



Aktennotiz

Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken

Datum: 09.07.2024
Für: GS UVEK
Kopie an: GL BFE

Aktenzeichen: BFE-354.0-8/2

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung: Kernkraftwerke in der Schweiz.....	3
2	Ausgangslage.....	4
3	Aktueller Stand der in Betrieb stehenden Kernkraftwerke.....	5
3.1	Bisher getätigte Nachrüstungen	5
3.2	Bisherige und laufende Kosten.....	6
3.3	Periodische Sicherheitsüberprüfungen (PSÜ).....	7
3.4	Alterungsmanagement	8
4	Langzeitbetrieb von 60 Jahren.....	8
4.1	Planungsannahmen der Betreiber	8
4.2	Erforderliche Nachrüstungen.....	9
4.3	Personalplanung.....	10
4.4	Beschaffung Brennelemente	10
4.5	Stilllegung und Entsorgung.....	10
4.6	Herausforderungen.....	10
5	Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus.....	12
5.1	Ausgangslage.....	12
5.2	Herausforderungen.....	13
6	Langzeitbetrieb von 60 Jahren: Beurteilung und mögliche Anpassungen der Rahmenbedingungen.....	13
6.1	Grundsätzliche Einschätzung BFE	13
6.2	Unvorhergesehene Ereignisse	14
6.3	Stilllegungs- und Entsorgungsfonds	14
6.4	Kompetenzerhalt	18
6.5	Politische Akzeptanz	19

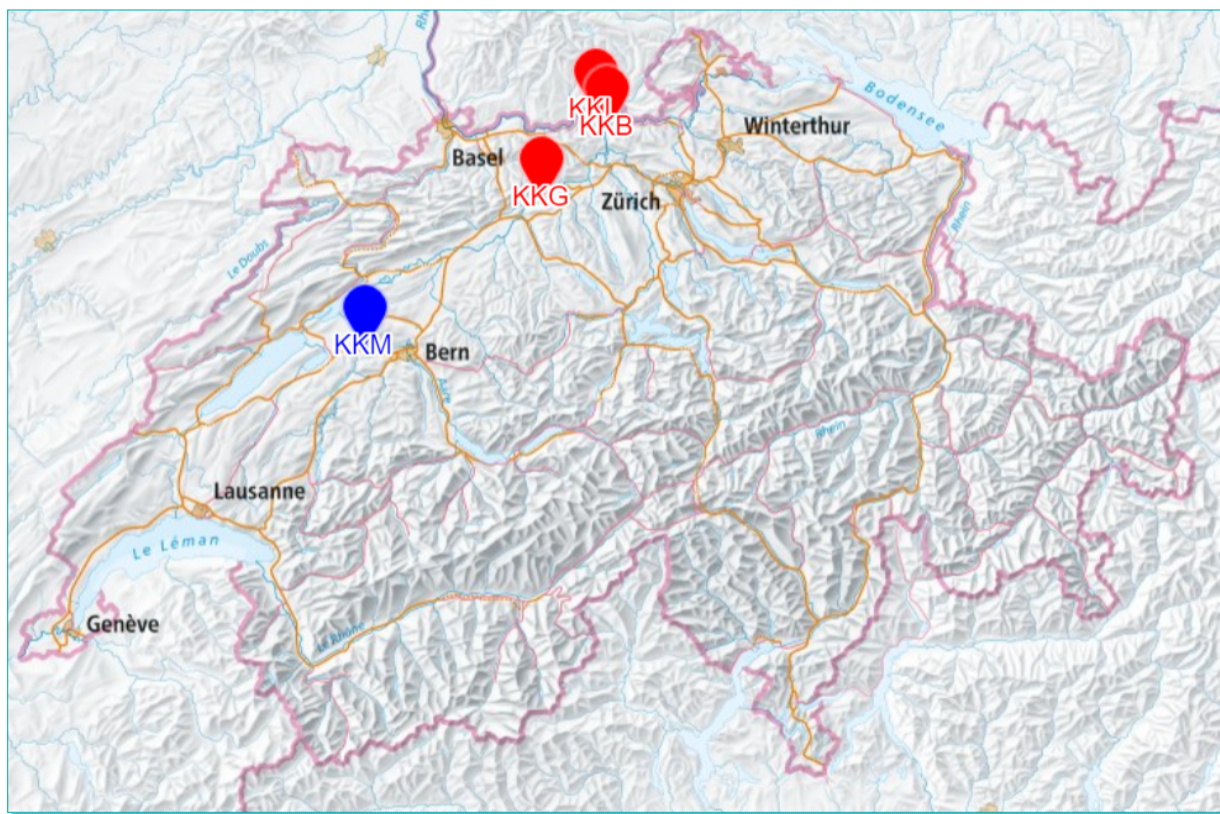
Bundesamt für Energie BFE
David Erni
Postadresse: CH-3003 Bern
Standort: Pulverstrasse 13, 3063 Ittigen
Tel. +41 462 56 11, Fax +41 58 463 25 00
contact@bfe.admin.ch
<http://www.bfe.admin.ch>



7	Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus: Beurteilung und mögliche Anpassungen der Rahmenbedingungen.....	19
7.1	Grundsätzliche Einschätzung des BFE	19
7.2	Finanzielle Unterstützung	20
7.3	Übernahme des Stilllegungs- und Entsorgungsfonds durch den Bund	22
8	Fazit	23

1 Einleitung: Kernkraftwerke in der Schweiz

In der Schweiz gingen zwischen 1969 und 1984 fünf Kernkraftwerke (KKW) an vier Standorten in Betrieb. Nach der endgültigen Ausserbetriebnahme des KKW Mühleberg sind aktuell noch vier Kernkraftwerke an drei Standorten in Betrieb, davon sind drei KKW bereits im sogenannten Langzeitbetrieb über 40 Jahre und das Neuste wird diese Schwelle in diesem Jahr erreichen.



Legende:

Name	Inbetriebnahme	Leistung
KKB Beznau-1 Beznau-2	1969 1972	365 MWe 365 MWe
KKM Mühleberg (in Stilllegung seit 2019)	1972	(373 MWe)
KKG Gösgen	1979	1'060 MWe
KKL Leibstadt	1984	1'285 MWe

Die noch in Betrieb stehenden KKW¹ verfügen alle über eine unbefristete Betriebsbewilligung. Das bedeutet, sie können betrieben werden, solange sie sicher sind. Das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) überprüft als unabhängige Aufsichtsbehörde laufend, ob die Sicherheit gewährleistet ist.

¹ Das KKB, das KKG sowie das KKL gehören alle zur 2. Generation von Kernkraftwerken.

Die Beteiligungsverhältnisse an den Kernkraftwerken sind unterschiedlich. Die beiden neueren KKW sind als sogenannte Partnerwerke organisiert. Insbesondere bei diesen Partnerwerken zeigt sich, dass die schweizerische Stromwirtschaft stark miteinander verflochten ist:

- KKW Beznau:
100 % Axpo Power AG (gehört zu 100 % der Axpo Holding AG)
- KKW Mühleberg:
100 % BKW Energie AG (gehört zu 100 % der BKW AG)
- KKW Gösgen-Däniken AG:
40 % Alpiq AG (gehört zu 100 % der Alpiq Holding AG)
25 % Axpo Power AG (gehört zu 100 % der Axpo Holding AG)
12,5 % Centralschweizerische Kraftwerke AG (gehört zu 81,1 % der Axpo Holding AG)
15 % Stadt Zürich
7,5 % Energie Wasser Bern (gehört zu 100 % der Stadt Bern)
- KKW Leibstadt AG
22,8 % Axpo Power AG (gehört zu 100 % der Axpo Holding AG)
16,3 % Axpo Solutions AG (gehört zu 100 % der Axpo Holding AG)
13,6 % Centralschweizerische Kraftwerke AG (gehört zu 81,1 % der Axpo Holding AG)
27,4 % Alpiq AG (gehört zu 100 % der Alpiq Holding AG)
14,5 % BKW Energie AG (gehört zu 100 % der BKW AG)
5,4 % AEW Energie AG (gehört zu 100 % dem Kanton Aargau)

Die Aktionäre der Partnerwerke übernehmen die gesamte Energieproduktion und erstatten im Gegenzug die sich ergebenden Jahreskosten entsprechend ihrem Aktienanteil. Unter die Jahreskosten fallen neben den Unterhalts- und Betriebskosten (z. B. Kosten für Brennstoffe, Abschreibungen, Kapitalzinsen) auch laufende Entsorgungskosten während des Betriebs (z. B. Verpackung, Transport und Zwischenlagerung der abgebrannten Brennelemente), Bildungen von Rückstellungen für den Nachbetrieb sowie die jährliche Einzahlung von Beiträgen in den Stilllegungs- und in den Entsorgungsfonds. Nachrüstungen für die Sicherung des Langzeitbetriebs sind somit als Unterhaltskosten von den Partnern entsprechend ihren Anteilen zu finanzieren.

2 Ausgangslage

Seit 2020 steht das BFE mit der Axpo Power AG (nachfolgend «Axpo», Betreiberin des KKB und geschäftsführende Gesellschaft des KKL) und der Alpiq AG (nachfolgend «Alpiq», geschäftsführende Gesellschaft des KKG) in regelmässigem Kontakt betreffend energiepolitische Herausforderungen wie den Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke.

Hintergrund dieser Gespräche war es, die Planungsannahmen der Betreiber für den verbleibenden Betrieb der Kernkraftwerke zu erfahren. Diese Informationen sind für das BFE mitunter wichtig, um die Energieperspektiven bzw. die Stromversorgungssicherheit in den nächsten Jahren und Jahrzehnten beurteilen zu können.

Basierend auf diesen Gesprächen stellte das BFE der Axpo und Alpiq, als Betreiber der in Betrieb stehenden KKW, im Herbst 2022 jeweils eine Liste mit Fragen betreffend Langzeitbetrieb zu. Die Antworten der beiden Gesellschaften gingen Ende 2022 beim BFE ein.

Im Februar 2023 ersuchte das BFE das ENSI um eine Stellungnahme zu den Antwortschreiben. In einer knappen Rückmeldung stellte das ENSI Mitte März 2023 fest, dass die Angaben betreffend Aspekte im

Aufgabenbereich des ENSI aus seiner Sicht plausibel seien und es keinen Bedarf nach zusätzlichen Fragen sehe.

Nach Fertigstellung einer ersten Version dieser Aktennotiz im Frühjahr 2023 beschloss das BFE, sie zusammen mit einer damals bereits in Auftrag gegebenen Studie über die Entwicklung der Kerntechnologie zu veröffentlichen. Die Erarbeitung dieser Studie, die Grundlage der Berichterstattung an die Bundesversammlung nach Art. 74a des Kernenergiegesetzes (KEG; SR 732.1) bilden soll, verzögerte sich jedoch. Deshalb ersuchte das BFE Anfang 2024 die Axpo und Alpiq um eine Aktualisierung von deren ursprünglichen Antwortschreiben. Die aktualisierten Stellungnahmen gingen Mitte März 2024 ein.

Im Folgenden werden die Antworten zusammengefasst und eine Auslegeordnung zum Langzeitbetrieb der verbleibenden KKW erstellt. Schliesslich werden die Planungen sowie die Erforderlichkeit von ausgewählten unterstützenden Massnahmen des Bundes aus Sicht des BFE beurteilt.

3 Aktueller Stand der in Betrieb stehenden Kernkraftwerke

3.1 Bisher getätigte Nachrüstungen

Der Inhaber einer kernenergierechtlichen Betriebsbewilligung ist verpflichtet, seine Anlage soweit nachzurüsten, als dies nach der Erfahrung und dem Stand der Nachrüstungstechnik notwendig ist und darüber hinaus, soweit dies zu einer weiteren Verminderung der Gefährdung beiträgt und angemessen ist (Art. 22 Abs. 2 Bst. g KEG). Um eine konstant hohe Sicherheitsmarge und eine hohe Verfügbarkeit des Kernkraftwerks zu gewährleisten, ist der Betreiber also gehalten, laufend Nachrüstungen zu tätigen.

In den Antwortschreiben der Betreiber sind die bisher getätigten, umfangreichen Nachrüstungen pro Werk aufgeführt. Nachfolgend werden die wichtigsten davon aufgelistet.

KKB

- 1992-1993: Installation gebunkerte Notstandssysteme
- 1993: Einbau eines gefilterten Druckentlastungssystems
- 1992: Bau des Zwischenlagers Beznau (ZWIBEZ)
- 1993/1999: Austausch der Dampferzeuger (KKB-1/KKB-2)
- 2010-2015: Tausch der Reaktordruckbehälterdeckel sowie Neubau von zwei Notstromdieselgebäuden mit je zwei Dieselgeneratoren
- 2017: Einbau zusätzliche Kühlung für Brennelement-Lagerbecken

KKG

- 1983: Neuinstallation Dampferzeuger
- 1992: Nachrüstung Druckentlastungssystem für Sicherheitsbehälter (Containment)
- 2005: Nachrüstung Druckentlastung Reaktorkühlsystem
- 2008: Inbetriebnahme neues Brennelementlagergebäude (Nasslager)
- 2021: Inbetriebnahme neuer erweiterter Deionatbecken (für Notspeisesystem)
- 2023: Abschluss der Erneuerung der Brandschutzklappen

KKL

- 1995: Installation gefiltertes Containment-Druckentlastungssystem
- 2009: Nachrüstung Automatischer Containmentabschluss
- 2012: Errichtung Infrastrukturgebäude / Sicherungszentrale
- 2015: Realisierung zusätzlicher Sicherheitseinrichtungen mit Notstromdieseln
- 2021: Erneuerung des Reaktorumwälzsystems und des Kondensators
- 2022: Erneuerung Gleichrichteranlagen

3.2 Bisherige und laufende Kosten

Für die in Betrieb stehenden Kernkraftwerke gestalten sich die bisherigen Kosten für die Erstellung und die Nachrüstungen sowie die laufenden Kosten nach Angaben der Betreiber wie folgt.

KKB

- Erstellungskosten: Rund 700 Mio. CHF (für KKB-1 und KKB-2 zusammen)
- Bisherige Investitionen: Über 2.6 Mia. CHF
- Zusätzlich, laufende Instandhaltungsaufwendungen: jährlich 60 Mio. CHF

Durchschnittliche Kostenstruktur eines Normalbetriebsjahrs (KKL identisch):

- Betrieb, Finanzerfolg, Steuern: 50 %
- Kernbrennstoffverbrauch: rund 15 %
- Stilllegungs- und Entsorgungsfonds; Entsorgung, Stilllegung, Nachbetrieb: rund 15 %
- Abschreibungen Sachanlagen: rund 20 %

Gestehungskosten: 4-7 Rappen pro Kilowattstunde²

KKG³

- Erstellungskosten: ca. 2 Mia. CHF
- Bisherige Investitionen: 1.8 Mia. CHF
- Zusätzlich, laufende Instandhaltungsaufwendungen: jährlich 40-45 Mio. CHF

Kostenstruktur 2022⁴:

- Betrieb: 55.1 %
- Finanzerfolg und Gewinn: 5.6 %
- Kernbrennstoff: 9.2 %
- Nukleare Entsorgung: 8.9 %
- Stilllegung und Nachbetrieb: 2.7 %
- Abschreibungen Sachanlagen: 18.5 %

Gestehungskosten (2023): 4.34 Rappen pro Kilowattstunde⁵

KKL

- Erstellungskosten: 4.8 Mia. CHF
- Bisherige Investitionen: 1.8 Mia. CHF
- Zusätzlich, laufende Instandhaltungsaufwendungen: jährlich 80 Mio. CHF

Durchschnittliche Kostenstruktur eines Normalbetriebsjahrs (KKB identisch):

- Betrieb, Finanzerfolg, Steuern: 50 %
- Kernbrennstoffverbrauch: rund 15 %
- Stilllegungs- und Entsorgungsfonds; Entsorgung, Stilllegung, Nachbetrieb: rund 15 %
- Abschreibungen Sachanlagen: rund 20 %

Gestehungskosten (2023): 4.73 Rappen pro Kilowattstunde⁶

² Quelle: Swissnuclear (<https://swissnuclear.ch/wirtschaftlichkeit/>)

³ Die Daten zu den Erstellungskosten und den Instandhaltungsaufwendungen lieferte die Alpiq auf Nachfrage. Die im Vergleich zu KKL deutlich tieferen Erstellungskosten begründete Alpiq mit einer mehr als 4 Jahre kürzeren Bauzeit als für das KKL. Die Instandhaltungsaufwendungen liefen bei der KKG AG unter dem Titel «Material und Fremdleistung» und seien Kosten, die nicht abgeschrieben würden.

⁴ Alpiq verweist in seiner Stellungnahme für detailliertere Informationen auf den Geschäftsbericht der KKG AG. Die Geschäftsberichte der letzten 25 Jahre sind im Internet abrufbar: <https://www.kkg.ch/de/ueber-uns/geschaeftsberichte.html>

⁵ Quelle: KKG AG, Medienmitteilung vom 12. März 2024 (<https://www.kkg.ch/de/uns/medienmitteilungen/kernkraftwerk-goesgen-44-betriebs-jahr-sicher-zuverlaessig.html>)

⁶ Quelle: KKL AG, Medienmitteilung vom 21. März 2024 (<https://www.kkl.ch/unternehmen/medien/news/konstant-hohe-stromproduktion-bei-tiefen-kosten>)

3.3 Periodische Sicherheitsüberprüfungen (PSÜ)

Der Bewilligungsinhaber muss alle zehn Jahre eine umfassende Sicherheitsüberprüfung, die sogenannte Periodische Sicherheitsüberprüfung (PSÜ), durchführen (vgl. Art. 34 der Kernenergieverordnung, KEV; SR 732.11). Ziel ist die ganzheitliche sicherheitstechnische Beurteilung des Kernkraftwerks durch den Betreiber. Dabei wird insbesondere der Zustand des Kernkraftwerks am Stand von Wissenschaft und Technik gemessen und eine Überprüfung der Gefährdungsannahmen bzw. der Auslegung der Anlage vorgenommen. Gestützt auf den oben genannten Art. 22 Abs. 2 Bst. g KEG ist anhand der vorgenommenen Prüfungen die Notwendigkeit von Nachrüstmassnahmen zu bewerten.

Nach Einreichung der PSÜ verfasst das ENSI eine ausführliche Stellungnahme, die eine unabhängige Prüfung und Beurteilung der vom Betreiber eingereichten Unterlagen sowie eigener Erkenntnisse beinhaltet. Anhand dieser Beurteilung prüft das ENSI, ob Nachrüstmassnahmen notwendig oder angemessen sind. Gegebenenfalls verlangt das ENSI entsprechende Massnahmen und nimmt Stellung zu Sicherheit und Zuverlässigkeit des weiteren Betriebs.

Für die Zeit nach dem vierten Betriebsjahrzehnt hat der Bewilligungsinhaber als Bestandteil der PSÜ zusätzlich einen Sicherheitsnachweis für den Langzeitbetrieb einzureichen (vgl. Art. 34 Abs. 4 i. V. m. 34a KEV). Darin hat er insbesondere darzulegen, wie lange er das KKW zu betreiben plant und dass die Auslegungsgrenzen der sicherheitstechnisch relevanten Anlageteile während dieser Dauer nicht erreicht werden. Zudem sind die vorgesehen Nachrüstungen sowie die technischen oder organisatorischen Verbesserungsmassnahmen aufzulisten.

Übersicht der letzten und nächsten PSÜ pro Kernkraftwerk:

KKB

Die letzte PSÜ wurde 2018 eingereicht und die ENSI-Stellungnahme 2021 veröffentlicht. Darin kam das ENSI zum Schluss, dass die relevanten Schutzziele im Überprüfungszeitraum erfüllt waren. Im Hinblick auf eine Betriebsdauer von 60 Jahren stellte das ENSI weder für die beiden Blöcke insgesamt noch in Bezug auf einzelne Anlagenkomponenten limitierende Faktoren fest.

Das ENSI identifizierte in seiner Stellungnahme Verbesserungsmöglichkeiten, die zu Forderungen führten. Von diesen Forderungen waren im März 2024 noch einige offen. Das KKB erfüllt die Forderungen gemäss einem mit dem ENSI vereinbarten Terminplan.

Die nächste PSÜ ist für 2027 geplant.

KKG

Die letzte PSÜ wurde 2018 eingereicht. Die Stellungnahme des ENSI ging Ende 2023 beim KKG ein.

Die Stellungnahme des ENSI enthielt ca. 60 Forderungen, welche das KKG zurzeit bearbeitet.

Die nächste PSÜ findet nach Angabe des ENSI 2027 statt und die Vorbereitungen laufen gemäss Alpiq bereits heute.

KKL

Die aktuelle PSÜ reichte das KKL Ende 2022 ein. Das ENSI schloss die Grobprüfung im August 2023 ab und übermittelte dem KKL die Ergebnisse in Form einer Stellungnahme. Die in der Stellungnahme enthaltenen Nachforderungen bearbeitet das KKL fristgerecht.

Stand Dezember 2023 waren alle Forderungen des ENSI beantwortet und die Nachweise erbracht. Eine Stellungnahme des ENSI zu einzelnen Nachweisen zur Erfüllung der Forderungen steht noch aus.

Die nächste PSÜ ist für 2032 geplant.

3.4 Alterungsmanagement

Bei allen in Betrieb stehenden Kernkraftwerken ist die kontinuierliche Überwachung der Alterung der sicherheitstechnisch relevanten Gebäude sowie der elektrischen und mechanischen Komponenten seit Jahrzehnten ein fest etablierter Prozess.

Auch die laufende Beurteilung von aktuellen Erkenntnissen aus der eigenen Betriebserfahrung oder jener von anderen KKW inklusive Bewertung ihrer Relevanz und Übertragbarkeit ist ein Bestandteil der Alterungsüberwachung.

Auf Grundlage der Erkenntnisse aus der Alterungsüberwachung werden geeignete Massnahmen getroffen, um die Alterungseffekte zu beherrschen. Das kann eine gezielte Zustandsüberwachung, Instandsetzung oder geplanter Ersatz von Bauteilen und Komponenten sein.

4 Langzeitbetrieb von 60 Jahren

4.1 Planungsannahmen der Betreiber

Wie eingangs erwähnt, verfügen die verbleibenden in Betrieb stehenden Kernkraftwerke über eine unbefristete Betriebsbewilligung und können betrieben werden, solange sie sicher sind. Damit die Sicherheit gewährleistet bleibt, müssen laufend Investitionen getätigt werden. Sofern diese voraussichtlich nicht (mehr) abgeschrieben werden können, lassen sie sich betriebswirtschaftlich nicht rechtfertigen. Der Entscheid über die geplante Laufzeit eines Kernkraftwerks ist somit insbesondere abhängig von betriebswirtschaftlichen Überlegungen.

Die maximale Betriebsdauer wird durch die Lebensdauer der nicht austauschbaren Komponenten wie insbesondere den Reaktordruckbehälter bestimmt. Das KKB hat gemäss Analysen und Bewertungen der Axpo eine Laufzeit von mindestens 60 Betriebsjahren. Die beiden neueren und moderneren KKW haben gemäss Angaben ihrer Betreiber eine Laufzeit von deutlich über 60 Jahren. Dabei verweisen diese auf die USA, wo vergleichbare Anlagen bereits für eine Betriebsdauer von 80 Jahren lizenziert worden seien. Auch in Europa hätten einige KKW-Betreiber mit den ersten Vorbereitungen für einen 80-jährigen Betrieb ihrer Anlagen begonnen.

Nach Aussagen von Axpo und Alpiq ist die Investitions- und Personalplanung der verbleibenden Kernkraftwerke auf eine Betriebsdauer von rund 60 Jahren ausgerichtet. Für alle verbleibenden KKW werden zurzeit weitere Laufzeitszenarien bzw. die Anforderungen an eine längere Betriebsdauer geprüft.

Die Betreiber weisen darauf hin, dass alle getätigten und geplanten Investitionen spätestens bis zum geplanten Ausserbetriebnahmetermin buchhalterisch abgeschrieben werden. Ob diese Investitionen bis zu diesem Datum auch tatsächlich wirtschaftlich amortisiert werden können, könne heute noch nicht abschliessend beurteilt werden. Die Amortisationsfähigkeit hänge von verschiedenen Randbedingungen ab, wie insbesondere die Entwicklung der Strompreise sowie der politischen, rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Ein stabiles regulatorisches Umfeld sei wichtig für Investitionsentscheide und die Finanzierung des Betriebs.

4.2 Erforderliche Nachrüstungen

Bei den einzelnen KKW sind zur Gewährleistung der geplanten Betriebsdauer von rund 60 Jahren die folgenden Nachrüstungen vorgesehen:

KKB

Aktueller Nachholbedarf: Nach Aussage der Axpo gibt es keinen signifikanten Nachholbedarf von wesentlichen Nachrüstungen.

Ausgewählte geplante Nachrüstungen:

- Modernisierung Schaltanlage
- Neubau Feuerwehrgebäude
- Erneuerungsinvestitionen Anlagensicherung
- Ertüchtigungen Anlagengebäude

Kosten der von 2022 bis 2030 geplanten Investitionen⁷: Ca. 150 Mio. CHF

Kosten für diese geplanten Investitionen pro Kilowattstunde: ca. 0.3 Rappen⁸

KKG

Aktueller Nachholbedarf: KKG führt proaktiv, d. h. nicht auf behördliches Verlangen hin, seit 2018 etappenweise das Nachrüstprogramm ERNOS (Erweiterung der Notstandssysteme) zur Erhöhung der Sicherheitsmargen bei sehr seltenen Erdbeben durch.

Ausgewählte geplante Nachrüstungen:

- Ersatz der betrieblichen Leittechnik
- Ersatz Reaktorschutzsystem
- Umbau des Notstandsgebäudes
- Nachrüstung Druckentlastung Primärkreislauf
- Erneuerung Brandschutzklappen
- Erneuerung Sicherungszentrale

Kosten der von 2024 bis 2039 geplanten Investitionen: 917 Mio. CHF

Kosten für diese geplanten Investitionen pro Kilowattstunde: ca. 0.7 Rappen⁹

KKL

Aktueller Nachholbedarf: Nach Aussage der Axpo gibt es keinen signifikanten Nachholbedarf von wesentlichen Nachrüstungen.

Ausgewählte geplante Nachrüstungen:

- Modernisierung Steuerstabantriebs- und Informationssystem
- Erneuerung Sicherheitsleittechnik und betriebliche Leittechnik
- Erneuerung Brennelement-Wechsel- und Handhabungsmaschine
- Erneuerung Brandmeldeanlage, Brandschutzmassnahmen
- Erneuerung Notstromdieselaggregate

Kosten der von 2022 bis 2044 geplanten Investitionen: Ca. 1 Mia. CHF

Kosten für diese geplanten Investitionen pro Kilowattstunde: ca. 0.5 Rappen¹⁰

⁷ Mit «Investitionen» sind in diesem Kapitel Aufwendungen für Nachrüstungen gemeint, bei denen es sich nicht um reine Instandhaltungsarbeiten handelt (vgl. dazu oben Ziff. 3.2).

⁸ Ausgehend von 6'000 Gigawattstunden durchschnittliche Jahresproduktion und 9 Jahren Restbetrieb (2022 bis 2030).

⁹ Ausgehend von 8'000 Gigawattstunden durchschnittliche Jahresproduktion und 16 Jahren Restbetrieb (2024 bis 2039).

¹⁰ Ausgehend von 9'500 Gigawattstunden durchschnittliche Jahresproduktion und 23 Jahren Restbetrieb (2022 bis 2044).

4.3 Personalplanung

Die Betreiber geben an, ihre Personalplanung jeweils auf die Betriebsdauerannahme von 60 Jahren ausgerichtet zu haben. Eine Anpassung der Betriebsdauer müsste im Hinblick auf die Rekrutierungs- und Ausbildungszeiten frühzeitig geplant werden.

Ohnehin müsse aufgrund der gesetzlichen Vorgaben bezüglich des lizenzierten Personals strategisch geplant werden. Die Alpiq gibt an, auf vorzeitige Ersatzanstellungen bei geplanten Pensionierungen zu setzen, um mit Überlappungszeiten von 1-9 Jahren den Know-how-Transfer zu gewährleisten.

Die Betreiber unterstützen die Ausbildung im nuklearen Bereich in der Schweiz und bieten Praktika an, um neue Mitarbeitende zu gewinnen. Trotzdem sei die Verfügbarkeit von gut ausgebildeten Fachkräften eine Herausforderung, insbesondere vor dem Hintergrund des in der Schweiz und in Deutschland beschlossenen Atomausstiegs.

4.4 Beschaffung Brennelemente

Die verbleibenden Kernkraftwerke beziehen ihre Brennelemente von verschiedenen europäischen Herstellern. Die Herkunft des Brennstoffes von KKB und KKL liegt teilweise in Russland, wobei die Axpo nach eigener Aussage keine neuen Verträge mit russischen Lieferanten abschliessen wird.

Die Versorgung ist bei allen KKW bis ca. Ende dieses Jahrzehnts vertraglich abgesichert. Die langfristige Versorgung für die geplante Betriebsdauer sei unproblematisch, weil mehrere mögliche Fabrikationsstandorte vorhanden seien. Das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) hat gestützt auf das Bundesgesetz über die wirtschaftliche Landesversorgung (LVG; SR 531) mit den Betreibern des KKB, des KKG sowie des KKL Pflichtlagerverträge betreffend Brennelemente abgeschlossen. Die Axpo hat bezüglich des KKB den Pflichtlagervertrag 2015 auf Ende 2016 gekündigt. Die Betreiber des KKG sowie des KKL werden für die Pflichtlagerung der Brennelemente nicht entschädigt, da diese Lagerung dem entspricht, was die Betreiber ohnehin an Brennelementen gelagert haben (ungefähr ein Zyklus, was der benötigten Menge an Brennelementen für zirka ein Jahr entspricht). Aus diesem Grund besteht beim KKB trotz Kündigung des Pflichtlagervertrags per Ende 2016 weiterhin eine Reserve an Brennelementen für zirka ein Jahr.

4.5 Stilllegung und Entsorgung

Im Entsorgungsprogramm 2021 wird der 60-jährige Betrieb bereits als Basisszenario verwendet. Dabei fallen im Vergleich zum 50-jährigen Betrieb naturgemäss höhere Mengen an Abfall aus dem Betrieb an, wobei der Platz sowohl im zentralen Zwischenlager sowie im geplanten geologischen Tiefenlager ausreichend vorhanden ist.

Umfang und Menge der Stilllegungsabfälle bleiben unverändert. Dasselbe gilt für das Stilllegungsprojekt.

4.6 Herausforderungen

Aus den Stellungnahmen von Axpo und Alpiq gehen keine grundsätzlichen Probleme hervor, die einen Betrieb ihrer Anlagen über 60 Jahre erschweren oder gar verunmöglichen würden. Trotzdem nennen die Betreiber gewisse Herausforderungen, die potenziell einen Einfluss auf die Betriebsdauer haben. Diese werden nachfolgend aufgeführt.

Unvorhergesehene interne Ereignisse

Für die Betreiber sind interne Ereignisse denkbar, die einen Weiterbetrieb unwirtschaftlich machen könnten. Insbesondere wäre dies bei einem unerwarteten technisch bedingten Anlagenstillstand der Fall, der über längere Zeit andauert. Die weiterhin anfallenden Betriebskosten könnten nicht durch die Stromvermarktung kompensiert werden, so dass je nach Dauer des Stillstands die Anlage vorzeitig ausser Betrieb genommen werden müsste.

Regulatorische Anforderungen

Die Betreiber erwarten eine verhältnismässige, stetige Verschärfung der regulatorischen Rahmenbedingungen in der Schweiz. Die Anpassungen im Schweizer Regelwerk seien in der Vergangenheit tendenziell über die international üblichen Anforderungen hinausgegangen. Wesentliche Anpassungen der internationalen Empfehlungen seien zurzeit aber nicht absehbar. Indessen könnten insbesondere Ereignisse in Kernanlagen weltweit zu bedeutenden Verschärfungen der Regelungen führen.

Bei unverhältnismässigen Anforderungen der Aufsichtsbehörde sehen die Betreiber eine Gefahr, dass diese zu einem Nachrüstbedarf führen könnte, der entweder technisch nicht mehr realisierbar ist oder Investitionen bedingt, die den Weiterbetrieb der Anlage unwirtschaftlich machen. Auch in diesem Fall müsste ein KKW vorzeitig ausser Betrieb genommen werden.

Ferner bringen die Betreiber vor, das schweizerische Regelwerk bzw. die Aufsichtspraxis würden wenig Spielraum für den Einsatz alternativer Lösungen wie industrieller Standardlösungen oder neuer Technologien bei gleichbleibender Sicherheit gewähren.

Für eine zuverlässige langfristige Planbarkeit von Instandsetzungen und Nachrüstungen braucht es nach Angaben der Betreiber eine pragmatische, sach- und zielorientierte Zusammenarbeit mit der Aufsicht.

Generell betonen die Betreiber die Wichtigkeit von stabilen politischen, rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen.

Nukleare Lieferkette

Axpo und Alpiq weisen beide auf potenzielle Probleme bei der Verfügbarkeit von Ersatzteilen und Dienstleistungen hin. Seit einigen Jahren habe deren Verfügbarkeit abgenommen, weil sich Lieferanten und Dienstleister aufgrund der zunehmend hohen Anforderungen teilweise aus dem Nuklearmarkt verabschiedet hätten. Gerade im Langzeitbetrieb sei eine hohe Verfügbarkeit wichtig, weil die Lebensdauer von einzelnen Komponenten und Systemen potenziell zu Ende gehe.

Die Kernkraftwerke stünden daher in engem Kontakt mit geeigneten Lieferanten. Zudem müssten Massnahmen wie Beschaffung von Ersatzteilen aus stillgelegten KKW oder Qualifizierung von industriellen Standardprodukten ergriffen werden.

Stilllegungs- und Entsorgungsfonds

Auch hier sehen die Betreiber die Gefahr, dass unverhältnismässige Verschärfungen der rechtlichen Rahmenbedingungen den Betrieb unwirtschaftlich machen können. Verschärfungen in den letzten Jahren hätten bereits zu einigen Kostenerhöhungen geführt.

Die Betreiber erachten eine langfristig belastbare Planungsgrundlage für die Parameter «Teuerung» und «Anlagerendite» als wichtig. Diese Parameter haben einen bedeutenden Einfluss auf die Jahresbeiträge in den Stilllegungs- und den Entsorgungsfonds, wobei selbst eine geringfügige Verringerung der Differenz zwischen diesen Parametern für eine starke Erhöhung der geschuldeten Beiträge führen kann.

Auch das 2020 in der Stilllegungs- und Entsorgungsfondsverordnung (SEFV; SR 732.17) eingeführte Rückerstattungsverbot kritisieren sie. Bei Überdeckungen der Fonds werden Rückzahlungen ausgeschlossen, was zu einer unangemessenen Zurückhaltung von Liquidität führe.

Schliesslich erachtet die Alpiq die mit der Volatilität der Fonds verbundenen Liquiditätseffekte auf die Betreiber als problematisch. Hintergrund ist die Bewertung des Fondskapitals in den Bilanzen der Betreibergesellschaften: Eine gute Fondsperformance führt zu tieferen Jahreskosten und damit zu tieferen Produktionskosten pro Kilowattstunde. Umgekehrt führt eine schlechte Performance zu höheren Jahreskosten, die von den Aktionären zu decken sind. Somit hat die Fondsentwicklung einen Einfluss auf das operative Ergebnis und das Eigenkapital der beitragszahlenden Unternehmungen.

5 Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus

5.1 Ausgangslage

Die in Betrieb stehenden Kernkraftwerke können rechtlich, kraft ihrer unbefristeten Betriebsbewilligung, auch 80 Jahre betrieben werden, solange die Sicherheit gewährleistet ist. Entscheidend für die Betriebsdauer ist somit in erster Linie der technische Zustand des jeweiligen Kernkraftwerks bzw. dessen Stand der Nachrüstungen und damit verbunden betriebswirtschaftliche Überlegungen. Als wichtigste laufzeitbegrenzende Komponente eines KKW wird der Reaktordruckbehälter angesehen, den man nicht ersetzen kann. Die Kernenergiegesetzgebung sieht ab einem bestimmten Grad der Versprödung eines Reaktordruckbehälters vor, dass der Betreiber das Kernkraftwerk unverzüglich vorläufig ausser Betrieb zu nehmen hat (Ausserbetriebnahmekriterium).

Gemäss Axpo bestätigen Analysen und Bewertungen für das KKB eine Laufzeit von mindestens 60 Betriebsjahren. Ein Leistungsbetrieb von mehr als 60 Jahren wird derzeit überprüft. Die Axpo will auch die mit der Betriebsdaueranpassung verbundenen technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Risiken sowie eine Beurteilung ihrer Risikotragfähigkeit evaluieren.¹¹ Es liegen noch keine belastbaren Ergebnisse vor. Die Axpo geht jedoch davon aus, dass für einen solchen Langzeitbetrieb im nicht sicherheitsrelevanten Bereich der Anlage Investitionsbedarf im hohen dreistelligen Millionenbereich besteht.

Bei den beiden neueren Anlagen ist ein Langzeitbetrieb von 80 Jahren offenbar technisch grundsätzlich möglich (vgl. oben Ziff. 4.1).

Die Betreiber von KKG und KKL haben gemäss ihren Angaben Szenarien mit einem Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus noch nicht vertieft geprüft. Beide geben als Hauptgrund an, dass die politische Akzeptanz eines solchen Langzeitbetriebs aufgrund des beschlossenen schrittweisen Ausstiegs aus der Kernenergie unsicher bzw. nicht gegeben sei.

Gemäss Alpiq seien für KKG dennoch Abklärungen im Gange, der zusätzliche Investitionsbedarf und die Kostenfolgen müssten jedoch gründlich eruiert werden. Ein Entscheid für einen Weiterbetrieb nach 60 Jahren müsse aus planungstechnischen Gründen rund 15 Jahre vor der heute geplanten Ausserbetriebnahme gefällt werden. Im Falle von KKG dürfte der entsprechende Entscheid somit in der nächsten Zeit anstehen.

Für das KKL sei gemäss Axpo ein möglicher Leistungsbetrieb deutlich über 60 Jahre hinaus denkbar und diesbezüglich laufe aktuell eine Überprüfung. Auch aus personellen Gründen sei ein Pla-

¹¹ Vgl. dazu auch die Medienmitteilung der Axpo vom 28. März 2024: <https://www.axpo.com/ch/de/ueber-uns/medien-und-politik/medienmitteilungen.detail.html/medienmitteilungen/2024/Staerkung-der-Versorgungssicherheit-Axpo-sagt-klar-Ja-zum-Stromgesetz-prueft-laengeren-Betrieb-von-Beznau-und-ist-bereit-ein-Reservekraftwerk-zu-bauen.html>

nungsvorlauf von 15 Jahren für eine zusätzliche Laufzeitdekade unverzichtbar. Die vorbereitenden Planungen für einen allfälligen Betrieb des KKL von mehr als 60 Jahren müssten gegen 2030 eingeleitet werden.

5.2 Herausforderungen

Die in Ziff. 4.6 genannten Herausforderungen für den 60-jährigen Langzeitbetrieb gelten ebenfalls, noch akzentuierter, für einen darüber hinaus gehenden Langzeitbetrieb. Nachfolgend wird nur auf die wichtigsten, von Axpo und Alpiq genannten Herausforderungen eingegangen.

Stabile Rahmenbedingungen

Die Betreiber betonen wiederholt die Wichtigkeit von stabilen regulatorischen Rahmenbedingungen, damit die Amortisierung der für einen solchen Langzeitbetrieb erforderlichen hohen Investitionen gesichert ist.

Nach Einschätzung der Betreiber sind die für einen längeren Leistungsbetrieb erforderlichen Investitionen unter dem aktuellen regulatorischen Rahmen voraussichtlich nicht amortisierbar. Insbesondere sei die ex ante Unsicherheit in Bezug auf die weitere Entwicklung des regulatorischen Rahmens und der politischen Meinungsbildung eine grosse Herausforderung.

Entsorgung

Die vorhandenen Zwischenlagerkapazitäten im zentralen Zwischenlager und im ZWIBEZ sind mit einer Verdichtung der Stellplätze für die Transport- und Lagerbehälter für abgebrannte Brennelemente ausreichend für einen 60-jährigen Betrieb der KKW. Bei längeren Laufzeiten werde insbesondere für das KKL eine Kapazitätserweiterung durch Neubau notwendig.

Bei der geologischen Tiefenlagerung stellen die geologischen Verhältnisse am von der Nationalen Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (Nagra) vorgeschlagenen Standort keinen limitierenden Faktor für eine längere Betriebsdauer dar.

6 Langzeitbetrieb von 60 Jahren: Beurteilung und mögliche Anpassungen der Rahmenbedingungen

6.1 Grundsätzliche Einschätzung BFE

Die Stellungnahmen von Axpo und Alpiq zum Fragenkatalog bestätigen deren bisherige Aussagen hinsichtlich angenommener Betriebsdauer der verbleibenden KKW im Rahmen der Gespräche mit dem BFE.

Die Planungen der Betreiber scheinen robust zu sein, so dass die jeweiligen Kernkraftwerke voraussichtlich 60 Jahre betrieben werden können. Wie der Bundesrat bereits in seiner Stellungnahme zum Postulat 22.4021 der FDP-Fraktion «Erhalt der bestehenden Kernkraftwerke als langfristige Option gegen eine Stromlücke» festhielt, dürften diese Planungen vor dem Hintergrund stark gestiegener Strompreise nicht gefährdet sein. Auch wenn die Strompreise seit der Stellungnahme des Bundesrates Ende 2022 wieder gesunken sind, ist insbesondere auf den Umstand hinzuweisen, dass die in den drei KKW notwendigen Investitionen für Nachrüstungen im Hinblick auf den 60-jährigen Langzeitbetrieb zwar Kosten in der Höhe von mehr als 2 Mia. CHF mit sich bringen. Die Mehrkosten für diese Investitionen umgerechnet auf eine Kilowattstunde machen jedoch nur zwischen 0.3 und 0.7 Rappen aus. Angesichts der aktuellen, tiefen Gestehungskosten (vgl. vorne Ziff. 3.2) ist eher nicht damit zu rechnen, dass diese – inklusive der Mehrkosten für Nachrüstungen – in absehbarer Zukunft über den Marktpreisen für Strom liegen werden.

Dennoch sehen die Betreiber für die geplante Betriebsdauer verschiedene Herausforderungen. Diese sollten nach Einschätzung des BFE grundsätzlich von den Betreibern selber zu beherrschen sein. Auf ausgewählte Herausforderungen wird im Folgenden eingegangen.

6.2 Unvorhergesehene Ereignisse

Zu unterscheiden ist zwischen externen und internen Ereignissen. Ein Ereignis in einer anderen Anlage wie 2011 in Fukushima kann eine sprunghafte Entwicklung bzw. Verschärfung der regulatorischen Vorgaben auslösen. Dadurch könnten Ersatz- und Nachrüstungsmassnahmen erforderlich werden, die während der verbliebenen Betriebszeit des KKW voraussichtlich nicht mehr amortisiert werden könnten. Weil diese sich betriebswirtschaftlich nicht rechtfertigen liessen, dürfte der Betreiber sich diesfalls zu einer Einstellung des Betriebs entscheiden.

Dieser Fall trat beim KKW Mühleberg nach den Ereignissen in Fukushima ein: Das ENSI forderte 2012 in seiner sicherheitstechnischen Stellungnahme zum Langzeitbetrieb unter anderem die Realisierung einer zusätzlichen, von der Aare unabhängigen Kühlwasserversorgung. Im Jahr 2013 beschloss der Verwaltungsrat der BKW die Stilllegung des KKM. Zur Begründung gab er betriebswirtschaftliche Überlegungen an: Die für die Nachrüstungen erforderlichen Kosten konnten nach damaligen Erkenntnissen voraussichtlich nicht amortisiert werden.

Dasselbe Ergebnis kann bei internen Ereignissen resultieren, die unerwartet auftreten. Beispielsweise stand KKB-1 wegen Einschlüssen im Reaktordruckbehälter während knapp drei Jahren still. In solchen Fällen wird sich ein Betreiber ausrechnen müssen, wie lange er die weiterhin anfallenden Betriebskosten zu tragen vermag und nicht eine vorzeitige Ausserbetriebnahme wirtschaftlich günstiger wäre.

Axpo und Alpiq merken hierzu an, dass in den Fällen, in denen Investitionen voraussichtlich nicht amortisiert werden können, ein unwirtschaftlicher Weiterbetrieb aber trotzdem politisch erwünscht ist, entsprechende stützende Instrumente zur Verfügung gestellt werden müssten.

Der Ständerat nahm am 6. März 2024 das Postulat Burkart 23.4152 «Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke ermöglichen» an, das den Bundesrat auffordert, unter anderem aufzuzeigen, welche finanziellen Rahmenbedingungen geschaffen werden müssen, um den Erhalt der bestehenden Kernkraftwerke für einen Langzeitbetrieb zu ermöglichen und gleichzeitig die Sicherheit dieser Anlagen zu gewährleisten.

Deshalb wird diese Fragestellung, ob, wie und unter welchen Voraussetzungen der Bund bei unvorhergesehenen Ereignissen stützende Instrumente zur Verfügung stellen könnte, vorliegend nicht weiter geprüft. Diese Frage wird im Bericht in Erfüllung des Postulates 23.4152 aufzunehmen sein.

6.3 Stilllegungs- und Entsorgungsfonds

Die Betreiber bringen zu diesem Thema verschiedene Herausforderungen vor (mehrheitlich bereits vorne bei Ziff. 4.6 erwähnt). Das BFE hat diese Punkte schon seit einiger Zeit im Auge.

Modellparameter

Die Jahresbeiträge in die beiden Fonds werden nach Art. 8a SEFV so berechnet, dass bei endgültiger Ausserbetriebnahme das jeweilige Fondskapital unter Berücksichtigung der Modellparameter «Anlagerendite» und «Teuerungsrate» die voraussichtlichen Kosten decken kann. Die Parameter sind in Anhang 1 SEFV festgelegt und werden bei wesentlichen Änderungen der Rahmenbedingungen vom UVEK im Einvernehmen mit dem EFD und WBF angepasst (Art. 8a Abs. 4 SEFV). Letztmals wurden die Parameter im Zuge der 3. Revision der SEFV per 1. Januar 2020 angepasst. Zudem wurde der 2015 eingeführte pauschale Sicherheitszuschlag von 30 % auf den Kosten aus der SEFV gestrichen, weil die für die Kostenstudie 2016 erstmals angewandte neue Methodik

zur Ermittlung der voraussichtlichen Stilllegungs- und Entsorgungskosten bereits Kostenzuschläge für Prognoseungenauigkeiten und Risiken enthält. Die Anlagerendite wurde von 3.5 % auf 2.1 % reduziert. Die Teuerungsrate stützt sich nicht mehr auf den Landesindex der Konsumentenpreise, sondern auf den Baukostenindex und wurde von 1.5 % auf 0.5 % reduziert. Durch diese Parameteranpassungen wurde die Differenz zwischen Anlagerendite und Teuerung kleiner, was die Jahresbeiträge unter sonst gleichen Annahmen erhöht.

Seither überprüfte das BFE die Entwicklung von erwarteter Anlagerendite und erwarteter Teuerungsrate regelmässig und besprach diese mit EFD/EFV und WBF/SECO. Gemäss der Überprüfung Ende 2022 wäre eine deutlich höhere Teuerungsrate (6.2 %) und ebenfalls eine höhere Anlagerendite (3.36 %) zu erwarten gewesen, als sie in der SEFV festgelegt sind.

Es wurde jedoch damit gerechnet, dass die seit Beginn des Jahres 2022 eingeleitete Straffung der Geldpolitik durch die Zentralbanken weiterhin zu deutlichen Auswirkungen auf die Zinsen und die Teuerung führen werden. Aufgrund der erwarteten starken Bewegungen auf den Märkten wurde es als vertretbar beurteilt, mit der Anpassung der Parameter zur Beitragsberechnung zuzuwarten, bis mehr Klarheit herrscht.

Die auf Basis des Baupreisindex-Wertes (BAP) für Oktober 2023 aktualisierte Prognose ergibt für die nächsten fünf Jahre einen Wert von 1.49 %. Die Differenz zwischen der prognostizierten Anlagerendite von 3.04 % und dem prognostizierten BAP von 1.49 % beträgt 1.55 %. Damit ist die Differenz zwischen der erwarteten Anlagerendite und der erwarteten Teuerung praktisch gleich gross wie die Differenz der Werte, die im Anhang der SEFV festgehalten sind. Eine Anpassung der Parameter auf die aktuell prognostizierten Werte hätte somit kaum Auswirkungen auf die Höhe der Beitragszahlungen.

Es gibt keine genauen Vorgaben, wie und wann das UVEK diese Parameter anzupassen hat. Für eine grössere Planungssicherheit der Beitragszahlenden könnte die Häufigkeit der Parameteranpassung geregelt werden, indem diese beispielsweise nicht häufiger als alle fünf Jahre angepasst werden sollen.

Möglicherweise könnte jedoch ein festgeschriebener Fünfjahresrhythmus bzw. eine Vorgabe, die Parameter nicht vor Ablauf einer Fünfjahresfrist anzupassen, den Handlungsspielraum des Bundes unnötig einschränken bzw. eine rechtzeitige Reaktion auf Veränderungen am Finanzmarkt bzw. in den Fonds erschweren. Gegebenenfalls reicht es auch, die Situation weiterhin zu beobachten und erst im Falle von sehr deutlichen und gemäss ökonomischer Einschätzung dauerhaften (über mehrere Jahre stabilen) Veränderungen der Rahmenbedingungen eine Anpassung der Modellparameter vorzunehmen. Dies entspricht bereits der in den letzten Jahren angewandten Praxis. Als beispielsweise im Jahr 2022 die erwartete Teuerung gemäss BAP sogar über der erwarteten Anlagerendite für die nächsten fünf Jahre lag, strebte das UVEK keine Anpassung der Parameter an, da im Gefolge der restriktiven Geldpolitik mit weiteren deutlichen Bewegungen auf den Finanzmärkten in den kommenden Jahren gerechnet wurde.

Wenn die Betreiber davon ausgehen können, dass das UVEK auch künftig nicht bei jeder Bewegung der erwarteten Teuerung gemäss BAP oder der erwarteten Anlagerendite die Parameter im Anhang der SEFV anpasst, wie dies der Praxis in den vergangenen Jahren entspricht, dürfte dies im Sinne der von den Betreibern gewünschten Planungssicherheit bzw. stabiler rechtlicher Rahmenbedingungen sein.

Betriebsdauerannahme

Der Stilllegungsfonds für Kernanlagen und Entsorgungsfonds für Kernkraftwerke (STENFO) legt sowohl für die Schätzung der Stilllegungs- und Entsorgungskosten als auch für die Beitragsbemessung bis heute grundsätzlich die Betriebsdauerannahme von 50 Jahren zugrunde (Art. 4 Abs. 3

und Art. 8 Abs. 3 SEFV), wobei für die Beitragsbemessung des KKB eine Betriebsdauerannahme von 60 Jahren gilt.¹²

Gemäss Art. 34 KEV hat der Inhaber einer Betriebsbewilligung für ein Kernkraftwerk alle zehn Jahre eine umfassende Sicherheitsüberprüfung (periodische Sicherheitsüberprüfung, [PSÜ]) durchzuführen. Die Dokumente zur PSÜ sind spätestens zwei Jahre vor Ablauf eines Betriebsjahrzehnts beim ENSI einzureichen. Für die Zeit nach dem vierten Betriebsjahrzehnt ist als Bestandteil der PSÜ zusätzlich ein Sicherheitsnachweis für den Langzeitbetrieb einzureichen.

Unmittelbar im Anschluss an die Stellungnahme des ENSI kann STENFO gemäss dem per 1. Januar 2022 geltenden Art. 8 Abs. 3 SEFV die angenommene Betriebsdauer zur Beitragsberechnung anpassen.

Die Betriebsdauer kann nicht Jahrzehnte im Voraus (sondern frühestens mit ca. 50 Betriebsjahren) angepasst werden. Somit können die Betreiber bei einer Laufzeit von 60 Jahren nicht mehr ganz zehn Jahre von den aufgrund der höheren angenommenen Betriebsdauer tieferen Beiträgen profitieren. Da die Beitragsberechnung bis zum 50. Betriebsjahr auf einer angenommenen Betriebsdauer von 50 Jahren beruht, bringt jedoch eine Anpassung der Betriebsdauer zur Beitragsberechnung im 50. Betriebsjahr bei gleichbleibenden Kosten nicht viel, weil nach 50 Jahren schon alle Stilllegungs- und Entsorgungskosten einbezahlt sein müssten.

Die aufgrund der überprüften Kostenstudie 2021 ermittelten provisorischen Beiträge für die Veranlagungsperiode 2022-26 sehen für die meisten Werke keine Beitragszahlungen mehr vor. Falls nicht spezielle Entwicklungen wie z. B. eine anhaltende Börsenbaisse eine weitere Anpassung der Beiträge erfordert, wirkt sich eine Anpassung der Betriebsdauerannahme nicht (mehr) auf die Höhe der Beitragszahlungen aus.

Rückerstattungsverbot

Nach Art. 13a SEFV wird überschüssiges Fondskapital den Beitragspflichtigen nach der Schlussabrechnung nach Art. 78 Abs. 2 KEG zurückerstattet. Weil die Bestimmungen der SEFV nicht zu einem Überansparen in den Fonds führen sollten und damit nicht grosse Geldbeträge der Betreiber für lange Zeit unnötig in den Fonds blockiert sind, sollten die Bestände in den Fonds nicht in grossem Umfang von den zu erreichenden Sollbeständen abweichen.

Nach mehreren guten Anlagejahren hatten die beiden Fonds eine Überdeckung von über 10 %. Allerdings bestand nach der sehr schlechten Performance der Kapitalanlagen im Jahr 2022 gemäss den Jahresberichten des Stilllegungs- und des Entsorgungsfonds Ende 2022 eine leichte Unterdeckung.

Es ist jedoch möglich, dass in Zukunft die in den Fonds sicherzustellenden Entsorgungskosten sinken werden. In der Kostenstudie 2016 wurde das im Vergleich zu zwei Einzellagern (jeweils eines für schwach- und mittelaktive Abfälle und eines für hochaktive Abfälle) um etwa 1.6 Mia. CHF günstigere Kombilager (sowohl für schwach- und mittelaktive als auch für hochaktive Abfälle) nur mit einer Chance von 20 % berücksichtigt. Für die Kostenstudie 2021 kam Swissnuclear auf eine Chance von 75 %, während der Antrag des zuständigen Komitees an die Verwaltungskommission mit einer Chance von 50 % rechnet. Den definitiven Entscheid über die Höhe der Chance fällt die Verwaltungskommission, sobald ein derzeit vor Bundesgericht hängiges Beschwerdeverfahren gegen eine Verfügung zur Festlegung der voraussichtlichen Höhe der Stilllegungs- und Entsorgungskosten für die Veranlagungsperiode 2017-2021 sowie zur Festlegung der definitiven Jahresbeiträge in derselben Veranlagungsperiode abgeschlossen sein wird.

¹² Die Verwaltungskommission STENFO passte betreffend KKB im Juni 2023 die für die Beitragsberechnung massgebliche Betriebsdauerannahme gestützt auf Art. 8 Abs. 3 SEFV an.

Die Nagra wird Ende 2024 das Rahmenbewilligungsgesuch für ein kombiniertes geologisches Tiefenlager im Standortgebiet Nördlich Lägern einreichen. Falls der Bundesrat ca. 2029 die Rahmenbewilligung für ein Kombilager erteilen wird, wären somit spätestens dann Gelder von über 1 Mia. CHF zu viel eingestellt im Entsorgungsfonds.

Deshalb ist es nach Ansicht des BFE vertretbar, eine Rückkehr zu der Bestimmung zu prüfen, welche vor der 3. Revision der SEFV bis zum 1. Januar 2020 in Kraft war. Diese sah vor, dass Überschüsse, welche zehn Prozent des Sollbestandes übersteigen, zurückbezahlt werden können. Eine weitere Möglichkeit wäre die Wiedereinführung der Rückerstattung, aber nur bis zu einem bestimmten Betrag, so dass ein Kapitalpuffer geschaffen würde. Damit könnten allfällige Kostensteigerungen, die nach Erfüllung der Beitragspflicht auftreten, aufgefangen werden.

Liquiditätseffekte

Früher bewerteten die Partnerwerke ihre Ansprüche an den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds in der Höhe der getätigten Einzahlungen sowie einer langfristigen kalkulatorischen Verzinsung von 5 % (was damals der Höhe der Anlagerendite gemäss SEFV entsprach). Weil dabei die Ansprüche nicht zu Marktwerten in die Bilanz einfliessen, reichten Umweltschutzorganisationen 2012 eine Anzeige wegen Bilanzfälschung gegen KKG und KKL ein. Diese Verfahren wurden im Jahr darauf eingestellt, worauf die Organisationen weitere Verfahren anstrebten.

Als Reaktion führten KKG und KKL einen Methodenwechsel bei der Bilanzierung ein, seit 2016 werden die Buchwerte der Fonds in Abhängigkeit der Fondsperformance ausgewiesen. Die Marktschwankungen der Fonds werden in die Jahreskosten der Partnerwerke eingerechnet. Eine gute Fondsperformance führt zu tieferen Jahreskosten und damit zu einem tieferen Wert der Produktionskosten pro Kilowattstunde. Exemplarisch sind die vergangenen Jahre: 2020 erzielten der Stilllegungs- und der Entsorgungsfonds eine positive Rendite von rund +4,1 %, 2019 lag die Performance bei rund +12,8 %. Dies führte dazu, dass die Produktionskosten pro Kilowattstunde des KKL 2020 mit 4,63 Rappen fast doppelt so hoch waren wie 2019 mit 2,73 Rappen. Im Jahr 2022 lag die Performance bei rund -14,3% und die Produktionskosten beliefen sich auf 9,03 Rappen.

Die Sorge der Betreiber ist, dass mit dem geplanten, absehbaren Wachstum der Fonds auch das Risiko stetig zunimmt. Diese Entwicklung könnte dazu führen, dass die Mittel der Betreiber immer stärker in den Fonds gebunden werden und damit nicht mehr für die Entwicklung ihres übrigen operativen Geschäfts zur Verfügung stehen.

Die Performanceschwankungen des Stilllegungs- und Entsorgungsfonds wirken sich auf das operative Ergebnis und das Eigenkapital der beitragspflichtigen Unternehmen aus. Je mehr Mittel sich in den Fonds befinden, desto grösser werden die möglichen Schwankungen. Aufgrund einer Verminderung des Eigenkapitals sinkt die Eigenkapitalquote.

Die Eigenkapitalquote der Energieunternehmen sank insbesondere in den Jahren 2021 und 2022, weil die Wiederbeschaffungswerte der derivativen Geschäfte der Energieunternehmen infolge der stark gestiegenen Preise stark zunahmen. Dies führte zu einer starken Verlängerung der Bilanz in den letzten Monaten und im Gegenzug zu einer stark verminderten Eigenkapitalquote. Diese Reduktion der Eigenkapitalquote kam somit bei konstantem Eigenkapital zustande. Da inzwischen die Strompreise wieder deutlich sanken, normalisierten sich auch die Eigenkapitalquoten.

Die Eigenkapitalquote kann somit unter Druck geraten, weil die Verluste aufgrund der negativen Fondsperformance das Eigenkapital reduzieren oder aufgrund einer Bilanzverlängerung. Wenn der Anteil an Eigenkapital zu gering ist, bedeutet das nicht nur, dass die Kreditwürdigkeit des Unternehmens angezweifelt wird. Eine tiefe Eigenkapitalquote kann als Indikator dafür gesehen werden,

dass die Kapitalstruktur des Unternehmens unausgewogen ist. Es besteht die Gefahr einer Überschuldung und der Zahlungsunfähigkeit.

Das BFE hat diesen Themenkomplex geprüft und sieht hier vonseiten des Gesetzgebers kaum einen Spielraum für Anpassungen zugunsten der KKW-Betreiber. Die Anknüpfungspunkte für eine Verbesserung der Situation liegen unseres Erachtens in der Zuständigkeit der Betreiber selbst.

6.4 Kompetenzerhalt

Die Betreiber beschreiben den Erhalt der notwendigen Kompetenzen als eine Herausforderung. Sie ergreifen verschiedene Massnahmen, um während der geplanten Laufzeit über genügend Personal zu verfügen (vgl. vorne Ziff. 4.3). Dabei könne auch der Bund durch Investitionen in Forschung, Lehre und Kompetenzerhalt unterstützend wirken.

An dieser Stelle ist auf die Mission der Internationalen Atomenergieagentur (IAEA) im Rahmen des Integrated Regulatory Review Service (IRRS) hinzuweisen. Die letzte Mission fand 2021 statt und die von der IAEA eingesetzten Expertinnen und Experten sprachen unter anderem eine Empfehlung zum Kompetenzerhalt aus. Das Expertenteam sah die grösste Herausforderung in der Schweiz darin, die Kompetenz der für die Sicherheit zuständigen Stellen langfristig zu erhalten und auszubauen, insbesondere im Hinblick auf den Ausstieg aus der Kernenergie. Die Schweizer Regierung solle den Bedarf an Fachwissen evaluieren und Massnahmen ergreifen, um die Sicherheit der Kernanlagen zu gewährleisten.

Das ENSI nahm mit Schreiben vom 11. August 2022 an das Generalsekretariat (GS) UVEK Bezug auf die IRRS-Mission 2021 und legte dar, dass sich die Situation in den letzten 10 Jahren verschärft habe und klarer Handlungsbedarf gegeben sei. Der Kompetenzerhalt sei für alle Akteure im Nuklearbereich – nicht zuletzt für das ENSI selbst – eine Herausforderung. Es beantragte dem UVEK, der Empfehlung Folge zu leisten und eine Evaluation durchzuführen und bot dabei seine Unterstützung an. In seiner Antwort vom 15. November 2022 sah das GS UVEK mit Verweis auf die Einschätzung von BFE und der Kommission für Nukleare Sicherheit (KNS) den Bedarf an qualifizierten Fachkräften in den nächsten fünf bis zehn Jahren gedeckt. Für eine aussagekräftige Analyse über die längerfristige Entwicklung sollte jedoch eine übergeordnete Evaluation des Bedarfs erstellt werden.

Die Internationale Energieagentur (IEA) stellte 2023 im Rahmen ihrer Tiefenprüfung¹³ betreffend Kernenergie fest, dass die Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem Ausstieg aus der Kernenergienutzung zu einem Know-how-Verlust führen könnte. Wenn damit nicht richtig umgegangen würde, könnte dieser Verlust nachteilige Folgen insbesondere für den Langzeitbetrieb haben. Deshalb empfiehlt die IEA der Schweiz unter anderem, zusammen mit der Industrie einen Fahrplan für die Unterstützung von Forschung und Entwicklung und die Ausbildung qualifizierter Arbeitskräfte auszuarbeiten.

Das BFE führte im September 2023 mit dem Staatssekretariat für Bildung, Forschung und Innovation (SBFI) eine Besprechung durch. Dabei stellte sich heraus, dass im Bereich der höheren Berufsbildung die Branche zuständig für die eidg. Berufsprüfungen und den Rahmenlehrplan ist. Das SBFI ist dabei nur unterstützend tätig. Im Bereich Hochschulen/Fachhochschulen ist aufgrund der Freiheit von Forschung und Lehre gar keine inhaltliche Zuständigkeit des SBFI gegeben.

¹³ IEA «Switzerland 2023 – Energy Policy Review», abrufbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b6451900-e6ef-45a8-922d-117520e09a82/Switzerland2023.pdf>

Somit zeigte sich, dass die Zuständigkeit für die Durchführung einer Bedarfsanalyse betreffend Kompetenzerhalt in erster Linie bei der Branche, das heisst bei den Betreibern der Kernkraftwerke, liegt.

Anfang 2024 folgte eine Besprechung des BFE mit Swissnuclear, dem Verband der Schweizer Kernkraftwerksbetreiber. Kompetenzerhalt ist nach Angabe von Swissnuclear ein Thema, das der Verband im Rahmen verschiedener Aktivitäten im Bereich Forschung und Ausbildung adressiert. Unter anderem macht Swissnuclear regelmässig eine Erhebung des Stellenbestands und -bedarfs für die nächsten 5 Jahre. Die nächste Aktualisierung soll im Verlauf des Jahres 2024 erfolgen.

Swissnuclear zeigte sich im Rahmen dieser Besprechung bereit, eine Bedarfsanalyse durchzuführen, wie sie im Rahmen der IRRS-Mission 2021 empfohlen wurde. Dabei wird der Verband abklären, welcher Stellenbedarf für den Betrieb der Kernkraftwerke sowie für Stilllegung, Zwischenlagerung und Entsorgung kurz-, mittel- und langfristig besteht. Zudem wird Swissnuclear einen Überblick über die bereits getroffenen Massnahmen zusammenstellen. Das Ergebnis dieser Bedarfsanalyse soll im Jahr 2025 vorliegen.

Anschliessend wird zu prüfen sein, was fehlt und wie das weitere Vorgehen aussieht.

6.5 Politische Akzeptanz

An mehreren Stellen bringen die Betreiber die unsichere politische Akzeptanz der Kernenergie vor, die sie auf verschiedenen Ebenen als Herausforderung für einen Langzeitbetrieb sehen. Nicht zuletzt wünschen sie sich zur Sicherstellung von qualifizierten Nachwuchskräften eine deutlichere Positionierung der Kernenergie als einer der Pfeiler für die Umsetzung der Energiestrategie durch die Politik. Für die Alpiq ist die «Anerkennung des Beitrags, den ein langfristiger Betrieb des Kernkraftwerks zur Sicherung der Stromversorgung unseres Landes leistet» eine Rahmenbedingung für den Langzeitbetrieb.

Nach Ansicht des BFE ist die politische Akzeptanz stark von der öffentlichen Wahrnehmung geprägt. Unseres Erachtens können die Betreiber der KKW von der politischen Aktualität der Themen «Klimakrise» und «Stromversorgungssicherheit» profitieren, was einen positiven Einfluss auf die Wahrnehmung der Kernkraftwerke in der Öffentlichkeit haben dürfte. Zudem leistet der Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken aufgrund der sehr tiefen CO₂-Emissionen der Kernenergie einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung. Ansonsten kommen wir aber zum Schluss, dass der Bund hier nur einen begrenzten Einfluss auf die öffentliche Wahrnehmung hat und er im Übrigen – abgesehen von der Forschung auf diesem Gebiet – auch keinen gesetzlichen Auftrag zur Förderung der Kernenergie hat.

7 Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus: Beurteilung und mögliche Anpassungen der Rahmenbedingungen

7.1 Grundsätzliche Einschätzung des BFE

Axpo und Alpiq gehen in ihrer Stellungnahme nicht vertieft auf einen Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus ein. Sie bezeichnen diesen als technisch möglich, weisen aber darauf hin, dass sie insbesondere deshalb keine detaillierten Kostenschätzungen haben, weil die politische Akzeptanz für einen Langzeitbetrieb von mehr als 60 Jahren als unsicher bzw. fehlend bezeichnet wird. Gleichwohl sind aber nicht nur beim KKG und KKL, sondern auch beim KKB Abklärungen im Gange, um den Investitionsbedarf eines solchen Langzeitbetriebs herauszufinden.

Das BFE nimmt zur Kenntnis, dass die Betreiber einen Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus als technisch möglich erachten. Wir gehen davon aus, dass die Kosten für Bau und bisherige Nachrüstungen zumindest buchhalterisch nach 60 Jahren abgeschrieben sein werden. Zudem gehen wir davon aus, dass die Entsorgung der zusätzlichen Betriebsabfälle das geologische Tiefenlager nicht massgeblich verteuern würde. Die grossen Kostenblöcke machen das Tiefenlager inkl. Zugangsbauwerke und die Oberflächeninfrastruktur aus, die ohnehin gebaut werden müssen.

Dennoch dürften die Kosten für zusätzliche Investitionen sowie für den Betrieb nicht unerheblich sein.¹⁴ Hinzu kommen potenzielle Unsicherheiten betreffend Personalsituation sowie Kompetenzerhalt und nicht zuletzt die Möglichkeit einer Verteuerung der Kernenergie durch die Politik. Es ist davon auszugehen, dass sich die Betreiber nur dann zu einem Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus entscheiden, wenn sich die erforderlichen Investitionen innerhalb der geplanten Laufzeit voraussichtlich amortisieren werden. Entsprechend ist unseres Erachtens denkbar, dass bei einer längerfristigen Aussicht auf genügend hohe Marktpreise der Entschluss für einen Langzeitbetrieb von mehr als 60 Jahren gefällt wird.

Die Frage ist dabei allerdings, wie hoch die Betreiber die Unsicherheit der Politik bzw. die Möglichkeit einer Verschärfung der regulatorischen Rahmenbedingungen einschätzen. Unter Umständen könnte mit langfristigen Regelungen im Bereich des Stilllegungs- und Entsorgungsfonds (vgl. vorne Ziff. 6.3) etwas Stabilität geschaffen werden. Unabhängig vom Bundesrat könnte jedoch das Parlament grundsätzlich jederzeit neue Regelungen beschliessen, welche die Kernenergie verteuern.¹⁵

Nach Ansicht des BFE bieten sich vonseiten Bund in erster Linie die Prüfung der erwähnten möglichen Anpassungen der SEFV sowie allfälliger Massnahmen nach der Evaluation des Bedarfs betreffend Kompetenzerhalt (vgl. vorne Ziff. 6.4) an.

Daneben erachten wir zurzeit keine weiteren gesetzgeberischen Massnahmen opportun zur Unterstützung eines allfälligen Langzeitbetriebs über 60 Jahre hinaus. Es empfiehlt sich aber, mit den Betreibern im Gespräch zu bleiben, um frühzeitig die Ergebnisse der Evaluationen eines Langzeitbetriebs über 60 Jahre hinaus zu erfahren.

Gegebenenfalls könnten dann weitere Massnahmen auf Stufe des Kernenergiegesetzes ergriffen werden, sofern der Bedarf eines solchen Langzeitbetriebs der KKW sowie die politische Realisierbarkeit dieser Massnahmen als erfüllt angesehen würden. Zwei Varianten solcher Unterstützungsmassnahmen sind nachfolgend aufgeführt.

7.2 Finanzielle Unterstützung

Die Betreiber bringen vor, dass Investitionen für einen Betrieb über 60 Jahre hinaus eine Planungssicherheit innerhalb eines stabilen wirtschaftlichen Rahmens bedingen; die Betreiber fordern aber keine explizite finanzielle Unterstützung des Bundes ein.

Insbesondere bei den KKW Gösgen und Leibstadt stellt sich die Frage, ob der von diesen Werken produzierte Strom für die Zeit nach 2039 bzw. 2044 nicht anderweitig ersetzt werden kann. Falls

¹⁴ Vgl. oben Ziff. 5.1 das Beispiel KKW Beznau, wonach die Axpo im nicht sicherheitsrelevanten Bereich der Anlage von einem Investitionsbedarf im hohen dreistelligen Millionenbereich ausgeht.

¹⁵ Unter anderem im Rahmen der inzwischen zurückgezogenen Pa.Iv. 19.502 «Anpassung des Kernenergiegesetzes zwecks Vorbeugung gegen Ring-Fencing-Strategien der AKW-Betreibergesellschaften» wurden gesetzgeberische Massnahmen gefordert, die zu finanziellen Mehrbelastungen für die KKW-Betreiber führen könnten. Die UREK-Nationalrat hielt in der Medienmitteilung vom 21. Mai 2021 (<https://www.parlament.ch/press-releases/Pages/mm-urek-n-2021-05-21.aspx>) fest, dass sie der Pa.Iv. keine Folge geben wolle und keinen Handlungsbedarf sehe. Sie wolle das Anliegen aber weiterverfolgen und dabei die Sachlage und allfällige Massnahmen vertieft prüfen. In den Erwägungen zu ihrem Antrag an den Nationalrat (https://www.parlament.ch/centers/kb/Documents/2019/Kommissionsbericht_UREK-N_19.502_2021-05-21.pdf) hielt die UREK zudem fest, dass sie sich alle Handlungsoptionen offen lassen wolle.

es deutliche Anzeichen gibt, dass weiterhin ein Bedarf gegeben ist, stellt sich schon heute die Frage, ob dieser Bedarf nicht besser mit neuen Kernkraftwerken gedeckt werden sollte.

Die Frage, welche finanziellen Rahmenbedingungen geschaffen werden müssen, um den Erhalt der bestehenden KKW für einen Langzeitbetrieb zu ermöglichen, ist Bestandteil des oben erwähnten Postulates Burkart 23.4152 «Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke ermöglichen» (vgl. Ziff. 6.2).

Diese Fragestellung kann somit an dieser Stelle offen bleiben und wird im Bericht in Erfüllung des Postulates Burkart 23.4152 zu prüfen sein.

7.3 Übernahme des Stilllegungs- und Entsorgungsfonds durch den Bund

Die Betreiber wünschen sich stabile Rahmenbedingungen insbesondere auch im Bereich des Stilllegungs- und Entsorgungsfonds, weil dort bereits geringfügige Anpassungen geeignet sind, die Stromproduktion aus Kernkraftwerken zu verteuern.

Vereinzelte wurde vor einigen Jahren die Möglichkeit erwähnt, dass Teile der Fondsguthaben in Etappen und für klar definierte und im Rahmen der Kostenstudien quantifizierte Aufgaben auf einen anderen, im grösseren Rahmen risikofähigen Risikoträger wie den Bund, übertragen würde. Diese Idee wurde jedoch nie detaillierter ausgeführt und es ist unklar, ob sie schon nur in Betreiberkreisen mehrheitsfähig wäre.

Auch diese Fragestellung wird im Bericht in Erfüllung des Postulates 23.4152 zu prüfen sein, zumal das Postulat unter anderem eine Darstellung der zu schaffenden regulatorischen Rahmenbedingungen für den Langzeitbetrieb verlangt.

8 Fazit

In ihren Antwortschreiben von Ende 2022 bzw. Anfang 2024 legen die Axpo und die Alpiq den Status Quo ihrer Kernkraftwerke, den aktuellen Planungsstand für den Langzeitbetrieb und die dafür vorgesehenen Nachrüstungsmassnahmen sowie die Herausforderungen dar.

Die Betreiber planen aktuell mit einem Langzeitbetrieb ihrer Kernkraftwerke bis 60 Jahre. Nach Einschätzung des BFE scheint diese Planung robust zu sein, so dass die jeweiligen Kernkraftwerke voraussichtlich 60 Jahre betrieben werden können. Auch sollten die dafür notwendigen Investitionen angesichts der aktuellen und absehbaren Marktpreise für Strom innerhalb der restlichen Betriebsdauer amortisiert werden können.

Spezielle Unterstützungsmassnahmen des Bundes für den 60-jährigen Langzeitbetrieb scheinen daher weder notwendig noch geboten zu sein, so dass die Betreiber weitestgehend selber mit denen von ihnen angeführten Herausforderungen umgehen können.

Allerdings hat das BFE Verständnis für das Bedürfnis der Betreiber nach möglichst stabilen regulatorischen Rahmenbedingungen. Um diesem Anliegen Rechnung zu tragen, wird es die Umsetzung von möglichen Anpassungen der SEFV prüfen (vgl. vorne Ziff. 6.3). Daneben unterstützt das BFE die Forderung der IRRS-Mission bzw. des ENSI betreffend Evaluation des Bedarfs betreffend Massnahmen zum Kompetenzerhalt (vgl. vorne Ziff. 6.4).

Die Betreiber sind aktuell daran, die erforderlichen Nachrüstungsmassnahmen für einen Langzeitbetrieb über 60 Jahre hinaus und den dafür notwendigen Investitionsbedarf für die jeweiligen Kernkraftwerke vertieft zu prüfen. Es ist davon auszugehen, dass sie einen solchen Langzeitbetrieb nur dann anstreben werden, wenn sie die notwendigen Kosten voraussichtlich vollständig wirtschaftlich amortisieren können. Das bedeutet auch, dass sie für einen solchen Entscheid das Risiko von starken Verschärfungen der regulatorischen Rahmenbedingungen als eher gering einstufen müssten. Zu beachten ist, dass für die Betreiber daneben insbesondere die Einschätzung der Marktpreisentwicklung von Bedeutung sein dürfte.

Weil die notwendigen Grundlagen insbesondere für den Entscheid betreffend einen Langzeitbetrieb von deutlich über 60 Jahren noch nicht vorhanden sind, erachtet das BFE den Zeitpunkt für die Prüfung von gesetzgeberischen Massnahmen zur Unterstützung eines allfälligen Langzeitbetriebs über 60 Jahre hinaus als noch zu früh. Das BFE wird aber weiter mit den Betreibern im Gespräch bleiben, um über die Planungen zum Langzeitbetrieb auf dem Laufenden zu sein.