



Geschäfts-
bericht 2017

Im Reaktorgebäude

Erstmaliges Entladen von Brennelementen
mit der ertüchtigten Lademaschine

Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG
45. Geschäftsbericht
über das Geschäftsjahr 2017



INHALT

Aktionäre	7
Gesellschaftsorgane	8
In Kürze	10
Vorwort des Präsidenten	10
Vorwort des Geschäftsführers	12
Vorwort des Kraftwerksleiters	14
Kraftwerksbetrieb	16
Technische Hauptdaten und Betriebsdaten	24
Lastdiagramm	25
Brennstoffversorgung	26
Entsorgung	27
Verwaltung	28
Finanzieller Überblick	30
Jahres- und Produktionskosten	32
Erfolgsrechnung	33
Bilanz	34
Eigenkapitalnachweis	36
Geldflussrechnung	37
Anhang zur Jahresrechnung	38
Bericht des Wirtschaftsprüfers	56





Alpiq AG, Olten



Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW), Luzern

Axpo Power AG, Baden

Energie Wasser Bern (ewb), Bern

Stadt Zürich

AKTIONÄRE

Alpiq AG, Olten	40%
Axpo Power AG, Baden	25%
Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW), Luzern	12,5%
Energie Wasser Bern (ewb), Bern	7,5%
Stadt Zürich	15%

VERWALTUNGSRAT

(Amtsdauer bis zur ordentlichen Generalversammlung 2018)

* Michael Wider, Düringen
Präsident des Verwaltungsrates, Leiter
Geschäftsbereich Generation und Mitglied der
Geschäftsleitung der Alpiq Holding AG

* Andy Heiz, Stäfa
Vizepräsident, Leiter Geschäftsbereich
Produktion und Netze und Mitglied der
Konzernleitung der Axpo Holding AG

Dr. Pirmin Bischof, Solothurn
Ständerat, Rechtsanwalt und Notar

* Thomas Bucher, Feusisberg
CFO der Alpiq Holding AG

Esther Denzler, Bergdietikon
Leiterin Geschäftsbereich Energie und Mitglied
der Geschäftsleitung der Centralschweizerischen
Kraftwerke AG

* Markus Dietrich, Niederbuchsiten
Leiter Produktion der Centralschweizerischen
Kraftwerke AG

* Dr. Stephan Werner Döhler, Zufikon
Leiter Division Kernenergie der Axpo Power AG
(bis zur ordentlichen Generalversammlung vom
9. Mai 2017)

* Dr. Willibald Kohlpaintner, Niederrohrdorf
Leiter Division Kernenergie der Axpo Power AG
(ab der ordentlichen Generalversammlung vom
9. Mai 2017)

* Marcel Frei, Muri AG
Direktor des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich

Dr. Claudia Nielsen, Zürich
Stadträtin, Vorsteherin Gesundheits- und
Umweltdepartement der Stadt Zürich

* Marcel Ottenkamp, Zofingen
Leiter Energiewirtschaft und Mitglied der
Geschäftsleitung von Energie Wasser Bern

Bruno Pezzatti, Edlibach-Menzingen
Nationalrat, Vorstand Schweizer Obstverband

* Dr. Michaël Plaschy, Ollon VD
Leiter Geschäftseinheit Nukleare Produktion der
Alpiq Holding AG

Dr. Urs Rengel, Zollikerberg
CEO der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich

Daniel Schafer, Niederönz
CEO von Energie Wasser Bern

Peter Schib, Küttigen
Head Legal & Compliance der Alpiq Holding AG

Andres Türler, Zürich
Stadtrat, Vorsteher des Departements der
Industriellen Betriebe der Stadt Zürich

Christian Wanner, Messen
Mitglied des Verwaltungsrats der
Alpiq Holding AG

* Mitglied des Verwaltungsratsausschusses

GESCHÄFTSLEITUNG

Dr. Michaël Plaschy, Geschäftsleiter

KRAFTWERKSLEITUNG

Herbert Meinecke, Kraftwerksleiter

Daniel Rebsamen,
Stellvertretender Kraftwerksleiter

Dr. Marcel Lips,
Stellvertretender Kraftwerksleiter

REVISIONSSTELLE

Ernst & Young AG, Zürich



Bericht des Verwaltungsrats an die ordentliche Generalversammlung der Aktionäre vom 5. Juni 2018

In Kürze

Im 38. Betriebsjahr erzielte das Kernkraftwerk Gösgen (KKG) eine Jahresproduktion von netto 8,15 Milliarden Kilowattstunden (2016: 8,23 Milliarden Kilowattstunden). Die Stromproduktion erfolgte ohne Abgabe von klimaschädlichen Gasen. Die Jahreskosten beliefen sich auf 197,2 Millionen Franken (2016: 334,1 Millionen Franken). Die Produktionskosten betragen 2,42 Rappen pro Kilowattstunde (2016: 4,06 Rappen pro Kilowattstunde).

Unter Beachtung von Sicherheit und Verfügbarkeit als oberste Priorität wurde im weiterhin anspruchsvollen Marktumfeld die Effizienz in allen Unternehmensbereichen verbessert. Technologische Neuerungen, Prozessanpassungen, das neu eingeführte Projektportfoliomanagement sowie die Stärkung des Lieferantenmanagements tragen massgeblich zur weiteren Kostenoptimierung bei.

Vorwort des Präsidenten

Angesichts der schieren Dimension, mit der sie aufgeladen worden war, handelte es sich bei der Abstimmung über die Energiestrategie 2050 vom vergangenen Mai um die wohl wichtigste energiepolitische Vorlage, die in unserem Land je zur Debatte stand. Um nicht weniger als den «notwendigen Umbau des Energiesystems» ist es gegangen. So zumindest stand es in der Ankündigung des Bundesrats vom 25. Mai 2011. Mit diesem Umbau, so der Bundesrat, sollte eine zuverlässige und wirtschaftliche Energieversorgung sichergestellt werden. Fast auf den Tag genau sechs Jahre später, am 21. Mai 2017, stimmte das Schweizer Volk mit 58 Prozent Ja-Anteil diesem Umbau zu. Zu fragen ist, wie viel von der ursprünglichen Strategie im nun in Kraft getretenen neuen Energiegesetz noch vorhanden ist.

Die Schweiz nimmt sich in der Regel viel Zeit, bevor sie grundlegende politische Entscheide fällt. Im Laufe solcher Debatten kehrt oft ein gewisser Realitätssinn ein und stützt eine Vorlage zurecht auf das politisch Machbare. So geschehen auch mit der Energiestrategie 2050. Von zwei Schritten war ursprünglich die Rede, von der Förderung zur Lenkung lautete die Losung. Davon hat man sich rasch wieder verabschiedet. Dafür wurden ganz andere Themen relevant, die von der ursprünglichen Vorlage nicht oder nur am Rande vorgesehen waren. Dazu gehört zuvorderst die Rentabilität des bestehenden Kraftwerksparks aus Wasserkraft und Kernenergie und damit die Diskussionen um Versorgungssicherheit und Marktmodelle, um Wasserzinse und Stilllegungs- und Entsorgungskosten, um vollständige Marktöffnung und Stromabkommen.



Ende 2017 veröffentlichte das Bundesamt für Energie dazu interessante Berichte mit interessanten Schlussfolgerungen. Kurz zusammengefasst wird gesagt: Das bestehende Marktdesign – der Energy-only-Markt – sei geeignet, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Allenfalls brauche es eine strategische Reserve als «kostengünstige, minimalinvasive Zusatzabsicherung». Zudem seien bis 2035 keine signifikanten Versorgungsengpässe zu erwarten, solange die Schweiz im europäischen Markt integriert bleibe – die Schweiz verfüge über ausreichende Kapazitätsreserven. Und schliesslich erachtet der Bundesrat die Instrumente zur Stützung der Wasserkraft als ausreichend. Alles bestens also? Die Politik traut der Sache nicht. Der Ständerat hat bereits eine Motion an die grosse Kammer überwiesen und will wissen, was der Bundesrat macht, wenn nicht alles so eintrifft wie erhofft. In der Tat sind die Marktpreise nach wie vor tief. Ein Stromabkommen mit der EU ist noch nicht in Sicht, und die vollständige

Marktöffnung steht auf wackeligen Füßen. Und die Kernenergie steht immer aussen vor, obwohl sie in den Überlegungen zur Versorgungssicherheit bis mindestens 2035 offensichtlich eine entscheidende Rolle spielt. Das kann sie aber nur, wenn die Politik dazu die nötigen Rahmenbedingungen schafft. Das KKG selbst will seinen Beitrag zu einer sicheren und klimafreundlichen Stromversorgung in der Schweiz auch über 2035 hinaus leisten. Das Personal, das Kader und die Direktion haben auch im letzten Jahr bewiesen, dass sie das Werk mit dieser Perspektive vor Augen sicher und zuverlässig betreiben und für die Zukunft fit machen können. Im Namen des Verwaltungsrats möchte ich allen Mitarbeitenden dafür danken.

Michael Wider, Verwaltungsratspräsident

Vorwort des Geschäftsleiters

Am 27. November 2016 lehnte das Schweizer Volk mit einem deutlichen Neinstimmenanteil von 54 Prozent die Atomausstiegsinitiative und damit fixe Abschalttermine für die Schweizer Kernkraftwerke ab. Ein halbes Jahr später, am 21. Mai 2017, nahm das Stimmvolk mit einem Stimmenanteil von 58 Prozent das revidierte Energiegesetz an. Mit dessen Neufassung, die zusammen mit den entsprechenden Verordnungen Anfang 2018 in Kraft gesetzt wurde, sollen der Energieverbrauch gesenkt, die Energieeffizienz erhöht und die erneuerbaren Energien gefördert werden. Der Bau neuer Kernkraftwerke ist nun zwar verboten, die bestehenden Anlagen können jedoch unbefristet weiterbetrieben werden, solange sie den Sicherheitsanforderungen entsprechen.

Der Verzicht auf eine politisch verordnete Laufzeitbeschränkung verschafft den Kernkraftwerkbetreibern die nötige Planungssicherheit für Investitionen in den längerfristigen Betrieb der Anlagen. Die Mitarbeitenden in den Kernkraftwerken können sich mit geklärter Aussicht zuversichtlich auf Betrieb, Unterhalt und Modernisierung ihrer Anlagen konzentrieren.

Politik, Wirtschaft und Gesellschaft sind sich des Nutzens der Kernenergie für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 durchaus bewusst. Dies bestätigt auch die neueste repräsentative Umfrage zur Kernenergie, welche das Marktforschungsinstitut Demoscope im Herbst 2017 im Auftrag von Swissnuclear durchführte. Für die Mehrheit der Befragten ist unbestritten, dass die bestehenden Kernkraftwerke noch auf lange Zeit einen unverzichtbaren Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten.

Damit die Kernenergie die in sie gesetzten Erwartungen erfüllen kann, sind jedoch weitere verlässliche Rahmenbedingungen nötig, die Rechtssicherheit schaffen. Sachverstand und Sachlichkeit sind deshalb bei der Behandlung der Teilrevision der Kernenergieverordnung gefragt sowie bei der Präzisierung der Ausserbetriebnahmeverordnung, der Gefährdungsannahmenverordnung, der Strahlenschutzverordnung und der Kernenergiehaftpflichtverordnung.

Sachlichkeit ist auch geboten bei der Realisierung des Sachplans geologische Tiefenlager sowie bei der Festlegung von Stilllegungs- und Entsorgungskosten. Im Dezember 2017 veröffentlichte die Kommission für den Stilllegungsfonds und den Entsorgungsfonds (Stenfo) die Ergebnisse der Überprüfung der von Swissnuclear erarbeiteten Kostenstudie 2016. Dabei wurde aufgezeigt, dass die auf neuen Grundlagen basierende Kostenermittlung korrekt erfolgte, eine – auch im internationalen Vergleich – sehr hohe Qualität aufweist und sämtlichen Vorgaben sowie internationalen Standards entspricht.

Der Prozess zur Ermittlung, Überprüfung und Festlegung von Stilllegungs- und Entsorgungskosten bis hin zur Bestimmung der Fondsbeiträge der Betreiber ist anspruchsvoll, langwierig, aufwändig und komplex. Der Kommunikation kommt deshalb besondere Bedeutung zu. Die Schweizer Stimmbürgerinnen und Stimmbürger erwarten mit gutem Recht, dass ihnen überzeugend dargelegt wird, wie verantwortungsbewusst und zielführend die Stilllegungs- und Entsorgungsthematik angegangen wird.

Schweizerinnen und Schweizer erwarten ebenso einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Kernkraftwerke. Als Mitarbeitende des KKG haben Sie massgeblich dafür gesorgt, dass das KKG diesen legitimen Erwartungen entsprochen hat. Ich danke Ihnen herzlichst für Ihr überzeugendes Engagement.

Dr. Michaël Plaschy, Geschäftsleiter



**Bergen des fern-
gesteuerten U-Boots**
Zustandskontrolle des
Reaktordruckbehälter-
unterteils und der
Hauptkühlmittelleitungen

Vorwort des Kraftwerksleiters

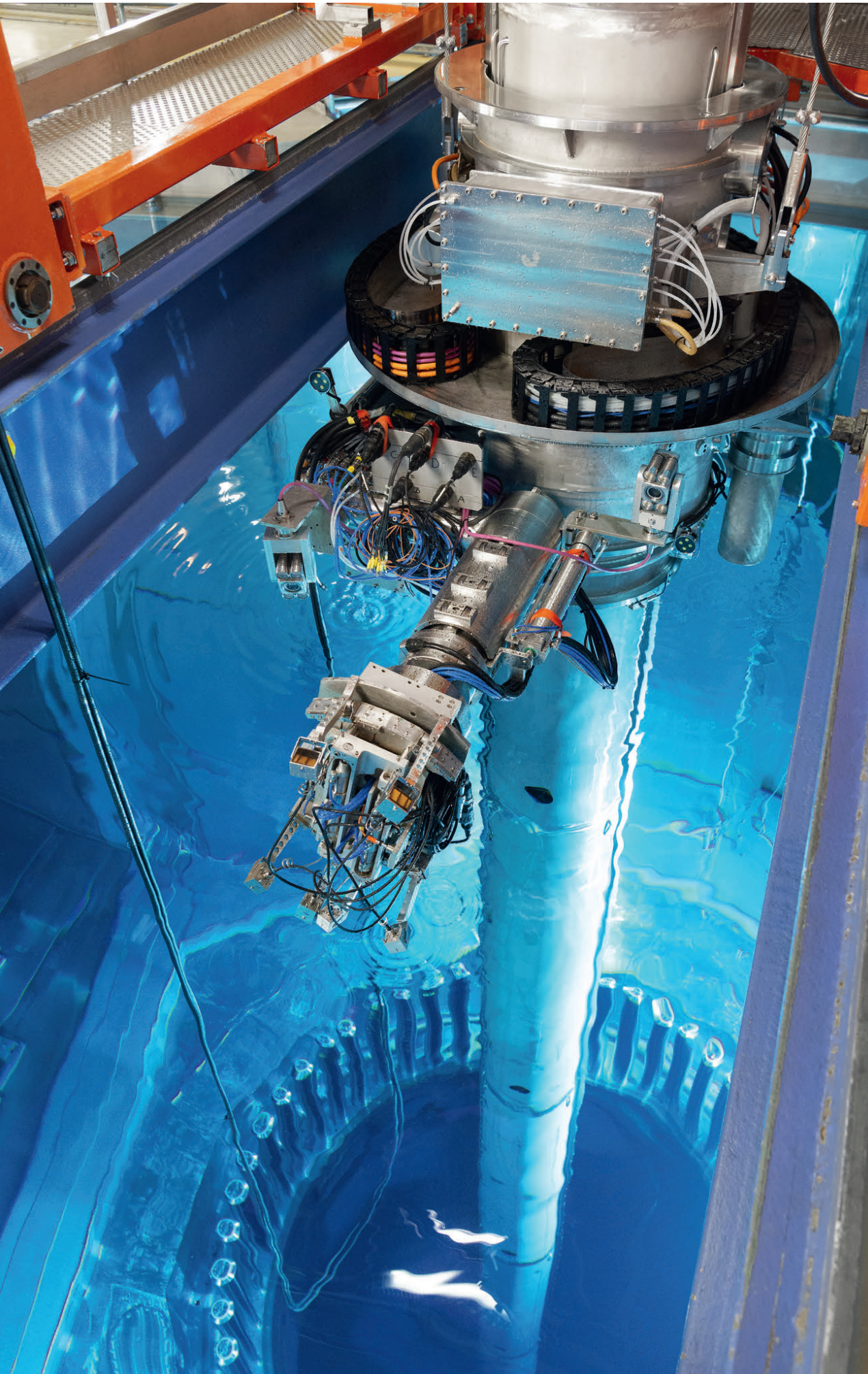
Nach 25 Tagen Jahresrevision nahm das KKG am 29. Juni 2017 die Stromproduktion für den 39. Betriebszyklus wieder auf. Insgesamt bearbeiteten KKG-Mitarbeitende mit der Unterstützung von rund 800 externen Fachkräften über 4000 Instandhaltungsaufträge. Sie führten zahlreiche Inspektionen durch, unter anderem umfangreiche Prüfungen am Reaktordruckbehälter. Sämtliche Prüfungen bestätigten die uneingeschränkte Funktionstüchtigkeit der Systeme und Komponenten. Nach einer beanstandungsfreien Abnahmeprüfung durchlief die erneuerte Brennelement-Lademasse die Bewährungsprobe. Die neue Lademaschine unterstützt die Arbeit beim Be- und Entladen des Reaktorkerns mit erweiterter Funktionalität und automatisierter Fahrweise. Dadurch wird die Handhabung der Brennelemente schonender, präziser und schneller ausgeführt als bis anhin. Die Beladezeit konnte um rund zehn Stunden verkürzt werden. Dank der automatischen Auswertung der Handhabungsschritte werden Unregelmässigkeiten an der Lademaschine und an den Brennelementen sofort festgestellt. So konnten während des Aus- und Einladens der Brennelemente letzte Optimierungen vorgenommen werden. Die inzwischen erprobten und bestätigten technischen und betrieblichen Innovationen sind das Resultat von Optimierungsbestrebungen engagierter Mitarbeitender im KKG, welche in abteilungsübergreifender Zusammenarbeit Verbesserungsmöglichkeiten überlegt, konzipiert und technisch erfolgreich realisiert haben.

Während der Jahresrevision zeigte sich einmal mehr die Fähigkeit der Sachbearbeiter und Revisionsplaner zur sorgfältigen Planung, Abstimmung, Steuerung und Überwachung komplexer Arbeiten. Diese Fähigkeit gilt es im Rahmen des kürzlich eingeführten Projektmanagementsystems auf allen Stufen der Führung und Zusammenarbeit weiterzuentwickeln – auch in Erwartung einer professionellen Umsetzung der anstehenden umfangreichen Grossprojekte. Beispiele für solche Herausforderungen sind der umfassende Austausch der Leittechnik oder die Erweiterung der Notstandssysteme (Ernos) zur Erhöhung der Sicherheitsmargen. Die ersten beiden Massnahmen des Ernos-Programmes, das seismische Begrenzungs-system

und die Erweiterung der Deionatvorräte des Notstandssystems, kommen gut voran.

Die Einführung des Projektportfoliomanagements im KKG ist einen grossen Schritt vorangekommen. Mit diesem wollen wir die Voraussetzungen für die erfolgreiche Bearbeitung aller Projekte verbessern. Diese sollen von Anbeginn mit angemessenen Ressourcen ausgestattet, umsichtig terminiert und zielgerichtet geführt werden, damit sie erwartungsgemäss bewältigt und abgeschlossen werden können. Das setzt voraus, dass wir Know-how im Projektmanagement weiter fördern und ebenso stark gewichten wie technischen Sachverstand. Unverzichtbare Voraussetzungen für erfolgreiche Projekte sind fachliches Wissen, Sensibilität für betriebliche Abläufe, eine kritisch-hinterfragende Haltung, eigenverantwortliches Handeln gemäss unserem Leitbild sowie eine starke Teamorientierung. Dies sind auch die Pfeiler einer gelebten Sicherheitskultur, zu deren weiteren Stärkung in Zusammenarbeit mit der Gesellschaft für Simulatorschulung GmbH in Essen ein Trainingsprogramm lanciert wurde. Bis Ende 2017 durchlief ein Drittel der KKG-Belegschaft diese Weiterbildung. Sie fokussiert auf das eigene Kommunikations- und Arbeitsverhalten, welches für ein die Sicherheit förderndes Zusammenwirken von Mensch, Technik und Organisation ausschlaggebend ist. Das erfolgreich angelaufene Programm ist Teil eines umfassenden Ansatzes zur permanenten Optimierung von Technik, Organisation und Mitarbeiterqualifikation.

Herbert Meinecke, Kraftwerksleiter



**Automatisierte
Ultraschallprüfung
der Schweißnähte am
Reaktordruckbehälter**
Zentralmastmanipulator
mit Stutzenprüfsystem

Kraftwerksbetrieb

Das Werk lieferte während 8149 Stunden (2016: 8232 Stunden) Strom ans Netz. Die Jahresrevision dauerte 25,5 Tage (2016: 22,6 Tage). Seit August 2010 bietet das KKG als Systemdienstleistung negative tertiäre Regelleistung (TRL-) an den wöchentlichen Auktionen der Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid AG an. Die TRL-Angebote des KKG wurden 2017 zu 32 Prozent als Leistungsvorhaltung beansprucht. Ein Leistungsabruf fand jedoch nicht statt.

Die Anlage wurde mit Ausnahme geplanter Leistungsreduktionen durchwegs mit der maximal möglichen Leistung in uneingeschränktem Volllastbetrieb gefahren.

In der Jahresrevision wurde mit der adaptiven Leistungsverteilungs- und Bankstellungsregelung (ALV) eine leittechnische Erweiterung eingebaut, welche eine flexiblere Produktion mit verbesserter Reaktorfahrweise ermöglicht. Nach Abschluss der Brennstoffkonditionierung und Erreichen von Volllast am 5. Juli 2017 wurden im Rahmen der Inbetriebsetzung der ALV am 24., 25. und 27. Juli 2017 Leistungsreduktionen auf 500 MW_{el}, 865 MW_{el} und 500 MW_{el} durchgeführt. Damit konnte die ordnungsgemässe Funktion der erweiterten Leittechnik nachgewiesen werden.

ABGABE VON PROZESSDAMPF

Die Model AG in Niedergösgen und die Papierfabrik Cartaseta-Friedrich & Co. in Gretzenbach werden vom KKG mit Heizedampf versorgt. Die 2017 bezogenen Dampfmengen entsprechen der thermischen Energie von 206 Millionen Kilowattstunden. Durch den Bezug des Heizedampfes vom KKG vermieden die beiden Fabriken 2017 die Verbrennung von etwa 19 400 Tonnen Heizöl und damit die Abgabe von rund 60 800 Tonnen Kohlendioxid an die Umwelt.

BRENNELEMENTWECHSEL UND REVISION

Die Jahresrevision dauerte vom 4. Juni bis zum 29. Juni 2017. Für den 39. Betriebszyklus wurden 36 neue Brennelemente mit wiederaufgearbeitetem Uran (WAU) in den Reaktorkern eingesetzt. Das Kerninventar des 39. Betriebszyklus besteht aus 173 WAU-Brennelementen und vier Testbrennelementen in der fünften Standzeit. Letztere werden für das Bestrahlungs- und Forschungsprogramm zur Untersuchung von neuen Strukturmaterialien sowie von Brennstoff- und Hüllrohrvarianten benötigt.

Im neuen Zyklus wurden 19 Vorläuferbrennstäbe von Westinghouse Electric Sweden in einer dritten Standzeit eingesetzt. Dieses Programm dient der Qualifizierung eines potenziellen zusätzlichen Brennelementelieferanten. Die Westinghouse-Brennstäbe werden für bis zu fünf Zyklen im Einsatz sein.

An 83 Brennelementen und 58 Steuerelementen wurden umfangreiche Inspektionsarbeiten durchgeführt. Der auslegungskonforme Zustand der im 38. Zyklus eingesetzten Brenn- und Steuerelemente konnte dadurch überprüft und bestätigt werden.

Nach der Jahresrevision wurde zur schonenden Konditionierung des Brennstoffs die Leistung mit reduziertem Gradienten erhöht. Der Reaktorkern blieb damit wiederum defektfrei.

Während der Jahresrevision wurden im nuklearen und konventionellen Anlagenteil umfangreiche Prüfungs- und Instandhaltungsarbeiten an maschinen-, leit- und starkstromtechnischen Komponenten und Einrichtungen vorgenommen. Gesamthaft wurden während der Jahresrevision rund 4000 Instandhaltungsarbeiten durchgeführt.

Zu den Revisionsschwerpunkten zählten die periodischen Ultraschallprüfungen an den Schweissnähten und am Grundmaterial des Reaktordruckbehälters. Dabei wurde auch die Plattierung an der inneren Oberfläche des Reaktordruckbehälters inspiziert. Die alle vier Jahre durchzuführende Dichtheitsprüfung des Sicherheitsbehälters, der die nuklearen Komponenten des Kraftwerks umschliesst, sowie die umfangreichen Untersuchungen am Reaktordruckbehälter bestätigten den guten Zustand der Komponenten. Im Reaktorge-



An der Drehmaschine
Bearbeitung des Druck-
deckels einer Hochdruck-
Förderpumpe

bäude wurden 40 passive autokatalytische Rekombinatoren eingebaut, wodurch brennbare Gase nach einem postulierten schweren Reaktorunfall beseitigt werden können. Mehrere neue Leistungsstellerschranke, welche die Stellungsregelung von Armaturen ermöglichen, sowie eine neue Gefahrenmeldeanlage wurden in Betrieb genommen. Letztere verarbeitet bei einem allfälligen Ausfall des Prozessrechners rund 1000 Systemzustands- und Störmeldungen.

Zusätzliche Fachkräfte von rund 200 in- und ausländischen Unternehmen unterstützten die Belegschaft bei den Revisionsarbeiten. Auf der Anlage wurden täglich bis zu 782 Eintritte auswärtiger Fachleute registriert. Die Revision verlief ohne nennenswerte Personenunfälle.

PROJEKTE

Im Hinblick auf den langfristigen Betrieb der Anlage wurde die Brennelement-Lademaschine 2016 auf den aktuellen Stand der Technik ertüchtigt. 2017 erfolgte vor und während der Jahresrevision deren Wiederinbetriebnahme in mehreren Etappen. Die technischen Verbesserungen ermöglichen eine optimierte Fahrweise und einen bedeutenden Zeitgewinn beim Ent- und Beladen des Reaktors und damit eine Verkürzung der Revisionsdauer. Das Projekt Ernos wird etappiert und in Phasen umgesetzt. Vorrangig werden die Massnahmen realisiert, welche erhöhten Sicherheitsanforderungen entsprechen oder deutlich zur Erhöhung der Sicherheitsmargen beitragen. Dies sind beispielsweise die Erstellung neuer aus dem Notstandsgebäude ausgelagerter Deionatbecken, die Implementierung einer seismischen Abschaltung bei geringen Bodenbeschleunigungen und der Einbau von Leckstopppventilen in Messleitungen, welche an das Reaktorkühlsystem anschliessen. Mit der Nachrüstung dieser Ventile wird ein Kühlmittelaustritt in den Ringraum bei extremen Erdbeben verhindert.





Am Steuerpult
Erstmaliges Entladen eines
Brennelementes aus dem
Reaktor mit der ertüchtigten
Lademaschine

Die Reaktorleittechnik wurde um die Funktion einer adaptiven Leistungsverteilungs- und Bankstellungsregelung erweitert. Diese Funktion unterstützt die Schichtmannschaft beim Fahren von Leistungstransienten. Sie ermöglicht einen flexiblen Leistungsbetrieb ohne wesentliche Handeingriffe. Im Anschluss an die Jahresrevision wurde die nach neuestem Stand der Technik ausgeführte Umrüstung nach umfangreichen Tests in Betrieb genommen.

Die Arbeiten zum Ersatz der Steuerungen an den Notstromdieseln wurden fortgesetzt. Die vier Notstromdiesel haben die Aufgabe, bei einem Ausfall der externen Stromversorgung die Sicherheitssysteme zuverlässig mit Strom zu versorgen.

Nachrüstungen und Verstärkungsmassnahmen zur Verbesserung der Robustheit der Anlage gegen externe Ereignisse wurden weitergeführt. So wurden zum Beispiel Schaltschränke im Schaltanlagengebäude ertüchtigt. Die Sanierung der Flachdächer wurde fortgesetzt. Sämtliche Lastanschlagspunkte im Areal wurden erfasst und geprüft.

Zur Verbesserung der Funktionalität und Erweiterung der Nutzungsdauer von Brandschutztüren wurde 2017 ein Teil ersetzt; andere wurden durch Umbauten ertüchtigt. Das Projekt wird weitergeführt.

SICHERHEITSÜBERPRÜFUNG

Im Rahmen der Arbeiten für die alle zehn Jahre durchzuführende Periodische Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) wurden insbesondere der Sicherheitsbericht, die Sicherheitsstatusanalyse und die Systemhandbücher überarbeitet. Mit der Überarbeitung des Notfallhandbuchs wurde begonnen und der deterministische Erdbebennachweis unter Berücksichtigung der neuen Erdbebengefährdung wurde vorgebracht.

Der geplante Einsatz neuer Brennelemente mit modifizierten Abstandshaltern erforderte die Überprüfung der Auslegung bezüglich der Abschaltsicherheit bei Erdbeben. Es wurde nachgewiesen, dass alle sicherheitstechnischen Kriterien der Kernauslegung bei einem Einsatz dieser neuen Brennelemente erfüllt sind und ausreichende Sicherheitsmargen vorliegen.

Zusätzliche Schwerpunkte waren die weitere Bearbeitung der Aktionsliste zur Probabilistischen Sicherheitsanalyse (PSA) 2009, die Aktualisierung des Rechenmodells der PSA zur Ermittlung von Risikokennzahlen, abschliessende Betrachtungen zu extremen Wetterbedingungen aus dem Ensi-Aktionsplan zu Fukushima und die Vorbereitung des auf März 2018 geplanten Wano-Peer-Reviews.

STRAHLENSCHUTZ

Die Umgebungsüberwachung und Bilanzierung der radioaktiven Abgaben erfolgte systematisch mit bewährten Methoden. Die Emissionen lagen deutlich unter den behördlich genehmigten Werten.

Die 2005 eingeführte Zinkdosierung in das Reaktorkühlmittel wurde 2017 weitergeführt. Das in den Oxidschichten eingebaute radioaktive Kobalt-60 wird durch Zink verdrängt und durch die Kühlmittelreinigung dem System entzogen. Dies verringert die Individual- und Kollektivdosis des beruflich strahlenexponierten Personals. Die im Kraftwerk tätigen Personen akkumulierten eine Dosis von 285 mSv. Der Dosismittelwert pro Person betrug 0,22 mSv bei einer Streubreite von 0 bis 4,3 mSv. Die durch das Kraftwerk verursachte Individualdosis der Bevölkerung betrug weniger als 0,01 mSv und lag damit weit unter dem zulässigen Dosisrichtwert von 0,3 mSv. Zum Vergleich:

Im Jahresmittel beträgt die durch natürliche Quellen bedingte Individualdosis der Bevölkerung in der Schweiz 4,3 mSv bei einer Streuung von 1 bis über 50 mSv.

ÖFFENTLICHKEITSARBEIT

Anfragen von Medien und weiteren Anspruchsgruppen betrafen unter anderem betriebliche Vorkommnisse, sicherheitsrelevante Befunde in anderen Kernkraftwerken und deren allfällige Relevanz für das KKG, Brandschutz, IT-Sicherheit sowie die Brennstoffversorgungsstrategie. Die regionalen Medien berichteten ausführlich über das KKG-Gesuch zur Erneuerung der kantonalen Wasserkonzession. Wiederholt im Fokus der lokalen Medien waren die Steuereinkünfte der Standortgemeinde Däniken aus dem KKG bzw. der durch Däniken infrage gestellte Steuerverteiler in der Standortregion.

Rund 12 000 Personen besuchten im Verlauf des Jahres das Werk. Insgesamt wurden gegen 700 Gruppen durch das Areal und die Besucherausstellung geführt. 20 Vertiefungs- und Projektarbeiten wurden betreut. Mitte Juli führte das KKG einen viertägigen Kurs zur Stromproduktion in der Schweiz für 16 Lehrpersonen aus der Deutschschweiz durch.

Im Januar und Dezember 2017 fanden die jährlichen Informationstreffen mit Vertretern der Standortgemeinden Däniken, Gretzenbach, Obergösgen und Niedergösgen statt.

PERSONAL

Ende 2017 beschäftigte das KKG 554 Personen. Dies entspricht 530,3 Vollzeitstellen. Teilzeitarbeitsverhältnisse bestehen insbesondere in den Hausdiensten, im Personalrestaurant und im Besucherwesen. Die Gesamtzahl der Beschäftigten schliesst 16 Lernende mit den Berufszielen Elektroinstallateur, Elektroniker, Fachfrau Hauswirtschaft, Kauffrau und Kaufmann, Laborant und Polymechniker ein.

Der Personalbestand wurde moderat um fünf Mitarbeitende von 549 auf 554 Mitarbeitende erhöht. Die Aufwände für Dokumentationen, Berichte, Nachweise und Inspektionen sind nach wie vor auf einem sehr hohen Niveau und binden entsprechend Ressourcen.

In Übereinstimmung mit der strategischen Personalplanung wurden wiederum mehrere Personen rekrutiert, um sicherzustellen, dass auch künftig eine genügende Anzahl qualifizierter Operateure, Schichtchefs und Pickettingenieure die Anlage betreiben und überwachen.

Im Bereich der Personalentwicklung wurden insbesondere Fach-, Selbst-, Sozial- und Führungskompetenz gefördert. Es wurde verstärkt in die Ausbildung zu Risiko- und Sicherheitsverhalten investiert.

Seit dem 1. April 2017 sind die KKG-Mitarbeitenden bei der PKE-Vorsorgestiftung Energie im Beitragsprimat versichert.

Die zulassungspflichtigen Mitarbeiter der Betriebsmannschaft absolvierten im Verlauf des Jahres rund 20 Ausbildungstage, darunter 10 am kraftwerkseigenen Simulator. Alle Mitarbeitenden der Abteilung Betrieb besuchten bis Ende 2017 das speziell für das KKG entwickelte Fehlervermeidungstraining am Simulatorzentrum in Essen. Im Fokus der betrieblichen Ausbildung stand 2017 die adaptive Leistungsverteilungsregelung, welche in der Revision 2017 im Kraftwerk eingebaut wurde. Diese äusserst komplexe und umfangreiche Regelung wurde vorgängig am KKG-Kraftwerkssimulator getestet. Der theoretischen Schulung durch Areva-Mitarbeiter folgte im Frühling 2017 die praktische Ausbildung am Simulator.

2017 legten drei Reaktoroperateure der Stufe B im Beisein des Ensi die Zulassungsprüfung erfolgreich

ab. Fünf Reaktoroperateure der Stufe A bestanden die interne Zulassungsprüfung. Ende Jahr waren insgesamt 62 Mitarbeiter als Pickettingenieure, Schichtchefs und Reaktoroperateure für den Betrieb des Kernkraftwerks zugelassen. Zwölf weitere Mitarbeiter befinden sich auf dem Ausbildungsweg zum Reaktoroperateur. Insgesamt 15 Mitarbeitende verfügen über eine Anerkennung als Strahlenschutzsachverständiger, Strahlenschutztechniker oder Strahlenschutzfachkraft.

Im November absolvierte die Notfallorganisation unter Aufsicht des Ensi ihre jährliche Notfallübung. Das auslegungsüberschreitende Szenario unterstellte ein schweres Unwetter, den Ausfall der gesamten Stromversorgung, den Verlust der Kernkühlung und in der Folge das Einsetzen der Kernschmelze sowie eine erhöhte Aktivitätsabgabe. Die Übungsziele wurden erreicht. Im Rahmen einer unangekündigten Übung erbrachte die Notfallorganisation den Nachweis, dass die für schwere Unfälle vorgesehene Dampferzeuger-Notbespeisung innert vorgegebener Frist aufgebaut werden kann.



Im Maschinenhaus
Einstellarbeiten an
einem Stellantrieb

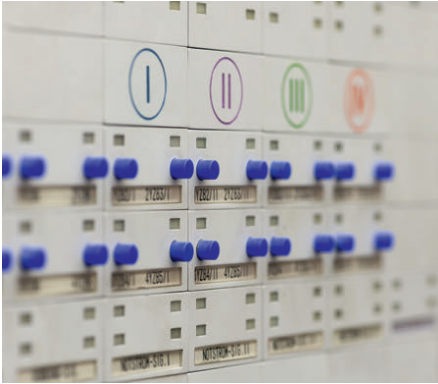


Technische Hauptdaten des Kernkraftwerkes

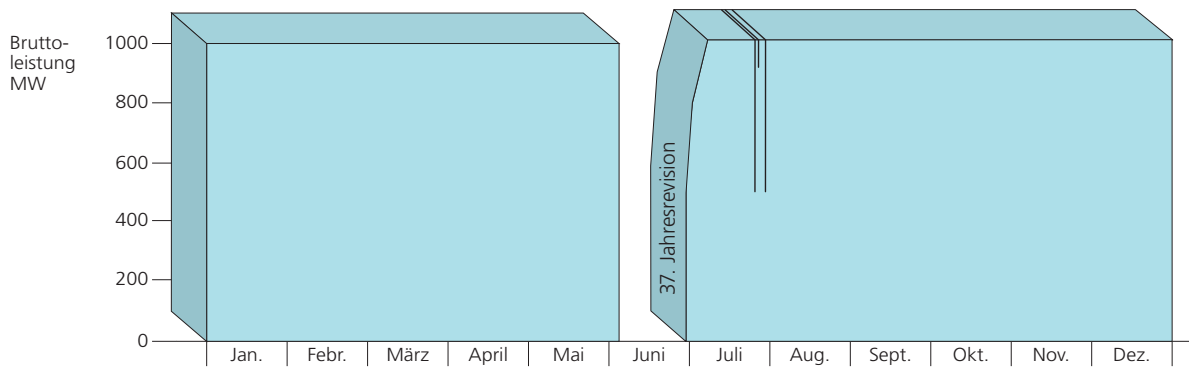
Reaktortyp	Druckwasserreaktor
Thermische Leistung des Reaktors	3002 MW
Elektrische Leistung des Generators (Nennwert)	1060 MW
Elektrische Nettoleistung (Nennwert)	1010 MW
Kühlung des Kraftwerkes	1 Naturzugkühlturm
Kühlwasserumlauf	33,8 m ³ /s
Personalbestand Vollzeitpensen	530,3

Betriebsdaten 2017

		2016	2017
Anzahl Betriebsstunden		8232	8149
Bruttoerzeugung	Mio. kWh	8668	8584
Nettoerzeugung	Mio. kWh	8233	8154
– als Elektrizität	Mio. kWh	8167	8084
– als Prozessdampf	Mio. kWh _{el}	66	70
davon als Winterproduktion	Mio. kWh	4670	4655
Zeitverfügbarkeit		93,7%	93,0%
Arbeitsverfügbarkeit		93,1%	92,7%
Arbeitsausnutzung		93,3%	92,4%



Lastdiagramm 2017



Brennstoffversorgung

Die Lieferverträge mit Areva NP über den Einsatz von Kernmaterial aus der Wiederaufarbeitung und die damit verbundenen Bezüge von Brennelementen aus russischer Fertigung liefen im Jahre 2016 aus. Für die Zeit danach sieht die aktuelle Versorgungsstrategie eine grundsätzliche Trennung von Brennelementherstellung und Brennstoffversorgung vor. Die Brennelementfertigung erfolgt nach wie vor durch Areva. Die Brennelemente für die 40. Nachladung, welche im Januar 2018 angeliefert wurden, waren in der Fertigungsanlage der Advanced Nuclear Fuels GmbH im niedersächsischen Lingen hergestellt worden.

Die Brennstoffversorgung basiert auf vorhandenen Reserven und einem mehrjährigen Liefervertrag mit Urenco. Aufgrund vorteilhafter Marktbedingungen tätigte das KKG 2017 einen Zukauf von Natururan und Anreicherungsdienstleistungen.

Bei der Beschaffung des Kernbrennstoffs wurden sämtliche Lieferanten bezüglich Produktqualität, Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit, Transparenz der Lieferkette sowie Wirtschaftlichkeit bewertet. Die genutzten Uranreserven stammen ausschliesslich aus Australien und wurden in Frankreich angereichert. Das gemäss Liefervertrag mit Urenco verwendete angereicherte Uran stammt aus Kanada und wurde in den Niederlanden angereichert.

Brennelementfertigung
Advanced Nuclear
Fuels GmbH in Lingen,
Deutschland



Entsorgung

BETRIEBSABFÄLLE

Die im Kraftwerksbetrieb und in der Revision angefallenen radioaktiven Betriebsabfälle wurden mit bewährten Verfahren für die geologische Tiefenlagerung vorbereitet. Abwasserkonzentrate wurden in Bitumen eingebunden, verbrennbare Abfälle wurden für die Verarbeitung in der Plasmaanlage der Zwiilag Zwischenlager Würenlingen AG (Zwiilag) abtransportiert. Darüber hinaus wurden sämtliche bis anhin im KKG vorhandenen Abfallfässer mit verfestigten schwachaktiven Abfällen ins Zwiilag überführt.

Für die Entsorgung grösserer Metallkomponenten und Betonbruchstücke, wie sie spätestens bei der Stilllegung anfallen werden, wurde durch ein Projektteam unter der Leitung der Nationalen Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (Nagra) ein neuer grossvolumiger Endlagerbehälter aus armiertem Beton konzipiert. Bis Ende 2017 wurden zwei Prototypen gefertigt.

ZWISCHENLAGER

Die Rücknahmeverpflichtungen aus den Wiederaufarbeitungsverträgen mit der Nuclear Decommissioning Authority (NDA) und Areva NC wurden mit der Rückführung der letzten verglasten Abfälle aus La Hague in das Zwiilag Ende 2016 abgeschlossen.

Im Jahr 2017 blieb die Belegung im Zwiilag mit 14 KKG-Transport- und -Lagerbehältern konstant. Deren 4 beinhalten je 37 abgebrannte Brennelemente; die übrigen 10 enthalten verglaste hochaktive Abfälle. Zudem befinden sich 229 Stahlkorkillen mit kompaktierten und verglasten mittelaktiven Abfällen im Zwiilag.

Im Jahr 2016 wurde zusammen mit der Gesellschaft für Nuklearservice mbH ein Projekt zur Beschaffung weiterer Transport- und Lagerbehälter für die Überführung von verbrauchten Brennelementen ins Zwiilag lanciert. 2017 wurden das Auslegungskonzept für die Behälter sowie das Lizenzierungskonzept festgelegt.

GEOLOGISCHE TIEFENLAGER

2017 eröffnete der Bundesrat die Vernehmlassung zu den Ergebnissen der zweiten Etappe des Sachplans geologische Tiefenlager (SGT). Im Ergebnis



Geologisches Standortgebiet Nördlich Lägern
Seismische Messungen mit Vibrationsfahrzeugen

bericht schlägt er vor, in der abschliessenden dritten Etappe der Standortsuche die drei Gebiete Jura Ost, Nördlich Lägern und Zürich Nordost weiter zu untersuchen. Die Vernehmlassung dauerte bis zum 9. März 2018. Das Vernehmlassungsverfahren stand auch Einwohnerinnen und Einwohnern der Bundesrepublik Deutschland, einzelnen Bundesländern und Gemeinden offen. Voraussichtlich bis Ende 2018 wird der Bundesrat darüber entscheiden, welche der Standorte in der dritten Etappe weiter untersucht werden sollen.

Nach Abschluss der zweiten Etappe des SGT wird die Nagra in den potenziellen Standortregionen Tiefenbohrungen durchführen, um den Kenntnisstand im Hinblick auf die definitive Standortwahl in der dritten Etappe zu vertiefen. 2017 wurden die Sondiergesuche in allen drei vorgeschlagenen Standortgebieten öffentlich aufgelegt. Die Tiefenbohrungen in den potenziellen Standortregionen starten nach Erhalt der Bewilligungen des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (Uvek) voraussichtlich 2019.

Mit Einbezug der Standortkantone, der Standortregionen sowie der Entsorgungspflichtigen wurde 2017 unter Federführung des Bundesamts für Energie (BFE) ein Leitfaden erarbeitet, der den Verhandlungsprozess zur Regelung von Abgeltungen und Kompensationen für künftige geologische Tiefenlager festlegt.

Verwaltung

An der ordentlichen Generalversammlung vom 9. Mai 2017 wurde Dr. Stephan Döhler verabschiedet. Er war an der Generalversammlung 2009 in den Verwaltungsrat gewählt worden und hatte dessen Ausschuss ab diesem Zeitpunkt angehört. Sowohl im Verwaltungsrat als auch im Ausschuss hatte er sein fundiertes technisches Fachwissen und seine vielfältige Erfahrung aus zahlreichen Führungsfunktionen in der Branche eingebracht. Für die laufende Amtsdauer bis zur ordentlichen Generalversammlung 2018 wurde an seiner Stelle neu Dr. Willibald Kohlpaintner, Leiter der Division Kernenergie der Axpo Power AG, als Verwaltungsrat gewählt. Der Verwaltungsrat dankt Dr. Stephan Döhler für sein grosses Engagement und die wertvolle Unterstützung im Verwaltungsrat und wünscht ihm für die Zukunft alles Gute.



**Transport im
Maschinenhaus**
Austausch eines
Zwischenüberhitzer-
Kondensatkühlers

Finanzieller Überblick

Die Jahreskosten zulasten der Partner beliefen sich im Jahr 2017 auf 197,2 Mio. CHF, was einer Reduktion gegenüber dem Vorjahr von 136,9 Mio. CHF entspricht.

Die Abweichungen sind im Wesentlichen auf die positive Wertentwicklung des Stilllegungs- und Entsorgungsfonds sowie der Kosten für den Wechsel der Vorsorgeeinrichtung im Vorjahr zurückzuführen.

Die positive Wertentwicklung bei den beiden Fonds betrug 9,5% (174,0 Mio. CHF), gegenüber dem Vorjahr mit 6,2% (104,8 Mio. CHF). Die Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG zahlte im Jahr 2017 20,6 Mio. CHF (Vorjahr: 50,9 Mio. CHF) sowie zusätzlich 44,4 Mio. CHF als Vorauszahlung für die zwei nächsten Jahre in die beiden Fonds ein.

Die Abnahme der Personalaufwendungen gegenüber dem Vorjahr resultiert aus dem Wechsel der Vorsorgeeinrichtung. Der Übertritt vom Leistungs- zum Beitragsprimat hatte Kosten von rund 38,1 Mio. CHF zur Folge, welche im Vorjahr mit 40,0 Mio. CHF abgegrenzt wurden.

Zudem führte die letztjährige buchhalterische Anpassung der Kostenstudie 2016 zu tieferen Abschreibungen der zu amortisierenden Kosten für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung (–10,6 Mio. CHF) sowie tieferen Aufzinsungen der Rückstellungen (–1,4 Mio. CHF).

Zur langfristigen Sicherstellung und kontinuierlichen Steigerung der Sicherheit und Verfügbarkeit des Kraftwerks wurden im Berichtsjahr 63,4 Mio. CHF (Vorjahr: 91,5 Mio. CHF) in anlagentechnische Verbesserungen, substanzerhaltende Massnahmen und Brennelemente investiert. Im Vorjahr wurden rund 31 Mio. CHF in die Beschaffung und Fertigung von Brennelementen investiert, im Jahr 2017 knapp 9 Mio. CHF.

Die Gesellschaft ist als Partnerwerk geführt. Partnerwerke sind dadurch gekennzeichnet, dass die Aktionäre die gesamte Energieproduktion übernehmen und im Gegenzug die sich ergebenden Jahreskosten erstatten. Die Dividende beträgt wie im Vorjahr 17,4 Mio. CHF bzw. 6,0% des einbezahlten Aktienkapitals. Einschliesslich der Zuweisung an die gesetzliche Gewinnreserve resultiert daraus ein erforderlicher Jahresgewinn von 18,6 Mio. CHF.



Am Turbosatz
Arbeiten an einem
Turbinen-Schnellschluss-
ventil

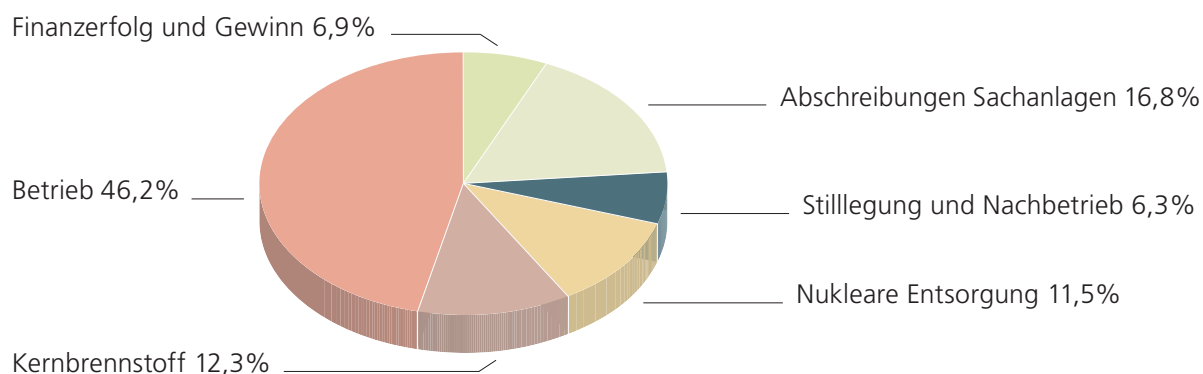
Jahres- und Produktionskosten 2017

EFFEKTIVE PRODUKTIONSZAHLEN

	2016	2017
Stromproduktion	8 233 Mio. kWh	8 154 Mio. kWh
Jahreskosten	334,1 Mio. CHF	197,2 Mio. CHF
Produktionspreis pro kWh	4,06 Rp.	2,42 Rp.

NORMALISIERTE JAHRESKOSTEN

Die jährliche Wertentwicklung der Fonds kann zu starken Schwankungen der Jahres- und Produktionskosten pro Kilowattstunde führen. Deshalb werden zur besseren Vergleichbarkeit und Einschätzung des Betriebsergebnisses zusätzlich normalisierte Jahres- und Produktionskosten berechnet. Zur Normalisierung der Jahreskosten wurde ein langfristiger Zins von 3,5% für den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds angewendet (analog Stilllegungs- und Entsorgungsfondsverordnung [SEFV]).



NORMALISIERTE PRODUKTIONSZAHLEN

	2016	2017
Stromproduktion	8 233 Mio. kWh	8 154 Mio. kWh
Jahreskosten	381,5 Mio. CHF	308,4 Mio. CHF
Produktionspreis pro kWh	4,63 Rp.	3,78 Rp.

(2016 bereinigt um 40 Mio. CHF für Primatewechsel 4,15 Rp./kWh)

Erfolgsrechnung

		2016 CHF	2017 CHF
Ertrag/Aufwand	Anmerkung		
Jahreskosten zulasten der Partner	1	334 098 573	197 239 437
Aktivierete Eigenleistungen		4 791 843	5 368 596
Übriger Betriebsertrag	2	4 096 637	20 104 110
Gesamtleistung		342 987 053	222 712 143
Material und Fremdleistungen	3	- 37 054 479	- 38 486 267
Personalaufwand	4	- 126 001 363	- 84 709 423
Abgaben	5	- 18 016 456	- 16 688 883
Übriger Betriebsaufwand	6	- 23 497 554	- 22 444 337
Abschreibungen	7	- 118 950 544	- 110 928 233
Betriebsaufwand		- 323 520 396	- 273 257 143
Ergebnis vor Zinsen und Ertragssteuern		19 466 657	- 50 545 000
Finanzertrag	8	105 475 220	174 786 740
Finanzaufwand	9	- 100 981 488	- 99 926 207
Ergebnis vor Ertragssteuern		23 960 389	24 315 533
Ertragssteuern	10	- 5 310 389	- 5 665 533
Jahresgewinn		18 650 000	18 650 000
Ergebnis je Aktie in CHF	11	533	533

Bilanz

Aktiven		31.12.2016 CHF	31.12.2017 CHF
	Anmerkung		
Flüssige Mittel	12	250 038 889	68 668 472
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	13	4 742 817	13 977 183
Übrige kurzfristige Forderungen	14	1 736 946	5 145 669
Vorräte	15	78 775 332	97 346 407
Aktive Rechnungsabgrenzungen	16	7 975 532	6 817 008
Total Umlaufvermögen		343 269 516	191 954 739
Darlehen		1 154 352	968 685
Stilllegungsfonds für Kernanlagen	17	474 314 012	552 286 507
Entsorgungsfonds für Kernkraftwerke	17	1 320 746 496	1 481 784 797
Beteiligungen	18	2 097 752	3 407 704
Sachanlagen	19	1 180 912 255	1 164 136 066
Zu amortisierende Kosten für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung	20	59 242 679	56 666 679
Total Anlagevermögen		3 038 467 546	3 259 250 438
Total Aktiven		3 381 737 062	3 451 205 177

Passiven		31.12.2016 CHF	31.12.2017 CHF
	Anmerkung		
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	21	8 048 971	9 708 710
Übrige kurzfristige Verbindlichkeiten	22	1 804 532	23 610 156
Passive Rechnungsabgrenzungen	23	64 198 070	27 748 355
Kurzfristige Rückstellungen	26	36 977 000	33 906 000
Total kurzfristiges Fremdkapital		111 028 573	94 973 221
Obligationenanleihe	24	130 000 000	130 000 000
Übrige langfristige Verbindlichkeiten	25	6 023 116	6 295 249
Rückstellungen Kernbrennstoffkreislauf	26	2 778 123 041	2 861 812 202
Sonstige langfristige Rückstellungen	26	3 162 332	3 474 505
Total langfristiges Fremdkapital		2 917 308 489	3 001 581 956
Total Fremdkapital		3 028 337 062	3 096 555 177
Aktienkapital	27	350 000 000	350 000 000
Nicht einbezahltes Aktienkapital		-60 000 000	-60 000 000
Gesetzliche Gewinnreserve		44 750 000	46 000 000
Bilanzgewinn		18 650 000	18 650 000
Total Eigenkapital	siehe nächste Seite	353 400 000	354 650 000
Total Passiven		3 381 737 062	3 451 205 177

Eigenkapitalnachweis

	Aktien- kapital CHF	Nicht einbezahltes Aktienkapital CHF	Gesetzliche Gewinnreserve CHF	Bilanz- gewinn CHF	Eigen- kapital CHF
Eigenkapital per 31.12.2015	350 000 000	-60 000 000	43 500 000	18 650 000	352 150 000
Zuweisung gesetzliche Gewinnreserve			1 250 000	-1 250 000	0
Dividendenausschüttung				-17 400 000	-17 400 000
Jahresgewinn 2016				18 650 000	18 650 000
Eigenkapital per 31.12.2016	350 000 000	-60 000 000	44 750 000	18 650 000	353 400 000
Zuweisung gesetzliche Gewinnreserve			1 250 000	-1 250 000	0
Dividendenausschüttung				-17 400 000	-17 400 000
Jahresgewinn 2017				18 650 000	18 650 000
Eigenkapital per 31.12.2017	350 000 000	-60 000 000	46 000 000	18 650 000	354 650 000

Geldflussrechnung

	Anmerkung	2016 CHF	2017 CHF
Jahresgewinn		18 650 000	18 650 000
Abschreibungen	19, 20	118 950 544	110 928 233
Bildung, Verwendung und Auflösung von Rückstellungen	26	-30 272 644	-34 260 778
Aufzinsung Rückstellungen	9, 26	98 051 432	96 641 112
Wertentwicklung Fonds	8, 17	-104 799 089	-173 985 796
Veränderung übrige langfristige Verbindlichkeiten	25	643 822	272 132
Aktivierete Eigenleistungen	19	-4 791 843	-5 368 596
Sonstige nicht cashwirksame Positionen		184 357	185 667
Veränderung Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		296 939 636	-9 234 366
Veränderung übrige kurzfristige Forderungen		-724 520	-3 408 722
Veränderung Vorräte		60 971	-18 571 075
Veränderung aktive Rechnungsabgrenzungen		-6 034 341	1 158 523
Veränderung Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		6 408 711	-2 558 294
Veränderung übrige kurzfristige Verbindlichkeiten		-3 841 301	21 805 624
Veränderung passive Rechnungsabgrenzungen		34 118 732	-36 449 715
Geldfluss aus Betriebstätigkeit (operativer Cash Flow)		423 544 467	-34 196 051
Auszahlungen für Investitionen von Sachanlagen	19	-91 511 051	-63 439 414
Auszahlungen für Investitionen von Finanzanlagen	17, 18	-50 900 000	-66 334 952
Geldfluss aus Investitionstätigkeit		-142 411 051	-129 774 366
Veränderung von kurzfristigen verzinslichen Finanzverbindlichkeiten		-36 000 000	0
Dividendenauszahlung		-17 400 000	-17 400 000
Geldfluss aus Finanzierungstätigkeit		-53 400 000	-17 400 000
Veränderung flüssige Mittel		227 733 416	-181 370 417
Nachweis			
Flüssige Mittel am 1.1.		22 305 473	250 038 889
Flüssige Mittel am 31.12.	12	250 038 889	68 668 472
Veränderung flüssige Mittel		227 733 416	-181 370 417

Anhang zur Jahresrechnung

RECHNUNGSLEGUNGSGRUNDSÄTZE

Die Jahresrechnung 2017 der Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG mit Sitz in Däniken wurde nach den Grundsätzen der Fachempfehlungen zur Rechnungslegung (Swiss GAAP FER) erstellt. Sie vermittelt ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage.

BEWERTUNGSGRUNDSÄTZE

WERTBEEINTRÄCHTIGUNG VON AKTIVEN

Die Aktionäre der Gesellschaft sind aufgrund bestehender Partnerverträge untereinander verpflichtet, die auf ihren Beteiligungsanteil entfallenden Jahreskosten zu bezahlen. Aus Sicht der Gesellschaft bestehen keine Hinweise, dass einzelne Aktionäre dieser Verpflichtung nicht nachkommen könnten. Somit ist die Werthaltigkeit der Vermögenswerte des Partnerwerks nach Swiss GAAP FER 20 gegeben.

UMLAUFVERMÖGEN

Die flüssigen Mittel enthalten Kassabestände, Post- und Bankguthaben sowie Geldanlagen bei Banken mit einer Laufzeit von längstens 90 Tagen. Sie sind zu Nominalwerten bilanziert.

Forderungen werden zu Nominalwerten abzüglich betriebswirtschaftlich notwendiger Wertberichtigungen ausgewiesen.

Das Kernbrennstoffrohmaterial (Spaltstoffvorräte) wird bis zum Zeitpunkt, an dem dieses in die Brennelementfabrikation übergeht, unter den Vorräten ausgewiesen. Die Bewertung erfolgt zu Anschaffungskosten oder zum niedrigeren Nutzwert. Die übrigen Materialvorräte sind zu durchschnittlichen Anschaffungs- oder Herstellkosten bewertet, wobei den Risiken für reduzierte Verwertbarkeit mittels Wertberichtigungen Rechnung getragen wird.

LANGFRISTIGE DARLEHEN UND BETEILIGUNGEN

Die Bewertung der Finanzdarlehen erfolgt zum Nominalwert abzüglich notwendiger Wertberichtigungen. Die Beteiligungen sind zum Anschaffungswert abzüglich betriebswirtschaftlich notwendiger Einzelwertberichtigungen ausgewiesen.

STILLEGUNGS- UND ENTSORGUNGSFONDS

Die Gesellschaft ist gemäss den gesetzlichen Bestimmungen verpflichtet, die finanziellen Mittel zur Deckung der Aufwendungen, die für die Stilllegung des Kraftwerks und die Entsorgung der nuklearen Abfälle nach der Betriebsphase anfallen werden, in staatlichen Fonds sicherzustellen. Die Ermittlung der Stilllegungs- und Entsorgungskosten beruht auf Kostenstudien, die im Auftrag der staatlichen Fonds alle fünf Jahre erstellt und vom Eidgenössischen Nuklearsicherheitsinspektorat (Ensi) sowie von unabhängigen Fachleuten überprüft werden. Darauf basierend werden Zielwerte berechnet, die im Zeitpunkt der Ausserbetriebnahme des Kraftwerks in den Fonds vorhanden sein müssen, damit die später anfallenden Stilllegungs- und Entsorgungskosten gedeckt sind. Die Berechnungsgrundlagen werden in Abstimmung mit den Organen der staatlichen Fonds periodisch überprüft, letztmals im Jahr 2016.

Zur Deckung der nach der Ausserbetriebnahme anfallenden Kosten zahlt die Gesellschaft auf einer Betriebsdauerannahme von 50 Jahren jährliche Beiträge in die Fonds ein. Diese werden durch die Fondsräume festgelegt und eingefordert. Im Zeitpunkt der Ausserbetriebnahme des Kraftwerks werden die Stilllegungs- und die Entsorgungskosten nochmals neu berechnet. Auf Basis dieser Berechnungen werden durch die Organe der staatlichen Fonds die definitiven Zielwerte festgelegt. Sollten die in den Fonds dazumal vorhandenen Vermögenswerte diesen Zielwert nicht decken, ist die Gesellschaft verpflichtet, die Differenz in die Fonds einzubringen.

In der Gesellschaft werden die Ansprüche an die staatlichen Fonds auf der Basis von Marktwerten erfasst. Die bilanzierten Ansprüche per Bilanzstichtag entsprechen den anteiligen Fondsvermögen. Im Zeitpunkt der Ausserbetriebnahme decken die Fondsvermögen gemäss Modellannahme die dannzumal voraussichtlich anfallenden Stilllegungs- und Entsorgungskosten.

Durch den Methodenwechsel werden die verbuchten Ansprüche gegenüber den Fonds abhängig von der Rendite der Fonds fluktuieren.

SACHANLAGEN

Die Sachanlagen werden zu Anschaffungs- oder Herstellkosten abzüglich der kumulierten Abschreibungen bilanziert. Die Abschreibungen erfolgen planmässig über die erwartete finanzwirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlagen.

Die spezifisch für das Werk angefertigten Brennelemente werden unter den Sachanlagen aktiviert. Vor dem erstmaligen Einsatz im Kern sind sie in den Anlagen im Bau bilanziert. Mit dem Einsetzen in den Kern erfolgt der Übertrag auf die Position Brennelemente, wo sie ab diesem Zeitpunkt abgeschrieben werden. Diese Abschreibungen erfolgen aufgrund des Wertverzehr entsprechend dem Abbrand der Brennelemente. Die Produktion von Brennelementen aus Kernbrennstoff erfolgt werkspezifisch. Die angefertigten Brennelemente sind nicht handelbar beziehungsweise nicht im Sinne einer Handelsware veräusserbar. Ferner bleiben sie über mehrere Jahre (in der Regel 4 bis 7 Jahre) im Einsatz und sind dadurch Bestandteil der Betriebsanlagen.

Die Anlagen im Bau enthalten aktivierte Kosten für Material, Eigenleistungen und Fremdleistungen. Während der Erstellungsphase werden nur bei Wertebussen Abschreibungen vorgenommen.

Nicht wertvermehrende Instandhaltungs- und Reparaturkosten werden direkt der Erfolgsrechnung belastet. Eine Aktivierung von Investitionen in Erneuerungen oder Verbesserungen der Anlage erfolgt nur dann, wenn die ursprünglich geplante Lebensdauer beträchtlich verlängert wird oder andere wesentliche wirtschaftliche Vorteile (Kostenreduktion, Ertragssteigerung) resultieren.

Die Abschreibungsdauern bewegen sich für die einzelnen Anlagekategorien innerhalb folgender Bandbreiten:

Grundstücke und Anlagen im Bau	Abschreibung nur bei Wertebussen
Gebäude	20 bis 60 Jahre
Kraftwerksanlagen	10 bis 60 Jahre
Brennelemente	4 bis 7 Jahre (nach Abbrand)

Unter Betriebs- und Geschäftsausstattung zusammengefasst sind:

Betriebseinrichtungen	10 bis 15 Jahre
Betriebs- und Geschäftsausstattungen	5 bis 10 Jahre
Informationstechnologie Hard- und Software	2 bis 3 Jahre

ZU AMORTISIERENDE KOSTEN FÜR NACHBETRIEB, STILLLEGUNG UND ENTSORGUNG

Die Barwerte der geschätzten Kosten für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung (inklusive geänderte Schätzungen) werden sowohl bei den Rückstellungen – siehe auch Rückstellungen für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung – als auch in gleicher Höhe bei den zugehörigen Vermögenswerten (zu amortisierende Kosten für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung) berücksichtigt. Die aktivierten Barwerte werden bilanziert und linear bis zum Ende der finanzwirtschaftlichen Nutzungsdauer von 60 Jahren abgeschrieben.

VERBINDLICHKEITEN

Die Verbindlichkeiten beinhalten kurz- und langfristige Schulden, die zum Rückzahlungsbetrag bilanziert sind.

RÜCKSTELLUNGEN

Die Gesellschaft ist gemäss den gesetzlichen Bestimmungen verpflichtet, das Werk nach der Betriebsphase stillzulegen und die nuklearen Abfälle zu entsorgen. Die daraus entstehenden Kosten werden periodisch neu geschätzt. Der Barwert dieser Kosten wird zurückgestellt und über die erwartete Betriebsdauer von 60 Jahren aufgezinst. Die Teuerung wird mit 1,5% und der Zins mit 3,5% berücksichtigt (daraus resultiert eine Realverzinsung von 2%) in Anlehnung an die Stilllegungs- und Entsorgungsfondsverordnung SEFV. Geänderte Parameter im zeitlichen Anfall oder in der Höhe der Auszahlungen oder Änderungen des Zinssatzes werden sowohl bei den Rückstellungen für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung als auch in gleicher Höhe beim zugehörigen Vermögenswert (aktivierter Barwert) berücksichtigt. Im Jahr 2017 erfolgte die Überprüfung der Kostenstudie 2016 durch das Ensi und die beigezogenen externen Experten. Neben vereinzelt Anpassungen wurde empfohlen, für verschiedene Unsicherheiten bei der Entwicklung der Stilllegungs- und Entsorgungskosten je einen generellen Sicherheitszuschlag zu berücksichtigen. Die Erkenntnisse aus der neuen Kostenstudie 2016 hat das KKG bereits im Vorjahr in die Berechnung der Rückstellung für Nachbetrieb, Stilllegung und nukleare Entsorgung mit einfließen lassen. Die aktuellen Ergebnisse aus der geprüften Kostenstudie 2016 zeigen zum heutigen Zeitpunkt keinen Anpassungsbedarf der bilanzierten Rückstellungen. Die Genehmigung der Kostenstudie 2016 durch das Uvek, wird für Mitte 2018 erwartet.

Bezüglich der Annahme zur Bestimmung der Rückstellung Kernbrennstoffkreislauf besteht eine wesentliche Unsicherheit. Wichtige Annahmen wie der Zeitpunkt und die Höhe der Kosten können in Folgeperioden teilweise signifikante Anpassungen erfahren.

PERSONALVORSORGE

Die Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG ist bei einer rechtlich selbstständigen Vorsorgeeinrichtung angeschlossen. Arbeitnehmende sind gemäss Art. 7 BVG bei der Vorsorgeeinrichtung versichert.

TRANSAKTIONEN MIT NAHESTEHENDEN PERSONEN

Als Transaktionen mit nahestehenden Personen werden Geschäftsbeziehungen mit Aktionären der Gesellschaft, mit Gesellschaften, die von diesen vollkonsolidiert werden, sowie mit weiteren nach Swiss GAAP FER 15 als nahestehend geltenden Personen ausgewiesen. Forderungen und Verbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Personen werden für Beteiligte und Organe sowie für Beteiligungen separat ausgewiesen. Als Aktionäre gelten die unter Anmerkung 27 aufgeführten Gesellschaften.





Am Jurasüdfuss
Stromproduktion im
Kernkraftwerk Gösgen

Anhang zur Jahresrechnung

1 JAHRESKOSTEN ZULASTEN DER PARTNER

Die durch den übrigen Betriebsertrag, die aktivierten Eigenleistungen sowie den Finanzertrag nicht gedeckten Aufwendungen werden gemäss vertraglicher Regelung unter den Partnern von diesen entsprechend ihrer Beteiligung übernommen.

Struktur der Jahreskosten

In Mio. CHF	Rechnung		Finanzerfolg und Gewinn		Abschreibungen Sachanlagen		Stilllegung und Nachbetrieb		Nukleare Entsorgung		Kernbrennstoff		Betrieb	
	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017
Aktiviert														
Eigenleistungen	4,8	5,4											4,8	5,4
Übriger Betriebsertrag	4,1	20,1											4,1	20,1
Total Erträge (ohne Jahreskosten)	8,9	25,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,9	25,5
Material und Fremdleistungen	-37,1	-38,5											-37,1	-38,5
Personalaufwand	-126,0	-84,7											-126,0	-84,7
Abgaben	-18,0	-16,7											-18,0	-16,7
Übriger Betriebsaufwand	-23,5	-22,4											-23,5	-22,4
Abschreibungen	-118,9	-110,9			-49,9	-51,9	0,4	-5,4	-32,1	-15,7	-37,3	-37,9		
Finanzertrag	105,5	174,8	0,7	0,8			27,7	47,1	77,1	126,9				
Finanzaufwand	-101,0	-99,9	-3,0	-3,3			-28,4	-30,8	-69,6	-65,8				
Ertragssteuern	-5,3	-5,7											-5,3	-5,7
Jahresgewinn	-18,7	-18,7	-18,7	-18,7										
Total Aufwand	-343,0	-222,7	-21,0	-21,2	-49,9	-51,9	-0,3	10,9	-24,6	45,4	-37,3	-37,9	-209,9	-168,0
Jahreskosten	-334,1	-197,2	-21,0	-21,2	-49,9	-51,9	-0,3	10,9	-24,6	45,4	-37,3	-37,9	-201,0	-142,5
in Prozenten	100,0	100,0	6,3	10,8	14,9	26,3	0,1	-5,5	7,3	-23,0	11,2	19,2	60,2	72,3

2 ÜBRIGER BETRIEBSERTRAG

	2016 TCHF	2017 TCHF
Ertrag aus betrieblichen Lieferungen und Leistungen	2 161	2 666
Gutschriften aus Vorjahren	0	14 983
Übriger Betriebsertrag	1 936	2 455
Total	4 097	20 104

Der übrige Betriebsertrag beinhaltet im Wesentlichen Gutschriften aus den Vorjahren von rund 15 Mio. CHF.

3 MATERIAL UND FREMDLEISTUNGEN

Es handelt sich um den Aufwand für den Unterhalt der gesamten Betriebsanlagen, umfassend Material, Betriebsstoffe, Fremdleistungen, Fremdenergiebezüge und den Fremdpersonaleinsatz.

4 PERSONALAUFWAND

Der Personalbestand betrug im Jahresdurchschnitt 528,3 Vollzeitstellen (Vorjahr: 518,9). Der Aufwand für die Personalausbildung beträgt TCHF 2 287 (Vorjahr: TCHF 1 883). Aufgrund einer geringeren Deckungsdifferenz fielen die Kosten für den Wechsel der Vorsorgeeinrichtung rund TCHF 1 900 tiefer aus als im Vorjahr abgegrenzt.

5 ABGABEN

	2016 TCHF	2017 TCHF
Aufsichtsgebühren Bund	10 804	9 622
Nutzungsgebühr Kühlwasser	4 406	4 352
Übrige Abgaben	2 806	2 715
Total	18 016	16 689

Die übrigen Abgaben betreffen vorwiegend Zahlungen an die Gemeinden.

6 ÜBRIGER BETRIEBSAUFWAND

	2016 TCHF	2017 TCHF
Sach- und Verwaltungsaufwand	11 113	10 804
Allgemeine Versicherungen	8 675	8 604
Studien- und Projektaufwand	3 710	3 036
Total	23 498	22 444

7 ABSCHREIBUNGEN

Dieser Posten beinhaltet die Abschreibungen der Sachanlagen sowie die zu amortisierenden Kosten für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung. Einzelheiten sind in den Anmerkungen 19 und 20 offengelegt.

8 FINANZERTRAG

	2016 TCHF	2017 TCHF
Beteiligungserträge	78	78
Zinsertrag	12	10
Übriger Finanzertrag	586	713
Wertentwicklung Stilllegungs- und Entsorgungsfonds ¹	104 799	173 986
Total	105 475	174 787

¹ Siehe Anmerkung 17.

9 FINANZAUFWAND

	2016 TCHF	2017 TCHF
Übriger Finanzaufwand	2 930	3 285
Aufzinsung langfristige Rückstellungen	98 051	96 641
Total	100 981	99 926

Die Aufzinsung der Rückstellungen beinhaltet den langfristig angewendeten kalkulatorischen Zins von 3,5% für die Rückstellungen für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung (gem. SEFV).

10 ERTRAGSSTEUERN

Die Ertragssteuern wurden auf Basis des handelsrechtlichen Ergebnisses ermittelt. Daraus resultierte ein Ertragssteueraufwand in der Höhe von 30,4% (Vorjahr: 28,5%) des Jahresgewinns. Im Geschäftsjahr und ebenso im Vorjahr bestanden keine Verlustviträge.

11 ERGEBNIS JE AKTIE

	2016	2017
Jahresgewinn in TCHF	18 650	18 650
Anzahl Aktien im Umlauf	35 000	35 000
Ergebnis je Aktie in CHF	533	533

Es bestehen keine Sachverhalte, die zu einer Verwässerung des Ergebnisses je Aktie führen.

12 FLÜSSIGE MITTEL

	31.12.2016 TCHF	31.12.2017 TCHF
Kasse, Post, Banken	250 039	68 668
Total	250 039	68 668

13 FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN

	31.12.2016 TCHF	31.12.2017 TCHF
Gegenüber Beteiligten	3 939	292
Gegenüber Beteiligungen	129	13 660
Gegenüber Dritten	675	25
Total	4 743	13 977

Die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen gegenüber Beteiligten enthielten im Vorjahr die von den Aktionären noch nicht eingeforderten Jahreskosten 2016. Die Abnahme gegenüber dem Vorjahr ist darauf zurückzuführen, dass 2017 den Partnern eine Gutschrift erstellt wurde (2016 Rechnung).

Die Forderungen gegenüber Beteiligungen enthalten Gutschriften aus dem Vorjahr.

14 ÜBRIGE KURZFRISTIGE FORDERUNGEN

	31.12.2016 TCHF	31.12.2017 TCHF
Gegenüber Dritten	1 737	5 146
Total	1 737	5 146

Der Bestand beinhaltet im Wesentlichen Mehrwertsteuerforderungen von TCHF 4 105 (Vorjahr: TCHF 0).

15 VORRÄTE

	31.12.2016 TCHF	31.12.2017 TCHF
Spaltstoffvorräte	71 368	90 001
Übrige Warenvorräte	7 407	7 345
Total	78 775	97 346

16 AKTIVE RECHNUNGSABGRENZUNGEN

	31.12.2016 TCHF	31.12.2017 TCHF
Gegenüber Beteiligungen	0	5 362
Gegenüber Dritten	7 976	1 455
Total	7 976	6 817

Die aktiven Rechnungsabgrenzungen gegenüber Beteiligungen beinhalten im Wesentlichen Gutschriften aus dem Vorjahr.

Die Rechnungsabgrenzungen gegenüber Dritten beinhalten im Wesentlichen Steuerabgrenzungen von TCHF 1 419 (Vorjahr: TCHF 2 922) sowie im Vorjahr eine Vorauszahlung an die PKE von TCHF 5 000.

17 STAATLICHE FONDS

Die Bestände enthalten die getätigten Einzahlungen an die staatlichen Fonds sowie die jährliche Wertentwicklung.

	Stilllegungsfonds für Kernanlagen TCHF	Entsorgungsfonds für Kernkraftwerke TCHF	Total TCHF
Bestand 31.12.2015	433 147	1 206 215	1 639 362
Einzahlungen	13 500	37 400	50 900
Wertentwicklung Fonds ¹	27 667	77 132	104 799
Bestand 31.12.2016	474 314	1 320 747	1 795 061
Einzahlungen	30 875	34 150	65 025
Wertentwicklung Fonds ¹	47 097	126 888	173 985
Bestand 31.12.2017	552 286	1 481 785	2 034 071

¹ Siehe die Bewertungsgrundsätze für die staatlichen Fonds auf Seite 38.

Zwischen den in der Jahresrechnung der Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (KKG) bilanzierten Ansprüchen gegenüber den Fonds und dem Fondsvermögen kann es per Ende Jahr zu geringen Abweichungen kommen, da die definitiven Werte der anteiligen Fondsvermögen erst nach Genehmigung des Geschäftsberichtes der Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (KKG) veröffentlicht werden.

18 BETEILIGUNGEN

	Aktien- kapital	Kapital- und Stimmanteil in %	Buchwert 31.12.2016 TCHF	Buchwert 31.12.2017 TCHF
Zwilag Zwischenlager Würenlingen AG	5 000	31,2%	1 560	1 560
Externes Lager der CH-Kernkraftwerke	600	25,0%	150	150
Elini, Brüssel ¹			0	1 310
BlueRe m.a., Luxembourg ¹			388	388
Total			2 098	3 408

Die Beteiligung (14,3%) an der Nationalen Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (Nagra), Wettingen, ist vollständig abgeschrieben. Das Genossenschaftskapital der Gesellschaft beträgt TCHF 140.

¹ Die beiden Beteiligungen betreffen Rückversicherungsgesellschaften (mutual association). Das Kapital und somit der Kapital- und Stimmanteil kann sich bei neu eintretenden oder austretenden Mitgliedern jährlich verändern.

19 SACHANLAGEN

	Kraftwerks- anlagen	Brenn- elemente	Betriebs- und Geschäfts- ausstattungen	Anzahlungen und Anlagen im Bau	Gebäude und Grundstücke	Total
	TCHF	TCHF	TCHF	TCHF	TCHF	TCHF
Bruttowerte 31.12.2015	2 636 283	743 519	29 956	207 639	584	3 617 981
Zugänge				88 835		88 835
Aktiviert Eigenleistungen				4 792		4 792
Reklassifikationen	39 640	39 720	2 842	-82 202		0
Abgänge	-20 074					-20 074
Bruttowerte 31.12.2016	2 655 849	783 239	32 798	219 064	584	3 691 534
Kum. Abschreibungen 31.12.2015	1 770 222	676 521	20 362	0	584	2 467 689
Zugänge	45 976	37 346	2 652			85 974
Abgänge	-20 074					-20 074
Kum. Abschreibungen 31.12.2016	1 796 124	713 867	23 014	0	584	2 533 589
Nettowerte 31.12.2015	866 061	66 998	9 594	207 639	0	1 150 292
Nettowerte 31.12.2016	859 725	69 372	9 784	219 064	0	1 157 945
Reservematerial Nettowerte 31.12.2016						22 967
Nettowerte 31.12.2016						1 180 912
Bruttowerte 31.12.2016	2 655 849	783 239	32 798	219 064	584	3 691 534
Zugänge				63 766		63 766
Aktiviert Eigenleistungen				5 368		5 368
Reklassifikationen	46 262	40 281	2 591	-89 134		0
Abgänge	-17 921					-17 921
Bruttowerte 31.12.2017	2 684 190	823 520	35 389	199 064	584	3 742 747
Kum. Abschreibungen 31.12.2016	1 796 124	713 867	23 014	0	584	2 533 589
Zugänge	47 959	37 855	2 676			88 490
Abgänge	-17 921					-17 921
Kum. Abschreibungen 31.12.2017	1 826 162	751 722	25 690	0	584	2 604 158
Nettowerte 31.12.2016	859 725	69 372	9 784	219 064	0	1 157 945
Reservematerial Nettowerte 31.12.2016						22 967
Nettowerte 31.12.2016						1 180 912
Nettowerte 31.12.2017	858 028	71 798	9 699	199 064	0	1 138 589
Reservematerial Nettowerte 31.12.2017						25 547
Nettowerte 31.12.2017						1 164 136

Das Reservematerial wird zu Nettowerten geführt, darin enthalten sind Abschreibungen von TCHF 1 311 (Vorjahr: TCHF 1 285). Fakturierte noch nicht bezahlte Investitionen im Totalbetrag von TCHF 4 218 (Vorjahr: TCHF 943) sind in der Geldflussrechnung unter Auszahlungen für Investitionen nicht enthalten, da diese noch nicht liquiditätswirksam waren.

Es bestehen am Bilanzstichtag Investitionsverpflichtungen (inklusive Beschaffung von Brennelementen) in der Höhe von TCHF 150 500 (Vorjahr: TCHF 163 400).

20 ZU AMORTISIERENDE KOSTEN FÜR NACHBETRIEB, STILLLEGUNG UND ENTSORGUNG

	Total TCHF
Bruttowert 31.12.2015	775 726
Schätzungsänderung ¹	-222 322
Zugang	19 450
Bruttowert 31.12.2016	572 854
Kum. Abschreibungen 31.12.2015	481 919
Abschreibungen 2016	31 692
Kum. Abschreibungen 31.12.2016	513 611
Nettowert 31.12.2015	293 807
Nettowert 31.12.2016	59 243
Bruttowert 31.12.2016	572 854
Zugang	18 550
Bruttowert 31.12.2017	591 404
Kum. Abschreibungen 31.12.2016	513 611
Abschreibungen 2017	21 126
Kum. Abschreibungen 31.12.2017	534 737
Nettowert 31.12.2016	59 243
Nettowert 31.12.2017	56 667

¹ Reduktion auf Basis der Kostenstudie 2016 um TCHF 222 322.

21 VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN

	31.12.2016 TCHF	31.12.2017 TCHF
Gegenüber Beteiligten	105	247
Gegenüber Dritten	7 944	9 462
Total	8 049	9 709

22 ÜBRIGE KURZFRISTIGE VERBINDLICHKEITEN

	31.12.2016 TCHF	31.12.2017 TCHF
Gegenüber Beteiligten	0	21 960
Gegenüber Dritten	1 805	1 650
Total	1 805	23 610

Die übrigen kurzfristigen Verbindlichkeiten gegenüber Beteiligten enthalten im Wesentlichen Guthaben der Partner aus der Jahreskostenendabrechnung 2017.

Im Vorjahr bestand eine Forderung gegenüber den Beteiligten aus nicht eingeforderten Jahreskosten.

23 PASSIVE RECHNUNGSABGRENZUNGEN

	31.12.2016 TCHF	31.12.2017 TCHF
Gegenüber Beteiligungen	2 668	6 202
Gegenüber Dritten	61 530	21 546
Total	64 198	27 748

Bei den passiven Rechnungsabgrenzungen gegenüber Beteiligungen handelt es sich um Abgrenzungen gegenüber der Zwiilag Zwischenlager Würenlingen AG und der Nationalen Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (Nagra). Die Abgrenzungen gegenüber Dritten beinhalten im Wesentlichen die Beiträge an die Verteilung der Jodtabletten der Eidgenossenschaft sowie im Vorjahr den Beitrag an den PKE-Primatwechsel.

24 OBLIGATIONENANLEIHE

Zinssatz	Laufzeit	Nominalwert 31.12.2016 TCHF	Nominalwert 31.12.2017 TCHF
2,00%	1.10.2013–30.9.2020	130 000	130 000
Der Kurswert der Anleihe beträgt:		132 535	133 575

25 ÜBRIGE LANGFRISTIGE VERBINDLICHKEITEN

	31.12.2016 TCHF	31.12.2017 TCHF
Gegenüber Beteiligungen	6 023	6 295
Total	6 023	6 295

Bei den übrigen langfristigen Verbindlichkeiten gegenüber Beteiligungen handelt es sich um eine Verbindlichkeit gegenüber der Zwiilag Zwischenlager Würenlingen AG.

26 RÜCKSTELLUNGEN

	Verpflichtungen für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung TCHF	Sonstige Rückstellungen TCHF	Total TCHF
Bestand langfristige Rückstellungen am 31.12.2015	2 917 431	3 100	2 920 531
Kurzfristige Rückstellungen Rückstellungen am 31.12.2015	32 545 2 949 976	280 3 380	32 825 2 953 356
Schätzungsänderung ¹	-222 322		-222 322
Zuweisung		245	245
Erhöhung der Verpflichtungen	19 450		19 450
Aufzinsung	97 954	97	98 051
Verwendung	-30 238	-277	-30 515
Auflösung		-3	-3
Rückstellungen am 31.12.2016	2 814 820	3 442	2 818 262
Abzüglich Anteil kurzfristige Rückstellungen	-36 697	-280	-36 977
Bestand langfristige Rückstellungen am 31.12.2016	2 778 123	3 162	2 781 285
Kurzfristige Rückstellungen Rückstellungen am 31.12.2016	36 697 2 814 820	280 3 442	36 977 2 818 262
Zuweisung		281	281
Erhöhung der Verpflichtungen	18 550		18 550
Aufzinsung	96 532	109	96 641
Verwendung	-34 184	-357	-34 541
Auflösung			0
Rückstellungen am 31.12.2017	2 895 718	3 475	2 899 193
Abzüglich Anteil kurzfristige Rückstellungen	-33 906		-33 906
Bestand langfristige Rückstellungen am 31.12.2017	2 861 812	3 475	2 865 287

¹ Reduktion der Rückstellungen auf Basis der Kostenstudie 2016 um TCHF 222 322.

Der Bestand der langfristigen Verpflichtungen für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung (Kernbrennstoffkreislauf) setzt sich wie folgt zusammen:

	31.12.2016 TCHF	31.12.2017 TCHF
Bruttobestand	4 629 735	4 747 607
Abfluss für bereits angefallene Aufwendungen	-1 851 612	-1 885 795
Total Nettobestand	2 778 123	2 861 812

27 AKTIENKAPITAL

ANGABEN ÜBER DEN AKTIONÄRSKREIS

	in Prozenten	Aktienkapital TCHF
Alpiq AG, Olten	40,0	140 000
Axpo Power AG, Baden	25,0	87 500
Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW), Luzern	12,5	43 750
Energie Wasser Bern (ewb), Bern	7,5	26 250
Stadt Zürich	15,0	52 500
Total	100,0	350 000

Die Gesellschaft hat 35 000 Namenaktien zum Nominalwert von TCHF 10 ausgegeben. Vom Aktienkapital von TCHF 350 000 sind TCHF 290 000 liberiert. Die Aktionäre und ihre Anteile blieben gegenüber dem Vorjahr unverändert.

AUSSERBILANZGESCHÄFTE

Es bestehen betrieblich notwendige oder gesetzlich vorgeschriebene langfristige Verträge für die Versorgung mit Brennstoffen, die Herstellung von Brennelementen sowie die Zwischen- und Endlagerung nuklearer Abfälle. Bei der Zwiilag Zwischenlager Würenlingen AG und der Nationalen Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (Nagra) hat sich die Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG verpflichtet, die auf ihren Anteil entfallenden Jahreskosten, inklusive Verzinsung und Rückzahlung des Fremdkapitals, zu bezahlen. Es handelt sich bei diesen Geschäften um für Kernkraftwerke übliche Verpflichtungen. Zur Absicherung von zukünftigen Verpflichtungen in fremden Währungen für die Brennstoffbeschaffung sowie für diverse Grossprojekte bestehen am Bilanzstichtag 31. Dezember 2017 Devisenterminkontrakte im Nominalbetrag von TCHF 255 (Vorjahr: TCHF 11 932). Der negative Wiederbeschaffungswert beträgt TCHF 0 (Vorjahr: TCHF 1 139), der positive Wert beläuft sich auf TCHF 20 (Vorjahr: TCHF 0).

EVENTUALVERBINDLICHKEITEN

Für die Eigentümer von Kernanlagen besteht gegenüber dem Stilllegungs- und dem Entsorgungsfonds gemäss Art. 80 KEG eine Nachschusspflicht für den Fall, dass ein einzelner primär Leistungspflichtiger seine Zahlungen nicht leisten kann.

Nach Eintritt eines allfälligen Schadenereignisses besteht für die beim europäischen Versicherungspool Emani angeschlossenen Kernkraftwerksbetreiber eine vertraglich fixierte Nachschusspflicht im Umfang von sechs Jahresprämien. Dies entspricht einem KKG-Anteil von TCHF 2 366 (Vorjahr: TCHF 2 348). Im Jahr 2017 wurde eine zusätzliche Versicherung mit dem europäischen Versicherungspool Elini mit einer Nachschusspflicht von TCHF 1 400 (Vorjahr: TCHF 0) abgeschlossen.

PERSONALVORSORGE

Die Branchensammeleinrichtung, der die Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG angehört, hat ihr letztes Geschäftsjahr am 31. März 2017 abgeschlossen (Vorjahr: 31. März 2016). Die Ermittlung der wirtschaftlichen Auswirkungen aus Vorsorgeeinrichtungen wurde auf der Basis der finanziellen Situation der Vorsorgeeinrichtung per 30. September 2017 (Vorjahr: 30. September 2016) aktualisiert.

Wirtschaftlicher Nutzen/wirtschaftliche Verpflichtung und Vorsorgeaufwand in TCHF	Überdeckung (+) Unterdeckung (-)		Wirtschaftlicher Anteil der KKG AG		Auf die Periode abgegrenzte Beiträge		Vorsorgeaufwand im Personalaufwand	
	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	2016	2017	2016	2017
Vorsorgeeinrichtungen mit/ohne Über-/Unterdeckung	0	0	0	0	48 757	5 565	48 757	5 565

Die Ursache für den höheren Vorsorgeaufwand im Jahr 2016 ist auf die Abgrenzung für den PKE-Primatwechsel zurückzuführen.

HONORAR DER REVISIONSSTELLE

	2016 TCHF	2017 TCHF
Revisionsdienstleistungen	86	88
Andere Dienstleistungen	5	12
Total Honorar der Revisionsstelle	91	100

TRANSAKTIONEN MIT NAHESTEHENDEN PERSONEN

Leistungsbezüge	2016 TCHF	2017 TCHF
Lieferungen und Leistungen	9 449	12 398
Sonstige Lieferungen/Leistungen (Material- und Fremdleistungsaufwand)	2 349	2 020
Übriger Betriebsaufwand	2 239	3 664
Total Lieferungen und Leistungen von nahestehenden Personen	14 037	18 082

Leistungsabgaben	2016 TCHF	2017 TCHF
Verrechnete Jahreskosten	334 099	197 239
Sonstige Lieferungen und Leistungen	430	449
Finanzertrag	78	78
Total Lieferungen und Leistungen an nahestehende Personen	334 607	197 766

EREIGNISSE NACH DEM BILANZSTICHTAG

Nach dem Bilanzstichtag sind keine weiteren Ereignisse eingetreten, die ausweispflichtig sind. Ereignisse nach dem Bilanzstichtag wurden bis zum 29. März 2018 berücksichtigt. An diesem Datum wurde die Jahresrechnung vom Verwaltungsrat der Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG genehmigt.

Bericht des Wirtschaftsprüfers



Ernst & Young AG
Maagplatz 1
Postfach
CH-8010 Zürich

Telefon: +41 58 286 31 11
Fax: +41 58 286 30 04
www.ey.com/ch

An die Generalversammlung der
Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG, Däniken

Zürich, 29. März 2018

Bericht des Wirtschaftsprüfers zur Jahresrechnung

Auftragsgemäss haben wir als Wirtschaftsprüfer die Jahresrechnung der Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG, bestehend aus Erfolgsrechnung, Bilanz, Eigenkapitalnachweis, Geldflussrechnung und Anhang (Seiten 33 bis 55), für das am 31. Dezember 2017 abgeschlossene Geschäftsjahr geprüft.



Verantwortung des Verwaltungsrates

Der Verwaltungsrat ist für die Aufstellung der Jahresrechnung in Übereinstimmung mit Swiss GAAP FER verantwortlich. Diese Verantwortung beinhaltet die Ausgestaltung, Implementierung und Aufrechterhaltung eines internen Kontrollsystems mit Bezug auf die Aufstellung einer Jahresrechnung, die frei von wesentlichen falschen Angaben als Folge von Verstössen oder Irrtümern ist. Darüber hinaus ist der Verwaltungsrat für die Auswahl und die Anwendung sachgemässer Rechnungslegungsmethoden sowie die Vornahme angemessener Schätzungen verantwortlich.



Verantwortung des Wirtschaftsprüfers

Unsere Verantwortung ist es, aufgrund unserer Prüfung ein Prüfungsurteil über die Jahresrechnung abzugeben. Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit den Schweizer Prüfungsstandards vorgenommen. Nach diesen Standards haben wir die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass wir hinreichende Sicherheit gewinnen, ob die Jahresrechnung frei von wesentlichen falschen Angaben ist.

Eine Prüfung beinhaltet die Durchführung von Prüfungshandlungen zur Erlangung von Prüfungsnachweisen für die in der Jahresrechnung enthaltenen Wertansätze und sonstigen Angaben. Die Auswahl der Prüfungshandlungen liegt im pflichtgemässen Ermessen des Prüfers. Dies schliesst eine Beurteilung der Risiken wesentlicher falscher Angaben in der Jahresrechnung als Folge von Verstössen oder Irrtümern ein. Bei der Beurteilung dieser Risiken berücksichtigt der Prüfer das interne Kontrollsystem, soweit es für die Aufstellung der Jahresrechnung von Bedeutung ist, um die den Umständen entsprechenden Prüfungshandlungen festzulegen, nicht aber um ein Prüfungsurteil über die Wirksamkeit des internen Kontrollsystems abzugeben. Die Prüfung umfasst zudem die Beurteilung der Angemessenheit der angewandten Rechnungslegungsmethoden, der Plausibilität der vorgenommenen Schätzungen sowie eine Würdigung der Gesamtdarstellung der Jahresrechnung. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise eine ausreichende und angemessene Grundlage für unser Prüfungsurteil bilden.



Prüfungsurteil

Nach unserer Beurteilung vermittelt die Jahresrechnung für das am 31. Dezember 2017 abgeschlossene Geschäftsjahr ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage in Übereinstimmung mit Swiss GAAP FER.



Berichterstattung über besonders wichtige Prüfungssachverhalte aufgrund Rundschreiben 1/2015 der Eidgenössischen Revisionsaufsichtsbehörde

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte sind solche Sachverhalte, die nach unserem pflichtgemässen Ermessen am bedeutsamsten für unsere Prüfung der Jahresrechnung des aktuellen Zeitraums waren. Diese Sachverhalte wurden im Zusammenhang mit unserer Prüfung der Jahresrechnung als Ganzes und bei der Bildung unseres Prüfungsurteils hierzu berücksichtigt, und wir geben kein gesondertes Prüfungsurteil zu diesen Sachverhalten ab. Für jeden nachfolgend aufgeführten Sachverhalt ist die Beschreibung, wie der Sachverhalt in der Prüfung behandelt wurde, vor diesem Hintergrund verfasst.

Der im Berichtsabschnitt „Verantwortung des Wirtschaftsprüfers“ beschriebenen Verantwortung sind wir nachgekommen, auch in Bezug auf diese Sachverhalte. Dementsprechend umfasste unsere Prüfung die Durchführung von Prüfungshandlungen, die als Reaktion auf unsere Beurteilung der Risiken wesentlicher falscher Angaben in der Jahresrechnung geplant wurden. Das Ergebnis unserer Prüfungshandlungen, einschliesslich der Prüfungshandlungen, welche durchgeführt wurden, um die unten aufgeführten Sachverhalte zu berücksichtigen, bildet die Grundlage für unser Prüfungsurteil zur Jahresrechnung.

Rückstellungen Kernbrennstoffkreislauf

Risiko	<p>Die Gesellschaft hatte per Ende Berichtsjahr einen Betrag von CHF 2'862 Mio. als Rückstellungen Kernbrennstoffkreislauf erfasst (Anhang, Ziffer 26). Dabei handelt es sich um Verpflichtungen für die laufende Entsorgung von Brennmaterial, den Nachbetrieb des Kraftwerkes, die Stilllegung des Kraftwerkes sowie die Entsorgung von Brennmaterial nach Ende der Betriebsdauer. Die Rückstellung bedingt eine Schätzung von zukünftigen Kosten, für welche teilweise erst wenige Vergleichswerte vorhanden sind. Änderungen in dieser Schätzung haben über die jährliche Aufzinsung der Rückstellung (CHF 97 Mio. im Jahr 2017, Anhang, Ziffer 26) sowie die jährliche Abschreibung der zu amortisierenden Kosten für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung (CHF 21 Mio. im Jahr 2017, Anhang, Ziffer 20) einen wesentlichen Einfluss auf die in der Periode ausgewiesenen Jahreskosten zulasten der Partner.</p> <p>Die Rückstellung basiert auf in regelmässigen Abständen von swiss-nuclear erstellten Kostenstudien, welche die erwartete Höhe und den erwarteten Zeitpunkt der Kosten beziffern. Die letzten verfügbaren Kostenstudien wurden im Jahr 2016 durch swissnuclear veröffentlicht (Kostenstudien 2016). Die finanzielle Modellierung sowie die mathematische Korrektheit der in den Kostenstudien 2016 enthaltenen Berechnungen wurden von einer unabhängigen Beratungsgesellschaft geprüft. Im Jahr 2017 überprüften unabhängige Experten und das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) für alle Kostenstudien, ob die Kosten realistisch geschätzt und detailliert und transparent dargestellt wurden. Der Stilllegungsfonds für Kernanlagen und Entsorgungsfonds für Kernkraftwerke (STENFO) und das ENSI informierten im Dezember 2017 über die Ergebnisse. Die finale Genehmigung der Kostenstudie 2016 durch das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) ist noch ausstehend.</p>
---------------	---



Bezüglich der Annahmen zur Bestimmung der Rückstellung besteht eine wesentliche Unsicherheit. Wichtige Annahmen wie der Zeitpunkt und die Höhe der Kosten können in Folgeperioden teilweise wesentliche Anpassungen erfahren. Die Bemerkungen zu Rückstellungen auf Seite 40 im Anhang weisen auf diese wesentliche Unsicherheit hin.

**Unser
Prüfvorgehen**

Bei unserer Prüfung stützten wir uns im Wesentlichen auf die durch swissnuclear erstellten Kostenstudien 2016 und die von STENFO und ENSI im Dezember 2017 publizierten Ergebnisse ab. Wir verglichen die von STENFO und ENSI publizierten Ergebnisse mit den wesentlichen Annahmen der Kostenstudien 2016 und beurteilten, ob und wie wesentliche Änderungen in die Modellierung der Rückstellung eingeflossen sind. Zudem prüften wir die Verbuchung der Rückstellung anhand der finanziellen Modellierung der Kostenstudien 2016. Die Verwendung der Rückstellung für die laufende Entsorgung von Brennstoffmaterial prüften wir anhand einer Stichprobe mittels Rechnungseinsicht.

Ernst & Young AG

Martin Gröli
Zugelassener Revisionsexperte
(Leitender Revisor)

Mathias Zeller
Zugelassener Revisionsexperte

Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG
4658 Däniken
Telefon 062 288 20 00
Fax 062 288 20 01
www.kkg.ch