicherheit bei der Kostenbudgetierung.

Eine konservative Schätzung auf Basis des Volatilitäts-Spreads zwischen den Szenarien (ca. 23–30 CHF/MWh in Spitzenstunden) und dem marktnahen Industrieverbrauch im Winter (ca. 16–18 TWh) ergibt eine Einsparung von rund 50–150 Mio. CHF/Jahr ab 2050. Diese Bandbreite ist als Plausibilitätsrahmen zu verstehen, nicht als Punktschätzung. In der Gesamtbewertung des ökonomischen Nutzens eines neuen Kernkraftwerks fließt im Sinne einer vorsichtigen Schätzung der untere Wert der geschätzten Bandbreite ein.

4.1.2. Engpässe und Wert nicht gelieferter Energie (VoLL)

Mit zunehmender Importabhängigkeit steigt im Szenario KKW60 das Risiko von Versorgungsengpässen in Extremsituationen – insbesondere bei simultanen Dunkelflauten und Kältewellen im Winter. Der VSE Stromversorgungs-Index 2026 bewertet die Versorgungssicherheit für das Jahr 2050 mit lediglich 69 von 100 Punkten und stuft sie damit als nicht gewährleistet ein (VSE, 2026).

Zu unterscheiden sind dabei zwei Gefährdungstypen: Eine Strommangellage ist eine über Wochen andauernde Unterversorgung, bei der Angebot und Nachfrage nicht mehr im Einklang sind. Ein Stromausfall hingegen ist in der Regel nicht absehbar und dauert nur wenige Tage (BABS, 2026). Beide Gefährdungen sind Gegenstand eigener Gefährdungsdossiers der nationalen Risikoanalyse «Katastrophen und Notlagen Schweiz 2025» des BABS.

⁶ Eigene grobe Herleitung auf Basis von Schwarz et al. (2023). Die Winterpreisspitze im Szenario KKW60 (rund 130–135 CHF/MWh im Jahr 2050) wurde aus den ausgewiesenen Monats-Strommarktpreisen abgelesen (Abb. 13b bzw. 18b); gegenüber dem Jahresmittel von rund 90 CHF/MWh ergibt sich ein Saison-Spread von rund 45 CHF/MWh. Der dämpfende Effekt der zusätzlichen Grundlast im Szenario KKW60+ ist auf S. 5 genannt (Reduktion der jährlichen Strommarktpreise um durchschnittlich 9 CHF/MWh, mit deutlich stärkerer Wirkung auf die Preisspitzen); der verbleibende Saison-Spread im Szenario KKW60+ wird auf rund 15–20 CHF/MWh angenommen. Die Differenz der beiden Saison-Spreads von rund 25–30 CHF/MWh ist eine eigene Berechnung. Die monatliche Auflösung des Bilanzmodells unterschätzt die stündliche Preisvolatilität; die Bandbreite ist daher als Plausibilitätsrahmen und nicht als Punktschätzung zu verstehen.

Der volkswirtschaftliche Schaden eines Versorgungsunterbruchs wird in der Literatur als Value of Lost Load (VoLL) gemessen – der Betrag, den Kunden bereit wären zu zahlen, um einen Ausfall zu vermeiden. Für Industrieländer mit hohem BIP pro Kopf bewegt sich der VoLL erfahrungsgemäss in der Grössenordnung von 5'000–15'000 CHF/MWh; die Literatur weist allerdings deutlich breitere und heterogene Werte aus (Schröder & Kuckshinrichs, 2015; Graber et al., 2022).⁷ Für die Schweiz liefern Danesi et al. (2021) direkte empirische Evidenz: Mittels eines Discrete-Choice-Modells mit latenten Klassen wurde die Akzeptanzbereitschaft (willingness-to-accept) Schweizer Haushalte für Stromunterbrüche verschiedener Häufigkeit und Dauer geschätzt. Die Schätzungen reichen von leicht negativen Werten bis zum Zehnfachen des aktuellen Strompreises – je nach Charakteristik des Unterbruchs und Haushaltssegment.

Unter der Annahme einer moderaten Engpasswahrscheinlichkeit von 0.5–2 Prozent in kritischen Winterstunden und einer nicht gelieferten Energiemenge von 1–2 Prozent der Winterimportlücke ergibt sich ein vermiedener Erwartungsschaden durch KKW60+ von schätzungsweise 50–200 Mio. CHF/Jahr ab 2050 (eigene Berechnung). Diese Schätzung ist mit erheblicher Parameterunsicherheit behaftet, da das zugrunde liegende Bilanzmodell keine stündliche Auflösung bietet und Engpasswahrscheinlichkeiten methodisch schwer zu greifen sind. In der Gesamtbewertung des ökonomischen Nutzens eines neuen Kernkraftwerks fließt deshalb im Sinne einer konservativen Schätzung der untere Wert der geschätzten Bandbreite ein.

4.1.3. Vermeidung einer Strommangellage

Über die kurzfristigen Versorgungsrisiken hinaus besitzt Versorgungssicherheit einen Optionswert für den Wirtschaftsstandort Schweiz, der sich nicht direkt in CHF/MWh ausdrücken lässt. Das BABS schätzt im Gefährdungsdossier «Strommangellage» die Eintrittswahrscheinlichkeit einer schweren Strommangellage auf einmal in 30 Jahren – entsprechend einer jährlichen Wahrscheinlichkeit von 3.3 Prozent. Das mittlere Szenario (~30 Prozent Stromunterversorgung über 16 Wochen) ist mit einem aggregierten Schadenspotenzial von rund 84.6 Mrd. CHF verbunden – davon im Wesentlichen rund 75 Mrd. CHF entgangene Wirtschaftsleistung (rund 9 Prozent des Schweizer BIP von 854 Mrd. CHF) sowie rund 6 Mrd. CHF Vermögensschäden und Bewältigungskosten (BABS, 2026). Multipliziert man Schadenspotenzial und Eintrittswahrscheinlichkeit, ergibt sich ein jährlicher Erwartungsschaden von rund 2.8 Mrd. CHF.

Der EPR-Neubau stellt mit 6.675 TWh rund 15 Prozent des schweizerischen Winterverbrauchs als gesicherte, wetterunabhängige Inlandproduktion bereit. Dieser Anteil bildet die untere Grenze für die Reduktion der Mangellagewahrscheinlichkeit: Mindestens im Ausmass seines Anteils am Winterverbrauch reduziert das KKW das strukturelle Versorgungsdefizit, das einer Mangellage zugrunde liegt. Daraus ergibt sich ein vermiedener jährlicher Erwartungsschaden von rund 420 Mio. CHF. Der tatsächliche Reduktionseffekt dürfte darüber liegen, da gesicherte Grundlastkapazität in Extremsituationen überproportional wertvoll ist – sie greift genau dann, wenn wetterabhängige Quellen und Importmöglichkeiten gleichzeitig eingeschränkt sind. Diese Schätzung ist als Plausibilitätsgrösse zu verstehen.

⁷ Der Korridor von rund 5'000–15'000 CHF/MWh ist eine eigene Eingrenzung auf eine für Industrieländer mit hohem BIP pro Kopf plausible zentrale Bandbreite. Die zugrunde liegende Literatur weist erheblich breitere und heterogene Werte aus: Schröder & Kuckshinrichs (2015) berichten für Industrie und Gewerbe wenige €/kWh bis über 250 €/kWh; Graber et al. (2022) nennen eine Referenzgrösse von rund 9 USD/kWh und weisen ausdrücklich darauf hin, dass der VoLL nicht als einzelner Punktschätzwert verstanden werden sollte. Danesi et al. (2021) liefern für Schweizer Haushalte relative Werte (bis zum Zehnfachen des aktuellen Strompreises), nicht absolute CHF/MWh; die Studie stützt damit das obere Ende des Korridors, liefert aber nicht den absoluten Wert selbst. Währungsangaben (€/USD) wurden näherungsweise als CHF behandelt.

4.1.4. Standortattraktivität

Die Absicherung sowohl kurzfristiger Engpässe als auch einer Strommangellage erhöht die Qualität des Wirtschaftsstandorts und ist mit einem verbesserten Investitionsklima verbunden. Wie stark die Investitionen in den Standort Schweiz tatsächlich steigen würden, kann anhand unserer Modelle sowie verfügbarer empirischer Studien nicht belastbar quantifiziert werden. Dieser Effekt fliesst deshalb lediglich qualitativ in die Gesamtbewertung mit ein.

4.2. Umwelteffekte

Die nachfolgende Analyse vergleicht Stromerzeugungstechnologien entlang fünf Umweltdimensionen: THG-Emissionen, CO₂-Vermeidungskosten, Luftqualität, Flächenverbrauch und Biodiversität. Die Bewertung stützt sich auf Lebenszyklusanalysen von PSI (2017), Gibon et al. (2022), UBA (2024) und Bauer & Sacchi (2026) sowie auf eigene Berechnungen.

4.2.1. Treibhausgasemissionen (THG)

«Saubere» bedeutet in der Energiewirtschaft nicht nur null Emissionen beim Betrieb. Eine faire Bewertung muss den gesamten Lebenszyklus betrachten: den Bau der Anlage, die Herstellung von Brennstoffen oder Modulen, den Betrieb und schliesslich den Rückbau.

Tab. 14: Lebenszyklus-THG

Technologie	Lebenszyklus-THG [g CO ₂ -eq./kWh]
Wasserkraft (Laufwasser)	5–15
Kernenergie (Bestand und Neubau)	10–20
Wind Onshore Schweiz	15 (8–27)
Dach-PV (Cadmium-Tellurid)	38 (25–43)
Dach-PV (polykristallines Silizium)	60 (39–69)
Dach-PV (monokristallines Silizium)	62–109
Biomasse (Holz, Biogas)	150–450
Erdgas-Kombikraftwerk (GuD)	387–400
Kohle (Vergleichswert)	823–1022

Quelle: PSI (2017, S. 92–101). Heutiger Schweizer Strommix inkl. Importe: ~90–100 g CO₂-eq./kWh

Wasserkraft, Kernenergie und Wind zählen zu den emissionsärmsten Technologien. Photovoltaik liegt deutlich darüber, primär aufgrund der energieintensiven Modulproduktion. Fossile Technologien weisen um Grössenordnungen höhere Emissionen auf.

4.2.2. CO₂-Vermeidungskosten im Technologievergleich

Eine zentrale Frage der Klimapolitik lautet: Wie effizient vermeidet eine Technologie CO₂ – und zu welchen Kosten pro vermiedener Tonne?

Ein konsistenter Vergleich erfordert einen einheitlichen Kostenmassstab über den gesamten Lebenszyklus. Verwendet werden dazu die Stromgestehungskosten (Levelised Cost of Energy, LCOE) nach International Energy Agency/Nuclear Energy Agency-Standard. Die LCOE aggregieren sämtliche relevanten Kostenkomponenten: Investitions- und Kapitalkosten, laufende Betriebs- und Unterhaltskosten, Brennstoffkosten sowie Kosten für Rückbau und Entsorgung. Die Datengrundlage basiert auf Paul Scherrer Institut (Bauer et al., 2017), der Schwarz et al. (2023) ETH Nexus-e Studie, dem Axpo Energy Report sowie eigenen Berechnungen.

Die CO₂-Vermeidungskosten ergeben sich aus dem Vergleich mit einer Referenztechnologie – hier einem modernen Erdgas-Kombikraftwerk (113 CHF/MWh; 400 g CO₂/kWh):

Vermeidungskosten [CHF/t CO₂] =

$(\text{LCOE}_{\text{Technologie}} - \text{LCOE}_{\text{Referenz}}) / (\text{CO}_2_{\text{Referenz}} - \text{CO}_2_{\text{Technologie}})$

Negativer Wert = Technologie ist günstiger als Erdgas UND emittiert weniger («No-regret»).

Tab. 15: CO₂ Vermeidungskosten (Erdgas-GuD, 400 g CO₂-eq./kWh, 113 CHF/MWh)

Technologie	LCOE 2050 [CHF/MWh]	CO ₂ [g/kWh]	Vermeidungskosten [CHF/t]	Bewertung
Kernenergie (Bestand)	40–60	10–20	-192 bis -136	No-regret
Wasserkraft (gross)	70	5–15	-112	No-regret
Kernenergie (Neubau)	80–155	10–20	-87 bis +108	No-regret bis moderat
Dach-PV > 100 kW	50–120	25–69	-190 bis +19	No-regret bis moderat
Dach-PV bis 100 kW	60–130	25–109	-182 bis +45	No-regret bis teuer
Wind Onshore CH	60–100	8–27	-142 bis -33	No-regret
Wasserkraft (klein)	140–340	5–15	+70 bis +575	moderat bis sehr teuer

Vermeidungskosten [CHF/t CO₂] = $(\text{LCOE}_{\text{Technologie}} - \text{LCOE}_{\text{Referenz}}) / (\text{CO}_2_{\text{Referenz}} - \text{CO}_2_{\text{Technologie}})$. Negativer Wert = Technologie ist günstiger als Erdgas UND emittiert weniger («No-regret»).

Quellen: LCOE aus Axpo Energy Reports (2026) zu Kernkraft (S.58), Windenergie und Photovoltaik (S.45) und aus PSI (Bauer et al., 2017). THG aus PSI (Bauer et al., 2017). Eigene Berechnung. Eine neuere Lebenszyklusstudie der UNECE (2021) bestätigt die Grössenordnungen weitgehend. Für Kernenergie weist sie unter europäischen Bedingungen mit 5–6 g CO₂-eq./kWh sogar noch tiefere Werte aus als PSI (2017); die breite Bandbreite bei Wasserkraft (6–147 g CO₂-eq./kWh) erklärt sich durch Methanemissionen aus Reservoirten in wärmeren Klimazonen und ist für Schweizer Verhältnisse nicht massgeblich.

Die bestehenden Schweizer Wasser- und Kernkraftwerke sowie neue Wind-Onshore-Kraftwerke (CH) sind aus Klimasicht «No-regret»-Optionen: Ihr Weiterbetrieb spart gleichzeitig Kosten und schützt das Klima. Ein neues KKW liegt mit –5 bis +13 CHF/t CO₂ im Bereich von No-regret bis moderat – abhängig von der realisierten Anlage und der unterstellten Emissionsintensität. Heutige PV-Anlagen und Windkraft weisen ebenfalls eine grosse Spanne positiver Vermeidungskosten auf (44–264 CHF/t).

4.2.3. Luftqualitätskosten im Technologievergleich

Neben den klimarelevanten Treibhausgasen verursacht die Stromerzeugung weitere Luftschadstoffe, die direkte Gesundheitsfolgen haben. Im Fokus stehen Feinstaubemissionen (PM2.5), die ebenfalls über den gesamten Lebenszyklus zu bewerten sind; eine vollständige Bewertung muss auch hier Bau, Brennstoffherstellung, Betrieb und Rückbau einschliessen.

Tab. 16: Lebenszyklus-PM2.5-Emissionen im Technologievergleich

Technologie	Lebenszyklus-PM2.5 [mg/kWh]
Kernenergie (Neubau AP1000)	3–5
Wasserkraft (Laufwasser)	10–30
Wind Onshore	20–50
Solar PV (Dünnschicht/CdTe)	50–80
Solar PV (polykristallines Silizium)	80–150
Europäischer Winterimportmix (heute)	~100
Erdgas-Kombikraftwerk (GuD)	100–250
Kohle (Vergleichswert)	300–800

Quellen: Bauer et al. (2017), UBA (2024), Gibon et al. (2022)

Kernenergie weist über den gesamten Lebenszyklus die tiefsten PM2.5-Emissionen aller Technologien auf. Erneuerbare Energieträger liegen deutlich tiefer als fossile Kraftwerke, jedoch spürbar über der Kernkraft – primär aufgrund der materialintensiven Herstellung von Modulen und Rotorblättern.

4.2.4. Flächeneffizienz im Technologievergleich

Energie braucht Platz. Der Flächenbedarf der verschiedenen Technologien unterscheidet sich deutlich: Auf einem Quadratkilometer erzeugt ein Kernkraftwerk rund 7'466 GWh pro Jahr – rund 54-mal mehr als Dach-PV und 679-mal mehr als Windkraft unter Schweizer Bedingungen. Dach-PV ist insofern eine Sonderkategorie: Sie braucht zwar viel Fläche, belegt aber keine neuen Flächen, sondern nutzt bereits versiegelte.

Tab. 17: Flächenbedarf

Technologie	Leistung/km ²	Kapazitätsfaktor	GWh/km ² /Jahr	Besonderheit
Kernenergie	~1'000 MW/km ²	~85%	~7'466	Minimaler Fussabdruck
Erdgas GuD	~600 MW/km ²	~55%	~2'900	Kompakt, aber fossil
Grosswasserkraft	variabel	25–50%	500–2'000	Natürliche Topografie
Dach-PV	~143 MWp/km ²	~11%	~138	Keine Zusatzfläche ¹
Wind Onshore CH	~6 MW/km ²	~21%	~11	Doppelnutzung möglich

Quellen: PV: 7 m²/kWp, 970 kWh/kWp/a (PSI 2017, S. 101). Wind: PSI (2017, S. 83, 100). Eigene Berechnung. Dach-PV nutzt bereits versiegelte Flächen

4.2.5. Biodiversität und Ökosystems Schäden

Reine Flächenkennzahlen erfassen nur die geometrische Dimension des Fussabdrucks. Ökologisch entscheidend ist darüber hinaus, welche Flächen beansprucht werden (versiegelt vs. naturnah) und welche Artenvielfalt dabei verloren geht. Das Paul Scherrer Institut hat im Rahmen des Axpo Energy Reports erstmals einen konsistenten technologieübergreifenden Vergleich für den Schweizer Kontext vorgelegt, der die integrierte Flächenbelegung (m²·Jahr) sowie die Schädigung der Ökosystemqualität (species-loss-year gemäss ReCiPe 2016 Endpoint H) pro TWh erzeugter Elektrizität ausweist (Bauer & Sacchi 2026, S. 7 und Tab. 9.1).

Tab. 18: Flächenbelegung und Ökosystems Schäden pro TWh

Technologie	Landbelegung [m ² ·a/TWh]	Ökosystems Schäden [species-loss-year/TWh]	Stichjahr
Kernenergie	5.5 · 10 ⁵	6.4 · 10 ⁻²	2050
Wind Onshore	1.4 · 10 ⁶	5.5 · 10 ⁻²	2035
Dach-PV	2.2 · 10 ⁶	1.0 · 10 ⁻¹	2035
Freiflächen-PV	2.3 · 10 ⁷	3.2 · 10 ⁻¹	2035
Erdgas-Kombikraftwerk (GuD)	8.0 · 10 ⁶	1.2	2035

Quelle: Bauer & Sacchi (2026)

Methodik: Environmental Footprint v3.1 (Landbelegung) und ReCiPe 2016 v1.03 (H) Endpoint Ecosystem Quality (Ökosystems Schäden). 1 m²·a/TWh bezeichnet die integrierte Flächenbelegung über ein Jahr pro Terawattstunde erzeugter Elektrizität; species-loss-year/TWh die integrierte Artenverlustrate. Werte sind nicht monetarisiert; ein etablierter Schweizer Schadenskostensatz für Biodiversitätsverluste liegt derzeit nicht vor.

Kernenergie weist über den Lebenszyklus gerechnet die geringste Landbelegung pro TWh und zusammen mit Windkraft die niedrigsten Ökosystems Schäden aller betrachteten Technologien auf. Freiflächen-Photovoltaik liegt bei der Landbelegung rund zwei Grössenordnungen darüber, Erdgas bei den Ökosystems Schäden rund eineinhalb Grössenordnungen über Kernenergie – Letzteres primär getrieben durch die CO₂- und Luftschadstoffwirkungen der Verbrennung. Eine abschliessende Gesamtbewertung würde eine normative Gewichtung der verschiedenen Indikatoren voraussetzen, auf die gemäss der Methodik von Bauer

& Sacchi (2026) bewusst verzichtet wird; die Resultate werden ausschliesslich indikatorweise dargestellt.

4.3. Klimanutzen (Vermeidung von Umweltkosten)

Neben den bisher betrachteten Lebenszyklusindikatoren – Treibhausgase, Luftqualität, Fläche und Biodiversität – lässt sich der Klimabeitrag emissionsarmer Stromerzeugung auch monetär quantifizieren: als vermiedene externe Kosten. Treibhausgasemissionen verursachen Klimaschäden – von häufigeren Extremwetterereignissen über steigende Meeresspiegel bis hin zu Ernteverlusten –, die von der Allgemeinheit getragen werden, ohne dass sie im Strompreis erscheinen. Eine vollständigere Bewertung errechnet daher «wahre Kosten», die diesen gesellschaftlichen Klimaschaden monetär einrechnen.

Als Referenzwert für die Schadenskosten verwendet diese Studie 430 CHF/t CO₂. Dieser Wert leitet sich aus der Ecoplan/Infras-Studie zu den externen Effekten des Verkehrs 2021 im Auftrag des Bundesamtes für Raumentwicklung ab.⁸ Er repräsentiert die gesellschaftlichen Grenzkosten einer zusätzlichen Tonne CO₂ und liegt damit weit über der heutigen Schweizer CO₂-Abgabe von 120 CHF/t, die als Lenkungsabgabe ausgestaltet ist und nicht den vollen Schadenskostensatz abbildet.

Emissionsarme Stromerzeugung kann diesen Klimanutzen auf drei Wegen erzeugen: Erstens durch die direkte Verdrängung emissionsintensiver Stromimporte. Zweitens als Enabler der Elektrifizierung – jede mit emissionsarmem Strom betriebene Wärmepumpe oder jedes E-Auto ersetzt fossile Verbrennung und vermeidet damit CO₂-Emissionen ausserhalb des Stromsektors. Drittens entfällt der Luftschadstoffausstoss fossiler Kraftwerke, der in Kapitel 4.2 quantifiziert wurde.

4.3.1. Direkter Klimanutzen

Ausgangspunkt für die Berechnung des direkten Klimanutzens ist die Differenz zwischen der Emissionsintensität des verdrängten Stroms und jener des Kernkraftwerks. Es wird angenommen, dass der zusätzliche Strom keine inländische Erzeugung verdrängt, sondern ausschliesslich den Stromhandel mit dem Ausland verändert: Im Winter ersetzt er Importe, im Sommer führt er zu zusätzlichen Exporten. Wir beschränken unsere Betrachtungen auf die Substitution von Importen (für die Exporte müsste man zusätzliche Annahmen über die Zusammensetzung des im Ausland verdrängten Stroms treffen).

Der verdrängte Strom (Substitution von Importen durch Produktion mit Kernkraft im Inland) weist heute im Winter eine saisonal differenzierte Emissionsintensität von 198 g CO₂-eq./kWh auf.⁹ Der EPR emittiert 15 g CO₂-eq./kWh (Bauer et al., 2017). Bei einer Winterproduktion von 6'675 GWh und einer Sommerproduktion von 5'462 GWh (55/45-Aufteilung; vgl. Tab. 1) ergeben sich vermiedene Emissionen von rund 1.14 Mio. Tonnen CO₂-eq. pro Jahr. Bewertet mit dem sozialen CO₂-Preis von 430 CHF/t entspricht dies einem jährlichen

⁸ Der Wert von 430 CHF/t entspricht dem «Zentralen Szenario» im zitierten Report. Der verwendete Kostensatz wurde für das Referenzjahr 2021 von Infras mittels GIVE-Modellierung errechnet. Für Emissionen der Folgejahre müsste im Idealfall für jedes Jahr eine neue Modellierung mit GIVE durchgeführt werden. Die erwarteten Änderungen sind allerdings gemäss Infras gering (vermutlich ca. 1-3 Prozent Steigerung des SCC pro Jahr). Daher verwendet Infras als pragmatischen Ansatz für die Folgejahre (zumindest bis ins Jahr 2050?) real denselben Wert. Wir wenden hier den gleichen Ansatz an. Methodisch ist zudem auf zwei Aspekte hinzuweisen: Erstens reagiert der Schadenskostenwert sensitiv auf den gewählten Diskontsatz – ein höherer Diskontsatz führt zu tieferen Schadenskosten, da künftige Klimaschäden stärker abgezinst werden. Zweitens reduzieren Schweizer Klimaschutzmassnahmen die globalen Schadenskosten nur marginal («Trittbrettfahrer-Problem»): Der Nutzen fällt weltweit an, während die Kosten von der Schweiz getragen werden. Die verwendeten Werte sind daher als Orientierungsgrösse zu verstehen und können je nach normativer Gewichtung variieren.

⁹ Zusammensetzung Importmix Schweiz Winter (nationale Quellen für Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien, typisches Winterprofil 2022/23)

Vermeidungsnutzen von rund 489 Mio. CHF – bewertet zum heutigen gewichteten Importmix der Wintermonate.

4.3.2. Indirekter Klimanutzen (Katalytischer Effekt)

Die Energieperspektiven 2050+ des BFE unterstellen im Szenario ZERO-Basis, dass die Schweiz bis 2050 Netto-Null-Treibhausgasemissionen erreicht. Ein zentraler Hebel ist die Elektrifizierung von Gebäudewärme und Mobilität: Gegenüber einem Szenario mit Weiterführung der heute bestehenden energie- und klimapolitischen Massnahmen steigt der Strombedarf für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge um rund 10 TWh (2050). Auf Basis der CO₂-Emissionsfaktoren des BAFU (2025) betragen die CO₂-Einsparungen durch die verstärkte Elektrifizierung mit Wärmepumpen und E-Mobilität im Gesamtjahr rund 18.9 Mio. t CO₂-eq. Basierend auf einem Preis von 430 CHF/t entspricht der Nutzen aus den CO₂-Einsparungen 8'124 Mio. CHF pro Jahr.

Der zusätzliche Strombedarf durch die Elektrifizierung ist saisonal ungleich. Unterstellt man, dass der Elektrifizierungsbedarf von Wärmepumpen zu 70 Prozent im Winter anfällt und E-Mobilität sich gleichmässig verteilt, ergibt sich im Winter ein Mehrbedarf von 6 TWh. Insgesamt besteht - trotz ausgeglichener Jahresbilanz - im Winterhalbjahr 2050 eine strukturelle Winterlücke von rund 9 TWh. Mit dem Bau des EPR steigt im Winter die CO₂-arme Stromproduktion von 34.99 TWh auf 41.66 TWh. Der Anteil der Kernkraft am gesamten Strombedarf läge bei 15 Prozent. Gewichtet man den Vermeidungsnutzen, der im Winter entsteht (10.6 Mio. t CO₂-eq oder 4'585 Mio. CHF) mit dem Anteil von 15 Prozent, resultiert ein Wert von 691 Mio. CHF.

4.3.3. Verbesserung der Luftqualität

Neben dem Klimanutzen erzeugt die Substitution von Importstrom durch inländische Kernkraftproduktion einen weiteren externen Nutzen in Form verbesserter Luftqualität. Feinstaub (PM2.5) verursacht erhebliche gesundheitliche Schäden, die sich über vermiedene Mortalität und Morbidität monetarisieren lassen. Da Kernkraftwerke im Betrieb keine Verbrennungsprozesse aufweisen, sind die betriebsbedingten PM2.5-Emissionen vernachlässigbar. Relevante Emissionen entstehen lediglich im Lebenszyklus (Bau, Brennstoffaufbereitung, Rückbau).

Unterstellt man für den heutigen Importmix die Feinstaubbelastung des bottom-up aus ENTSO-E-Daten abgeleiteten Winterimportmixes (PM2.5-Emissionsintensität von rund 37 mg/kWh; ecoinvent 3.10 / UNECE LCA 2021) und stellt die Lifecycle-Emissionen des EPR (rund 5 mg/kWh) in Rechnung, betragen die netto vermiedenen PM2.5-Emissionen rund 183 Tonnen pro Jahr. Bewertet mit den externen Schadenskosten von 213'290 CHF pro Tonne PM2.5 (BAFU/Ecoplan, 2022) ergibt sich ein jährlicher Luftqualitätsnutzen von rund 39 Mio. CHF. Dieser Wert ist als Plausibilitätsgrösse zu verstehen.

4.3.4. Einordnung

Die ausgewiesenen Werte stellen den Nutzen gegenüber der heutigen Emissionsintensität des importierten Strommixes dar. Mit voranschreitender Dekarbonisierung des europäischen Strommixes sinkt die Emissionsintensität der Importe und damit der mögliche Vermeidungsnutzen eines neuen Kernkraftwerks. Unter plausiblen Dekarbonisierungsszenarien wird die Emissionsintensität der Winterimporte bis zur Inbetriebnahme des neuen Kernkraftwerks deutlich tiefer liegen.

Der fossile Anteil am Endenergieverbrauch und an der Stromerzeugung bleibt in Europa

aktuell hoch. Früher oder später wird die Stromerzeugung in den Nachbarländern weitgehend dekarbonisiert sein. Der effektive Emissionsvermeidungsnutzen eines Kernkraftwerks nimmt entlang dieser Dekarbonisierung laufend ab. Dies gilt weitgehend auch für den Nutzen aus der Reduktion der Feinstaubbelastung, auch wenn Kernkraft diesbezüglich in der Lebenszyklusbetrachtung gegenüber erneuerbaren Energieträgern (insbesondere PV) auch langfristig vorteilhaft ist.

Die emissionsarme Stromerzeugung mit einem neuen Kernkraftwerk führt jedoch zu einer Absicherung eines unter plausiblen Dekarbonisierungsszenarien für die Nachbarländer (ohne neues Kernkraftwerk) erwarteten Klimanutzens. Es handelt sich also um einen Optionsnutzen, der zum Tragen kommt, falls die Dekarbonisierung in den Nachbarländern nicht wie erwartet stattfindet bzw. Importe von klimaneutralem Strom zur Deckung des Strombedarfs der Elektrifizierung nicht möglich sind. Seine Grössenordnung ist deutlich tiefer als unter der Annahme heutiger Emissionsintensitäten.

Ein weiterer Aspekt, der nicht vollständig im Optionsnutzen abgebildet ist, ist der Effekt neuer Kernkraftwerke auf den Netzausbaubedarf in der Schweiz. Aufgrund der Charakteristiken des Erneuerbaren-Ausbaus in der Schweiz ist eine erhebliche Dezentralisierung der Stromversorgung zu erwarten, verbunden mit erheblichem Investitionsbedarf in Übertragungs- und Verteilnetze. Zentrale Grossanlagen wie KKW können diese Kosten reduzieren. Da die Netzinvestitionen im Energieteil der vorliegenden Studie nicht abgebildet sind, lassen sich die volkswirtschaftlichen Effekte dieser Investitionen vorliegend nicht detailliert abbilden.

5. Synthese

Der Ersatzneubau eines Schweizer Kernkraftwerks entfaltet volkswirtschaftliche Wirkungen auf mehreren Ebenen, die sich in ihrer zeitlichen Reichweite, methodischen Fundierung und konzeptionellen Natur grundlegend unterscheiden. Die nachfolgende Synthese fasst die Ergebnisse der verschiedenen Analysemodule zusammen und ordnet sie in eine Gesamtbeurteilung ein.

Die Analyse betrachtet den Neubau eines Kernkraftwerks vom Typ EPR mit 1.63 GW installierter Leistung und einer Jahresproduktion von 12.1 TWh. Die Inbetriebnahme erfolgt im Jahr 2050, die unterstellte Betriebsdauer beträgt 60 Jahre. Die gesamten Kosten des Kernkraftwerksbaus belaufen sich auf 17'250 Mio. CHF. Die staatliche Förderung gleicht die strukturelle Unterdeckung zwischen Markterlös und Stromgestehungskosten aus und beträgt annualisiert rund 625 Mio. CHF pro Jahr. Die Kostenbasis wurde zwar konservativ berechnet, doch könnten Verzögerungen - ähnlich wie bei den in Europa fertiggestellten bzw. im Bau befindlichen EPR-Projekten - zu Kostenüberschreitungen führen.

Ergebnisse der Modellberechnungen

Die Bauphase (2040–2050) löst erhebliche, einmalige volkswirtschaftliche Effekte aus. Die kumulierte inländische Wertschöpfung beträgt 7'380 Mio. CHF – rund 51 Prozent der Overnight Construction Costs bleiben damit als Wertschöpfung im Inland. Das entspricht knapp einem Prozent der heutigen Wirtschaftsleistung. Annualisiert auf 60 Jahre Betriebslaufzeit entsprechen die Investitionseffekte einer jährlichen Wertschöpfung von 123 Mio. CHF bzw. Steuereinnahmen von 11 Mio. CHF.

Der laufende Betrieb eines neuen Kernkraftwerks generiert im Basisszenario eine direkte Bruttowertschöpfung zu Herstellungspreisen von 1'011 Mio. CHF pro Jahr. Hinzu kommen indirekte und induzierte Multiplikatoreffekte von 186 Mio. CHF entlang vor- und nachgelagerter Wertschöpfungsketten sowie dynamische Effekte von rund 240 Mio. CHF. Inklusive der annualisierten Investitionseffekte resultiert damit insgesamt eine Wertschöpfung von 1'563 Mio. CHF, verbunden mit 2'905 Arbeitsplätzen (VZÄ) und direkten Steuern von 95 Mio. CHF.

Tab. 19: Übersicht: Ergebnisse der Modellberechnungen (jährliche Effekte)

	Wertschöpfung (Mio. CHF)	Arbeits- plätze (VZÄ)	Direkte Steuern (Mio. CHF)
Annualisierte Effekte Investitionen	123	865	11
Komparativ-statische Effekte Betrieb	1'197	1'921	63
Dynamische Effekte Betrieb	243	118	22
Gesamteffekt (inkl. Förderung)	1'563	2'905	95
Netto-Effekt (exkl. Förderung)	938		95
Bruttoeffekt in CHF je Förderfranken	2.5		0.15
Nettoeffekt in CHF je Förderfranken	1.5		0.15

Quelle: BAK Economics

Bem: Kein Vergleichswert für alternative Energiesysteme vorhanden; Massstab daher nicht kontextualisierbar.

In der Kosten-Nutzen-Betrachtung der volkswirtschaftlichen Effekte in Relation zur staatlichen Förderung kommt man zum Ergebnis, dass je Förderfranken eine Wertschöpfung von 2.5 Franken und direkte Steuern in Höhe von 15 Rappen resultieren.

Die ausgewiesenen (direkten) Wertschöpfungseffekte sind als Bruttoeffekte zu interpretieren. Die staatliche Förderung von annualisiert rund 625 Mio. CHF, die als Erlös Komponente in den Bruttoproduktionswert einfließt und die direkte Wertschöpfung der Stromproduktion mitfinanziert, steht für alternative staatliche Verwendungen nicht mehr zur Verfügung. Alternativ könnte der Staat dieselben Mittel für den Ausbau öffentlicher Dienstleistungen, eigene Infrastrukturinvestitionen oder die Förderung anderer Energietechnologien einsetzen – je nach Verwendung mit unterschiedlichen volkswirtschaftlichen Wirkungen.

Eine explizite Modellierung dieser Opportunitätskosten wurde im Rahmen der vorliegenden Studie bewusst nicht vorgenommen, da dies zusätzliche Annahmen über die konkrete Mittelverwendung und die jeweiligen Multiplikatoreffekte alternativer Investitionen erfordern würde, die den definierten Analyserahmen übersteigen.

Stattdessen wird empfohlen, bei komparativen Bewertungen der volkswirtschaftlichen Auswirkungen mit Investitionen in andere Stromerzeugungstechnologien den Netto-BIP-Effekt heranzuziehen – vorausgesetzt, dieser ist bei den Vergleichsinvestitionen bekannt. Dieser stellt den reinen BIP-Effekt dar, bei welchem die staatliche Förderkomponente aus der Wertschöpfung herausgerechnet wird. Im Falle des Kernkraftwerks beträgt dieser Nettoeffekt 938 Mio. CHF. Das bedeutet, dass der zusätzliche BIP-Effekt, der durch die staatliche Förderung entsteht, je Förderfranken 1.50 CHF beträgt.

Einschränkungen des Analyserahmens

Die vorliegende Studie modelliert den volkswirtschaftlichen Nutzen eines KKW-Neubaus, klammert dabei jedoch zwei Aspekte bewusst aus.

Die staatlichen Fördermittel zur Deckung der strukturellen Unterdeckung stehen für andere Verwendungen nicht mehr zur Verfügung – etwa für den Ausbau öffentlicher Dienstleistungen, Verkehrsinfrastruktur oder die Förderung anderer Energietechnologien. Eine Modellierung dieser Opportunitätskosten würde zusätzliche Annahmen über die konkrete Mittelverwendung und die Multiplikatoreffekte alternativer Investitionen erfordern, die den definierten Analyserahmen übersteigen. Zudem ist in den zugrundeliegenden Energieszenarien ein substanzieller Ausbau der erneuerbaren Energien zu beobachten. Es entsteht somit keine Substitution des Ausbaus, sondern eine Ergänzung.

Das Unfallrisiko moderner Kernkraftwerke ist ein Restrisiko, dessen gesellschaftliche Gewichtung eine normative Frage bleibt, die dem politischen Prozess vorbehalten ist. Schmeisser (2026) beziffert die theoretischen Risikokosten eines modernen EPR versicherungsmathematisch auf unter einen Zehntausendstel Rappen pro Kilowattstunde – vergleichbar mit dem Restrisiko erneuerbarer Energien, bspw. Grosswasserkraft.

Infrastruktureffekte

Die Resultate der makroökonomischen Modellberechnungen erfassen nicht alle relevanten Nutzendimensionen. Drei weitere Effekte sind konzeptionell klar von den Modellresultaten abzugrenzen: Sie werden nicht mit den BAK-eigenen Modellen berechnet, sondern stützen sich auf externe Studien und Literaturwerte. Sie werden in der vorliegenden Studie bewusst getrennt von den Modellresultaten ausgewiesen, da sie auf unterschiedlichen Methoden und Annahmen beruhen.

Es handelt sich um jene Effekte, die den Infrastrukturnutzen des Kernkraftwerks repräsentieren, das rund 15 Prozent des Winterverbrauchs wetterunabhängig absichert, das Preisniveau stabilisiert und die Importabhängigkeit in der systemkritischen Jahreszeit reduziert. Ihre Grössenordnung illustriert jedoch, dass der gesamtgesellschaftliche Nutzen des Neubaus weit über die direkt messbaren Wertschöpfungseffekte hinausgeht. In einer Gesamtbeurteilung sollten sie ebenfalls berücksichtigt werden.

Erstens reduziert der Neubau eines Kernkraftwerks die Strompreisvolatilität, indem die Grundlastkapazität erhöht wird. Für energieintensive Unternehmen resultieren daraus vermiedene Hedging-Kosten und reduzierte Risikoprämien. Eine vorsichtige Schätzung beläuft sich auf rund 50 Mio. CHF pro Jahr ab 2050. Zweitens reduziert der Bau des EPR das Risiko kurzfristiger Versorgungsengpässe, die in Extremsituationen im Winter auftreten können. Der volkswirtschaftliche Schaden solcher Unterbrüche wird als der Betrag gemessen, den Kunden bereit wären zu zahlen, um einen Ausfall zu vermeiden. Unter der Annahme einer moderaten Engpasswahrscheinlichkeit von 0.5 Prozent in kritischen Winterstunden beläuft sich der vermiedene Erwartungsschaden durch den KKW-Neubau auf geschätzte 50 Mio. CHF pro Jahr ab 2050. Drittens reduziert der Neubau das Risiko einer schweren Strommangellage. Das BABS schätzt die Eintrittswahrscheinlichkeit einer solchen Lage auf einmal in 30 Jahren. Unterstellt man, dass ein neues Kernkraftwerk dieses Risiko nicht vollständig eliminiert, aber durch die strukturelle Reduktion der Winterimportlücke spürbar vermindert, lässt sich ein plausibler Reduktionsfaktor anlegen. Unter der konservativen Annahme, dass der KKW-Neubau die Eintrittswahrscheinlichkeit einer schweren Strommangellage proportional zu seinem Anteil an der Winterproduktion senkt (15%), ergibt sich ein vermiedener Erwartungsschaden von rund 420 Mio. CHF pro Jahr.

Insgesamt belaufen sich die Effekte durch die Reduktion der Strompreisvolatilität, die Verringerung des Risikos kurzfristiger Versorgungsengpässe sowie die Reduktion des Mangelagerisikos unter konservativen Annahmen zusammen auf geschätzte 520 Mio. CHF pro Jahr und entsprechen damit 83 Prozent des gesamten annualisierten Förderaufwands.

Klimanutzen

Neben den ökonomischen Effekten erzeugt eine emissionsarme Stromerzeugung einen klimapolitischen Nutzen, der sich über die Vermeidung externer Kosten quantifizieren und monetarisieren lässt. Erstens kann Strom mit einer reduzierten Emissionsintensität hergestellt werden (direkter Nutzen). Zweitens fungiert der erzeugte Strom als Katalysator für die Dekarbonisierung von Verkehr (E-Mobilität) und Gebäuden (Wärmepumpen), welche eine substanzielle Elektrifizierung voraussetzt. Drittens können gesundheitsschädliche Luftschadstoffemissionen fossiler Stromerzeugungsanlagen vermieden werden.

Die Bewertung dieser Effekte hängt entscheidend davon ab, in welchem Ausmass durch die Stromproduktion des Kernkraftwerks emissionsintensiv erzeugter Strom substituiert werden kann. Unter den in der Studie verwendeten Annahmen aus einer Meta-Analyse resultiert ein direkter Klimanutzen von rund 489 Mio. CHF pro Jahr. Hinzu kommt ein Dekarbonisierungsnutzen von rund 691 Mio. CHF pro Jahr. Dieser beschreibt den Beitrag des Kernkraftwerks zur Elektrifizierung von Wärmepumpen und E-Mobilität, berechnet auf Basis der BAFU-Emissionsfaktoren für die verdrängten fossilen Energieträger.

Der fossile Anteil am Endenergieverbrauch und an der Stromerzeugung bleibt in Europa hoch. Unter plausiblen Dekarbonisierungsszenarien wird die Emissionsintensität der Winterimporte bis zur Inbetriebnahme des neuen Kernkraftwerks jedoch abnehmen. Langfristig wird die Stromerzeugung in den Nachbarländern weitgehend dekarbonisiert sein. Der Erwartungswert für den effektiven Klimanutzen des neuen Kernkraftwerks wird entsprechend ebenfalls abnehmen. Dennoch stiftet ein Kernkraftwerk einen Optionsnutzen in Form der Absicherung bedeutender Klimaeffekte. Er kommt zum Tragen, falls die Dekarbonisierung

in den Nachbarländern nicht wie erwartet stattfindet bzw. Importe von klimaneutralem Strom zur Deckung des Strombedarfs der Elektrifizierung nicht möglich sind. Seine Größenordnung ist deutlich tiefer als unter der Annahme heutiger Emissionsintensitäten.

Zusätzliche Umweltnutzen, insbesondere durch bessere Luftqualität, belaufen sich auf rund 39 Mio. CHF pro Jahr.

6. Literaturverzeichnis

Axpo (2026). Energy Report Kernenergie – Spezial-Report. Axpo Holding AG, Baden. Abgerufen unter: www.axpo.com/ch/de/wissen/energy-reports/energy-report-kern.html

BABS – Bundesamt für Bevölkerungsschutz (2026). Gefährdungsdossier Strommangellage. Katastrophen und Notlagen Schweiz 2025. BABS, Bern. Februar 2026. Abgerufen unter: www.babs.admin.ch

BABS – Bundesamt für Bevölkerungsschutz (2026). Gefährdungsdossier KKW-Unfall. Katastrophen und Notlagen Schweiz 2025. BABS, Bern. Februar 2026. Abgerufen unter: www.babs.admin.ch

BAFU / Ecoplan (2022). Externe Kosten und Nutzen der Schweizer Elektrizitätsproduktion. Im Auftrag des Bundesamts für Umwelt BAFU. Ecoplan, Bern

BAFU – Bundesamt für Umwelt (2025). CO₂-Emissionsfaktoren des schweizerischen Treibhausgasinventars. Faktenblatt, Januar 2025. Bern. Abgerufen unter: www.bafu.admin.ch/co2-statistik

Bauer, C., Treyer, K., Heck, T., & Hirschberg, S. (2017). Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies. Paul Scherrer Institut (PSI), Villigen

Bauer, C. & Sacchi, R. (2026). Umweltauswirkungen von Stromproduktionstechnologien. Paul Scherrer Institut (PSI), Villigen. Im Auftrag von Axpo Holding AG. Abgerufen unter: www.axpo.com/ch/de/wissen/energy-reports.html

BFE – Bundesamt für Energie (2024). Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024. Bern

Danesi, S., Patel, M. K., & Binder, C. R. (2021). Security of supply and the energy transition: The households' perspective investigated through a discrete choice model with latent classes. Energy Economics, 97, 105185

economiesuisse (2026). Energieticker: Versorgungssicherheit und Standort. Zürich. Abgerufen unter: www.economiesuisse.ch

Ecoplan & Infrac (2024): Externe Effekte des Verkehrs 2021 – Aktualisierung der Schadenskostensätze. Studie im Auftrag des Bundesamts für Raumentwicklung ARE, Bern

European Environment Agency (EEA) (2024). Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe. EEA Indicator. Kopenhagen. Abgerufen unter: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1>

European Environment Agency (EEA) (2024). Air pollutant emissions data viewer (Göteborg Protocol, LRTAP Convention). Kopenhagen. Abgerufen unter: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/air-pollutant-emissions-data-viewer-8>

EY (Ernst & Young) (2023): The Cost of Nuclear: A Study into the Economics of New Nuclear Power Generation. EY-Parthenon, 2023

Gibon, T., Hahn Menacho, Á., & Guiton, M. (2022). Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources. United Nations Economic Commission for Europe (UNECE), Genf. Abgerufen unter: https://unece.org/sites/default/files/2022-04/LCA_3_FINAL%20March%202022.pdf

Graber, S., Narayanan, T., Alfaro, J., & Palit, D. (2022). The quest to quantify the value of lost load: A critical review of the economics of power outages. Electricity Journal, 35(7), 107187

Idaho National Laboratory (INL) (2024): Literature Review of Advanced Reactor Cost Estimates (INL-RPT-23-72972). U.S. Department of Energy, Idaho National Laboratory, November 2024

Idel, R. (2022). Levelized Full System Costs of Electricity. *Energy*, 259, 124905. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124905>

KOF (2025). Wie Schweizer Unternehmen ihre Investitionen finanzieren. KOF Konjunkturforschungsstelle ETH Zürich

MacDonald, R., Shirvan, K., Parsons, J. E. (2024): Overnight Capital Cost of the Next AP1000 (ANP-TR-193). MIT Center for Advanced Nuclear Energy Systems (CANES), Massachusetts Institute of Technology, Januar 2024

Prognos AG, TEP Energy GmbH, & INFRAS AG (2021). Energieperspektiven 2050+ – Technischer Bericht. Im Auftrag des BFE, Bern

Schmeiser, H. (2026). Versicherungsprämien für neue Kernkraftwerke in der Schweiz – Eine Risikoanalyse. Studie im Auftrag von economiesuisse. Institut für Versicherungswirtschaft, Universität St. Gallen, März 2026. Abgerufen unter: www.economiesuisse.ch

Schröder, T., & Kuckshinrichs, W. (2015). Value of Lost Load: An Efficient Economic Indicator for Power Supply Security? A Literature Review. *Frontiers in Energy Research*, 3, 55

Schwarz, M., Renggli, S., Gjorgiev, B., & Garrison, J. (2023). Swiss electricity supply after the «Mantelerlass»: The role of nuclear power plants in an electricity system with high shares of renewables. Energy Science Center, ETH Zürich

Umweltbundesamt Deutschland (UBA, 2024): Methodenkonvention zur Ermittlung von Umweltkosten – Kostensätze 2023. Dessau-Roßlau

UNECE (2021). Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options. United Nations Economic Commission for Europe, Genf. Abgerufen unter: https://unece.org/sites/default/files/2021-11/LCA_final.pdf

VSE – Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (2026). VSE Stromversorgungs-Index Schweiz 2026. Aarau

VSE 2026: gfs.bern – Versorgungssicherheit Schweiz 2025 – vierte Welle. Im Auftrag des VSE. Bern

7. Anhang

7.1. Szenarien

Die Szenarien folgen der Modellierungslogik von Schwarz et al. (2023). Alle übrigen Annahmen – insbesondere der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Wasserkraftproduktion sowie der Nachfragepfad – sind in beiden Szenarien identisch.

Die KKW-Produktion im Szenario KKW60 wird bottom-up berechnet: Für jedes Jahr wird die verbleibende installierte Kapazität mit einem konstanten Kapazitätsfaktor von 85 % und den Monatsstunden multipliziert ($\text{Kapazität [MW]} \times \text{CF} \times \text{Tage} \times 24 \text{ h} / 10^6 = \text{TWh}$). Die gestaffelten Stilllegungsdaten der einzelnen Anlagen sind weiter unten beschrieben.

Im Szenario KKW60+ wird unterstellt, dass sommerliche Überschüsse exportiert werden können. Voraussetzung dafür ist ausreichende Netzkapazität sowie Nachfrageflexibilität im Ausland – etwa durch Wasserstoffproduktion. Ohne Exportmöglichkeiten müssten im Sommer erhebliche Strommengen abgeregelt werden. Die Reduktion der Grosshandelspreise um 7 bis 9 CHF/MWh gegenüber KKW60 basiert auf eigenen Berechnungen auf Grundlage der Systemkostenmodellierung von Schwarz et al. (2023).

7.2. Technische Grundkonfiguration

EPR-1600: Der European Pressurized Reactor der Generation III+ verfügt über eine installierte Leistung von 1.63 GW bei einer Betriebsdauer von 60 Jahren. Als empirische Referenz für Kosten und Bauerschaft dienen Olkiluoto 3 (Finnland, seit 2023), Flamanville 3 (Frankreich, seit 2024) und Hinkley Point C (UK, im Bau).

AP1000: Der passiv-sicherheitstechnische Druckwasserreaktor von Westinghouse (Generation III+) verfügt über eine installierte Leistung von 1.157 GW. Gegenüber dem EPR weist er ein vereinfachtes Sicherheitssystem und eine stärkere Modularisierung auf. Vollständige Bau- und Betriebserfahrungen liegen mit Vogtle 3 & 4 (USA) vor.

Auslastungsgrad: Der historische Betriebsdurchschnitt Schweizer Kernkraftwerke liegt bei 85–90 %, der OECD-Medianwert bei 88 %. Als technischen Erwartungswert verwendet die Analyse 85 % – ein konservativer Ansatz, der ungeplante Revisionen, Nachrüstungsperioden sowie regulatorisch bedingte Abschaltverpflichtungen implizit einbezieht.

7.3. Das Bilanzmodell

Weil die ETH-Nexus-e-Studie von Schwarz et al. (2023) keine monatlich aufgelösten Zeitreihen der Residuallast ausweist, entwickelt BAK Economics ein eigenes deterministisches Bilanzmodell. Dieses disaggregiert die Jahreswerte auf monatliche Ebene und erlaubt damit die Darstellung der saisonalen Dynamik der Winterlücke sowie der Szenariendifferenz über den gesamten Zeitraum 2020–2050. Das Modell berechnet für jeden Monat die Differenz zwischen dem Brutto-Elektrizitätsbedarf und der aggregierten inländischen Erzeugung:

$$\text{Residuallast}(t) = \text{Brutto-Bedarf}(t) - \text{Inlandsproduktion}(t)$$

Ein positiver Wert entspricht einem Nettoimportbedarf, ein negativer Wert einem Exportüberschuss. Die Erzeugungsprofile der Erneuerbaren werden aus den EP2050+-Stützjahren (Prognos et al., 2021) monatspezifisch interpoliert; die Kernenergieerzeugung wird für jede Anlage bottom-up auf Basis von Nennkapazität, Betriebsstatus und historischem

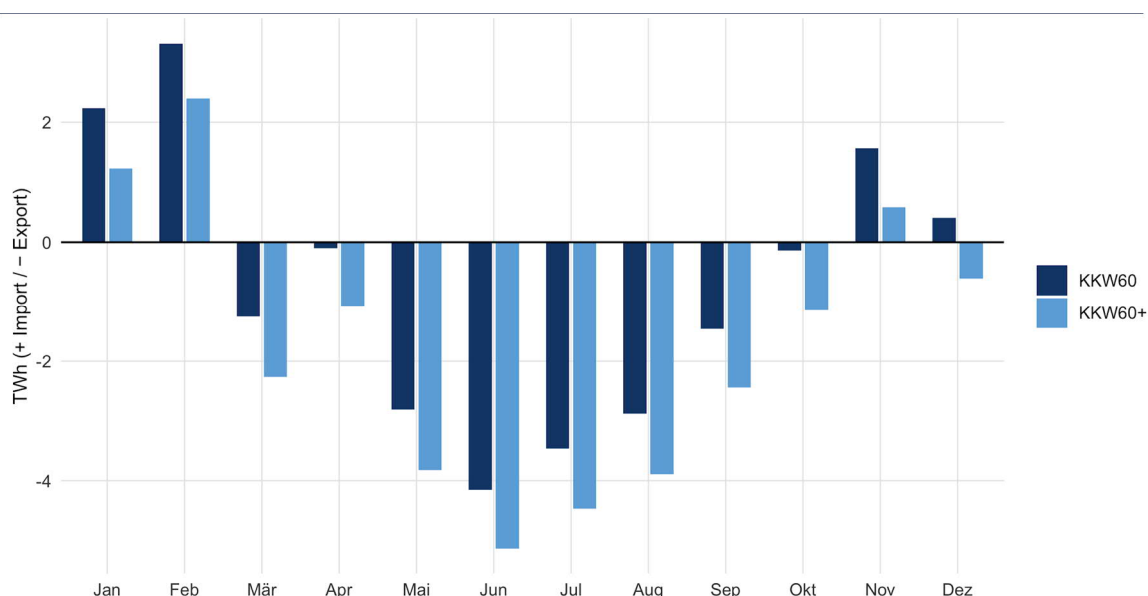
Kapazitätsfaktor (0.85; BFE-Elektrizitätsstatistik) berechnet. Der Nachfragepfad folgt in beiden Szenarien dem Szenario «ZERO-Basis» der Energieperspektiven 2050+ (Prognos et al., 2021): Der Landesverbrauch wächst von 59.9 TWh (2020) auf 76.0 TWh im Jahr 2050.

Der Unterschied zwischen den beiden Szenarien ist erheblich – besonders im Winter, der für die Schweizer Stromversorgung die kritische Jahreszeit ist. Im Szenario KKW60 steigen die Nettoimporte im Winterhalbjahr von unter 0.1 TWh (2020) schrittweise an. Die grössten Sprünge verursachen die Stilllegungen von Gösgen (2039, Anstieg auf 4.9 TWh) und Leibstadt (2044, Anstieg auf 8.0 TWh). Der Spitzenwert wird 2045 mit 8.1 TWh erreicht; bis 2050 gehen die Importe leicht auf 7.5 TWh zurück, weil der EE-Zubau (insbesondere PV Dach) den steigenden Bedarf teilweise kompensiert. Der winterliche Deckungsgrad sinkt auf 81–85% – rund ein Fünftel des Winterbedarfs muss aus dem Ausland bezogen werden, typischerweise zu hohen Winterpreisen und aus Anlagen mit höherem Fossilanteil.

Im Szenario KKW60+ kompensiert der Neubau einen Teil der Importlücke. Die Winterimporte liegen im Jahr 2050 bei 3.2 TWh und steigen nach der Stilllegung von Leibstadt (2044) auf 4.1–4.3 TWh. Der Deckungsgrad liegt ab 2044 bei 96–100%. Im Übergangszeitraum 2041–2043, in dem der Neubau und die verbleibenden Bestandsanlagen parallel laufen, übersteigt der Deckungsgrad vorübergehend 100%. Der kritischste Monat ist in beiden Szenarien der Februar: Im KKW60 werden dort 3.3 TWh importiert, im KKW60+ reduziert sich dies auf 2.4 TWh.

Zum historischen Vergleich: Der 10-Jahres-Durchschnitt der Schweizer Winterimporte liegt bei ~3.8 TWh (BFE, 2024). Die Winterimporte im Szenario KKW60 (7.5 TWh in 2050) entsprechen damit annähernd dem Doppelten des historischen Niveaus.

Abb. 3 Monatliche Strombilanz 2050 – Szenarienvergleich KKW60 vs. KKW60+



Quelle: BAK Economics, eigene Berechnung auf Basis Schwarz et al. (2023) und Prognos et al. (2021). Monat mit positivem Wert = Nettoimport, negativem Wert = Nettoexport [TWh]

Herleitung der Preisreduktion (7–9 CHF/MWh)

Die Schätzung der Preisreduktion im Szenario KKW60+ gegenüber KKW60 stützt sich auf zwei Werte aus Schwarz et al. (2023). Erstens weist das Paper für das Szenario NPP6580 (Langzeitbetrieb bis 80 Jahre) eine explizit bezifferte Reduktion der durchschnittlichen jährlichen Strommarktpreise von 9 CHF/MWh aus. Für den Neubau halten die Autoren fest, dass ein neues KKW die Strommarktpreise in ähnlichem Ausmass reduziere wie im

Szenario NPP6580, ohne einen konkreten Zahlenwert zu nennen. Der untere Wert von 7 CHF/MWh ist dabei aus Abbildung 20c grafisch abgeleitet. Da der Neubau im NPP60+-Szenario eine kleinere Zusatzkapazität bereitstellt als der Langzeitbetrieb im NPP6580-Szenario, ist der niedrigere Wert plausibel. Die Bandbreite von 7–9 CHF/MWh bildet damit die Spannweite zwischen diesen beiden Szenarien ab.

