

**Weiterleitungsnachricht zu Ereignissen in Kernkraftwerken der
Bundesrepublik Deutschland (WLN 2006/07)**

**Ereignis im schwedischen Kernkraftwerk Forsmark, Block 1 am
25.07.2006: „Nichtzuschalten von zwei Notstromdieseln nach Ausfall
der 400-kV-Netzanbindung“**

Köln, 14.11.2006

Wir versichern, dass diese Weiterleitungsnachricht unparteiisch und nach
bestem Wissen und Gewissen frei von Ergebnisweisungen erstellt wurde.

Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH

- Bereich Reaktorsicherheitsanalysen -

- Bereichsleiter -

- Zuständiger Abteilungsleiter -

Weiterleitungsnachricht zu Ereignissen in Kernkraftwerken der Bundesrepublik Deutschland (WLN 2006/07)

Ereignis im schwedischen Kernkraftwerk Forsmark, Block 1 am 25.07.2006: „Nichtzuschalten von zwei Notstromdieseln beim Ausfall der 400-kV-Netzanbindung“

1 Vorbemerkung

Im schwedischen Kernkraftwerk Forsmark, Block 1, fiel am 25.07.2006 in Folge einer elektrischen Transiente, die in einer Freiluftschaltanlage außerhalb des Kraftwerkgeländes ausgelöst wurde, die gesicherte Wechselstromversorgung in zwei von vier Strängen aus. Dies führte im weiteren Ereignisablauf in den beiden betroffenen Strängen zur Unverfügbarkeit aller Wechselstromschienen der Notstromanlage.

Am Standort Forsmark befinden sich insgesamt drei Kernkraftwerksblöcke. Zum Zeitpunkt des Ereignisses war Block 2 in Revision, Block 3 befand sich im ungestörten Leistungsbetrieb. Baubeginn des von dem Ereignis betroffenen Blocks war am 01.06.1973. Der kommerzielle Leistungsbetrieb wurde am 10.12.1980 aufgenommen. Es handelt sich um eine Anlage mit einem Siedewasserreaktor mit einer elektrischen Leistung von 1.011 MW, die von den beiden Turbosätzen TA11 und TA12 geliefert wird. Die Eigenbedarfs- und Notstromanlage von Forsmark 1 ist viersträngig aufgebaut, wobei die Stränge A und C dem Turbosatz TA11 und die Stränge B und D dem Turbosatz TA12 zugeordnet sind (siehe Abbildung 1).

2 Sachverhalt

Am 25.07.2006 kam es bei Wartungsarbeiten des schwedischen Netzbetreibers in einer Freiluftschaltanlage des 400-kV-Netzes außerhalb des Kraftwerkgeländes, an das auch die Anlage Forsmark, Block 1, angeschlossen ist, zu einem zweiphasigen Kurzschluss (Ereigniseintritt, $t = 0$ s). /7/, /9/

Durch den zweiphasigen Kurzschluss fiel die Spannung an den Generatorklemmen der beiden Hauptgeneratoren der Anlage Forsmark, Block 1, von der Nennspannung (ca. 21 kV) auf ca. 13 kV ab. Aufgrund des Spannungsabfalls wurde durch die Generatorregelung der Erre-

ger Strom erhöht. Nach ca. 300 ms wurde durch das Kriterium „Unterspannung“ das Öffnen der Netzschalter ausgelöst. Damit war die Anlage vom Hauptnetz getrennt. In der Folge stieg die Spannung an den Generatorklemmen auf ca. 120 % der Nennspannung an. Nach der Trennung vom Hauptnetz öffnete die Umleitstation und es erfolgte eine automatische Leistungsreduzierung durch das Einfahren von Steuerstäben und durch eine Drehzahlreduzierung der Hauptumwälzpumpen. Ca. 1 s nach Ereigniseintritt wurde die Sollspannung an den Generatorklemmen wieder erreicht. /1/, /3/, /4/

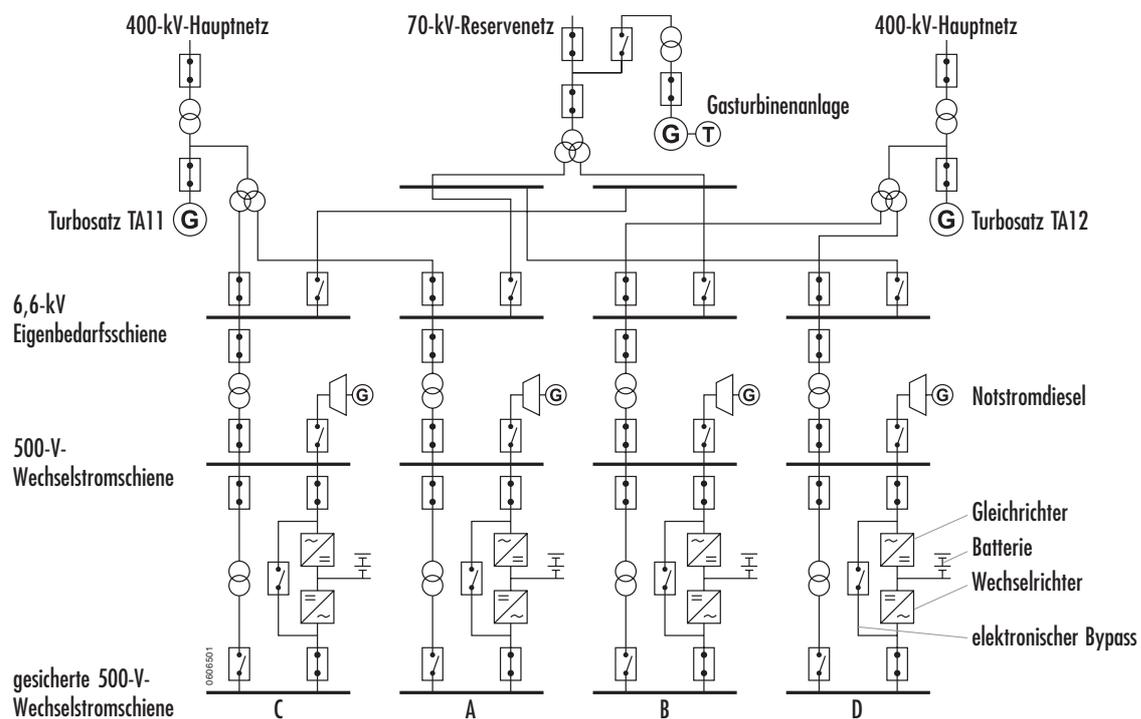


Abbildung 1 Prinzipdarstellung der Stromversorgung der Anlage Forsmark 1

Im Verlauf der Spannungstransiente wurden ca. 2,5 s nach Ereigniseintritt die Gleich- und Wechselrichter der unterbrechungslosen 500-V-Wechselstromversorgung in den Strängen A und B der viersträngigen Notstromanlage über das Aggregateschutzkriterium „Überspannung“ abgeschaltet und es erfolgte automatisch eine unterbrechungslose Umschaltung auf den so genannten elektronischen Bypass. Damit war die gesicherte 500-V-Wechselstromschiene über den elektronischen Bypass mit der ungesicherten 500-V-Wechselstromschiene desselben Stranges gekoppelt. /3/, /4/

Ca. 5 s nach Ereigniseintritt wurde im Turbosatz TA11 wegen eines zu geringen Öldrucks TUSA ausgelöst. Auslegungsgemäß blieb dabei der Generatorschalter geschlossen und die Stromversorgung der Stränge A und C der Eigenbedarfs- und Notstromanlage erfolgte zunächst unverändert über den Turbosatz TA11. Aufgrund der TUSA lief der Turbosatz TA11 aus und in den Strängen A und C sanken Frequenz und Spannung ab. Als ca. 18 s nach Ereigniseintritt die Spannung auf der gesicherten 500-V-Wechselstromschiene im Strang A unter 90 % der Nennspannung fiel, erfolgte auslegungsgemäß eine automatische Umschaltung vom elektronischen Bypass auf einen zweiten vorhandenen Bypass mit Transformator, der ebenfalls von der ungesicherten 500-V-Wechselstromschiene im Strang A abgeht. Durch die Umschaltung war die elektrische Energieversorgung der gesicherten 500-V-Wechselstromverbraucher im Strang A für ca. 2 s unterbrochen. Die kurzzeitige Spannungsunterbrechung führte auslegungsgemäß zur Auslösung von Reaktorschutzsignalen in einem von vier Kanälen. Die gesicherte 500-V-Schiene des ebenfalls dem Turbosatz TA11 zugeordneten Strangs C wurde während des gesamten Ereignisablaufs batteriegesichert über den zugehörigen Wechselrichter versorgt. /3/, /4/, /6/

Entgegen der Auslegung kam es nicht zum Öffnen des Generatorschalters über das Kriterium „Unterfrequenz < 47,5 Hz länger als 3 s“, was eine Umschaltung auf das Reservenetz zunächst verhinderte.

Ca. 24 s nach Ereigniseintritt öffneten in den Strängen A und C aufgrund des Kriteriums „Unterfrequenz < 47 Hz länger als 3 s“ auf den Notstromschiene die Kuppelschalter zwischen den 500-V-Dieselschienen und der Eigenbedarfsanlage. Daraufhin starteten beide Notstromdiesel. Aber im Strang A schaltete der Notstromdiesel im Gegensatz zu Strang C nicht zu. Damit waren im Strang A der Notstromanlage sowohl die gesicherte als auch die ungesicherte Wechselstromversorgung ausgefallen. Dies führte zum Ausfall der aus Strang A notstromversorgten Wechselstromverbraucher. Zusätzlich standen die Reaktorschutzsignale in Kanal A an. /3/, /4/

Ca. 33 s nach Ereigniseintritt wurde im zweiten Turbosatz TA12 ebenfalls TUSA ausgelöst. Der Ablauf in den Strängen B und D der Eigenbedarfs- und Notstromanlage stellt sich zeitlich versetzt, ansonsten aber analog zu dem Ablauf in den Strängen A und C dar. Nach der TUSA wurden die Stränge B und D zunächst über den Turbosatz TA12 gespeist. Ca. 35 s nach Ereigniseintritt erfolgte im Strang B eine automatische Umschaltung auf den zweiten Bypass. Die mit dieser Umschaltung verbundene Spannungslosigkeit auf der gesicherten 500-V-Wechselstromschiene führte zur Auslösung von Reaktorschutzsignalen im Kanal B. Da auch die Reaktorschutzsignale im Kanal A bereits anstanden (die gesicherte 500-V-

Wechselstromschiene im Strang A war spannungslos, s. o.), wurden über zwei-von-vier-Wertung mehrere Reaktorschutzmaßnahmen ausgelöst, u. a. RESA, Durchdringungsabschluss, Abschaltung der Speisewasser- und Kondensatpumpen, Start der Notspeisewasserpumpen sowie Öffnen von Sicherheits- und Entlastungsventilen, wobei nur die Notspeisewasserpumpen starteten und die Sicherheits- und Entlastungsventile ansprachen, die von den zwei verfügbaren 500-V-Wechselstromschienen versorgt wurden. /3/, /4/

Kurz nach Ereigniseintritt schalteten sich vier von insgesamt acht Hauptumwälzpumpen ab. /4/

Ca. 36 s nach Ereigniseintritt wurde der Generatorschalter des Turbosatzes TA11 über das Kriterium „TUSA und Leistung < 5 MW“ geöffnet. Anschließend erfolgte die automatische Umschaltung der Stränge A und C der Eigenbedarfsanlage auf das 70-kV-Reservenetz. /3/, /4/

Ca. 37 s nach Ereigniseintritt öffneten aufgrund des Kriteriums „Unterfrequenz < 47 Hz länger 3 s“ auch die Kuppelschalter zwischen der Eigenbedarfs und Notstromanlage in den Strängen B und D. Analog zum Ablauf in Strang A erfolgte im Strang B ebenfalls keine Zuschaltung des zugehörigen Notstromdiesels. Sowohl die gesicherte als auch die ungesicherte Wechselstromversorgung im Strang B waren daraufhin spannungslos. Folglich fielen die sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher, die von diesen Schienen versorgt werden, und die zugehörigen Überwachungseinrichtungen aus (u. a. das Vergiftungssystem, die so genannte Notwarte, die Lautsprecheranlage und Überwachungsmonitore des Maschinenhauses). Außerdem waren für die Auslösung von Reaktorschutzsignalen relevante Messeinrichtungen betroffen, wodurch teilweise Anzeigen ausfielen bzw. falsch anzeigten. /3/, /4/, /6/

Der Generatorschalter des Turbosatzes TA12 öffnete ca. 63 s nach Ereigniseintritt und die Stränge B und D der Eigenbedarfsanlage wurden auf das 70-kV-Reservenetz umgeschaltet. Damit erfolgte die elektrische Energieversorgung aller vier Stränge der Eigenbedarfsanlage über das 70-kV-Reservenetz. Die Stränge C und D der Notstromanlage wurden über die Notstromdiesel gespeist, von den Strängen A und B der Notstromanlage standen lediglich die batterieversorgten unterbrechungslosen Gleichstromschienen zur Verfügung. /3/, /4/

Entgegen der Auslegung startete die Gasturbinenanlage, die als Redundanz zum 70-kV-Reservenetz vorhanden ist, bei Spannungslosigkeit auf den 6-kV-Eigenbedarfsschienen nicht. /3/, /4/

Ca. 1 min nach Ereigniseintritt forderte die Schicht vorschriftsgemäß vom Nachbarblock Forsmark 2 personelle Unterstützung an und führte eine Schutzzielkontrolle durch. Anschließend arbeitete sie das Störfalleitschema ab. Dies wurde durch mehrere Faktoren erschwert: Die Ereignisursache war zunächst unbekannt und der Anlagenzustand unklar. Außerdem waren aufgrund der Nichtverfügbarkeit der gesicherten 500-V-Wechselstromschienen in den Strängen A und B u. a. ein Teil der Messeinrichtungen, Messumformer, Regeleinrichtungen sowie Schreiber, Anzeigen und Überwachungsmöglichkeiten in der Warte ausgefallen. Beispielsweise waren die Anzeigen der Eigenbedarfsanlage komplett ausgefallen, die Stellungsanzeige der Steuerstäbe nur teilweise verfügbar und zwei von vier RDB-Füllstandsanzeigen sowie zwei von vier Anzeigen der Neutronenflussinstrumentierung ausgefallen. Erschwerend war außerdem, dass das im letzten Jahr neu eingeführte Anlagenkennzeichnungssystem noch nicht in allen Maßnahmen des Störfalleitschemas umgesetzt worden war. /3/, /4/, /6/

Anhand der noch verfügbaren Anzeigen der Neutronenflussinstrumentierung leitete die Schicht das erfolgreiche Einschießen der Steuerstäbe und die Unterkritikalität des Reaktors ab. Die zwei verfügbaren Anzeigen für den RDB-Füllstand zeigten ein Absinken des Füllstands an, wobei die Ursache für den Abfall zunächst unklar war. Die Spannungs- und Frequenzanzeigen der Notstromanlage standen auf der Warte zur Verfügung und zeigten das erfolgreiche Zuschalten von zwei Notstromdieseln an. Außerdem erkannte die Schicht, dass die erforderliche RDB-Bespeisung über zwei Stränge des Notspeisewassersystems gewährleistet war. Aufgrund des weiterhin fallenden RDB-Füllstandes traf die Schicht Vorkehrungen zur Druckentlastung, die gemäß Störfalleitschema bei einem RDB-Füllstand von 1,5 m über Kernoberkante durchzuführen gewesen wäre. Dieser Grenzwert wurde allerdings nicht erreicht, da sich der RDB-Füllstand ca. 15 min nach Ereigniseintritt bei 1,9 m über Kernoberkante stabilisierte. Zu diesem Zeitpunkt förderten die beiden Notspeisewasserpumpen ca. 50 kg/s, was dem Dampfaustrag über die beiden offenen Sicherheits- und Entlastungsventile in die Kondensationskammer entsprach. Beim Druck von ca. 12 bar im Reaktorkühlkreislauf speisten die Not- und Nachkühlpumpen der Stränge C und D ein. /3/, /4/, /6/

Ca. 20 min nach Ereigniseintritt war das Störfalleitschema abgearbeitet und die Schichtmannschaft erörterte die weitere Vorgehensweise. U. a. wurden die vorhandenen Möglichkeiten zur Wiederherstellung der elektrischen Energieversorgung in den Strängen A und B der Notstromanlage diskutiert: Kupplung der Notstrom- mit der Eigenbedarfsanlage (Handmaßnahme auf der Warte), Hand-Start der Notstromdiesel (Vor-Ort-Maßnahme), Wiederschaltung der Wechselrichter (Vor-Ort-Maßnahme). Die Schicht beschloss, zunächst eine Kupplung der Stränge A und B der Notstromanlage mit der Eigenbedarfsanlage zu versu-

chen, obwohl zu diesem Zeitpunkt die Verfügbarkeit der Eigenbedarfsversorgung wegen ausgefallener Anzeigen auf der Warte unklar war. Nachdem in den Strängen A und B die Verbindung zwischen Notstrom- und Eigenbedarfsanlage hergestellt worden war, standen ca. 22 min nach Ereigniseintritt wieder alle Stränge der Notstromanlage zur Verfügung. Kurz danach waren auch die Anzeigen auf der Warte wieder verfügbar. Die Anlage befand sich im Zustand „hot standby“. /3/, /4/, /6/

Aufgrund der geänderten Anlagensituation arbeitete die Schicht erneut das Störfalleitschema ab. In Folge der wiederhergestellten elektrischen Energieversorgung auf den Strängen A und B der Notstromanlage wurde der Mutternachlauf der Steuerstäbe abgeschlossen. Außerdem erfolgte nun die RDB-Bespeisung mit allen vier Notspeisewasserpumpen und allen vier Not- und Nachkühlpumpen. Ca. 30 min nach Ereigniseintritt wurde ein RDB-Füllstand größer 4,7 m über Kernoberkante erreicht. Alle Nachkühlsysteme waren in Betrieb und der Temperaturanstieg in der Kondensationskammer befand sich im erwarteten Bereich. Der Durchdringungsabschluss wurde von der Schicht zurückgesetzt. Ca. 45 min nach Ereigniseintritt war der zweite Durchgang des Störfalleitschemas abgeschlossen und die Anlage befand sich in einem stabilen unterkritischen Zustand. Die Anlage wurde im Zustand „hot standby“ belassen. /3/, /4/, /6/

Die Brandmelde- und Feuerlöschanlagen waren während des Ereignisses nicht beeinträchtigt. Aufgrund von Dampfleckagen an den Turbinenlagern kam es zur Auslösung von Brandmeldern und zur Aktivierung der Sprinkleranlage im Maschinenhaus. Da die Lautsprecheranlage ausgefallen war, konnte jedoch der aufgrund der angesprochenen Brandmelder von der Warte aus eingeleitete Evakuierungsalarm nicht ausgelöst werden. /3/, /4/

Am Vormittag des darauffolgenden Tages wurde die Anlage in den Zustand „cold standby“ abgefahren, da bei der zwischenzeitlich erfolgten Ereignisanalyse ein GVA-Verdacht bezüglich der Wechselrichterabschaltung und Defizite in den Eigenbedarfs- und Notstromanlagen erkannt worden waren. /3/

3 Ursachen

Der Ereignisablauf wurde durch einen Kurzschluss in einer Freiluftschaltanlage außerhalb des Kraftwerkgeländes ausgelöst und durch ungeeignete Schutzeinrichtungen im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers sowie durch Fehler und Defizite in den Einrichtungen der Eigenbedarfs- und Notstromanlagen in Forsmark 1 negativ beeinflusst. Nachfolgend werden

die Ursachen dieser Störungen, wie sie sich aus der endgültigen IRS-Meldung /3/, der Ereignisanalyse des Betreibers /4/, dem Bericht des Herstellers der betroffenen Gleich- und Wechselrichter (AEG) /5/ und dem Gespräch mit SKI /6/ darstellen, erläutert.

Der zweiphasige Kurzschluss mit Lichtbogen entstand beim Öffnen eines Trenners unter Last in der Freiluftschaltanlage des schwedischen Netzbetreibers und ist auf Fehlhandlungen während Wartungsarbeiten zurückzuführen. Die Fehlhandlungen wurden durch fehlende administrative Vorgaben begünstigt. Der in der Freiluftschaltanlage vorhandene Sammelschienenschutz, der zur Verhinderung der Folgen von Kurzschlüssen dient, war nach Untersuchungen des Netzbetreibers nicht geeignet, den hier aufgetretenen zweiphasigen Kurzschluss vom Netz zu trennen. Der Kurzschluss stand noch an, als die Anlage 300 ms nach Ereigniseintritt durch das Öffnen der Netzschalter vom Hauptnetz getrennt wurde. Wäre die Abschaltung des Kurzschlusses wie spezifiziert innerhalb von 100 ms durch den Sammelschienenschutz in der Freiluftschaltanlage erfolgt, wären die Auswirkungen auf Forsmark 1 aufgrund einer „sanfteren“ Spannungstransiente nach Aussage des Betreibers weniger gravierend gewesen. U. a. wäre es laut Betreiber nicht zum Ausfall der Wechselrichter in den Strängen A und B gekommen. /3/, /4/

Eine Untersuchung des Herstellers AEG /5/ zum Abschaltverhalten der Wechselrichter kommt zu dem Schluss, dass bereits ein Spannungsimpuls ausgehend von ca. 80 % der Nennspannung auf 120 % Nennspannung mit steilem Spannungsanstieg am Gleichrichtereingang aufgrund des Regelverhaltens des Gleichrichters zur Abschaltung des Gleich- und Wechselrichters durch das Aggregateschutzkriterium „Überspannung“ am Gleichrichterausgang bzw. Wechselrichtereingang führen kann. Demnach ist die Abschaltung der Gleich- und Wechselrichter auf die Spannungstransiente in der Notstromanlage zurückzuführen und erfolgte durch den jeweiligen Aggregateschutz. Die Auslösewerte für das Aggregateschutzkriterium „Überspannung“ betragen zum Ereigniszeitpunkt 272 V am Gleichrichterausgang und 279 V am Wechselrichtereingang. Aufgrund des geringen Abstandes der Auslösewerte war eine Abschaltung der Gleichrichter vor dem Erreichen der Auslösewerte der Wechselrichter nicht gegeben. /3/, /4/, /5/

Der Grund für die Nicht-Abschaltung der Wechselrichter in den Strängen C und D ist nicht bekannt. Eine mögliche Erklärung wird im AEG-Bericht /5/ angeführt: Demnach hätten sich die Spannungstransienten in den Strängen A und B sowie C und D aufgrund unterschiedlicher Induktivitäten der jeweiligen Stränge geringfügig unterschieden und der absolute Spannungsabfall zu Beginn der Transiente wäre in den Strängen C und D ausgeprägter gewesen. Daher hätten die Gleichrichter wegen Unterspannung abgeschaltet und die Versorgung der

gesicherten 500-V-Verbraucher wäre unterbrechungslos über die batteriegespeisten Wechselrichter erfolgt. Eine Wiedereinschaltung der Gleichrichter wäre erst erfolgt, nachdem sich die Spannung wieder normalisiert hatte. Unterschiede in Gleich- und Wechselrichtern (z. B. Einstellung des Aggregateschutzes) als Ursache für das unterschiedliche Abschaltverhalten können laut AEG-Bericht ausgeschlossen werden. /4/, /5/

Forsmark 1 ist für die Einspeisung ins Hauptnetz im Frequenzbereich 47,5 bis 51 Hz bei 85 bis 110 % der Hauptnetz-Nennspannung ausgelegt. Bewegen sich die Spannungs- bzw. Frequenzwerte außerhalb dieses Bereichs hat auslegungsgemäß eine Netztrennung zu erfolgen. In Forsmark 1 sind für diesen Fall, ähnlich wie in deutschen Anlagen, der Lastabwurf auf Eigenbedarf und die Umschaltung auf ein Reservenetz als gestaffelte Maßnahmen zur Verhinderung eines Notstromfalls vorgesehen. Ergänzend zum 70-kV-Reservenetz ist eine Gasturbinenanlage außerhalb des Kernkraftwerkes vorhanden, die bei niedriger Spannung (< 65 %) auf den 6-kV-Schienen starten soll. /4/, /6/

Auslegungsgemäß sollten in Forsmark 1 daher zunächst eine Trennung vom Hauptnetz durch das Öffnen der Netzschalter und ein Lastabwurf auf Eigenbedarf erfolgen. Dieser Zustand konnte allerdings wegen Störungen in den beiden Turbosätzen nicht langfristig aufrechterhalten werden. Am Turbosatz TA11 wurde wegen zu geringen Öldrucks TUSA ausgelöst. Ursache war, dass die beiden zum Ereigniszeitpunkt in Betrieb befindlichen Ölpumpen, infolge des Spannungseinbruches im Netz abschalteten. Während des Umschaltvorganges auf die Reserveölpumpe fiel der Öldruck am Turbosatz TA11 zu stark ab. /4/, /6/

Auch am Turbosatz TA12 wurde zeitversetzt TUSA ausgelöst. Das Auslösekriterium für die Abschaltung des Turbosatzes TA12 war „Druck im Kondensator HOCH“. Bedingt durch die Spannungstransiente infolge des Kurzschlusses im Netz war damit die Maßnahme „Lastabwurf auf Eigenbedarf“ zur Verhinderung eines Notstromfalls nicht wirksam. /4/, /6/

Die nach Ausfall der Turbosätze vorgesehene Umschaltung auf das 70-kV-Reservenetz erfolgte aus folgendem Grund zeitlich verzögert: Auslegungsgemäß soll bei ca. 85 % Nennspannung auf den 6-kV-Eigenbedarfsschienen der Stränge A und C bzw. B und D eine Umschaltung der jeweiligen Stränge auf das 70-kV-Reservenetz durchgeführt werden. Voraussetzung für die Umschaltung ist, dass Generator- und Netzschalter des Turbosatzes AUF sind. Der Generatorschalter soll auslegungsgemäß öffnen, wenn die Frequenz am Schalter für 3 s den Wert von 47,5 Hz unterschreitet. Auf den 6-kV-Schienen der Eigenbedarfsanlage selbst ist keine Frequenzüberwachung vorhanden. Aufgrund eines durch einen Planungsfehler falsch angeschlossenen Frequenzmessers funktionierte die im Jahr 2005 neu eingebaute

Frequenzmessung am Generatorschalter nicht, was aber wegen der Phasenunempfindlichkeit der alten Messung ohne Folgen blieb. Bereits Mitte der 80er Jahre wurden Phasen für die Spannungsversorgung dieser Schutzeinrichtung an einer Klemme vertauscht, was aber wegen der Phasenunempfindlichkeit der alten Messung ohne Folgen blieb. Bei einer Änderung im Jahr 2005 wurde die Phasenabhängigkeit der neuen Schutzeinrichtung nicht überprüft und der fehlerhafte Anschluss der Phasen nicht entdeckt. Die Generatorschalter öffneten später aufgrund eines anderen Kriteriums (Rückwattschutz). Das verspätete Öffnen der Generatorschalter hatte die verzögerte Umschaltung auf das Reservenetz zur Folge und, dass die Notstromschienen vor der Umschaltung auf das Reservenetz über das Kriterium „Unterfrequenz < 47 Hz länger als 3 s“ von der Eigenbedarfsanlage abgekuppelt worden waren. /3/, /4/, /6/, /9/

Die Gasturbinenanlage erhielt zwar bei Unterspannung auf den 6-kV-Eigenbedarfsschienen einen Startbefehl, dieser wurde aber aufgrund eines nicht funktionierenden Prozessors in der Regelung nicht ausgeführt. Eine planmäßige Prüfung der Startautomatik der Gasturbinenanlage war seit dem Bau der Anlage nicht erfolgt. Da das 70-kV-Reservenetz verfügbar war, hatte dieser Fehler keinen Einfluss auf den Ereignisverlauf. /3/, /4/

Die nicht erfolgte Zuschaltung des Notstromdiesels im Strang A sowie im Strang B ist auf den Ausfall der Diesel-Drehzahlmessung zurückzuführen. Die Diesel-Drehzahlmessung wird von der gesicherten 500-V-Wechselstromschiene desselben Stranges versorgt und ist zur Zuschaltung des Notstromdiesels erforderlich. Da die gesicherten 500-V-Wechselstromschienen in den Strängen A und B zum Zeitpunkt des Dieselstarts spannungslos waren, waren auch die Diesel-Drehzahlmessungen nicht verfügbar. /3/. /4/

4 Maßnahmen des Betreibers

Der Betreiber hat folgende wesentlichen Maßnahmen bereits durchgeführt bzw. geplant /2/, /3/, /4/, /13/, /15/:

Die Frequenzüberwachung des Generatorschalters wurde instandgesetzt und geprüft.

Es wurden Analysen bezüglich der während des Ereignisses aufgetretenen Temperatur- und Druckverläufe und ihrer Auswirkungen auf die Einrichtungen der Anlage durchgeführt.

Die maximal zu erwartende Überspannungstransiente beim Lastabwurf wurde berechnet. Laut dieser Berechnungen ist von einem Anstieg bis zu 130 % der Nennspannung unter Be-

rücksichtigung dynamischer Effekte auszugehen. Nach einer Forderung der Aufsichtsbehörde muss in Zukunft der Betrieb der Gleich- und Wechselrichter auch bei 130 % Nennspannung noch gewährleistet sein. Außerdem wurden die Einstellwerte des Aggregateschutzes der Gleich- und Wechselrichter geändert, um die selektive Abschaltung der Gleich- und Wechselrichter zu verbessern.

Die Diesel-Drehzahlmessung wird in zwei Strängen von der unterbrechungslosen 24-V-Gleichstromversorgung und in zwei Strängen von der 110-V-Gleichstromversorgung gespeist.

Die Fehler in der Gasturbinenanlage wurden behoben. Das Prüfkonzept für diese wurde überarbeitet.

Die Überwachung und Anzeige der Funktion einer Vielzahl von Schutzeinrichtungen wurde verbessert. Das Prüfkonzept wurde überarbeitet.

Prozeduren und Betriebsanweisungen für elektrische Einrichtungen sollen entsprechend dem schwedischen Vorschriftenwerk modifiziert werden.

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 blieb zunächst 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 als kurzfristige Maßnahme empfohlen, zunächst keine vorbeugende Instandhaltung an den Notstromdieseln durchzuführen.

Weitere Maßnahmen betreffen Änderungen im Sicherheitsbericht (z. B. Ergänzung der in den 90er Jahren durchgeführten Nachrüstung der Unterfrequenzüberwachung der Notstromschienen, Festlegung zu berücksichtigender Spannungsimpulse), in den Notfallprozeduren (z. B. Umschaltung der Energieversorgung der Lautsprecheranlage) und in der Stromversorgung von Anzeige- und Überwachungseinrichtungen auf der Warte sowie der Signalaufzeichnung. Weiterhin soll die Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber bezüglich der 400-kV-Schaltanlage verbessert werden.

Die Selektivität zwischen den Eigenbedarfsschienen und den Notstromschienen soll optimiert werden, um eine Störung der Notstromversorgung durch von außen eingetragene

elektrische Transienten zu verhindern. Auch wurden durch SKI vom Betreiber Maßnahmen für Verbesserungen im Bereich des Sicherheitsmanagements gefordert. /16/

5 Sicherheitstechnische Bedeutung und Übertragbarkeit

Nach Einschätzung der schwedischen Aufsichtsbehörde SKI handelt es sich um einen „Common cause failure“, der, wenn auch die beiden anderen Stränge betroffen gewesen wären, zu einem Ausfall der Wechselstromversorgung in der gesamten Notstromanlage geführt hätte und damit zu einem Ereignis, das im Sicherheitsbericht der Anlage nicht unterstellt wurde.

Die sicherheitstechnische Bedeutung wird nachfolgend aus unserer Sicht 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. Dabei werden tatsächliche und potentielle Auswirkungen diskutiert:

Nach /2/ fiel während des Ereignisses der Druck im Reaktor innerhalb einer Stunde auf 6 bar. Der Füllstand im Reaktor konnte auf 1,9 m über der Kernoberkante gehalten werden. Eine Kernfreilegung ist nicht aufgetreten.

Im vorliegenden Fall wurden Störungen aus dem Hauptnetz in die Eigenbedarfs- und Notstromanlagen von Forsmark 1 eingetragen. Die Maßnahmen des Netzbetreibers waren nicht ausreichend, um sicherheitsrelevante Auswirkungen eines Netzkurzschlusses auf die Anlage zu verhindern.

Die zur Beherrschung der Störung „Netzausfall“ typischen Begrenzungsmaßnahmen, wie Lastabwurf auf Eigenbedarf und Umschaltung auf ein Reservernetz, haben im vorliegenden Fall nicht funktioniert. Auch in der Betriebserfahrung deutscher Anlagen gibt es Beispiele, bei denen der Lastabwurf auf Eigenbedarf fehlschlug. Im Rahmen der Jahr-2000-Problematik wurden in allen Anlagen Prüfungen zum Teil auch des Lastabwurfs auf Eigenbedarf durchgeführt und teilweise Verbesserungsmaßnahmen ergriffen.

Das Prüfkonzept für die Einrichtungen der Frequenzüberwachung des Generatorschalters sowie für den Start der Gasturbine, der Untersuchungsumfang bei technischen Änderungen sowie vorgenommene Überprüfungen des Sicherheitsberichtes waren nicht ausreichend, um vorhandene Fehler frühzeitig zu entdecken.

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 zwei von vier Strängen eine Zuschaltung auf die Notstromschiene erfolgte. Diese angeforderten Einrichtungen sind Sicherheitseinrichtungen, die insbesondere der Beherrschung von Auslegungsstörfällen dienen. Nach Anforderungen des deutschen kerntechnischen Regelwerks sind diese Systeme grundsätzlich so auszulegen, dass sie auch bei einem Einzelfehler an einer Komponente und einem gleichzeitigen Instandhaltungsfall wirksam funktionieren.

Die Unterspannungstransiente bis zur Trennung der Anlage vom Hauptnetz sowie die Überspannungstransiente nach der Trennung vom Hauptnetz blieben nicht auf die unmittelbar angeschlossenen 6-kV-Eigenbedarfsschienen begrenzt, sondern wurden auch auf die unterlagerten Schienen der Notstromanlage übertragen. Dadurch waren Einrichtungen unterschiedlicher Sicherheitsebenen, d. h. betriebliche Einrichtungen und sicherheitstechnisch wichtige Einrichtungen zur Beherrschung von Störungen und Störfällen, betroffen.

Im vorliegenden Fall waren aufgrund mangelhafter Selektivität der Schutzeinrichtungen der Gleich- und Wechselrichter für die gesicherte 500-V-Wechselstromversorgung zwei der vier Redundanzen nicht verfügbar. Nicht abschließend geklärt ist, warum nur zwei der vier Wechselrichter abgeschaltet wurden, obwohl die Spannungstransienten alle vier Redundanzen betrafen und die Einstellungen der Schutzeinrichtungen in allen Redundanzen gleich waren. Eine mögliche Erklärung wird in der unterschiedlichen Belastung der Schienen gesehen.

In Forsmark 1 führte die Nichtverfügbarkeit der gesicherten 500-V-Wechselstromschienen in den Strängen A und B der Notstromanlage zur Abschaltung von zwei Notstromdieseln sowie zu Ausfällen in Überwachungseinrichtungen in der Warte und weiteren davon versorgten Einrichtungen in der Anlage. Während der Nichtverfügbarkeit lagen in der Warte nur unvollständige oder auch unklare Informationen zum Zustand der Anlage vor. Mit den noch verfügbaren Anzeige- und Überwachungseinrichtungen war eine Beherrschung des Ereignisablaufs jedoch möglich. In deutschen Anlagen werden von den gesicherten Wechselstrom-/Drehstromschienen Verbraucher versorgt, die auch bei Störungen unterbrechungslos in Betrieb bleiben müssen. Dazu zählen Rechneranlagen, Versorgungen der Instrumentierung, Flucht- und Rettungseinrichtungen, Einrichtungen der Anlagensicherung und ausgewählte Armaturen.

Unterstellt man einen gleichzeitigen Ausfall aller vier Redundanzen der gesicherten 500-V-Wechselstromversorgung, wären bei dem aufgetretenen Ereignisablauf in Forsmark 1 sowohl die gesicherten als auch ungesicherten Wechselstromschienen in der Notstromanlage ausgefallen und die daran angeschlossenen Verbraucher nicht verfügbar gewesen. Aufgrund der dann nicht verfügbaren RDB-Bespeisung wäre es ohne wirksame Gegenmaßnahmen im weiteren Ereignisablauf zur Kernfreilegung gekommen.

6 Empfehlungen

Um vergleichbare Ereignisse in deutschen Anlagen auszuschließen, sollten folgende Empfehlungen berücksichtigt werden:

- Es sollte sichergestellt sein, dass extern und intern verursachte störungsbedingte Spannungstransienten (z. B. Spannungseinbruch, Überspannung, Kurzschluss, Blitzeinwirkung auf die Freileitungen und die Anlage) und daraus resultierende elektromagnetische Einwirkungen keine unzulässige Beeinträchtigung der sicherheitstechnisch wichtigen elektrischen Einrichtungen zur Folge haben.
 - Dazu sind in einem ersten Schritt die der Auslegung zugrunde gelegten Einwirkungen und die Betriebserfahrungen mit solchen Einwirkungen - auch von konventionellen Anlagen - zu erfassen und die daraus resultierenden abdeckenden elektrischen Transienten zu bestimmen.
 - In einem zweiten Schritt sind die so bestimmten Auswirkungen auf die elektrische Versorgung mit den aktuell vorhandenen Schutzmaßnahmen der Anlage (IST-Zustand) unter Berücksichtigung des heutigen Kenntnisstandes und den Anforderungen aus den Regelwerken zu vergleichen. Insbesondere gilt dies für eine angemessene Selektivität der elektrischen Schutzeinrichtungen. Dabei sind auch die Betriebserfahrungen mit der Beherrschung aufgetretener Spannungstransienten heranzuziehen. In die Untersuchungen sind außer der Notstromversorgung auch die Notstandsnotstromversorgung und die Netzanbindungen einzubeziehen. Die Untersuchungen können unter Zuhilfenahme analytischer Methoden und experimenteller Untersuchungen erfolgen. Gegebenfalls können Simulatoren zur Ermittlung möglicher Auswirkungen auf verfahrenstechnische Einrichtungen verwendet werden. Bei den Untersuchungen sind betrieblich oder störfallbedingte unterschiedliche Belastungen der Schienen und Einstelltoleranzen der Schutzeinrichtungen zu berücksichtigen. Bei den Untersuchungen ist ein Versagen von einzelnen Schutzeinrichtungen wie

zum Beispiel im Bereich des Generators, der Netzanbindung oder des Eigenbedarfs zu betrachten.

- Bei diesem Vergleich erkannte Abweichungen sind in einem dritten Schritt zu bewerten. Bei sicherheitstechnisch relevanten Abweichungen, insbesondere solchen, die zu redundanzübergreifenden Ausfällen führen können, sollten Ertüchtigungen vorgenommen werden.
- Zukünftige Änderungen in der Netzanbindung, dem Blockschutz, der Eigenbedarfs- und Notstromanlage einschließlich der Ansprechwerte von Schutzeinrichtungen sind hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Maßnahmen zur Vermeidung eines Notstromfalls sowie auf ihre Auswirkungen auf den Schutz und die Selektivität der Absicherung der elektrischen Einrichtungen der Notstromversorgung zu bewerten.
- Es sollte überprüft werden, ob die spezifizierten Werte der Schutzeinrichtungen für elektrische Einrichtungen entsprechend ihrer sicherheitstechnischen Bedeutung dokumentiert sind und die Schutzeinrichtungen wiederkehrend geprüft werden.
- Wir empfehlen, zwecks Erhöhung der Zuverlässigkeit, die gleichspannungsseitige Überspannungsüberwachung der Umformer unwirksam zu machen. Falls dies die technischen Gegebenheiten nicht zulassen, sollten die gleichspannungsseitigen Abschaltgrenzwerte für Gleichrichter und Umformer¹ einen ausreichend großen Abstand haben. Empfehlenswert sind in diesem Fall Überspannungsüberwachungen, welche die Umformer selbstständig wieder zuschalten.
- Einrichtungen, die zum Start der Notstromdiesel und zur Zuschaltung der Verbraucher erforderlich sind, sollten zur Verbesserung der Zuverlässigkeit mindestens von den zugeordneten Gleichstromanlagen versorgt werden (bei Doppeleinspeisungen käme noch eine Nachbarredundanz hinzu). Für die Störfallübersichts- und Weitbereichsanzeige entsprechend KTA 3502 /14/ sollte untersucht werden, ob aus Gründen der Zuverlässigkeit ebenfalls eine vollständige Versorgung dieser Einrichtungen durch die Gleichstromanlage sinnvoll ist.
- Es sollte überprüft werden, dass der Ausfall einer unterbrechungslos versorgten Notstromschiene beispielsweise aufgrund verborgener Abhängigkeiten sicherheitstechnisch keine unzulässigen (z. B. redundanzübergreifenden) Auswirkungen haben kann. Ggf. ist die Verbraucherzuordnung zu korrigieren.

- Die Betreiber der Kernkraftwerke sollten sicherstellen, dass sie über Arbeiten im externen Netz, die Auswirkungen auf die Anlage haben können, rechtzeitig informiert werden. Das Betriebspersonal sollte hinsichtlich der Auswirkungen möglicher Fehler im externen Netz bei diesen Arbeiten kurzfristig geschult werden. Auf vorhandene Regelungen dazu sollte hingewiesen werden bzw. sollten solche erstellt werden.
- Wie das Ereignis in Forsmark gezeigt hat, können Ausfälle in der unterbrechungslosen Notstromversorgung zu erheblichen Schwierigkeiten bei der Beurteilung des Anlagenzustands für die Sicherheitsebenen 1 bis 4 führen. Wir empfehlen deshalb zu überprüfen, ob die vorhandenen Prozeduren und Schulungen diese Betriebserfahrungen ausreichend berücksichtigen. Insbesondere sollten dem Personal Hilfen an die Hand gegeben werden, wie sich solche Ausfälle auf das Wartebild auswirken und wie sie vom Personal zu interpretieren sind und wie vorzugehen ist.
- Unter Berücksichtigung des vorliegenden Ereignisses weisen wir insbesondere auf die Weiterleitungsnachrichten 07/99 und 07A/99 („Reaktorschnellabschaltung nach einem geplanten Lastabwurf auf Eigenbedarf“) /10/, /11/ hin, mit der Empfehlung zu überprüfen, inwieweit auch für Anlagen, die bisher die Funktion „Abfangen auf Eigenbedarf“ nicht oder nur einmalig geprüft haben, eine regelmäßige Überprüfung der Funktion „Abfangen auf Eigenbedarf“ insbesondere in Verbindung mit durchgeführten wesentlichen Änderungen in der elektrischen Anlage vorzusehen ist. Darüber hinaus sollte regelmäßig die automatische Umschaltung auf das Reservenetz geprüft werden.
- Weitere nach den Erkenntnissen aus dem vorliegenden Ereignis relevante Empfehlungen finden sich in den Weiterleitungsnachrichten 88/09 („Abschaltung eines Umformers durch hohe Gleichspannung“), 16/92 („Abschaltung eines Gleichrichters aufgrund von Mängeln in der gleichspannungsseitigen Überwachung“), 11/95 („Nichtzuschalten eines Gleichrichters aufgrund von Mängeln in der gleichspannungsseitigen Überwachung“) und 2002/07 („Fehlöffnen von Schaltern an Notstromschienen“). Vor dem Hintergrund des vorliegenden Ereignisses sollte überprüft werden, ob die damals ergriffenen Maßnahmen weiterhin ausreichend sind /7/, /8/, /9/, /12/.

Die Analyse des Ereignisses durch SKI hat gezeigt, dass in Forsmark Schwächen im Sicherheitsmanagementsystem vorgelegen haben. Diese betrafen insbesondere das Vorgehen bei Anlagenänderungen und die Instandhaltungskonzepte /16/. Aus der deutschen Betriebser-

¹ Unter dem Begriff „Umformer“ wird im vorliegenden Text immer „rotierende Umformer“ bzw. „statische Wechselrichter“ verstanden.

fahrung sind ebenfalls Ereignisse bekannt, bei denen die in den einzelnen Anlagen angewandten Änderungskonzepte und Prüfprozeduren latente Fehler, insbesondere Verdrahtungsfehler, nicht verhindern konnten. Aus diesem Grund wird die GRS diese Problematik in einer ergänzenden Weiterleitungsnachricht auf einer breiteren Basis aufarbeiten und Empfehlungen dazu abgeben.

7 Verwendete Unterlagen

- /1/ 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>
- /2/ English summary incident Forsmark 1
Forsmark BWR/NPP UNIT 1 – Safety analysis report (reference F1-2006-0699)
<http://www.forsmark.com>
- /3/ Endgültige IRS-Meldung 7788
Loss of 400 KV and subsequent failure to start emergency diesel Generators
in Sub A and Sub B
04.09.2006
- /4/ Bericht des Betreibers in deutscher Übersetzung
Forsmark 1 – Störungsanalys – Bortfall 400kV samt utebliven dieselstart
I A- och B-sub, Rev. 6, Dokumentnummer F1-2006-0699
<http://www.forsmark.com>
- /5/ AEG-Bericht
Forsmark incident on July 25th, 2006: Probable causes for transfer to bypass
of 2 out of 4 UPS-systems, QD 38/06 Rev. 01, 16.06.2006
- /6/ Besprechung zwischen Vertretern der GRS und Mitarbeitern der schwedischen
Aufsichtsbehörde SKI in Stockholm am 01.09.2006
- /7/ Weiterleitungsnachricht zu meldepflichtigen Ereignissen in Kernkraftwerken
der Bundesrepublik Deutschland (WL 16/92)
„Abschalten eines 24-V-Gleichrichters infolge einer Netzstörung“ im
Kernkraftwerk Philippsburg Block 1 (KKP-1) am 22.05.1992

- /8/ Weiterleitungsnachricht zu meldepflichtigen Ereignissen in Kernkraftwerken der Bundesrepublik Deutschland (WL 11/95)
„Nicht erfolgtes automatisches Wiedereinschalten von Gleichrichtern im Notstromsystem des Kernkraftwerks Emsland (KKE)“
- /9/ Weiterleitungsnachricht vom 25.10.1988 (WL 88/09)
„Unzureichende Selektivität in der unterbrechungslosen Notstromversorgung
Besonderes Vorkommnis im Kernkraftwerk Biblis-B am 5.4.1988“
- /10/ Weiterleitungsnachricht zu meldepflichtigen Ereignissen in Kernkraftwerken der Bundesrepublik Deutschland (WL 07/99)
„Reaktorschnellabschaltung nach einem geplanten Lastabwurf auf Eigenbedarf“
im Kernkraftwerk Philippsburg 1 (KKP-1) am 30. Mai 1999
- /11/ Ergänzung zur Weiterleitungsnachricht WL 07/99 zu meldepflichtigen Ereignissen in Kernkraftwerken der Bundesrepublik Deutschland (WL 07A/99)
„Reaktorschnellabschaltung nach einem geplanten Lastabwurf auf Eigenbedarf“
im Kernkraftwerk Philippsburg 1 (KKP-1) am 30. Mai 1999
- /12/ Weiterleitungsnachricht WLN 2002/07 zu meldepflichtigen Ereignissen in Kernkraftwerken der Bundesrepublik Deutschland
„Fehlöffnen von Schaltern an einer 400-V-Notstromschiene bei einer wiederkehrenden Prüfung und Anzugsversagen von Hilfsschützen“ im Kernkraftwerk Philippsburg, Block 1, am 21.05.2002
- /13/ Order on measures to be taken regarding the Forsmark NPP units 1 and 2,
The Swedish Nuclear Power Inspectorate decision, 14.09.2006
Referenznr. SKI 2006/779
- /14/ Sicherheitstechnische Regel des KTA
KTA 3502 Störfallinstrumentierung
Fassung: Juni 1999
- /15/ Forsmark 1 – Loss of 400 kV and subsequent failure to start of emergency diesel generators in sub A und sub B, 2006-07-25
The Swedish Nuclear Power Inspectorate, 14.09.2006
<http://www.ski.se>

/16/ The Swedish Nuclear Power Inspectorate decision
SKI 2006/914, 28.09.2006
<http://www.ski.se>

GRS-B60, 14.11.2006