

„Netzstabilität“

Rückwirkungen von Stabilitätsproblemen im deutschen Stromnetz auf elektrische und leittechnische Einrichtungen von Kernkraftwerken und Sicherstellung der notwendigen elektrischen Energieversorgung dieser Anlagen aus dem Netz

INHALTSVERZEICHNIS

| | | |
|------------|--|-----------|
| 1 | Zusammenfassung..... | 3 |
| 2 | Anlass der Stellungnahme | 7 |
| 3 | Beratungsablauf | 7 |
| 4 | Bewertungskriterien | 8 |
| 5 | Rückwirkungen von Stabilitätsproblemen im Netz auf elektrische und leittechnische Einrichtungen eines Kernkraftwerkes | 9 |
| 5.1 | Ursachen für Stabilitätsprobleme im Netz | 9 |
| 5.2 | Anlagenauslegung gegen Spannungsabweichungen (Überspannung, Unterspannung) im Netz | 9 |
| 5.3 | Auswirkungen auf die elektro- und leittechnischen Einrichtungen bei länger anstehender Unter- oder Überspannung am Netzanschluss und deren sicherheitstechnische Bedeutung | 10 |
| 5.4 | Anlagenauslegung gegen Frequenzabweichungen (Überfrequenz, Unterfrequenz) im Netz..... | 12 |
| 5.5 | Auswirkungen auf die elektro- und leittechnischen Einrichtungen bei länger anstehenden Frequenzabweichungen..... | 12 |
| 5.6 | Verfahrenstechnische Ereignisabläufe im KKW bei unzulässigen Spannungs-/Frequenzabweichungen im Netz in Abhängigkeit vom Betriebszustand (Leistungsbetrieb oder Nichtleistungsbetrieb) und der Dauer der Abweichungen | 13 |
| 5.7 | Von Netzinstabilitäten möglicherweise angeregte Schutzeinrichtungen eines KKW | 16 |

| | | |
|-----|---|----|
| 5.8 | Auswirkungen auf die elektro- und leittechnischen Einrichtungen eines Kernkraftwerks bei Stabilitätsproblemen im deutschen Netz vor dem Hintergrund der Untersuchungen des VGB im Nachgang zum Forsmark-Ereignis im Jahr 2006 und der daraus resultierenden Verbesserungsmaßnahmen..... | 17 |
| 6 | Sicherstellung der notwendigen elektrischen Energieversorgung (nicht unterbrechungsfreie Drehstromversorgung) aus dem deutschen Stromnetz..... | 17 |
| 6.1 | Aufbau und sicherheitstechnische Bedeutung der nicht unterbrechungsfreien Drehstromversorgung eines Kernkraftwerkes..... | 17 |
| 6.2 | Erkenntnisse zu Stabilitätsproblemen im deutschen Stromnetz | 18 |
| 6.3 | Erwartungshaltung zu Änderungen im Netzbetrieb und deren Einflüsse auf die Netzstabilität und den Betrieb der Kernkraftwerke..... | 19 |
| 6.4 | Zuverlässigkeit einer anlagenspezifischen Zuordnung von konventionellen Kraftwerken (Wasserkraftwerke, Gasturbinen) zur vorrangigen Versorgung von Kernkraftwerken | 20 |
| 6.5 | Einflüsse auf die Sicherheitsanforderungen zur Stromversorgung durch anlageninterne Notstromeinrichtungen..... | 22 |
| 6.6 | Stromversorgung für Kernkraftwerke in der Nachbetriebsphase | 24 |
| 7 | Begriffsdefinitionen..... | 26 |
| 8 | Zusammenstellung der Empfehlungen | 27 |
| 9 | Zitierte Unterlagen..... | 29 |

1 Zusammenfassung

Angesichts der endgültigen Abschaltung von acht deutschen Kernkraftwerken und der Veränderung im Stromnetz durch den zunehmenden Anteil regenerativer Energieformen gibt es unter Experten und in den Medien zunehmend Diskussionen zur Sicherstellung der Stromversorgung und zu möglichen Problemen mit der Stabilität der elektrischen Netze in Deutschland. Im Hinblick auf die Sicherheit der deutschen Kernkraftwerke sah die RSK deshalb einen Beratungsbedarf für in Betrieb befindliche und abgeschaltete Anlagen bzgl. der Rückwirkungen von möglichen Stabilitätsproblemen im Netz auf die elektrischen und leittechnischen Einrichtungen der deutschen Kernkraftwerke und dort ggf. betroffene Sicherheitseinrichtungen.

Der von der RSK mit der Beratung beauftragte Ausschuss ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN (EE) verabschiedete in seiner 223. Sitzung am 21.11.2012 einen Entwurf der vorliegenden Stellungnahme und legte diesen der RSK in der 453. Sitzung zur Beschlussfassung vor. Die Grundlagen erarbeitete die dafür vom Ausschuss EE eingerichtete ad-hoc-Arbeitsgruppe NETZ (AG NETZ).

Im Rahmen der Beratungen wurden aufgrund entsprechender sicherheitstechnischer Bewertungen Aspekte identifiziert, die aus Sicht der RSK einer weiteren Verfolgung bedürfen. Hierzu wurden jeweils konkrete Empfehlungen formuliert.

Als grundlegende Basis der Bewertungen kommen das gestaffelte Sicherheitskonzept, die Anforderungen des untergesetzlichen kerntechnischen Regelwerks und dabei insbesondere für die Einrichtungen des Sicherheitssystems die einschlägigen Regeln des KTA zur Anwendung. Hinsichtlich der Berücksichtigung internationaler kerntechnischer Regelwerke oder konventioneller Regelwerke zum Betrieb von Stromnetzen können sich Zielkonflikte dadurch ergeben, dass diese ggf. nicht mit der Rechtslage des deutschen Genehmigungs- und Aufsichtsverfahrens übereinstimmen oder nicht ausreichend die Belange der elektrischen und leittechnischen Einrichtungen von Kernkraftwerken berücksichtigen.

In der vorliegenden Stellungnahme werden die als Folge von potentiellen Stabilitätsproblemen in Betracht zu ziehenden technischen Auswirkungen, wie z. B. Spannungs- und Frequenzabweichungen, einerseits im Hinblick auf deren Einflüsse auf die Zuverlässigkeit der sicherheitstechnisch relevanten elektrischen und leittechnischen Einrichtungen der Kernkraftwerke, andererseits hinsichtlich der Sicherstellung der notwendigen elektrischen Energieversorgung dieser Anlagen aus dem deutschen Stromnetz bewertet.

Die von der RSK zu den Konsequenzen des Unfalls im japanischen Kernkraftwerk Fukushima vorgenommenen Beratungen betreffend die anlageninterne Stromversorgung durch Notstromsysteme und anlageninterne Notfallmaßnahmen sind nicht Gegenstand dieser Stellungnahme, sondern wurden im Zusammenhang mit den abschließenden Beratungen zur Sicherheitsüberprüfung der RSK (RSK-SÜ) behandelt.

Rückwirkungen von Stabilitätsproblemen auf die Zuverlässigkeit der sicherheitstechnisch relevanten elektrischen und leittechnischen Einrichtungen der Kernkraftwerke

Hinsichtlich längerfristiger Unter- bzw. Überspannungen kommt die RSK grundsätzlich zu der Feststellung, dass Abweichungen, die in dem durch den deutschen Transmission-Code TC-2007 noch als zulässig vorgegebenen Bereich auftreten können, aufgrund der Komponentenauslegung, der Kompensationsmöglichkeiten durch das Eingreifen des Generatorspannungsreglers oder entsprechende Spannungsstufung der Maschinen-, Eigenbedarfs- oder Reservenetztransformatoren, aufgrund automatischer Maßnahmen oder geeigneter Handmaßnahmen oder - im Falle der leittechnischen Einrichtungen - Entkopplung über die Gleichstromanlagen, sich nicht unzulässig auf elektro- und leittechnische Einrichtungen eines Kernkraftwerks auswirken. Nach Kenntnis der RSK ist aber nicht in allen Anlagen eine automatische Meldung installiert, die das Wartpersonal auf eine Über- oder Unterspannung im Eigenbedarf hinweist und Handmaßnahmen veranlasst. Demzufolge wird empfohlen, bei allen Anlagen eine solche Warnmeldung für Über- und Unterspannung zu installieren. Außerdem sollten die daraus resultierenden Maßnahmen im Betriebshandbuch der Anlagen geregelt werden /E-1/.

Auf europäischer Ebene wird zurzeit unter Federführung der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) ein im Range einer EU-Richtlinie verbindlicher europäischer Grid-Code entwickelt. Die Festlegungen eines solchen Grid-Codes haben grundsätzlich auch Rückwirkungen auf den Betrieb und die Sicherheit von Kernkraftwerken, z. B. in Form der Festlegung zulässiger Betriebsbereiche für Spannung, Frequenz, Leistung und Betriebszeit bei Abweichungen dieser Parameter von den Nennwerten. Aufgrund der grundsätzlichen Bedeutung dieser Schnittstellendefinition empfiehlt die RSK dem BMU auf die Netzbetreiber einzuwirken, dass diese die sicherheitstechnischen Ausführungen und Betriebsbedingungen der deutschen Kernkraftwerke bei der Erstellung des ENTSO-E Grid-Codes berücksichtigen /E-2/.

Nach Meinung der RSK kann davon ausgegangen werden, dass aufgrund der implementierten Schutzaktionen kurzzeitige Frequenzabweichungen in dem nach TC-2007 zulässigen Bereich (47,5 Hz bis 51,5 Hz) die Sicherheit der Kernkraftwerke nicht gefährden. Als Grundlage dieser Bewertung dienten auch Erkenntnisse aus Untersuchungen, die im Nachgang zu dem sogenannten „Forsmark-Ereignis“ in allen deutschen KKW erfolgten.

Bzgl. längerfristiger Frequenzabweichungen besteht im Unterschied zur Betriebsweise bei Unter- oder Überspannung für eine Anlage im netzsynchronen Betrieb ohne eine Netztrennung keine Möglichkeit, den von Nennbedingungen abweichenden Frequenzen zu begegnen. Für Anlagen im Stillstand sind für den Betrieb bei hoher Frequenz grundsätzlich keine Schutzmaßnahmen vorgesehen, während bei Anlagen im Leistungsbetrieb ein Lastabwurf auf Eigenbedarf erfolgt, um die Anlage danach im Inselbetrieb netzunabhängig weiterversorgen zu können.

Inwieweit ein längerer Betrieb von durchlaufenden Antrieben oder Regelantrieben bei Frequenzen oberhalb des Nennwerts (50 Hz) bei allen Anlagen unabhängig von der Betriebsweise ggf. zu einem unbeabsichtigten Ansprechen von Überlastschutzeinrichtungen führt, kann generisch nicht beantwortet werden. Nach Meinung der RSK bedarf insbesondere der längerfristige Betrieb bei Frequenzen oberhalb der Nennfrequenz,

aber innerhalb der Anforderungen des TC-2007 noch einer gesonderten anlagenspezifischen Betrachtung unter Einbeziehung der jeweiligen Auslösekennlinien der Schutzeinrichtungen /E-3/.

Der Betrieb bei Unterfrequenz bis zur Anregung des Starts der Notstromdiesel ist durch entsprechende Auslegung und Betriebserfahrungen abgedeckt.

Sicherstellung der notwendigen elektrischen Energieversorgung (nicht unterbrechungsfreie Drehstromversorgung) aus dem Stromnetz

Nach dem heutigen Auslegungskonzept der deutschen Kernkraftwerke und den bisherigen Betriebserfahrungen ist ein Notstromfall (Ausfall der Eigenbedarfsversorgung mit Anforderung von Notstromdieselaggregaten) während der Laufzeit einer Anlage nicht auszuschließen. Die Häufigkeit des Notstromfalls hat Einfluss auf die Ergebnisse von probabilistischen Sicherheitsanalysen (PSA). Nach dem kerntechnischen Regelwerk ist im Notstromfall ein Betrieb von Notstromdieselaggregaten für 72 Stunden sicherzustellen. Für Notfallsituationen mit unterstelltem Ausfall der Notstromdieselaggregate wird auf Basis der RSK Bewertungen nach dem Unfall in Tschernobyl aus dem Jahr 1988 davon ausgegangen, dass innerhalb von 2 Stunden eine sichere Netzversorgung wieder hergestellt werden kann.

Aufgrund des zunehmenden Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung und der Beschränkung von Leistungsreserven nach dauerhafter Abschaltung von acht Kernkraftwerken ist nach den vorliegenden Informationen in nächster Zeit mit einer weiteren Zunahme der Schwankungsbreite von Spannung und Frequenz innerhalb der durch den TC-2007 vorgegebenen Grenzen (unter- und oberhalb der Nennwerte) zu rechnen. Dies erfordert häufigere Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Wahrung der Netzstabilität. Derartige Eingriffe erhöhen grundsätzlich das Potential für Netzstörungen, da Eingriffe auch misslingen können. Darüber hinaus können naturbedingte Einwirkungen Netzinfrastruktur und zusätzlich Erzeugungskapazitäten betreffen und dadurch die Netzprobleme verschärfen.

Diese o. g. Netzprobleme erhöhen das Potential für größere Transienten im Stromnetz bis hin zum Ausfall von Teilen oder des gesamten Netzes, wenn die Gegenmaßnahmen der Netzbetreiber in solchen Situationen nicht rechtzeitig erfolgen können oder aufgrund des Auftretens von Mehrfachfehlern nicht mehr ausreichen. Die Reserven zur Vermeidung und Beherrschung von Störungen - in Form von kurzfristig abrufbarer Regelleistung – sind nach Kenntnis der RSK deutlich geringer geworden, so dass sich ohne Gegenmaßnahmen zukünftig die Stabilität im Netz noch geringer werden kann. Darüber hinaus können derartige Reserven oft auch nicht mehr dort bereitgestellt werden, wo sie aktuell benötigt werden.

Darstellungen der Übertragungsnetzbetreiber zu Maßnahmen nach einem Netzzusammenbruch wurde entnommen, dass die für einen Netzwiederaufbau erforderlichen Prozeduren vorgedacht und hinterlegt sind, um bei einer großflächigen Netzstörung die Kernkraftwerke vorrangig und zeitnah wieder mit Energie für die Eigenbedarfsversorgung zu versehen. In Deutschland existieren keine regulatorischen Vorgaben in Bezug auf die vorrangige Wiederherstellung der Energieversorgung der Kernkraftwerke aus dem Verbundnetz insbesondere nach großflächigen Netzstörungen. Die derzeit bestehenden Regelungen beruhen auf der Fortschreibung von Vereinbarungen zwischen den jeweiligen Anlagen und den zugeordneten

Übertragungsnetzbetreibern aus einer Zeit, in der die Energieerzeugung und der Energietransport noch unter dem Dach einer gemeinsamen Konzernstruktur angesiedelt waren. Nach Meinung der RSK sollte anlagenspezifisch sichergestellt werden, dass vertragliche Vereinbarungen der Kernkraftwerksbetreiber mit den Übertragungsnetzbetreibern bzgl. der vorrangigen Versorgung der Kernkraftwerke bestehen und diese auch zukünftig für den Nichtleistungs- bzw. Nachbetrieb der Anlagen gelten /E-4/.

Im Rahmen der Beratungen wurde festgestellt, dass sowohl eine Erhöhung der Häufigkeit des Notstromfalls als auch dessen Dauer einen merklichen Einfluss auf die in der probabilistischen Sicherheitsanalyse (PSA) ermittelte Kernschadenshäufigkeit haben. Daher kann abgeleitet werden, dass eine Verringerung der Anforderungsdauer für die Notstromdiesel aufgrund einer möglichst frühzeitigen Ablösung - d. h. Wiederherstellung der Eigenbedarfsversorgung aus dem externen Netz – einen signifikanten Einfluss auf die Verringerung der Kernschadenshäufigkeit hat.

Es wird empfohlen, die weitere Entwicklung von Erkenntnissen zur „Häufigkeit des Ausfalls aller netzseitigen Versorgungsmöglichkeiten“ und zur „Dauer des Netzausfalls“ zeitnah zu verfolgen, um die Auswirkungen auf für die PSA-Ergebnisse zu bewerten und ggf. Maßnahmen daraus abzuleiten /E-5/.

Für den längeren Betrieb der Notstromdiesel derjenigen Anlagen, die nicht mehr für den Leistungsbetrieb vorgesehen sind, ist zu berücksichtigen, dass bei diesen Anlagen im Notstromfall geringere Anforderungen an den Betrieb der Not- und Nachkühlssysteme resultieren. Dies führt zu einer Reduzierung der Diesellast im Notstromfall. Der längere Betrieb der Notstromdiesel unterhalb einer Mindestlast von ca. 30 % (herstellerabhängige Vorgabe) wirkt sich dabei ungünstig auf das Betriebsverhalten und die Zuverlässigkeit der Dieselaggregate aus, da bei Betrieb in diesem Lastbereich die Verbrennungsprozesse im Motor nicht optimal verlaufen und es zu Verkokungen im Brennraum kommen kann. Darüber hinaus ist bei Betrieb im Bereich der Mindestlast die Lagerbelastung höher als im oberen Lastbereich, das führt zu entsprechend höherem Verschleiß. Demzufolge haben einzelne betroffene Anlagen für den Anforderungsfall bereits Maßnahmen zur Erhöhung der Diesellast (Nutzung von Möglichkeiten zur manuellen Umschaltung der Verbraucher auf einzelne Notstromdieselaggregate) in Verbindung mit der manuellen Außerbetriebnahme der dann nicht mehr benötigten Notstromdieselaggregate vorgesehen. Entsprechend sollte für alle Anlagen im Nachbetrieb geprüft werden, inwieweit sich ein Schwachlastbetrieb der Notstromdiesel mindestens für eine Zeit von 72 Stunden ggf. ungünstig auf die Zuverlässigkeit der Aggregate auswirkt und inwiefern geeignete Vorkehrungen gegen eine solche längerfristige Betriebsweise erforderlich sind /E-6/.

Die RSK kommt zu dem Ergebnis, dass aus heutiger Sicht unter Berücksichtigung der von der RSK in dieser Stellungnahme ausgesprochenen Empfehlungen weder aus nationalen noch internationalen Betriebserfahrungen Änderungen grundsätzlicher Art in der elektrotechnischen Auslegung der deutschen Kernkraftwerke im Hinblick auf deren Möglichkeiten zur Eigenbedarfsversorgung bzw. Energieversorgung sicherheitstechnisch wichtiger Verbraucher bei den hier betrachteten Netzstörungen (Spannungs- und Frequenzabweichungen) abzuleiten sind. Maßnahmen zur Verbesserung der Zuverlässigkeit der elektro- und leittechnischen Systeme aufgrund der Untersuchungen des VGB im Nachgang zum „Forsmark Ereignis“ sind davon unberührt.

2 Anlass der Stellungnahme

Angesichts der endgültigen Abschaltung von acht deutschen Kernkraftwerken und der Veränderung im Stromnetz durch den zunehmenden Anteil regenerativer Energieformen gibt es unter Experten und in den Medien zunehmend Diskussionen zur Sicherstellung der Stromversorgung und möglichen Problemen mit der Stabilität der elektrischen Netze in Deutschland. Die Bundesnetzagentur, die für die Produktions- und Verteilungssteuerung im deutschen Stromnetz zuständig ist, zeigt in ihrem Bericht „Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit“ vom 26. Mai 2011 [2] mögliche zukünftige Probleme bei erhöhtem Strombedarf oder Lieferengpässen auf [1].

Im Hinblick auf die Sicherheit der deutschen Kernkraftwerke sieht die RSK einen Beratungsbedarf (Beschluss der 438. RSK-Sitzung am 09.06.2011) für in Betrieb befindliche und abgeschaltete Anlagen bzgl. der Rückwirkungen von möglichen Stabilitätsproblemen im Netz auf die elektrischen und leittechnischen Einrichtungen der deutschen Kernkraftwerke und dort ggf. betroffene Sicherheitseinrichtungen [1].

Die als Folge von potentiellen Stabilitätsproblemen in Betracht zu ziehenden technischen Auswirkungen sind:

- länger anstehende Unter- oder Überspannung am Netzanschluss, ggf. verbunden mit Frequenzabweichungen,
- länger anstehende Frequenzabweichungen,
- kurzzeitig wirkende niederfrequente Transienten in der Netzspannung und
- neue Formen von Netzininstabilitäten (z. B. Netzausfälle im Millisekundenbereich).

Im Rahmen der vorliegenden Stellungnahme werden diese Auswirkungen im Hinblick auf deren Einflüsse auf die Zuverlässigkeit der sicherheitstechnisch relevanten elektrischen und leittechnischen Einrichtungen der Kernkraftwerke sowie hinsichtlich der Sicherstellung der notwendigen elektrischen Energieversorgung dieser Anlagen aus dem Netz bewertet.

Die von der RSK zu den Konsequenzen des Unfalls im japanischen Kernkraftwerk Fukushima vorgenommenen Beratungen hinsichtlich der anlageninternen Stromversorgung durch Notstromsysteme und anlageninterne Notfallmaßnahmen sind nicht Gegenstand dieser Stellungnahme, sondern wurden im Zusammenhang mit den abschließenden Beratungen zur Sicherheitsüberprüfung der RSK (RSK-SÜ) behandelt.

3 Beratungsablauf

Zum Beratungsthema wurde zunächst in der 441. RSK-Sitzung eine Reihe von Fragen formuliert. Der RSK-Ausschuss ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN (EE) wurde beauftragt, auf Basis eines von der RSK verabschiedeten Beratungskonzepts [1], entsprechender Vorträge der Bundesnetzagentur und der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), einer Auswertung der GRS zu nationalen und internationalen

Erfahrungen mit Netzstörungen und Notstromfällen sowie der Sichtung einschlägiger Literatur auf diese Fragen einzugehen.

Der Ausschuss EE verabschiedete in seiner 223. Sitzung am 21.11.2012 einen Entwurf der vorliegenden Stellungnahme und legte diesen der RSK in der 453. Sitzung am 13.12.2012 zur Beschlussfassung vor. Die Grundlagen erarbeitete die dafür vom Ausschuss EE eingerichtete ad-hoc-Arbeitsgruppe NETZ (AG NETZ) [37]. Die RSK beriet und verabschiedete die vorliegende Stellungnahme im Rahmen der 453. Sitzung.

Im Rahmen der Beratungen wurden aufgrund entsprechender sicherheitstechnischer Bewertungen Aspekte identifiziert, die aus Sicht der RSK einer weiteren Verfolgung bedürfen. Hierzu wurden jeweils konkrete Empfehlungen formuliert.

4 Bewertungskriterien

Als grundlegende Basis der Bewertungen kommt das gestaffelte Sicherheitskonzept [3] und hierzu insbesondere dessen technische Ausführung, wie sie in Kapitel 6.1 dieser Stellungnahme zur unterbrechungsfreien Drehstromversorgung beschrieben ist, zur Anwendung. In diesem Zusammenhang werden auch alle diesbezüglichen Anforderungen des gesetzlichen und untergesetzlichen kerntechnischen Regelwerks herangezogen (insbesondere [4], [5], [6]). Für Einrichtungen des Sicherheitssystems sind dies insbesondere die einschlägigen Regeln des KTA ([7], [8], [9], [10], [11], [12], [13]). Sofern aus Sicht der RSK weitergehende Anforderungen oder Präzisierungen als zielführend für die Sicherheit der Kernkraftwerke angesehen werden, erfolgen entsprechende Empfehlungen.

Die o. g. nationalen Regeln beinhalten keine Anforderungen von Seiten der Kernkraftwerke an die Netze. Konventionelle Regelwerke (z. B. [14], [15], [16], [17]) zum Betrieb von Stromnetzen geben aber Randbedingungen zur Netzanbindung der Kernkraftwerke vor, die für die Bewertung im Rahmen dieser Stellungnahme als Grundlage verwendet wurden.

Hinsichtlich der Berücksichtigung konventioneller Regelwerke zum Betrieb von Stromnetzen können sich Zielkonflikte dadurch ergeben, dass in der Praxis die Zuständigkeit der atomrechtlichen Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde an der anlagenseitigen Schnittstelle der Anlage zum Netz endet. Weitergehende Anforderungen an das Netz, z. B. zur vorrangigen Stromversorgung bei Störungen im Netz, sind derzeit durch zweiseitige Vereinbarungen zwischen den Betreibern von KKW und der Übertragungsnetze geregelt und werden entsprechend bei den nachfolgenden Betrachtungen berücksichtigt.

Um einen konkreten Bezug der aktuellen Anforderungen von Kernkraftwerken zu den Stabilitätsproblemen im Netz herstellen zu können, wurden die anlagenspezifischen Untersuchungen am Beispiel eines Kernkraftwerks des Typs „DWR, 1300 MW, Konvoi“ (Referenzanlage) durchgeführt [37].

5 Rückwirkungen von Stabilitätsproblemen im Netz auf elektrische und leittechnische Einrichtungen eines Kernkraftwerkes

5.1 Ursachen für Stabilitätsprobleme im Netz

Stabilitätsprobleme können sich einmal ergeben aus lokalen, regionalen oder überregionalen Ungleichgewichten zwischen der Stromproduktion und der Stromabnahme über die Verbraucher. Weiterhin können sie sich auch bei einer unzureichenden Frequenzhaltung, bedingt durch eine fehlende Grundlastversorgung mit frequenz- und spannungsstabilisierenden Kraftwerken, ergeben. Nach heutigem Stand der Technik sind Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen in der Regel nicht ausgerüstet, hinreichend Blindleistung zu erzeugen, was Probleme bei der Spannungshaltung verursacht ([18], [19], [20], [21]). Zudem ist die Produktion aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen schwer planbar und vorhersehbar, was aufgrund mangelnder Energiespeicher im Netz eine hohe Reserveleistung erfordert. Frequenzabweichungen, welche die spezifizierten Grenzwerte über- oder unterschreiten, führen unmittelbar zur Abschaltung von Verbrauchern oder Produktionskapazitäten im betroffenen Gebiet, da ansonsten erhebliche Schäden an den elektrischen Einrichtungen auftreten können. Wesentliche Einflüsse ergeben sich insbesondere aus der überregionalen Auslastung von Hochspannungsleitungen sowie der lokal unterschiedlichen Ausgewogenheit von Wirk- und Blindleistung.

5.2 Anlagenauslegung gegen Spannungsabweichungen (Überspannung, Unterspannung) im Netz

Die Anforderungen an die Schnittstelle zum Höchstspannungsnetz sind für deutsche Anlagen zur Stromerzeugung, darunter auch die Kernkraftwerke, in den Netzanschlussverträgen definiert. Diese basieren auf dem ehemaligen Grid-Code (aktuell jetzt TransmissionCode 2007 [15]).

Der TransmissionCode 2007 (nachfolgend TC-2007 genannt) macht u. a. in Bezug auf die Spannung am Netzanschluss Vorgaben für den Spannungsbereich, innerhalb dessen ein ggf. zeitlich befristeter Betrieb von Stromerzeugungsanlagen möglich sein muss. Bezogen auf die Höchstspannungsebene liegen die Toleranzen für die Nennspannung bei ca. -10 % und +15 %. Ein längerfristiger Betrieb (d. h. mit Zeiten von mehr als zehn bis 30 Minuten je nach Spannungslage) von Erzeugungsanlagen außerhalb dieses Spannungsfensters ist dementsprechend nach Meinung der RSK nicht zu erwarten, da entweder die Maßnahmen des Netzbetreibers zur Stabilisierung des Netzes greifen (siehe Kapitel 6.3) [19] oder der Kraftwerksbetreiber nicht mehr verpflichtet ist, die Anlage zur Stromerzeugung verfügbar zu halten [15]. Unbenommen ist jedoch das Auftreten transienter Störungen, welche durchaus zeitlich begrenzt Spannungen außerhalb des genannten Toleranzbereichs verursachen können. Derartigen Abweichungen ist grundsätzlich durch anlagenspezifische Schutzmaßnahmen zu begegnen.

5.3 Auswirkungen auf die elektro- und leittechnischen Einrichtungen bei länger anstehender Unter- oder Überspannung am Netzanschluss und deren sicherheitstechnische Bedeutung

In Bezug auf längerfristige Spannungsabweichungen ist zunächst anzumerken, dass diese in den Anlagen durch entsprechendes Stufen (technischer Begriff für diesen Regelvorgang) der Maschinen- oder Reservenetztransformatoren oder eine Spannungsnachführung durch den Generatorspannungsregler kompensiert werden können. In einigen Fällen sind auch Stufenschalter an den Eigenbedarfstransformatoren vorhanden. Der mögliche Verstellbereich der Transformatoren beträgt je nach Transformatortyp und Anlage ca. ± 10 bis 16 % des Nennwertes. Innerhalb des genannten Verstellbereichs würden sich somit längerfristige Abweichungen nicht auf die Verbraucher der Block- und Notstromanlagen eines Kernkraftwerks auswirken. Gleichwohl sollen nachfolgend die grundsätzlichen Auswirkungen von Unter- oder Überspannung auf elektrische Verbraucher beschrieben werden, sofern eine Relevanz für deren Betrieb gesehen wird.

Unterspannungen wirken sich ungünstig auf das Anlaufverhalten von Asynchronmotoren aus, die als Antriebe von Arbeitsmaschinen oder in Stellantrieben zur Betätigung von Armaturen genutzt werden. Wenn das zum Anlauf eines Motors erforderliche Moment aufgrund zu niedriger Spannung nicht mehr aufgebracht werden kann, blockiert der Motor und wird zur Vermeidung einer Schadensausweitung durch seine Überstromschutzeinrichtungen abgeschaltet.

Unterspannungen beeinflussen auch das Anzugs- und Haltevermögen wechselstrombetriebener Schütze und Relais ungünstig. Nach den bisherigen Erfahrungen liegen jedoch die herstellerseitig garantierte Anzugs- und Haltespannung von Schützen und Relais in der Regel noch deutlich unterhalb der o. g. Mindestspannung von $U_N - 10\%$.

Überspannungen führen dagegen zu einer Zunahme der Erregung von Transformatoren und entsprechend höherer thermischer Belastung des Eisenkerns. Dies ist insbesondere für die Maschinentransformatoren von Bedeutung, die im Normalbetrieb bereits hoch ausgelastet sind. Die Maschinentransformatoren werden daher durch einen angepasst wirkenden U/f-Schutz geschützt und bei Überschreitung eines voreingestellten Grenzwertes vorsorglich abgeschaltet.

Bei elektrischen Antrieben steigt mit zunehmender Spannung aufgrund von Sättigungseffekten auch die aufgenommene Leistung bzw. der Motorstrom. Bei längerfristigem Betrieb unter derartigen Bedingungen können grundsätzlich Abschaltgrenzwerte von Überstromschutzeinrichtungen der Motoren erreicht werden, so dass die Antriebe schutzabgeschaltet werden.

Aufgrund der unmittelbaren Spannungsnachführung durch den Generatorspannungsregler bzw. bei zeitnahe Stufung des Maschinen-/Reservenetztransformators wirken sich Abweichungen von der Nennspannung in dem durch den TC-2007 [15] vorgegebenen Betriebsbereich nicht unzulässig auf die Funktion der elektrischen Komponenten aus.

Die im Notstromsystem der Kernkraftwerke eingesetzten Gleichrichter zur Versorgung der Gleichspannungsebene bzw. zur Erhaltungsladung der ebenfalls zur Versorgung dieser Ebene vorhandenen

Batterien werden durch ihre Schutzeinrichtungen abgeschaltet, sofern eingangsseitig eine Spannung von 80 % unterschritten bzw. 115 % überschritten wird. Bei Rückkehr der Betriebsspannung in den Nennbereich erfolgt eine automatische Wiedereinschaltung der Geräte. Sollte der Nennbereich der Betriebsspannung jedoch nicht wieder erreicht werden, beginnt die Entladung der Batterien, da eine Erhaltungsladung aufgrund der Unverfügbarkeit der Gleichrichter nicht mehr erfolgt. Dies wird jedoch in der betrachteten Referenzanlage auf der Warte gemeldet, damit das Personal geeignete Maßnahmen ergreifen kann. Da die Energieversorgung leittechnischer Einrichtungen über Batterien von der Drehstromseite entkoppelt ist, des Weiteren auch die Wechselrichter bzw. Schaltnetzteile mit den angeschlossenen Verbrauchern (darunter ggf. auch leittechnische Einrichtungen) in vergleichbarer Form über die Gleichspannungsebene von der Drehstromversorgung entkoppelt sind, haben, unabhängig von der Möglichkeit der oben angesprochenen Stufung, längerfristige Abweichungen der Spannung am Netzanschlusspunkt einer Anlage keine Auswirkungen auf die leittechnischen Einrichtungen.

Die RSK kommt in ihrer Bewertung zu dem Schluss, dass sich längerfristige Unter- bzw. Überspannungen im durch den TC-2007 [15] vorgegebenen Bereich aufgrund der Komponentenauslegung, der Kompensationsmöglichkeiten durch das Eingreifen des Generatorspannungsreglers oder entsprechende Stufung der Maschinen-, Eigenbedarfs- oder Reservenetztransformatoren, automatischer Maßnahmen oder geeigneter Handmaßnahmen nach entsprechenden Gefahrenmeldungen oder - im Falle der leittechnischen Einrichtungen - Entkopplung über die Gleichstromanlagen nicht unzulässig auf elektro- und leittechnische Einrichtungen eines Kernkraftwerks auswirken. Die Maßnahmen sind in den Anlagen unterschiedlich realisiert.

Nach Kenntnis der RSK ist aber nicht in allen Anlagen eine automatische Meldung installiert, die das Wartenpersonal – ggf. bereits vorgelagert zu automatischen Maßnahmen – auf eine Über- oder Unterspannung im Eigenbedarf hinweist und Handmaßnahmen veranlasst. Im Leistungsbetrieb wird in der betrachteten Referenzanlage mit Erreichen einer Spannung von 110 % im Eigenbedarf ohne vorherige Warnung nach 5 s der Generatorschalter geöffnet und es erfolgt die TUSA (Turbinenschnellabschaltung), wenn in dieser Zeit der Generatorspannungsregler nicht erfolgreich eingreifen kann. Demzufolge empfiehlt die RSK, bei allen Anlagen eine solche Meldung für Über- und Unterspannung zu installieren, zumal in der Referenzanlage bereits eine vergleichbare Meldung bei Unterspannung (95 %) existiert. Außerdem sollten die daraus resultierenden Maßnahmen im Betriebshandbuch der Anlagen geregelt werden /E-1/.

Auf europäischer Ebene wird zurzeit unter Federführung der ENTSO-E ein im Range einer EU-Richtlinie verbindlicher europäischer Grid-Code [16] entwickelt. Die Festlegungen eines solchen Grid-Codes können auch Rückwirkungen auf den Betrieb und die Sicherheit von Kernkraftwerken haben, z. B. in Form der Festlegung zulässiger Betriebsbereiche für Spannung, Frequenz, Leistung und Betriebszeit bei Abweichungen dieser Parameter von den Nennwerten. Aufgrund der grundsätzlichen Bedeutung dieser Schnittstellendefinition empfiehlt die RSK dem BMU auf die Netzbetreiber einzuwirken, dass diese die sicherheitstechnischen Ausführungen und Betriebsbedingungen der deutschen Kernkraftwerke bei der Erstellung des ENTSO-E Grid-Codes berücksichtigen /E-2/.

5.4 Anlagenauslegung gegen Frequenzabweichungen (Überfrequenz, Unterfrequenz) im Netz

Im Wesentlichen orientiert sich der für den zuverlässigen Betrieb der Kernkraftwerke zulässige Frequenzbereich an den Frequenzbändern, die im TC-2007 [15] bzw. umgesetzt in den anlagenspezifischen Netzanschlussverträgen geregelt sind. Als unterer Grenzwert wird dort der Wert von 47,5 Hz (entspricht Nennfrequenz -5 %) genannt. Obwohl aus Sicht der ÜNB ein dauerhafter Betrieb unterhalb von 49 Hz nicht möglich erscheint, zeigt die Staffelung der Schutzaktionen, die in deutschen Kernkraftwerken implementiert sind, noch Auslegungsreserven für einen zuverlässigen Betrieb elektro- und leittechnischer Einrichtungen bis zu einem Abfall auf 47,5 Hz auf.

Als obere Grenze für einen zuverlässigen Betrieb elektrischer Komponenten lässt sich der Wert von 52,5 Hz (entspricht Nennfrequenz +5 %) angeben, wobei einzelne Schutzaktionen, die sowohl durch den Netzbetreiber als auch durch den Kraftwerksbetreiber eingeleitet werden, den Betriebsbereich bei steigender Netzfrequenz für Werte von größer als 51,5 Hz ausschließen.

Neben den Eckwerten für den zulässigen Betriebsbereich bei unterschiedlichen Frequenzen enthält der TC-2007 [15] auch – nach Bedeutung der Abweichungen gestaffelt – zeitliche Festlegungen für den Weiterbetrieb einer Anlage bei von Nennwerten abweichenden Frequenzen.

Nach Meinung der RSK kann davon ausgegangen werden, dass aufgrund der implementierten Schutzaktionen kurzzeitige Frequenzabweichungen in dem nach TC-2007 [15] zulässigen Bereich (47,5 Hz bis 51,5 Hz) die Sicherheit der Kernkraftwerke nicht gefährden (siehe Kapitel 4.2 der Anlage).

5.5 Auswirkungen auf die elektro- und leittechnischen Einrichtungen bei länger anstehenden Frequenzabweichungen

Hierunter werden insbesondere auch solche Frequenzabweichungen verstanden, bei denen es aufgrund der Größe der Abweichungen noch nicht zur Abtrennung der Anlage vom Netz oder zur Abschaltung von Komponenten gekommen ist, eine länger anstehende Abweichung im gerade noch zulässigen Bereich aber auftreten könnte.

Im Unterschied zur Betriebsweise bei Unter- oder Überspannung besteht für eine Anlage im netzsynchronen Betrieb ohne eine Netztrennung keine Möglichkeit, den von Nennbedingungen abweichenden Frequenzen zu begegnen. Für Anlagen im Stillstand sind für den Betrieb bei hoher Frequenz grundsätzlich keine Schutzmaßnahmen vorgesehen. Bei Anlagen im Leistungsbetrieb erfolgt dann eine Netztrennung durch einen Lastabwurf auf Eigenbedarf, um die Anlage danach im Inselbetrieb netzunabhängig weiterversorgen zu können.

Ein erhöhtes Spannungs-Frequenzverhältnis führt zu höherer Erregung eines Transformators mit entsprechender thermischer Belastung des Eisenkerns. Damit kann auch eine niedrige Frequenz zur höheren Erregung führen. Dies ist insbesondere für die Maschinentransformatoren von Bedeutung, die im

Normalbetrieb bereits hoch ausgelastet sind. Die Maschinentransformatoren werden daher durch einen entsprechend eingestellten Übererregungsschutz (U/f-Schutz) überwacht.

Mit der Zunahme der Netzfrequenz ist eine höhere Leistungsaufnahme von Antrieben verbunden. Hier kann es insbesondere bei längerer Betriebszeit knapp unterhalb der Ansprechschwelle von Überstromschutzeinrichtungen zur unbeabsichtigten Auslösung der Schutzeinrichtungen kommen, wenn dabei aufgrund der Auslösecharakteristik der Schutzeinrichtungen die Ansprechschwelle von Überstromschutzeinrichtungen erreicht wird. Dies betrifft insbesondere die durchlaufenden Antriebe von Arbeitsmaschinen sowie Regelantriebe für Armaturen. Bei den Untersuchungen im Nachgang zum Forsmark-Ereignis wurden lediglich transiente Beanspruchungen mit einer erhöhten Frequenz bis 120 % und einer Zeitdauer von ca. 30 s, jedoch kein über diese Zeit hinausgehender Betrieb bei höherer Frequenz berücksichtigt.

Inwieweit ein längerer Betrieb von durchlaufenden Antrieben oder Regelantrieben bei Frequenzen oberhalb des Nennwerts (50 Hz) bei allen Anlagen unabhängig von der Betriebsweise ggf. zu einem unbeabsichtigten Ansprechen von Überlastschutzeinrichtungen führt, kann generisch nicht beantwortet werden. Hierzu ist die Kenntnis der verwendeten Typen und der Einstellwerte der komponentenbezogenen Schutzeinrichtungen, der vorgelagerten Schutzgrenzwerte auf der Systemebene und der Dauer und Höhe der Überfrequenz erforderlich. Nach Meinung der RSK bedarf insbesondere der längerfristige Betrieb bei Frequenzen oberhalb der Nennfrequenz, aber innerhalb der Anforderungen des TC-2007 [15] noch einer gesonderten anlagenspezifischen Betrachtung unter Einbeziehung der jeweiligen Auslösekennlinien der Schutzeinrichtungen /E-3/.

Die häufig verwendeten thermischen Schutzeinrichtungen (Bimetalle) von elektrischen Antrieben sind als Bauteile selbst hinsichtlich ihrer Funktionalität von den hier in Rede stehenden Frequenzabweichungen unabhängig. Inwieweit dieses Ergebnis auf andere z. B. digitale Schutzeinrichtungen übertragbar ist, wurde nicht untersucht.

Auch leittechnische Einrichtungen sind von den hier behandelten Frequenzabweichungen nicht berührt, da sie hinsichtlich ihrer Energieversorgung über die Gleichstromanlagen entkoppelt sind.

Der Betrieb bei Unterfrequenz bis zur Anregung des Starts der Notstromdiesel ist durch entsprechende Auslegung und Betriebserfahrungen abgedeckt.

5.6 Verfahrenstechnische Ereignisabläufe im KKW bei unzulässigen Spannungs-/Frequenzabweichungen im Netz in Abhängigkeit vom Betriebszustand (Leistungsbetrieb oder Nichtleistungsbetrieb) und der Dauer der Abweichungen

Die deutschen Kernkraftwerke sind systemtechnisch, d. h. übergeordnet zur elektrischen Komponentenauslegung, für den Betrieb innerhalb eines bestimmten Spannungsfensters ausgelegt. Auch wurde ein Betrieb bei von Nennbedingungen abweichender Frequenz auslegungsgemäß berücksichtigt, aus systemtechnischer Sicht allerdings eher unter transienten Bedingungen wie z. B. der Unterfrequenzanregung

als Anregekriterium für den Dieselstart oder temporärer Überfrequenzen in der Anlage als Folge eines Lastabwurfs auf Eigenbedarf. Entsprechend sind die Anlagen mit Überwachungs- und Schutzeinrichtungen ausgestattet, die unter gewissen Randbedingungen die Einhaltung der der Auslegung zugrunde gelegten Eckwerte für Spannung und Frequenz gewährleisten sollen.

Insbesondere im Hinblick auf die vorgenannten Randbedingungen wird der Aspekt behandelt, inwieweit die in Rede stehenden Überwachungs- und Schutzeinrichtungen in der Lage sind, unzulässigen Abweichungen von Spannung und Frequenz am Netzanschlusspunkt (ohne Berücksichtigung von netzseitigen phasenbezogenen Einzelfehlern wie Kurzschluss oder Unterbrechung) unabhängig vom Betriebszustand der Anlage zu begegnen. Darüber hinaus werden auch die grundsätzlichen verfahrenstechnischen Auswirkungen der Abweichung von Spannung und Frequenz von den Nennbedingungen beschrieben.

Unter- oder Überspannungen beeinflussen aus dem Blickwinkel verfahrenstechnischer Komponenten deren Betrieb (nur) dahingehend, als dass bei Erreichen von Schutzzgrenzwerten auf der Systemebene Maßnahmen ausgelöst werden, deren Ziel es ist, die zuverlässige Energieversorgung von Verbrauchern wieder herzustellen bzw. die Anlage als Ganzes in einen sicheren Zustand zu überführen. Solange die entsprechenden Anregekriterien für Unter- oder Überspannung nicht erreicht werden, „bemerken“ verfahrenstechnische Komponenten (Lüfter oder Pumpen) und Systeme in Verbindung mit entsprechender Auslegung (z. B. im Hinblick auf das Anlaufverhalten mit dem hierfür benötigten Anlaufmoment oder die höhere Leistungsaufnahme von Motoren bei Überspannung) Unter- oder Überspannung im Netz praktisch nicht. Dies gilt unabhängig vom Betriebszustand einer Anlage.

Verfahrenstechnisch würden sich dagegen Abweichungen von der Nennfrequenz insbesondere für elektrische Antriebe auswirken. Zunehmende Frequenz würde zu höheren Drehzahlen führen, damit wären z. B. bei Pumpen und Lüftern eine größere Fördermenge bzw. ein höherer Volumenstrom, eine größere Förderhöhe bzw. eine Druckerhöhung und ein höherer Leistungsbedarf verbunden. Die Folgen wären z. B. eine Druckerhöhung in geschlossenen Systemen und ein höherer Kühlmitteldurchsatz im Reaktorkern von DWR-Anlagen.

Mit Frequenzen unterhalb des Nennwertes wären dagegen verminderte Drehzahlen von elektrischen Antrieben verbunden. Aus einem geringeren Kerndurchsatz würde bei DWR-Anlagen ein schlechteres DNB-Verhältnis resultieren, verlängerte Laufzeiten von Antrieben könnten zu Problemen bei laufzeitüberwachten Stellantrieben führen und verringerte Fördermengen und Förderhöhen von Pumpen wären mit verminderten Einspeiseraten verbunden.

An dieser Stelle können nur Beispiele verfahrenstechnischer Auswirkungen eines Anlagenbetriebes mit vom Nennwert abweichender Frequenz genannt werden. Ob und inwieweit sich derartige Abweichungen im konkreten Fall auswirken würden, kann generisch nicht bewertet werden, da dazu Detailkenntnisse der jeweiligen Komponenten- und Systemauslegung erforderlich sind. Diese lagen nicht vor. Entsprechend wurden konkrete verfahrenstechnische und anlagenspezifische Aussagen nicht abgeleitet.

Nachfolgend wird am Beispiel der Referenzanlage dargestellt, welche Schutzmaßnahmen auf der Systemebene wirken, wenn Spannung und/oder Frequenz vorgegebene Grenzen erreichen und damit

unzulässige Werte annehmen.

In der Referenzanlage erfolgen nach Schutzgrenzwerten gestaffelt bei hoher Frequenz der Lastabwurf auf Eigenbedarf, zusätzlich erforderlichenfalls die TUSA. Der Lastabwurf auf Eigenbedarf stellt die Barriere gegen Überfrequenz aus dem Netz dar, indem die Anlage bei 51,5 Hz vom Netz getrennt wird.

Im Anlagenstillstand gibt es keinen entsprechenden Schutz bei hoher Frequenz mehr, die Anlage ist von Maßnahmen der Netzbetreiber zur Begrenzung der Überfrequenz abhängig. Da aber in einem solchen Zustand die Netztrennung weiterer Erzeugungsanlagen und/oder die Zuschaltung weiterer Last (z. B. Inbetriebnahme der Pumpen von Pumpspeicherwerken) erfolgen wird, ist bei Belastung des im TC-2007 [15] vorgegebenen Betriebskennfeldes ein Betrieb mit Überfrequenz auf eine Zeit von ≤ 30 Minuten begrenzt. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass die Abnahme der Zahl der in das Netz einspeisenden Einheiten schnell zu einer Reduktion der Netzfrequenz führen wird.

Bei Frequenzen unterhalb des Nennwertes erfolgt – ebenfalls nach Schutzgrenzwerten gestaffelt – die Netztrennung der Anlage mit Lastabwurf auf Eigenbedarf, danach erforderlichenfalls eine Reservenetzumschaltung und – sofern diese nicht erfolgreich ist – der Start der Notstromdiesel. Im Stillstand der Anlage erfolgen bis auf den Lastabwurf dieselben Maßnahmen.

Im Leistungsbetrieb ist wiederum der Lastabwurf die erste wichtige Barriere gegen einen Weiterbetrieb mit unzulässiger Frequenz. Die zweite wichtige Barriere bilden die Trennung von der Eigenbedarfsversorgung und der Start der Notstromdiesel. Damit wird die autarke Versorgung der sicherheitstechnisch wichtigen Einrichtungen unabhängig von den Betriebsbedingungen im Netz uneingeschränkt sowohl für den Leistungsbetrieb als auch für den Anlagenstillstand sichergestellt.

Bei hoher Spannung erfolgt in der Referenzanlage – nach Schutzgrenzwerten gestaffelt – die TUSA, ggf. die Reservenetzumschaltung und die vorübergehende Abschaltung von Gleichrichtern. Mit Ausnahme der TUSA werden im Anlagenstillstand dieselben Maßnahmen ausgelöst.

Es ist erkennbar, dass die genannten Maßnahmen nur bedingt gegen längerfristig anstehende Überspannung aus dem Netz wirksam sind. Einerseits kann einer längerfristig hohen Spannung aus dem Netz innerhalb des Verstellbereichs der Maschinen-, Eigenbedarfs- oder Reservenetztransformatoren entgegengewirkt werden. Automatisch wirksame Maßnahmen gibt es ansonsten jedoch nicht, so dass transiente Überspannungen aus dem Netz weitgehend ungehindert die Anlage erreichen. Eine Unabhängigkeit von Haupt- und Reservenetz ist aufgrund der Kopplungen der Netzebenen nicht immer gegeben. Dies kann die Wirksamkeit einer Reservenetzumschaltung beeinträchtigen. Darüber hinaus kann auch die Verfügbarkeit eines der beiden Netzanschlüsse der Anlagen durch Instandhaltungsmaßnahmen in der Revision eingeschränkt sein.

Die Maßnahmen bei niedriger Spannung im Leistungsbetrieb sind in der Referenzanlage vergleichbar mit denen bei hoher Spannung, aber mit dem Unterschied, dass keine TUSA ausgelöst wird und nach der Reservenetzumschaltung mit immer noch niedriger Spannung die Notstromdiesel gestartet werden.

Unter der Voraussetzung, dass der Reservenetzanschluss im Anlagenstillstand verfügbar ist, laufen auch in

diesem Anlagenzustand dieselben Maßnahmen ab. Da durch das Unterspannungskriterium die Notstromanlagen von den Eigenbedarfsanlagen abgetrennt und die Notstromdiesel gestartet werden, wird die autarke Versorgung der sicherheitstechnisch wichtigen Einrichtungen (u. a. auch der zuvor abgeschalteten Gleichrichter) bei niedriger Spannung an den Netzanschlüssen unabhängig von den Betriebsbedingungen im Netz uneingeschränkt sowohl für den Leistungsbetrieb als auch für den Anlagenstillstand sichergestellt. Die zeitliche Dauer des Notstromfalls hängt von der Wiederverfügbarkeit des Netzes ab, ist aber im Grundsatz unter der Voraussetzung ausreichender Treib- und Schmierstoffmengen nicht zeitlich begrenzt.

5.7 Von Netzininstabilitäten möglicherweise angeregte Schutzeinrichtungen eines KKW

Die Darstellung der Schutzeinrichtungen erfolgte am Beispiel einer Referenzanlage (Typ Konvoi). Andere Anlagen verfügen über vergleichbare Einrichtungen, wobei es jedoch hinsichtlich der Staffelungen und des Umfangs der Einrichtungen Abweichungen geben kann. So wird beispielsweise nicht in allen Anlagen durch entsprechende Umschaltautomatiken bei hoher Spannung oder hoher Frequenz eine Eigenbedarfs-umschaltung auf das Reservenetz durchgeführt. Der prinzipielle Aufbau und die Wirkungsweise der beschriebenen Einrichtungen sind jedoch mit denen der Referenzanlage identisch.

Die Schutzeinrichtungen sind zum überwiegenden Teil dem Blockschutz zugeordnet und haben dort die Aufgabe, den Betrieb der Anlage innerhalb der zulässigen Grenzen für Spannung und Frequenz zu gewährleisten. Im Sicherheitssystem dienen Minimalgrenzwerte für Spannung und Frequenz dem Start der Notstromdieselaggregate und der Sicherung eines zuverlässigen Betriebs der Verbraucher, wenn der für sicherheitstechnisch wichtige Einrichtungen zulässige Betriebsbereich verlassen wird. In diesem Fall übernehmen die Notstromdieselaggregate die Versorgung der angeschlossenen Verbraucher. Weitere Grenzwerte dienen dem Komponentenschutz bzw. der Absicherung des zuverlässigen Betriebs der zugehörigen Komponenten innerhalb der spezifizierten Grenzen.

Einige der beschriebenen Schutzaktionen des Blockschutzes sind nur dann wirksam, wenn sich das Kraftwerk im Leistungsbetrieb befindet. Die Überwachung durch den Generator- oder Turbinenschutz ist bei stehender Turbinenwelle zwangsläufig nicht verfügbar. Hier existieren als Barriere lediglich die Umschaltautomatiken für den Eigenbedarf, die bei verfügbarem Haupt- und Reservenetzanschluss im Bedarfsfall eine Eigenbedarfsumschaltung vom Haupt- auf das Reservenetz auslösen, sowie die Dieselstartkriterien, die bei Unterspannung/Unterfrequenz die Abtrennung der Energieversorgung des Notstromsystems vom Eigenbedarf bewirken.

Von den genannten Grenzwerten sind allein die Grenzwerte für den Start der Notstromdiesel und die Schutzgrenzwerte der Gleichrichter dem Sicherheitssystem mit den anlagenbezogen jeweils festgeschriebenen Prozeduren bei möglichen Änderungen von Spannung oder Frequenz zugeordnet. Die übrigen Grenzwerte sind im betrieblichen Bereich realisiert. Jedoch gilt auch für diese, dass sie aufgrund ihrer grundsätzlichen Bedeutung für den sicheren und zuverlässigen Anlagenbetrieb im Sinne des gestaffelten Sicherheitskonzepts teilweise mehrkanalig und mit einer Selbstüberwachung aufgebaut sind. Diese Schutzgrenzwerte dürfen nach Ansicht der RSK nicht außerhalb des atomrechtlichen

Aufsichtsverfahrens (d. h. nur in Betreibereigenverantwortung) verändert werden. Solche Veränderungen bedürfen einer übergreifenden Überprüfung. Diese Forderung ist auch bereits Gegenstand der Empfehlung 2 der WLN 2006/07 zum Forsmark-Ereignis [22].

5.8 Auswirkungen auf die elektro- und leittechnischen Einrichtungen eines Kernkraftwerks bei Stabilitätsproblemen im deutschen Netz vor dem Hintergrund der Untersuchungen des VGB im Nachgang zum Forsmark-Ereignis im Jahr 2006 und der daraus resultierenden Verbesserungsmaßnahmen

Transienten in der Netzspannung und –frequenz wurden bei den konzeptionellen Betrachtungen im Zusammenspiel Netz-Kraftwerk sowie den Untersuchungen des VGB im Nachgang zum Forsmark-Ereignis [23] untersucht. Mögliche Szenarien bei Großstörungen wurden betrachtet.

Weitergehende Szenarien mit Transienten, die aus der zukünftig zu erwartenden Netzsituation mit größerer Ausnutzung des Toleranzbandes von Spannung und Frequenz entstehen könnten und nicht abgedeckt wären, sind derzeit nicht zu erkennen. Allerdings kann angenommen werden, dass die Bereiche der Toleranzbänder von Spannung und Frequenz häufiger und evtl. auch länger als bisher ausgenutzt werden müssen.

6 Sicherstellung der notwendigen elektrischen Energieversorgung (nicht unterbrechungsfreie Drehstromversorgung) aus dem deutschen Stromnetz

6.1 Aufbau und sicherheitstechnische Bedeutung der nicht unterbrechungsfreien Drehstromversorgung eines Kernkraftwerkes

Dem gestaffelten Sicherheitskonzept [3] entsprechend stützt sich die nicht unterbrechungsfreie Drehstromversorgung eines Kernkraftwerkes auf

die Ebene 1: Eigenbedarfsversorgung mit verfügbarem Hauptnetzanschluss,

die Ebene 2: Bei Ausfall des Hauptnetzes Lastabwurf des Turbinengenerators auf Eigenbedarf (nur bei Leistungsbetrieb) und ggf. Umschaltung auf den Reservenetzanschluss sowie ggf. kurzzeitige (< 10 Stunden [4]) Versorgung aus Notstromdieselaggregaten

die Ebene 3: Langfristige Versorgung über Notstromdieselaggregate (> 10 Stunden [4]) als Teil des Sicherheitssystems,

die Ebene 4: gegen EVA (Einwirkung von außen) geschützte Versorgung aus Notstandseinrichtungen, Drittnetzanschluss über Kabel sowie Notfallmaßnahmen.

Nach dem heutigen Auslegungskonzept der deutschen Kernkraftwerke und den bisherigen Betriebserfahrungen ist ein Notstromfall (Ausfall der Eigenbedarfsversorgung mit Anforderung von Notstromdieselaggregaten) während der Laufzeit einer Anlage nicht auszuschließen. Die Häufigkeit des

Notstromfalls hat Einfluss auf die Ergebnisse von probabilistischen Sicherheitsanalysen (PSA). Nach dem kerntechnischen Regelwerk ist im Notstromfall ein Betrieb von Notstromdieselaggregaten für 72 Stunden auslegungsgemäß sicherzustellen [8]. Für Notfallsituationen mit unterstelltem Ausfall der Notstromdieselaggregate wird auf Basis der RSK-Bewertungen nach dem Unfall in Tschernobyl aus dem Jahr 1988 [24] davon ausgegangen, dass innerhalb von 2 Stunden eine sichere Netzversorgung wieder hergestellt werden kann. Bei den Diskussionen ist zu beachten, dass Einzelaspekte schon Gegenstand anderer Beratungsthemen (aus dem Nachgang zur Sicherheitsüberprüfung der RSK nach Fukushima (RSK-SÜ) [25], [26]) sind, z. B. Notfallmaßnahmen bei SBO, Verbesserung des Drittnetzanschlusses.

6.2 Erkenntnisse zu Stabilitätsproblemen im deutschen Stromnetz

Die nachfolgenden Erkenntnisse resultieren aus den Informationen aus [18], [19], [20], [21], [27]. Aufgrund des zunehmenden Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung und der Beschränkung von Leistungsreserven nach dauerhafter Abschaltung von acht Kernkraftwerken ist in nächster Zeit mit einer weiteren Zunahme der Schwankungsbreite von Spannung und Frequenz innerhalb der durch den TC-2007 [15] vorgegebenen Grenzen (unter- und oberhalb der Nennwerte) zu rechnen. Es stehen bei fehlender Einspeisung von PV-Anlagen und geringer Einspeisung von Windkraftanlagen zur Beherrschung kurzfristig auftretender Störungen im Verbundnetz weniger Leistungsreserven als in früheren Jahren zur Verfügung. Außerdem kommt es durch Handelsaktivitäten an der Strombörse ebenfalls zu einer Verschärfung des Problems (sog. „Stundensprünge“). Dagegen kann es bei hoher Einspeisung von Anlagen gemäß Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) [28] zu Leitungsüberlastungen mit dem Erfordernis von Eingriffen in die Netze kommen. Solch eine Situation ergab sich zuletzt in der Zeit vom 28./29.03.2012 in der Regelzone von 50Hertz Transmission. Hier mussten insbesondere nach überlastungsbedingter Abschaltung von zwei 380-kV-Leitungen durch den Netzbetreiber Leistungsanpassungen nach dem Energiewirtschaftsgesetz von bis zu 4925 MW angewiesen werden, ergänzend erfolgten Umschaltungen von Pumpspeicherwerken vom Turbinen- auf Pumpbetrieb [27].

Die vorgenannten Einflüsse führen im Normalbetrieb der Anlagen zu einer stärkeren Ausnutzung des durch den TC-2007 [15] vorgegebenen Betriebsbereichs der Anlagen. Dabei können sowohl Unterfrequenz und Unterspannung als Folge unzureichender Stromerzeugung bzw. Bereitstellung von Blindleistung als auch Überfrequenz und Überspannung als Folge eines Überangebotes von Wirk- und Blindleistung im Netz auftreten. Die Amplitude der Abweichungen von den Nenndaten beeinflusst direkt die Netzstabilität. Bei 49,8 Hz beginnen die Maßnahmen des Fünf-Stufen-Plans der früheren deutschen Verbundgesellschaft (DVG) [29] ggf. mit Verminderung der Last. Entsprechend müssen bei Überkapazitäten im Netz beispielsweise Pumpspeicherwerke vom Turbinen- in den Pumpbetrieb geschaltet werden, wodurch sie zu Verbrauchern werden, oder es müssen Erzeugungskapazitäten heruntergefahren werden.

Sowohl Leistungsunterdeckung als auch Leistungsüberschuss tragen zur Netzinstabilität bei und erhöhen das Potential für größere Transienten bis hin zum Ausfall von Teilen oder des gesamten Netzes, wenn die Gegenmaßnahmen der Netzbetreiber in solchen Situationen nicht rechtzeitig erfolgen können oder aufgrund des Auftretens von Mehrfachfehlern (wie z. B. bei witterungsbedingten Störungen mit Blitzeinschlägen oder Leitungsberührungen durch Seiltanzen) nicht mehr ausreichen. Die Notwendigkeit für häufigere Eingriffe

erhöht grundsätzlich das Potential für Netzstörungen, da Eingriffe auch misslingen können. Darüber hinaus können naturbedingte Einwirkungen Netzinfrastruktur und zusätzlich Erzeugungskapazitäten betreffen und dadurch die Netzprobleme verschärfen.

6.3 Erwartungshaltung zu Änderungen im Netzbetrieb und deren Einflüsse auf die Netzstabilität und den Betrieb der Kernkraftwerke

In diesem Zusammenhang geht es insbesondere um die Frage, welche Änderungen durch die zunehmende Bedeutung einer fluktuierenden Erzeugung elektrischer Energie (tageszeitabhängige Überproduktion, Auslastung der Transportnetze, n-1-Kriterium und Reserven) im Netzbetrieb zu erwarten sind.

Die Wahrung des Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage von Energie aus dem Verbundnetz erfordert im Vergleich zu früheren Zeiten mit einem eher statischen Grundlastbetrieb mehrerer und in der Fläche verteilter großer Anlagen deutlich häufigere Regeleingriffe der Netzbetreiber.

Ein dauerhafter Betrieb mit Frequenzen kleiner als 49 Hz wurde von den Netzbetreibern ausgeschlossen, da hierbei ein europäisches Problem vorliegen müsste, welchem durch Bereitstellung von Mehrleistung aus dem europäischen Verbundnetz nicht mehr begegnet werden könnte. Ausfälle leistungsstarker Anlagen oder Komponenten des Netzbetriebes werden nach Angaben der Netzbetreiber noch beherrscht, da ein Betrieb des Übertragungsnetzes weiterhin unter Anwendung des (n-1)-Kriteriums erfolgt. Bei Bedarf können aufgrund entsprechender Vertragsgestaltung mit deutschen und europäischen Partnern der Netzbetreiber Reserveleistungen durch entsprechend vorgehaltene Kraftwerke bereitgestellt werden ([19], [20], [21]).

Änderungen des Lastflusses im Übertragungsnetz, die durch geplante Maßnahmen entstehen, können aufgrund des damit verbundenen zeitlichen Vorlaufs durch die Netzbetreiber weitgehend berücksichtigt werden. Dagegen sind Schwankungen durch wechselnde Einspeiseleistungen von EEG-Anlagen schwer planbar und vorhersehbar. Durch entsprechende und geeignete Prognosen sollen längerfristig erkennbare Schwankungen Eingang in die Planung der Energiebereitstellung und -abnahme finden.

Den Vorträgen der Übertragungsnetzbetreiber ([19], [20], [21]) sowie der Unterlage [30] war zu entnehmen, dass ein Netzausbau für den weiteren Anschluss von EEG-Anlagen unabdingbar ist, wenn auch zukünftig Restriktionen für die Einspeisung derartiger Anlagen bei drohender Leitungsüberlastung sowie weitere Maßnahmen nach dem Fünf-Stufen-Plan der DVG [29] vermieden werden sollen. Mit einer Entspannung dieser Situation rechnen die Netzbetreiber in den nächsten 2 bis 3 Jahren, sofern Fortschritte im Netzausbau erreicht werden und die Inbetriebnahme neuer konventioneller Kraftwerke in dieser Zeit gelingt.

Die Reserven zur Vermeidung und Beherrschung von Störungen - in Form von kurzfristig abrufbarer Regelleistung – sind nach Kenntnis der RSK deutlich geringer geworden, so dass ohne Gegenmaßnahmen zukünftig die Stabilität im Netz noch geringer wird. Darüber hinaus können derartige Reserven oft auch nicht mehr dort bereitgestellt werden, wo sie aktuell benötigt werden.

6.4 Zuverlässigkeit einer anlagenspezifischen Zuordnung von konventionellen Kraftwerken (Wasserkraftwerke, Gasturbinen) zur vorrangigen Versorgung von Kernkraftwerken

Die Frage nach dieser Zuverlässigkeit stellt sich insofern, da die vorrangige Versorgung eines Kernkraftwerks zur Vermeidung bzw. zur Beendigung eines Notstromfalles über das Netz erfolgen muss. Netzstörungen der hier in Rede stehenden Art folgen nicht einem speziellen Muster mit dem Ergebnis eines jeweils identischen Endzustandes, von wo aus ein Netzwiederaufbau erfolgen könnte und der dann entsprechend trainiert werden könnte, um im Bedarfsfall zuverlässig zu funktionieren. Von daher gehen die Übertragungsnetzbetreiber für den Fall eines teilweisen oder vollständigen Netzzusammenbruchs von bestimmten Szenarien aus, die sie dann der jeweils erforderlichen Netzwiederaufbaustrategie zugrunde legen. Merkmale dieser Szenarien und der abgeleiteten Handlungsweisen sind u. a. die Reichweitenklärung der Störung, die Schaffung definierter Grundzustände für den Netzwiederaufbau, die eindeutige Kommunikation mit beteiligten Partnern und die Abstimmung der Netzführerschaft beim Wiederaufbau.

Maßgeblich für den Erfolg des Netzwiederaufbaus sind neben den benötigten Ressourcen in Form belastbarer Partnernetze oder schwarzstartfähiger Anlagen die Verfügbarkeit von aktuellen Informationen bei den Verfahrensbeteiligten über den Netzzustand und die verfügbaren technischen Ressourcen sowie eine einwandfreie Kommunikation und Abstimmung auch unter schwierigen Randbedingungen.

Die für die jeweils gewählte Netzwiederaufbaustrategie benötigten Maßnahmen sind in Form von Handlungsanweisungen innerhalb von Netzwiederaufbauplänen bzw. -konzepten schriftlich festgelegt, darüber hinaus unterstützen Leitsysteme die systemführende Haupt- oder Gruppenschaltleitung. Zusätzlich werden jährliche Simulatortrainings genutzt, um die zuständigen Mitarbeiter in der Beherrschung der jeweiligen Szenarien zu schulen. Diese Simulatortrainings werden gemäß [20] nicht nur innerhalb der eigenen Organisation durchgeführt, sondern binden auch benachbarte nationale und internationale Übertragungsnetzbetreiber ein.

Die vorgenannten Simulatorschulungen bilden allerdings nicht die dynamischen Netzverhältnisse nach, sondern nur die Abläufe in den jeweils vorgegebenen Szenarien. Allein in Einzelfällen erfolgen dynamische Simulationen oder Tests für bestimmte Gegebenheiten, so z. B. für Motor- oder Transformatorzuschaltungen zur Untersuchung des Einschaltverhaltens mit entsprechenden Stromüberhöhungen.

Unabhängig von den vorgedachten Prozeduren, die ihren Niederschlag in den Netzwiederaufbauplänen gefunden haben, sind auch in der Vergangenheit praktische Hochfahr-Versuche von Kernkraftwerken jeweils über zugeordnete schwarzstartfähige Anlagen durchgeführt und mit Erfolg abgeschlossen worden.

Da alle deutschen Kernkraftwerke an das Höchstspannungsnetz angeschlossen sind und über diese im Bedarfsfall ein Netzwiederaufbau erfolgt, sind aufgrund des überregionalen Versorgungscharakters dieses Netzes im Vergleich zu den unterlagerten Netzen weniger Schalthandlungen erforderlich, um eine schwarzstartfähige Anlage mit einem Kernkraftwerk zu verbinden. Dies erhöht einerseits die Zuverlässigkeit der Abläufe, erschwert aber den Netzwiederaufbau, wenn Höchstspannungstrassen durch äußere Einflüsse zerstört sind.

Aus [21] und [29] wurde deutlich, dass die für einen Netzwiederaufbau erforderlichen Prozeduren vorgedacht und hinterlegt sind, um bei einer großflächigen Netzstörung die Kernkraftwerke vorrangig und zeitnah wieder mit Energie für die Eigenbedarfsversorgung zu versehen.

In [21] wird insbesondere auf die nachstehende Festlegung im Netzwiederaufbaukonzept verwiesen:

„Beim Wiederaufbau des Netzes wird die Eigenbedarfssicherung der Kernkraftwerke aus dem Höchstspannungsnetz vorrangig und sobald als möglich (innerhalb von ein bis zwei Stunden) gewährleistet. Diese Eigenbedarfssicherung der Kernkraftwerke ist in das Konzept zum Netzwiederaufbau eingearbeitet und in allen ausgearbeiteten Strategien enthalten.“

Zum gleichen Ergebnis kommt [24] aus dem Jahr 1988. Seinerzeit hatten die Betreiber (zu der Zeit waren noch Anlagen- und Netzbetreiber in einem Unternehmen vereint) dargelegt, dass nach einem großflächigen Netzzusammenbruch, der durch eine elektrische Störung ausgelöst wurde, innerhalb von ein bis zwei Stunden die Kernkraftwerke wieder mit der Eigenbedarfsleistung vom Netz versorgt werden. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber ist dieser Sachstand auch heute unverändert gegeben und durch die auf Seiten der Netzbetreiber getroffenen Vorkehrungen gewährleistet.

Aus Sicht der RSK ist aber die Verbindlichkeit dieser Aussagen nach heutigem Kenntnisstand offen. In Deutschland existieren keine regulatorischen Vorgaben in Bezug auf die vorrangige Wiederherstellung der Energieversorgung der Kernkraftwerke aus dem Verbundnetz insbesondere nach großflächigen Netzstörungen. Die derzeit bestehenden Regelungen beruhen auf der Fortschreibung von Vereinbarungen zwischen den jeweiligen Anlagen und den zugeordneten Übertragungsnetzbetreibern aus einer Zeit, in der die Stromerzeugung und der Stromtransport noch unter dem Dach einer gemeinsamen Konzernstruktur angesiedelt waren. Nach der gesetzlich verordneten Trennung der ÜNB von den Kraftwerksbetreibern wurden diese Regelungen allerdings den veränderten Randbedingungen (z. B. TC-2007 [15]) angepasst.

Nach Meinung der RSK sollte anlagenspezifisch sichergestellt werden, dass vertragliche Vereinbarungen der Kernkraftwerksbetreiber mit den Übertragungsnetzbetreibern bzgl. der vorrangigen Versorgung der Kernkraftwerke bestehen und diese auch zukünftig für den Nichtleistungs- bzw. Nachbetrieb der Anlagen gelten /E-4/.

Die Zuverlässigkeit einer derartigen, vorrangigen Eigenbedarfssicherung für Kernkraftwerke für die verschiedenen Szenarien einer Netzstörung kann hier nicht quantifiziert bzw. eingehender bewertet werden, weil die Anwendung von Netzwiederaufbaukonzepten nicht für alle betroffenen Anlagen schon einmal erprobt worden ist, aus der Praxis auch keine Erfahrungen für derartige worst-case-Szenarien vorliegen und außerdem die Ergebnisse und Reichweiten von einschlägigen Simulatorschulungen nicht bekannt sind. In Bezug auf die praktische Prüfung von Maßnahmen zur Herstellung der Eigenbedarfssicherung für ein Kernkraftwerk sind auch angesichts der momentan angespannten Netzsituation keine realen Erprobungen möglich, da entsprechende Prüfungen zur Vorbereitung und Durchführung größere Freischaltungen erfordern und solche Maßnahmen das Netz derzeit zu stark zusätzlich belasten würden [19].

6.5 Einflüsse auf die Sicherheitsanforderungen zur Stromversorgung durch anlageninterne Notstromeinrichtungen

6.5.1 Sicherheitstechnische Bedeutung eines Notstromfalls im Hinblick auf Netzinstabilitäten bei unterschiedlichen Betriebszuständen einer Anlage

Bei dieser Beurteilung geht es insbesondere um die Betrachtung von Randbedingungen, wie sie bei unterschiedlichen Betriebszuständen vorliegen können, z. B. Betrieb der Notstromdiesel nur mit Mindestleistung, fehlende Rückfallebene Lastabwurf, ggf. Unverfügbarkeit eines Netzanschlusses bzw. Notstromversorgung im Prüfstatus. Dabei sind auch Erkenntnisse aus Untersuchungen der GRS ([31], [32], [33]) zu Netzausfällen, Lastabwürfen und Notstromfällen in den Jahren 1980 bis 2011 sowie zur internationalen Betriebserfahrung mit großflächigen Netzausfällen und Notstromfällen bei Kernkraftwerken eingeflossen.

Das Auftreten von Netzinstabilitäten, die bei abgeschalteter Anlage den Notstromfall zur Folge hätten, würde sich im Vergleich zu den gleichen Netzinstabilitäten im Leistungsbetrieb unterschiedlich auswirken. Im Nichtleistungsbetrieb einer Anlage fehlt zunächst die Rückfallebene „Lastabwurf auf Eigenbedarf“ und damit die Möglichkeit der Anlage, sich bei einer Trennung vom Netz nach entsprechender Unterfrequenzanregung noch über den eigenen Blockgenerator zu versorgen. Darüber hinaus kann bei Revisionsstillständen auch einer der beiden Netzanschlüsse einer Anlage aufgrund von Wartungsarbeiten unverfügbar sein. Für die nach der 13. Atomgesetznovelle abgeschalteten acht Anlagen gilt dieser letztgenannte Aspekt allerdings nur eingeschränkt, da Revisionstätigkeiten im engen zeitlichen Raster nicht mehr durchgeführt werden. Darüber hinaus kann bei einer großflächigen Netzstörung auch nicht davon ausgegangen werden, dass zwar der Hauptnetzanschluss auf der 380-kV-Ebene keine Spannung und Frequenz in der geforderten Qualität mehr bereitstellen kann, der Reservenetzanschluss (220 kV oder 110 kV) dagegen innerhalb der spezifizierten Grenzen für Spannung und Frequenz uneingeschränkt verfügbar ist – nur innerhalb dieser Grenzen funktionieren überhaupt die in den deutschen Anlagen realisierten Umschaltautomatiken für den Wechsel zwischen der Versorgung über den Haupt- auf den Reservenetzanschluss.

Nach den Ergebnissen von diversen anlagenbezogenen PSA wird die Ausfallwahrscheinlichkeit der Notstromversorgung im Leistungs- und Nichtleistungsbetrieb maßgebend durch das Betriebsversagen der Notstromdiesel infolge eines gemeinsam verursachten Ausfalls (GVA) bzw. durch das vorzeitige Versagen der Batterien aufgrund eines GVA bestimmt. Daher werden in den Anlagen nach Möglichkeit Batterien unterschiedlicher Hersteller oder Typen eingesetzt. Darüber hinaus werden nach den Ergebnissen der RSK-SÜ [25] in allen noch betriebenen Anlagen im Notstromsystem auch Notstromdieselaggregate unterschiedlicher Hersteller oder Typen eingesetzt (z. B. Typ A im D1-Netz, Typ B im D2-Netz).

Im Vergleich Leistungsbetrieb/Nichtleistungsbetrieb sind die Beiträge anderer Einflussgrößen der PSA (z. B. Betrieb der Diesel mit Schwachlast, prüf- oder wartungsbedingte Unverfügbarkeiten) für eine abgeschaltete Anlage dagegen als geringer zu werten, da bei den betroffenen Anlagen höhere Karennzeiten für Maßnahmen bei Störungen der Notstromdiesel im Anforderungsfall bestehen oder geeignete Abhilfemaßnahmen getroffen werden können bzw. in einzelnen Anlagen bereits vorgedacht sind (z. B. Erhöhung der Dieselbelastung durch geeignete Kuppelschaltungen und/oder manuelle Außerbetriebnahme

einzelner Notstromdiesel).

6.5.2 Einfluss einer höheren Häufigkeit und einer längeren Dauer des Notstromfalls auf die Ergebnisse von aktuellen PSA und auf das Sicherheitsniveau der Anlagen

Den Ergebnissen diverser PSA kann entnommen werden, dass sowohl die Häufigkeit des Notstromfalls als auch die zeitliche Dauer einen direkten und signifikanten Einfluss auf die Kernschadenshäufigkeit haben. Daher kann abgeleitet werden, dass in der Praxis eine Verringerung der Anforderungsdauer für die Notstromdiesel aufgrund einer möglichst frühzeitigen Ablösung - d. h. Wiederherstellung der Eigenbedarfsversorgung aus dem externen Netz - eine hohe Bedeutung für die Verringerung der Kernschadenshäufigkeit hat.

Es wird daher empfohlen, die weitere Entwicklung von Erkenntnissen zur „Häufigkeit des Ausfalls aller netzseitigen Versorgungsmöglichkeiten“ und zur „Dauer des Netzausfalls“ zeitnah zu verfolgen um Auswirkungen auf für die PSA-Ergebnisse zu bewerten und ggf. Maßnahmen daraus abzuleiten /E-5/.

6.5.3 Bisherige Basis für die Anforderungen an die Laufzeiten der Notstromdiesel (kurzfristiger bzw. langfristiger Notstromfall)

In den neuen Sicherheitsanforderungen für deutsche Kernkraftwerke [4] gibt es jetzt eine eindeutige Definition des kurz- oder langfristigen Notstromfalls. Nach [4] wird der kurzzeitige Notstromfall (< 10 Stunden) der Sicherheitsebene 2 und der langfristige Notstromfall (> 10 Stunden) der Sicherheitsebene 3 zugeordnet (siehe auch Kap. 6.1).

Gemäß den neuen Sicherheitsanforderungen [4] ist der langzeitige Notstromfall wie bisher schon nach den Störfall-Leitlinien [6] als Auslegungsstörfall infolge Ausfalls der Eigenbedarfsversorgung der Anlagenauslegung zugrunde zu legen.

Im Abschlussbericht über die Sicherheitsüberprüfung der Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland durch die RSK aus 1988 [24] wird zur elektrischen Energieversorgung auf einschlägige Aussagen der Betreiber (seinerzeit waren noch Anlagen- und Netzbetreiber in einem Unternehmen vereint) verwiesen. Danach haben die Betreiber aufgrund ihrer Vorkehrungen und Untersuchungen dargelegt, dass nach einem großflächigen Netzzusammenbruch, der durch eine elektrische Störung ausgelöst wurde, innerhalb von ein bis zwei Stunden die Kernkraftwerke wieder mit der Eigenbedarfsleistung vom Netz versorgt werden können. Aus diesem Grund hielt die RSK seinerzeit unter Ansatz auslegungsüberschreitender Ereignisse (Sicherheitsebene 4) einen Planungswert für anlageninterne Notfallschutzmaßnahmen von zwei Stunden – vom Beginn der Versorgungsunterbrechung bis zur Wiederversorgung der Kernkraftwerke aus dem Netz – für realistisch und ausreichend. In dieser Zeit würde auslegungsgemäß die Energieversorgung der sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher bei Betrieb der Notstromdieselaggregate durch das Notstromsystem erfolgen. Aus diesem Planungswert von zwei Stunden wurde weiterhin auch die erforderliche Batteriekapazität für einen auslegungsüberschreitenden Ausfall aller

Notstromdieselaggregate (Station Blackout) abgeleitet.

Diese RSK-Empfehlung aus 1988 bildete zusammen mit den entsprechenden Anforderungen der RSK-Leitlinie für DWR [5] bisher die Auslegungsgrundlage für die 220-V- und 24-V-Batterien des Notstromsystems in den deutschen Kernkraftwerken.

Nach Verabschiedung der neuen Sicherheitsanforderungen [4] im Jahr 2012 und nach den aktuellen Empfehlungen der RSK zur Robustheit der deutschen Kernkraftwerke aufgrund der Ereignisse im japanischen KKW Fukushima [25, 26] ergeben sich jetzt teilweise weitergehende Anforderungen. So empfiehlt die RSK in [26] insbesondere zu zeigen, dass die für die vitalen Sicherheitsfunktionen benötigte Drehstromversorgung selbst dann gegeben ist, wenn bis zu 1 Woche keine Netzanbindung verfügbar ist. Weiterhin soll die für die vitalen Funktionen benötigte Gleichstromversorgung selbst dann gegeben sein, wenn bis zu 10 h eine Drehstromversorgung nicht verfügbar ist. Eine spezifische Anforderung an den Betrieb der Notstromdiesel ergibt sich nach [4], wie bisher schon aus dem Kapitel 22 der RSK-Leitlinien für DWR [5] „Systeme zur Wärmeabfuhr nach Störfällen“. Danach muss bei Funktionsuntüchtigkeit der Warte sichergestellt sein, dass die Anlage mit Hilfe des Notstandssystems ohne Handeingriff in einen sicheren Zustand übergeht und mindestens 10 Stunden darin verbleiben kann (sog. 10-Stunden-Autarkie). Dazu ist der Betrieb mindestens der Notstromdieselaggregate für diese Zeit erforderlich, wenn zugleich die Energieversorgung aus dem externen Netz oder durch den Blockgenerator nicht mehr möglich ist. Die Kraftstoff- und Schmierölvorräte dieser Aggregate müssen demzufolge entsprechend bemessen sein.

Die KTA 3702.1 [13] enthielt bereits 1980 die Anforderung, die Kraftstoff-Vorratsbehälter und die Kraftstoff-Betriebsbehälter so zu bemessen, dass Kraftstoff für einen 72-stündigen Betrieb der Notstromerzeugungsanlagen vorrätig gehalten werden kann. Der Vorrat in der Ölwanne des Dieselmotors oder in einem zugehörigen Schmierölbehälter musste für mindestens 10 h Betrieb ohne Unterschreitung des Minimalstandes ausreichen. Diese Anforderungen finden sich inhaltlich unverändert in der derzeit gültigen KTA 3702 [8] wieder.

Nach den neuen Sicherheitsanforderungen [4] sind insbesondere zur Gewährleistung der elektrischen Energieversorgung bei längerer Nichtverfügbarkeit der Netzanschlüsse oder aller externen Netze Ersatzmaßnahmen vorzusehen, so dass spätestens nach drei Tagen die elektrische Energieversorgung mit diesen übernommen werden kann. Die dafür benötigten Einrichtungen sind entweder auf dem Kraftwerksgelände oder im Nahbereich der Anlage vorzuhalten und gegen Einwirkungen von außen zu schützen.

6.6 Stromversorgung für Kernkraftwerke in der Nachbetriebsphase

In diesem Punkt geht es um die Frage, welche unterschiedlichen Ausgangszustände bzgl. der Stromversorgung für die Kernkraftwerke in der Nachbetriebsphase hinsichtlich Verfügbarkeit Netzanschlüsse, Notstromdieselaggregate und deren Betriebsweise zu betrachten sind.

Für Anlagen im Nachbetrieb bestehen auch weiterhin die Anforderungen des kerntechnischen Regelwerks an

die Verfügbarkeit der Netzanschlüsse bzw. der Notstromversorgung (insbesondere der Notstromdieselaggregate), solange sich noch Kernbrennstoff in der Anlage befindet.

Von den entsprechend den bisherigen Störfall-Leitlinien [6] und den jetzt nach den neuen Sicherheitsanforderungen [4] zu berücksichtigenden Störfällen können für Anlagen im Nachbetrieb diejenigen außer Acht bleiben, die mit dem Reaktorbetrieb unmittelbar in Zusammenhang stehen. Für die übrigen Ereignisse ergeben sich z. T. geänderte Randbedingungen der sicherheitstechnischen Analyse, die zu bewerten sind. Ausfälle und Störungen der elektrischen Energieversorgung sind dabei zu berücksichtigen.

Für den längeren Betrieb der Notstromdiesel derjenigen Anlagen, die nicht mehr für den Leistungsbetrieb vorgesehen sind, ist zu berücksichtigen, dass bei diesen Anlagen im Notstromfall geringere Anforderungen an den Betrieb der Not- und Nachkühlsysteme resultieren. Dies führt zu einer Reduzierung der Diesellast im Notstromfall. Der längere Betrieb der Notstromdiesel unterhalb einer Mindestlast von ca. 30 % (herstellerabhängige Vorgabe) wirkt sich dabei ungünstig auf das Betriebsverhalten und die Zuverlässigkeit der Dieselaggregate aus, da bei Betrieb in diesem Lastbereich die Verbrennungsprozesse im Motor nicht optimal verlaufen und es zu Verkokungen im Brennraum kommen kann. Darüber hinaus ist bei Betrieb im Bereich der Mindestlast die Lagerbelastung höher als im oberen Lastbereich, das führt zu entsprechend höherem Verschleiß. Demzufolge haben einzelne betroffene Anlagen für den Anforderungsfall bereits Maßnahmen zur Erhöhung der Diesellast (Nutzung von Möglichkeiten zur manuellen Umschaltung der Verbraucher auf einzelne Notstromdieselaggregate) in Verbindung mit der manuellen Außerbetriebnahme der dann nicht mehr benötigten Notstromdieselaggregate vorgesehen. Entsprechend sollte für alle Anlagen im Nachbetrieb geprüft werden, inwieweit sich ein Schwachlastbetrieb der Notstromdiesel mindestens für eine Zeit von 72 Stunden ggf. ungünstig auf die Zuverlässigkeit der Aggregate auswirkt und inwiefern geeignete Vorkehrungen gegen eine solche längerfristige Betriebsweise erforderlich sind /E-6/.

7 Begriffsdefinitionen

- **n-1-Betrieb**

Grundsatz des Netzbetriebes, dass die sichere Energieversorgung auch bei Ausfall der leistungsstärksten einspeisenden Anlage oder entsprechender Komponenten im Netz (Transformatoren, Leitungen, etc.) noch aufrechterhalten werden kann.

- **Redispatch**

Reduzierung der Last oder Erhöhung der Erzeugung hinter dem Engpass bei gleichzeitiger Erhöhung der Last oder Reduzierung der Erzeugung vor dem Engpass.

- **Nennwert der Spannung im Höchstspannungsnetz**

Für die Spannungsebene 380/400 kV im Höchstspannungsnetz werden in den nachfolgenden Kapiteln dieses Berichts die Bezeichnungen der Spannungsebene 380 kV/400 kV gleichwertig nebeneinander verwendet. Die Anhebung der Nennspannung ist auf eine europaweite Harmonisierung zurückzuführen.

- **Nichtleistungsbetrieb**

Der Nichtleistungsbetrieb beginnt mit Erreichen der dauerhaften Unterkritikalität und endet mit Erreichen der Kritikalität mit dem Ziel der Leistungsaufnahme [35].

- **Stillstandsbetrieb**

Im Stillstandsbetrieb befindet sich eine Anlage, wenn sie aus dem Nichtleistungsbetrieb wieder den Leistungsbetrieb aufnehmen kann [36].

- **Nachbetrieb**

Im Nachbetrieb befindet sich eine Anlage, wenn der Leistungsbetrieb endgültig beendet ist, aber noch Kernbrennstoff in der Anlage vorhanden ist [36].

8 Zusammenstellung der Empfehlungen

- /E-1/** Nach Kenntnis der RSK ist nicht in allen Anlagen eine automatische Meldung installiert, die das Wartpersonal auf eine Über- oder Unterspannung im Eigenbedarf hinweist und Handmaßnahmen veranlasst. Es wird empfohlen, bei allen Anlagen eine solche Warnmeldung für Über- und Unterspannung zu installieren, Außerdem sollten die daraus resultierenden Maßnahmen im Betriebshandbuch der Anlagen geregelt werden.
- /E-2/** Auf europäischer Ebene wird zurzeit unter Federführung der ENTSO-E ein im Range einer EU-Richtlinie verbindlicher europäischer Grid-Code entwickelt. Die Festlegungen eines solchen Grid-Codes können grundsätzlich auch Rückwirkungen auf den Betrieb und die Sicherheit von Kernkraftwerken haben, z. B. in Form der Festlegung zulässiger Betriebsbereiche für Spannung, Frequenz, Leistung und Betriebszeit bei Abweichungen dieser Parameter von den Nennwerten. Aufgrund der grundsätzlichen Bedeutung dieser Schnittstellendefinition empfiehlt die RSK dem BMU auf die Netzbetreiber einzuwirken, dass diese die sicherheitstechnischen Ausführungen und Betriebsbedingungen der deutschen Kernkraftwerke bei der Erstellung des ENTSO- E Grid-Codes berücksichtigen
- /E-3/** Inwieweit ein längerer Betrieb von durchlaufenden Antrieben oder Regelantrieben bei Frequenzen oberhalb des Nennwerts (50 Hz) bei allen Anlagen unabhängig von der Betriebsweise ggf. zu einem unbeabsichtigten Ansprechen von Überlastschutzeinrichtungen führt, kann generisch nicht beantwortet werden. Nach Meinung der RSK bedarf insbesondere der längerfristige Betrieb bei Frequenzen oberhalb der Nennfrequenz, aber innerhalb der Anforderungen des TC-2007 noch einer gesonderten anlagenspezifischen Betrachtung unter Einbeziehung der jeweiligen Auslösekennlinien der Schutzeinrichtungen.
- /E-4/** Nach Meinung der RSK sollte anlagenspezifisch sichergestellt werden, dass vertragliche Vereinbarungen der Kernkraftwerksbetreiber mit den Übertragungsnetzbetreibern bzgl. der vorrangigen Versorgung der Kernkraftwerke bestehen und diese auch zukünftig für den Nichtleistungs- bzw. Nachbetrieb der Anlagen gelten.
- /E-5/** Aus heutiger Sicht sind weder aus nationalen noch internationalen Betriebserfahrungen Änderungen in der Auslegung der deutschen Kernkraftwerke im Hinblick auf deren Möglichkeiten zur Eigenbedarfsversorgung bzw. Energieversorgung sicherheitstechnisch wichtiger Verbraucher bei Netzstörungen abzuleiten. Es wird empfohlen, die weitere Entwicklung von Erkenntnissen zur „Häufigkeit des Ausfalls aller netzseitigen Versorgungsmöglichkeiten“ und zur „Dauer des Netzausfalls“ zeitnah zu verfolgen, um Auswirkungen auf für die PSA-Ergebnisse zu bewerten und ggf. Maßnahmen daraus abzuleiten.

/E-6/ Da ein längerer Betrieb der Notstromdiesel unterhalb einer Mindestlast von ca. 30 % sich ungünstig auf das Betriebsverhalten und die Zuverlässigkeit der Dieselaggregate auswirkt, sollte für alle Anlagen im Nachbetrieb geprüft werden, inwieweit sich ein Schwachlastbetrieb der Notstromdiesel mindestens für eine Zeit von 72 Stunden ggf. ungünstig auf die Zuverlässigkeit der Aggregate auswirkt und inwiefern geeignete Maßnahmen zur Vermeidung einer solchen längerfristigen Betriebsweise erforderlich sind.

9 Zitierte Unterlagen

- [1] RSK-Information EE214/Info-4.2 vom 20.10.2011
„RSK-Beratungsthema „Netzstabilität“ (Kurztitel)“ Ergebnisse der 441. RSK-Sitzung
- [2] Bundesnetzagentur, „Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit“, Aktualisierung 26. Mai 2011
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/AuswirkungKKWMoratorium/AuswirkungKKWMoratorium_node.html
- [3] Empfehlung der Reaktor-Sicherheitskommission, „Gestaffeltes Sicherheitskonzept“, Anlage 2 zum Ergebnisprotokoll der 386. RSK-Sitzung am 08.09.2005
- [4] Sicherheitsanforderungen für Kernkraftwerke, 20. November 2012
- [5] „RSK-Leitlinien für Druckwasserreaktoren“, 4. Änderung: Berichtigung, BMU-Bekanntmachung vom 29.10.1996, BAnz Nr. 214 vom 15.11.1996
- [6] Der Bundesminister des Innern, RS I 4 - 511 434/2, „Bekanntmachung der Leitlinien zur Beurteilung der Auslegung von Kernkraftwerken mit Druckwasserreaktoren gegen Störfälle im Sinne des § 28 Abs. 3 der Strahlenschutzverordnung - Störfall-Leitlinien - vom 18. Oktober 1983“
- [7] Sicherheitstechnische Regel des KTA, KTA 3701, „Übergeordnete Anforderungen an die elektrische Energieversorgung in Kernkraftwerken“, Fassung 6/99
- [8] Sicherheitstechnische Regel des KTA, KTA 3702, „Notstromerzeugungsanlagen mit Dieselaggregaten in Kernkraftwerken“, Fassung 6/00
- [9] Sicherheitstechnische Regel des KTA, KTA 3703, „Notstromerzeugungsanlagen mit Batterien und Gleichrichtergeräten in Kernkraftwerken“, Fassung 6/99
- [10] Sicherheitstechnische Regel des KTA, KTA 3704, „Notstromerzeugungsanlagen mit Gleichstrom-Wechselstrom-Umformern in Kernkraftwerken“, Fassung 6/99
- [11] Sicherheitstechnische Regel des KTA, KTA 3705, „Schaltanlagen, Transformatoren und Verteilungsnetze zur elektrischen Energieversorgung des Sicherheitssystems in Kernkraftwerken“, Fassung 2006-11
- [12] Sicherheitstechnische Regel des KTA, KTA 3504, „Elektrische Antriebe des Sicherheitssystems in Kernkraftwerken“, Fassung 2006-11

-
- [13] Sicherheitstechnische Regel des KTA, KTA 3702.1, „Notstromerzeugungsanlagen mit Diesellaggregaten in Kernkraftwerken“; Teil 1: „Auslegung“, (Fassung 6/80)
- [14] DIN EN50160, „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, Berlin, März 2000
- [15] Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, August 2007
- [16] ENTSO-E Draft Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators from 24th January 2012
- [17] European Utility Requirements (EUR) Kapitel 2.3
- [18] Bundesnetzagentur, „Auswirkungen der Stilllegung der 8 Kernkraftwerke auf das deutsche Stromnetz“, Vortrag Herr Dr. Patt bei der 442. RSK-Sitzung am 17.11.2011, Vortragsfolien
- [19] Martin Lösing, Amprion GmbH – Netzanalysen, „Netzstabilität und Auswirkungen von Spannungs- und Frequenztransienten auf die Schnittstelle Netz-Kraftwerk“, Vortrag bei der Reaktorsicherheitskommission (RSK) im Ausschuss „Elektrische Einrichtungen“ am 02. Februar 2012, Vortragsfolien
- [20] H. Ziemann, 50Hertz, „Risiken für die Übertragungsnetze nach der dauerhaften Abschaltung der ersten Kernkraftwerke“, Situation im Übertragungsnetz, Beitrag für Reaktorsicherheitskommission Bonn, 02.02.2012, Vortragsfolien
- [21] H. D. Ziesemann, Amprion GmbH, „Maßnahmen zum Wiederaufbau des Netzes nach einem Netzzusammenbruch“, Vortrag im Ausschuss ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN (EE) der Reaktor-Sicherheitskommission (RSK) „Netzstabilitäten“ und deren Auswirkungen auf die deutschen Kernkraftwerke 216. Sitzung des RSK-Ausschusses EE am 02.02.2012
Vortragsfolien
- [22] GRS, 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
- [23] VGB Powertech e.V., VGB-AG „Forsmark“, VGB-Abschlussbericht „Untersuchungsprogramm zum Einfluss von Spannungstransienten auf das Notstromsystem“, Abschlussbericht, Stand: 25.06.2012, Version 5

-
- [24] RSK, „Abschlussbericht über die Ergebnisse der Sicherheitsüberprüfung der Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland durch die RSK - Empfehlung aus der Beratung der 238. Sitzung der RSK am 23. Nov. 1988“, BAnz Nr. 47a vom 08.03.1989
- [25] Stellungnahme der Reaktor-Sicherheitskommission (RSK), „Anlagenspezifische Sicherheitsüberprüfung (RSK-SÜ) deutscher Kernkraftwerke unter Berücksichtigung der Ereignisse in Fukushima-I (Japan), 11. – 14.05.2011 (437. RSK-Sitzung)
- [26] RSK-Empfehlung: „Empfehlungen der RSK zur Robustheit der deutschen Kernkraftwerke“ (450. Sitzung am 26./27.09.2012)
- [27] 50Hertz Transmission, „Angespannte Netzsituation in der Regelzone von 50Hertz Transmission im Zusammenhang mit einer Starkwindfront vom 28. bis 29. März 2012“, www.50hertz.com/transmission/files/sync/Netzkennzahlen/Massnahmen-EnWG/Information EEG11 mit 13-2 vom 28.03.2012 bis 29.03.2012.pdf
- [28] Bundesministerium der Justiz, Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 16. Januar 2012 (BGBl. I S. 74)
- [29] Deutsche Verbundgesellschaft e.V., Maßnahmen für die Versorgung im Störfall, Heidelberg 1980
- [30] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, Transnet BW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2012“, Dokumentensammlung, www.Netzentwicklungsplan.de
- [31] Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, „Auswertung der internationalen Betriebserfahrung mit großflächigen Netzausfällen und Notstromfällen“, Dagmar Sommer / Hartmuth Heinsohn, Januar 2005, Berichts-Nr. GRS - A – 3633, Auftrags-Nr.: 820401
- [32] Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, „Aufstellung der Netzausfälle, Lastabwürfe und Notstromfälle in den Jahren 1980 bis 2011“, GRS, B62, ari, hos, sor, ver, 24.02.2012
- [33] GRS, Weiterleitungsnachricht zu Ereignissen in Kernkraftwerken des Auslandes (WLN 2004/03), „Ausfall der Eigenbedarfs- und Notstromversorgung für 2 Stunden“ im taiwanesischen Kernkraftwerk Maanshan-1 am 18. März 2001, Köln, 11.02.2004

-
- [34] Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, „Internationale Bewertungsskala für bedeutsame Ereignisse in kerntechnischen Einrichtungen“, Benutzerhandbuch; Dr. K. Kotthoff, Juni 1994, GRS – 111, ISBN 3-923875-61-4
- [35] Sicherheitstechnische Regel des KTA, KTA 1201 „Anforderungen an das Betriebshandbuch, Fassung 2009-11
- [36] Reaktor-Sicherheitskommission, Ergebnisprotokoll der 443. Sitzung der RSK am 15.12.2011, gebilligt am 12.01.2012
- [37] Ad-hoc-Arbeitsgruppe NETZ des RSK-Ausschusses ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN, „Darstellung der Beratungsergebnisse zur Stellungnahme „Netzstabilität“ Rückwirkungen von Stabilitätsproblemen im Netz auf elektrische und leittechnische Einrichtungen und Sicherstellung der notwendigen elektrischen Energieversorgung (nicht unterbrechungsfreie Drehstromversorgung) aus dem deutschen Stromnetz“, 02.11.2012, Anlage zum Ergebnisprotokoll der 223. Sitzung des Ausschusses ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN am 21.11.2012