

2. Ergänzung der Kurzinformation zu einem Ereignis im schwedischen Kernkraftwerk Forsmark, Block 1 am 25.07.2006: „Nichtstarten von zwei Notstromdieseln beim Ausfall der Netzanbindung“

1 Vorbemerkung

Diese Kurzinformation wurde in Zusammenarbeit zwischen der GRS und dem Öko-Institut im Auftrag des BMU erstellt.

Die im Folgenden verwendeten Informationen zu diesem Ereignis beruhen auf der Beschreibung des Ereignisablaufes in der INES-Meldung /1/ an die IAEA, Stellungnahmen von SKI /2/, /4/, /6/, einem Ereignisbericht des Betreibers /7/ sowie auf der vorläufigen Meldung des Ereignisses an das IRS /3/.

Am Standort Forsmark befinden sich insgesamt 3 Kernkraftwerksblöcke. Zum Zeitpunkt des Ereignisses war Block 2 in Revision, Block 3 befand sich im ungestörten Leistungsbetrieb. Baubeginn des von dem Ereignis betroffenen Block 1 war am 01.06.1973. Der kommerzielle Leistungsbetrieb wurde am 10.12.1980 aufgenommen. Es handelt sich bei der Anlage um einen Siedewasserreaktor mit einer elektrischen Leistung von 1011 MW, die von 2 Anlagengeneratoren geliefert wird.

2 Sachverhalt

Am 25.07.2006 kam es bei Wartungsarbeiten des schwedischen Netzbetreibers in einer Freiluftschaltanlage des 400-kV-Netzes, an das auch die Anlage Forsmark, Block 1 angeschlossen ist, zu einem Kurzschluss auf zwei Phasen /7/.

Die Schutzeinrichtungen zur Trennung des 400-kV-Netzanschlusses reagierten auf den Kurzschluss nicht spezifikationsgerecht. Die Netztrennschalter öffneten später als vorgesehen /7/.

Die Generatorregelung versuchte die niedrige Netzspannung durch Erhöhung des Erregerstroms zu kompensieren bis nach 300 ms die Anlage vom Netz getrennt wurde. Auf der Generatorschiene stieg nach der Netztrennung durch den erhöhten Erreger-

strom die Spannung auf 120 % der Nennspannung an. Nach 1 s wurde die Sollspannung wieder erreicht /4/

Zur Leistungsreduktion wurden automatisch die Drehzahl der Hauptumwälzpumpen reduziert und ein Teil der Steuerstäbe eingeworfen um die Anlage auf Eigenbedarf abzufahren. Ca. 4 Sekunden nach Ereigniseintritt erfolgte die Abschaltung einer der beiden Turbinen wegen mangelnder Ölversorgung, nach /4/ möglicherweise bedingt durch Unterspannung an der Ölpumpe. Nach 27 – 28 Sekunden schaltete aufgrund bislang nicht bekannter Ursache die zweite Turbine ab.

Weiterhin fielen in der Anlage in zwei von vier Redundanzen sowohl die Gleichrichter als auch die Wechselrichter (Hersteller AEG) der unterbrechungslosen Wechselstromversorgung durch den Überspannungsimpuls aus. Die beiden anderen Wechselrichter wurden durch die Überspannung nicht abgeschaltet.

Die automatische RESA wurde durch den Ausfall der Stromversorgung eines Teils der Reaktorfüllstandsmessung angeregt /4/. Die Umschaltung auf das 70-kV-Reservenetz wurde angeregt. Eine Versorgung der Notstromschienen durch das Reservenetz war jedoch nicht möglich /4/.

Auslegungsgemäß sollten die vier Notstromdieselgeneratoren starten, von denen aber nur zwei erfolgreich die Versorgung der zugeordneten Notstromschienen übernehmen konnten. Bei den beiden anderen Notstromdieseln war die Drehzahlregelung wegen der ausgefallenen Wechselrichter spannungslos, sodass keine Zuschaltung der beiden Dieselgeneratoren auf die zugehörigen Notstromschienen erfolgte.

Durch Anregung von Reaktorschutzsignalen erfolgten der Durchdringungsabschluss und die automatische Druckentlastung. Die Bespeisung des Reaktors erfolgte zunächst mit zwei verfügbaren von vier vorhandenen HD-Hilfsspeisewasserpumpen und nach einer Druckabsenkung mit zwei verfügbaren von vier vorhandenen Notkühlpumpen. Zudem wurde das Containment-Sprühsystem aktiviert. Aufgrund der Nichtverfügbarkeit der Schienen der unterbrechungslosen Stromversorgung (500-V- und 220-V-Wechselstrom) in 2 Redundanzen fielen die angeschlossenen Verbraucher aus. Betroffen waren u.a. Messeinrichtungen, Messumformer, Regeleinrichtungen, Schreiber sowie Anzeigen und Überwachungsmöglichkeiten in der Warte. Ferner waren Motorantriebe von Steuerstäben (durch die Schnellabschaltung waren allerdings alle Stäbe hydraulisch eingeschossen) und die Antriebe von vier der acht Zwangsumwälzpumpen

betroffen /7/. Zusätzlich hatten motorgetriebene Durchdringungs- und Druckentlastungsarmaturen verlängerte Stellzeiten /7/. Zu den hier beschriebenen Abläufen und Ausfällen von Komponenten liegen im Detail keine Informationen vor.

23 Minuten nach Ereigniseintritt wurden durch manuelle Eingriffe die ausgefallenen Notstromschienen wieder auf das Reservenetz zugeschaltet /3/. Alle sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher wurden daraufhin wieder mit Spannung versorgt und die Anlage normalisiert. Der Reaktor befand sich danach im Zustand „hot standby“ /4/.

3 Ursachen

Nachfolgend werden die bisher bekannten Ursachen zu den während des Ereignisablaufs aufgetretenen Störungen erläutert und noch bestehende Kenntnislücken aufgezeigt.

Der Kurzschluss im 400-kV-Netz wurde durch das Öffnen eines Trenners in der Freiluftschaltanlage unter Last verursacht /7/. Ursachen für die aufgetretene Fehlfunktion der Schutzeinrichtungen im Bereich des 400-kV-Netzanschlusses sind nicht angegeben. Nach /7/ wäre bei auslegungsgemäßer Trennung vom Netz keine Abschaltung der Gleich- und Wechselrichter erfolgt.

Nach der Einleitung des Lastabwurfs auf Eigenbedarf erfolgte die Schutzabschaltung der ersten Turbine wegen eines Fehlers in der Ölversorgung der Turbine. Die Ursache für den Ausfall der Ölpumpen ist nicht abschließend geklärt und ist nach /4/ möglicherweise bedingt durch eine Unterspannung. Genauere Informationen zur Ursache des Turbinenausfalls und zu möglichen Zusammenhängen mit dem vorhergehenden Ereignisablauf liegen nicht vor. Ursachen für den zeitlich verzögerten Ausfall der zweiten Turbine sind nicht bekannt.

Zu den Ursachen, warum eine Versorgung der Notstromschienen durch das 70-kV-Reservenetz nicht möglich war, finden sich unterschiedliche Darstellungen:

- Nach /2/ wurde nach der Umschaltung auf das 70-kV-Reservenetz wegen Instabilität des 70-kV-Reservenetzes der Start der Notstromdieselgeneratoren angeregt. Auch in /4/ werden Instabilitäten des 70-kV-Reservenetzes erwähnt.

- In /7/ wird als Grund ein „Auslegungsfehler“ aus dem Jahr 2005 an der Frequenzüberwachung des Eigenbedarfs genannt. Durch Absinken der Frequenz im Eigenbedarf nach Abschalten der Turbinen wurde das Notstromnetz vom Eigenbedarf getrennt. Nach /7/ wurden bei Änderungen während der Revision 2005 in der Verdrahtung der Frequenzüberwachung zwei Phasen vertauscht. Die Phasenabhängigkeit der Frequenzüberwachung wurde offenbar durchgängig während Auslegung, Installation und Prüfung der Einrichtungen unzureichend beachtet. Üblicherweise sind Phasentests Bestandteil bei vergleichbaren Prüfungen.

Das Abschalten sowohl der Gleichrichter als auch der Wechselrichter (Hersteller AEG) in zwei von vier Redundanzen der unterbrechungslosen Wechselstromversorgung wurde nach /2/ durch einen Überspannungsimpuls von 120 % im Zusammenhang mit der Trennung der Netzanbindung (400 kV) verursacht. Durch die Generatorregelung stieg infolge der Unterspannung, verursacht durch den zweiphasigen Kurzschluss im 400-kV-Netz, die Spannung auf der Generatorschiene kurzzeitig (< 1 s) auf 120 % der Nennspannung an. Dieser Überspannungsimpuls wurde auch auf die untergeordneten 6-kV- und 500-V-Wechselstromschienen der Notstromversorgung übertragen.

Durch das Abschalten der beiden Wechselrichter war die unterbrechungslose Stromversorgung der Drehzahlregelung von zwei Notstromdieselgeneratoren nicht mehr gegeben. Beim Eintritt des Notstromfalles in zwei Redundanzen wurde durch die ausgefallenen Wechselrichter eine Stromversorgung der Drehzahlregelung über die unterbrechungslos versorgte 500-V-Wechselstromschiene verhindert. Von vier Notstromdieselgeneratoren konnten somit nur zwei die Versorgung der zugeordneten Notstromschienen übernehmen. Die beiden anderen Notstromdieselgeneratoren konnten zwar gestartet, aber nicht zugeschaltet werden.

Durch den Überspannungsimpuls wurden sowohl die Gleichrichter als auch die Wechselrichter in den betroffenen Redundanzen abgeschaltet. Nach /2/ ist dies auf einen Auslegungsfehler zurückzuführen. Die gleichzeitige Abschaltung von Gleich- und Wechselrichtern wurde verursacht durch die mangelnde Selektivität der Schutzeinrichtungen der Aggregate. Die Wechselrichter hätten gespeist durch die Batterien in Betrieb bleiben müssen.

Es ist nicht abschließend geklärt, warum durch den Überspannungsimpuls nur zwei der vier Redundanzen ausfielen. Nach /4/ ist dies möglicherweise auf eine ungleiche Belastung der Schienen zurückzuführen.

Detaillierte Unterlagen zum Schaltungskonzept der Notstromversorgung einschließlich der unterbrechungslos versorgten 500-V-Wechselstromschienen und zur Abschaltung der Wechselrichter liegen uns derzeit nicht vor.

Über Art und Umfang der durch den Ausfall der unterbrechungslosen Wechselstromversorgung insgesamt verursachten Komponentenausfälle, sowie die in der Warte ausgefallenen Anzeigen und der durch diese Ausfälle in der Anlage hervorgerufene Ereignisablauf liegen bislang keine Informationen vor, die eine abschließende Bewertung zulassen.

Detaillierte Informationen zur Normalisierung der Notstromversorgung liegen uns derzeit nicht vor.

4 Maßnahmen des Betreibers

Die Anlage ist derzeit abgeschaltet. Vor dem Wiederaufstart sollen umfangreiche Änderungen durchgeführt werden. Diese betreffen die Schutzabschaltungen der Gleich- und Wechselrichter, weitere Selektivitätsuntersuchungen, die elektrische Versorgung der Drehzahlregelung der Notstromdiesel und die Frequenzüberwachung des Generatorschalters /7/.

Die Übertragbarkeit auf andere schwedische Anlagen wurde überprüft. Auf Grund dieser Überprüfung wurden die Anlagen, Oskarshamn 1 und Oskarshamn 2 abgeschaltet. Die Anlage Forsmark 2 (derzeit in Revision) bleibt ebenfalls abgeschaltet /5/. Eine vorläufige Prüfung auf Übertragbarkeit für die Anlagen Forsmark 3, Oskarshamn 3, Ringhals 1, 2, 3 und 4 hat gezeigt, dass diese Anlagen weiterbetrieben werden können. Für die Anlagen wurde empfohlen, dass derzeit keine vorbeugende Instandhaltung an den Notstromdieseln durchgeführt werden sollte /7/.

5 Sicherheitstechnische Bedeutung

Das Ereignis wurde mit INES-Stufe 2 gemeldet. Ein Kühlmittelverlust ist nicht aufgetreten und die Bespeisung des Reaktors war ausreichend, sodass das Ereignis nach Meinung von SKI grundsätzlich mit INES 1 eingestuft werden kann. Aufgrund des gemeinsamen Ausfalls von zwei Schienen erfolgte eine Höherstufung.

Nach Einschätzung von SKI handelt es sich um einen „Common cause failure“, der, wenn auch die beiden anderen Stränge betroffen gewesen wären, zu einen Totalausfall der Notstromversorgung geführt hätte und damit zu einem Ereignis, das im Sicherheitsbericht der Anlage nicht unterstellt wurde.

Nach /7/ fiel während des Ereignisses der Druck im Reaktor innerhalb einer Stunde auf 6 bar. Der Füllstand im Reaktor konnte auf 1,9 m über dem Kern gehalten werden. Eine Kernfreilegung ist nicht aufgetreten. Der Reaktordruckbehälter ist für ein 25-maliges Auftreten einer vergleichbaren Temperaturtransiente ausgelegt /7/.

Die sicherheitstechnische Bedeutung wird nachfolgend zunächst anhand der Zuordnung des Ereignisablaufes im gestaffelten Sicherheitskonzept diskutiert. Dabei werden auch die Betriebserfahrungen aus deutschen Anlagen einbezogen. Darüber hinaus werden weitergehende Aspekte angeführt die für eine umfassende Klärung der Übertragbarkeit auf deutsche Anlagen von Bedeutung sein können.

Auf der Grundlage der bislang vorliegenden Informationen ergibt sich folgende Situation:

Im vorliegenden Fall wurden Störungen aus dem Netz in die Stromversorgung der Anlage eingetragen. Die daraufhin erfolgte Abtrennung vom Netz ist eine Störung des Anlagenbetriebs (Sicherheitsebene 2), die, wie auch die deutsche Betriebserfahrung zeigt, auftreten kann.

Hinsichtlich der Übertragbarkeit auf deutsche Anlagen ist zu klären, welche vergleichbaren Störungen im Bereich des Netzes oder des Eigenbedarfs zu einer sicherheitstechnischen Beeinträchtigung des Anlagenbetriebes führen können. Dabei sind auch die Anforderungen an Rückwirkungsfreiheit zwischen Netz/Eigenbedarf und der Funktion der Notstromversorgung von Bedeutung.

Die zur Beherrschung der Störung „Netzausfall“ typischen Begrenzungsmaßnahmen, wie Lastabwurf auf Eigenbedarf und Umschaltung auf ein Reservenetz haben im vorliegenden Fall nicht funktioniert. Auch in der Betriebserfahrung deutscher Anlagen gibt es Beispiele, bei denen der Lastabwurf auf Eigenbedarf nicht funktionierte, obwohl er als vorgelagerte Maßnahme vorgesehen ist. Im Rahmen der Jahr-2000-Problematik wurden in allen Anlagen Prüfungen zum Teil auch des Lastabwurfs auf Eigenbedarf durchgeführt und teilweise Maßnahmen ergriffen. Im Hinblick auf die Übertragbarkeit auf deutsche Anlagen sind weitere Angaben zu den Ursachen der beim Ereignisablauf in Forsmark aufgetretenen Störungen erforderlich. Die Ursachen für den Ausfall der Turbinen sind nicht geklärt. Detailinformationen warum die Stromversorgung der Notstromschienen über das 70-kV-Reservenetz nicht erfolgte liegen uns derzeit nicht vor.

Die angeforderte Reaktorschnellabschaltung, der Isolationsabschluss des Frischdampfsystems und die Druckentlastung erfolgten nach den vorliegenden Informationen auslegungsgemäß. Auch diese Maßnahmen sind im vorliegenden Fall als Maßnahmen zur Beherrschung der aufgetretenen Störung anzusehen, ebenso die Anforderung der Notstromdieselaggregate von denen aber nur in 2 von 4 Strängen eine Zuschaltung auf die Notstromschiene erfolgte. Diese angeforderten Einrichtungen sind aber Sicherheitseinrichtungen, die insbesondere zur Beherrschung von Auslegungsstörfällen (Sicherheitsebene 3) dienen. Diese Einrichtungen sind grundsätzlich so auszulegen, dass sie nach Anforderungen des deutschen kerntechnischen Regelwerks auch bei einem Einzelfehler an einer Komponente und einem gleichzeitigen Instandhaltungsfall wirksam funktionieren.

Im vorliegenden Fall waren aufgrund von Planungsfehlern 2 von 4 Redundanzen der Wechselstromversorgung des beim Ereignis angeforderten Notstromnetzes nicht verfügbar. Die Planungsfehler betreffen nach derzeitiger Kenntnis die mangelnde Selektivität der Schutzeinrichtungen der Gleich- und Wechselrichter in den Verbindungen zwischen dem gesicherten Notstromnetz und den batterieversorgten Schienen. Die Ursachen für das unterschiedliche Ansprechen der Schutzeinrichtungen in den verschiedenen Redundanzen sind nach unserer Kenntnis noch nicht geklärt.

Nach /2/ wird vom Betreiber dargestellt, dass eine vergleichbare Abschaltung auch in deutschen Anlagen aufgetreten sein soll. Eine Überprüfung der deutschen Betriebserfahrung zeigte, dass hierbei in der Vergangenheit verschiedene Abschaltungen von Gleichrichtern aufgetreten sind und teilweise keine automatische Wiederschaltung erfolgte. Hierzu wurden unter anderem die Weiterleitungsnachrichten 1992/16 und

1995/11 erstellt. Die dort beschriebenen Ereignisabläufe sind allerdings nicht mit diesem Ereignis vergleichbar, da hierdurch nur eine Entladung der Batterien verursacht wurde, die Weiterversorgung der Schienen durch die Batterien aber erfolgte und in diesen Fällen Wechselrichter nicht betroffen waren. In der Weiterleitungsnachricht 1988/09 wurde beschrieben, dass es nach einem Defekt in der Gleichrichterregelung zur Überspannungsabschaltung eines Gleichrichters und auch zur Überspannungsabschaltung des rotierenden Umformers kam. Die von diesem Umformer versorgte gesicherte Schiene wurde in diesem Fall aber automatisch durch das Dieselnetz versorgt. Als Maßnahme wurden von der Anlage die Werte der Spannungsbegrenzung aller Umformer erhöht. Die GRS empfahl daraufhin zu überprüfen, ob die selektive Abschaltung von Gleichrichtern und Umformern in der Notstromversorgung gewährleistet ist.

In Forsmark führte die Nichtverfügbarkeit der Wechselstromschienen des Notstromnetzes zu Ausfällen in Überwachungseinrichtungen in der Warte und weiteren angeschlossenen Einrichtungen in der Anlage. Während des Ausfalls der Notstromversorgung lagen in der Warte nur unvollständige oder auch unklare Information zum Zustand der Anlage vor. In diesem Zusammenhang ist insbesondere zu klären, inwieweit die Beherrschung des Ereignisablaufs dadurch beeinträchtigt war und inwieweit eine Übertragbarkeit auf deutsche Anlagen gegeben ist. Für deutsche Anlagen sollte die Sicherstellung der Stromversorgung von sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten und Instrumentierungen überprüft werden.

Der Überspannungsimpuls aus der Generatorregelung blieb nicht auf das unmittelbar angeschlossene 6-kV-Netz begrenzt, sondern wurde auch auf bis auf die nach geordneten 500-V-Schienen der Notstromversorgung übertragen. Dadurch waren Einrichtungen unterschiedlicher Sicherheitsebenen, d.h. betriebliche Einrichtungen und Einrichtungen zur Beherrschung von Störungen und Störfällen betroffen.

Inwieweit auch Einrichtungen der Sicherheitsebene 4 (in Deutschland: Maßnahmen zur Beherrschung seltener Ereignisse, anlageninterne Notfallmaßnahmen) beeinträchtigt waren oder angefordert wurden, ist uns nicht bekannt. Es ist uns derzeit nicht bekannt, welche anlageninternen Notfallmaßnahmen zur Beherrschung des Ereignisses im Kernkraftwerk Forsmark vorgesehen sind und welche Anweisungen sich dazu in Betriebs- bzw. Notfallhandbüchern o.ä. finden.

Die GRS kann derzeit keine endgültige sicherheitstechnische Bewertung hinsichtlich der Übertragbarkeit des Ereignisses auf deutsche Anlagen abgeben, da hierzu noch

weitergehende Informationen zur Ursache und zum Ablauf benötigt werden. Die Auswertung der Antworten der Länderbehörden auf die Fragen des BMU zur Überprüfung der Übertragbarkeit des Ereignisses /8/ hat gezeigt, dass in deutschen Anlagen die Steuerung und Regelung der Diesel für den Notstromfall nicht von der Wechselstromversorgung abhängt. Eine Abschaltung von Wechselrichtern oder Umformern, hätte in deutschen Anlagen somit keine vergleichbaren sicherheitstechnischen Folgen, die zum Ausfall von weiteren Teilen der Notstromversorgung führen könnten.

Die Länderumfrage und die entsprechenden Antworten decken jedoch noch nicht alle im Zusammenhang mit diesem Ereignis aufgeworfenen Aspekte ab, so dass eine Bewertung der Übertragbarkeit auf deutsche Anlagen noch nicht in allen Punkten möglich ist.

Vor diesem Hintergrund erscheinen weiterführende Untersuchungen notwendig.

6 Verwendete Unterlagen

- /1/ INES-Meldung
 INES-2 Meldung vom 27.07.2006
 Two emergency dieselgenerators did not start when the unit was disconnected from the ordinary off site grid

- /2/ SKI-investigation of Forsmark1
 Immediate SKI review at the Forsmark 1 unit
 03.08. 2006
 <http://www.ski.se>

- /3/ IRS-Meldung 7788
 Loss of 400 KV and subsequent failure to start emergency diesel Generators in Sub A and Sub B
 16.08.2006

- /4/ SKI-investigation of Forsmark1, 2006-08-03
 Attachment RASK-report, Preliminary course of events – Status July 26, 2006 at 18:45
 <http://www.ski.se>

- /5/ SKI Homepage „Current information“:
No more reactors need to be shut down
2006-08-04
<http://www.ski.se>
- /6/ SKI Review of the licensee's account due to the electrical disturbance at
Forsmark 1 an July 25, 2006-08-14
<http://www.ski.se>
- /7/ English summary incident Forsmark 1
Forsmark BWR/NPP UNIT 1 – Safety analysis report (reference F1-2006-
0699)
<http://www.forsmark.com>
- /8/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH: Auswertung
der Länderumfrage zur Übertragbarkeit des Notstromfalls in der Anlage
Forsmark, Stand: Entwurf, 9.8.2006

22.08.2006