

---

RSK-Empfehlung  
(467. Sitzung der Reaktor-Sicherheitskommission am 26.06.2014)

**Ein- oder zweiphasiger Ausfall des Haupt-, Reserve- oder Notstromnetzanschlusses**

**Inhalt**

<b>1</b>	<b>Einleitung.....</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Bewertungskriterien .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Bewertung.....</b>	<b>3</b>
<b>4</b>	<b>Empfehlungen .....</b>	<b>5</b>
<b>5</b>	<b>Referenzen .....</b>	<b>8</b>

---

## 1 Einleitung

In den Jahren 2012 und 2013 wurde aus mehreren Kernkraftwerken außerhalb Deutschlands über Ereignisse berichtet, die aufgrund des Ausfalls von einer oder zwei Phasen des Hochspannungsdrehstromnetzes entstanden. Es kam zur Unverfügbarkeit und zum Teil zu Ausfällen von Komponenten der betrieblichen Systeme und des Sicherheitssystems, wie in der Weiterleitungsnachricht 2013/05 der GRS [1] dargestellt.

In der Anlage Byron 2 (Illinois, USA) versagte am 30.01.2012 im stationären Leistungsbetrieb ein Isolator auf der Hochspannungsseite (345 kV) der Eigenbedarfstransformatoren, was zum Ausfall einer Phase führte. In der Folge entstand in zwei Redundanzen des elektrischen Eigenbedarfs der Anlage eine asymmetrische Spannungslage, infolge deren es zur Schutzabschaltung und Unverfügbarkeit diverser, teilweise sicherheitstechnisch wichtiger Verbraucher kam. Die vorhandenen Mess- und Überwachungseinrichtungen waren nicht in der Lage den tatsächlich vorliegenden Ausfall der Eigenbedarfsversorgung zu erkennen und somit die nötigen Aktionen auszulösen (eine Netztrennung einleiten und die Notstromdieselaggregate anfordern). Der Anlagenzustand konnte nur mittels Handmaßnahmen normalisiert werden.

Das schwedische Kernkraftwerk Forsmark, Block 3, befand sich am 30.05.2013 in Revision, die Versorgung des elektrischen Eigenbedarfs erfolgte über den Hauptnetzanschluss, der Reservenetzanschluss war freigeschaltet. Bei Wartungsarbeiten kam es zur Anregung des Blockschutzes, infolge dessen der Hauptnetzschalter einen AUF-Befehl erhielt. In zwei von drei Phasen öffnete der Hauptnetzschalter daraufhin auslegungsgemäß, eine Phase blieb jedoch mit dem – netzseitig verfügbaren – Hauptnetz verbunden. Wie in Byron führten die nun vorliegenden asymmetrischen Verhältnisse im Eigenbedarf der Anlage dazu, dass diverse sicherheitstechnisch wichtige Verbraucher durch Schutzabschaltung unverfügbar wurden. Einige nicht sicherheitstechnisch wichtige Verbraucher wurden durch thermische Überlastung zerstört. Die vorhandenen Messeinrichtungen erkannten auch hier die instabile Lage und damit die Unverfügbarkeit des Eigenbedarfs nicht und leiteten keine automatischen Schutzaktionen ein; eine Normalisierung war wiederum nur mittels Handmaßnahmen möglich.

Trotz der teilweise erheblichen Unterschiede im Aufbau des Eigenbedarfs zwischen den betroffenen und den deutschen Kernkraftwerken ist eine Übertragbarkeit der beobachteten Phänomene und Schädigungsmechanismen auf deutsche Anlagen gegeben. Eine nähere Beschreibung beider Ereignisse sowie vier weiterer, unter dem Aspekt „Phasenfehler“ relevanter Ereignisse findet sich in [1].

Die Schwierigkeiten bei allen Ereignissen lagen in der Erkennung des jeweiligen Phasenfehlers, d. h. in der daraus resultierenden asymmetrischen Spannungslage. Aufgrund der magnetischen Kopplung der drei Phasen innerhalb von Transformatoren steht unterspannungsseitig an allen drei Phasen - wenn auch asymmetrisch – Spannung bis zur Höhe der Nennspannung an (abhängig von der Verbraucherlast), obwohl überspannungsseitig eine oder zwei Phasen ausgefallen sind. Aber auch überspannungsseitig steht aufgrund desselben auch rückwärtig wirkenden Effekts an allen Anschlüssen eine je nach Belastung in ihrer Höhe eventuell nur geringfügig veränderte Spannung an. Dies gilt insbesondere für Transformatoren in Stern-Dreieck-Schaltung. Eine zuverlässige Detektion solcher Situationen ist daher abhängig von der Belastung des Transformators und zusätzlich von dessen Sternpunktbehandlung (geerdeter oder nicht geerdeter Sternpunkt). Die derzeit in deutschen KKW installierten Spannungsmessungen sind nicht in der Lage in allen

---

Betriebsphasen bzw. Leistungsniveaus eine zuverlässige Erkennung und Beherrschung eines Phasenfehlers sicher zu stellen.

Ein Phasenfehler wurde in der Auslegung der Kernkraftwerke weltweit bisher nicht berücksichtigt, obwohl er das Potential besitzt, dass alle Sicherheitsteilsysteme gleichzeitig davon betroffen sein können. Die RSK leitet hieraus Handlungsbedarf ab.

Die RSK hat in ihrer 467. Sitzung am 26.06.2014 den vom RSK-Ausschuss ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN vorgelegten Entwurf der Empfehlung beraten und nach Änderungen gebilligt.

## **2 Bewertungskriterien**

Die RSK hat untersucht, welche Anforderungen in internationalen und nationalen Regelwerken zur Behandlung von Phasenfehlern existieren. Daraus wurde abgeleitet, dass Phasenfehler zu unterstellen, zu erkennen und zu beherrschen sind (siehe [2], Abschnitt 3.9 (1)). Konkrete, auf technischer Ebene detaillierte Anforderungen, insbesondere hinsichtlich der Umsetzung, sind in den Regelwerken nicht enthalten.

## **3 Bewertung**

Die Untersuchungen der RSK konzentrieren sich auf Phasenfehler in den Netzanschlüssen, da nur bei Netzversorgung mehrere Redundanzen gleichzeitig betroffen sein können. Von besonderer Bedeutung für die Auswirkungen von Asymmetrien sind Transformatoren, da in den Transformatoren die magnetischen Kopplungen der einzelnen Phasen auftreten.

Verbraucher auf der Niederspannungsseite, wie z. B. Magnetventile, Pumpenantriebe, Stellantriebe, können durch asymmetrische Spannungszustände betroffen sein, d. h. entweder über Schutzeinrichtungen abgeschaltet oder sogar durch Schiefast beschädigt werden.

Ein Phasenausfall als einleitendes Ereignis oder auch im Zusammenhang mit einer Transiente als unabhängiger oder mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit bedingter Zusatzfehler ergibt sich aus einem Versagen betrieblicher Einrichtungen, die sich auch außerhalb der kerntechnischen Anlage befinden können. Die Anforderungen an die Erkennung des Ausfalls und an die einzuleitenden Maßnahmen leitet die RSK aus den „Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke“ [2] ab, in Kombination mit den Orientierungswerten für die Eintrittshäufigkeit von Ereignissen gemäß dem „RSK Verständnis der Sicherheitsphilosophie“ [3].

Einen Phasenausfall als einleitendes Ereignis ordnet die RSK aufgrund der beobachteten Häufigkeit der Sicherheitsebene 2 zu. Die Anforderungen an die Einrichtungen zur Erkennung und Beherrschung der Auswirkungen sind gemäß den Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke [2] festzulegen. Dabei ist zu prüfen, ob der Ereignisablauf „Phasenfehler in Kombination mit Versagen der vorgesehenen Überwachungseinrichtung“ aufgrund der Auswirkungen der Sicherheitsebene 3 zuzuordnen ist.

---

Bei Ereignissen, bei denen unabhängig oder bedingt mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit der Phasenausfall als Zusatzfehler unterstellt wird, ist je nach Häufigkeit des Ereignisses selbst und der Berücksichtigung des zusätzlichen Phasenausfalls eine Einstufung in die jeweiligen Sicherheitsebenen vorzunehmen. Die Wahrscheinlichkeit dafür, dass zusätzlich zu einem beliebigen einleitenden Ereignis der Sicherheitsebene 2 oder 3 gleichzeitig ein davon unabhängiger Phasenausfall aufgrund eines zufälligen Versagens von Leitern auftritt, wird von der RSK als sehr gering angesehen. Für den Phasenausfall bei Schalthandlungen (z. B. infolge von RESA/TUSA) liegen keine belastbaren Zahlen vor.

Die RSK geht nach eigener Einschätzung derzeit davon aus, dass es Szenarien mit Häufigkeiten geben wird, die in der Sicherheitsebene 3 einzustufen wären. Daher sind nach Auffassung der RSK für Einrichtungen zur Erkennung und Beherrschung von Phasenfehlern die Anforderungen gemäß [2] für die Sicherheitsebene 3 zu erfüllen, sofern nicht durch den Betreiber aufgezeigt wird, dass die Anforderungen aufgrund der Häufigkeit oder zulässiger Auswirkungen nicht niedriger angesetzt werden können.

Es kann zunächst zwischen ein- und zweipoligen Phasenfehlern unterschieden werden. Bei einem einphasigen Fehler kommt es zu einer Unterbrechung in einer Phase der dreiphasigen Netzanbindung (Haupt-, Reserve- oder Notstromnetzanschluss (Drittnetzanschluss)). Bei einem zweiphasigen Fehler bleibt nur eine Phase weiter mit dem Netz verbunden. Aus der Betriebserfahrung sind unterschiedliche Ursachen für solche asymmetrischen Fehler bekannt: Es kommen für ein- oder zweiphasige Fehler sowohl ein Versagen von passiven Komponenten (Leiteseilabriss, Isolatorbruch) als auch von aktiven Komponenten (Versagen einzelner Schalterpole bei Leistungsschaltern) in Betracht. Hinsichtlich möglicher Auswirkungen sind die beiden Versagensarten gleichrangig zu behandeln.

Die RSK berücksichtigt in ihrer Empfehlung:

- Ein- und zweipolige Phasenfehler durch
  - Leiteseilabriss, Isolatorbruch
  - Schalterpolversagen
- Phasenfehler als einleitendes Ereignis
  - Anlage im Leistungsbetrieb
  - Anlage im Nichtleistungsbetrieb, Versorgung über Haupt- (400/220 kV) oder Reservenetzanschluss (110/220 kV)
- Phasenfehler als unabhängiger Zusatzausfall
- Phasenfehler in der zeitlichen Folge nach RESA/TUSA
- Phasenfehler im Reservenetzanschluss in Stand-by

Diese Szenarien sind grundsätzlicher Art und beziehen sich nicht auf eine konkrete Fehlerbetrachtung unter Berücksichtigung aller denkbaren Anlagenkonfigurationen (u. a. Sternpunktbehandlung des jeweiligen Transformators, Lage des Fehlerortes, Fehlerart, Netzanschlusskonzept).

---

Weiterhin hat die RSK generisch die bereits in den Anlagen vorhandenen Möglichkeiten zur Detektion und Beherrschung von Phasenfehlern zusammengestellt und deren Wirksamkeit diskutiert. Betrachtet wurden:

- Gleichlaufüberwachung (Überwachung des gleichartigen Verhaltens aller Schalterpole eines dreiphasigen Schalters)
- Auslöseverständigung (gleichzeitiges automatisches Öffnen des ober- und unterspannungsseitigen Schalters bei einem Netztransformator)
- Generatorschieflastschutz
- Eigenbedarfs-Umschaltung
- Überlastschutz
- Spannungsüberwachung der Eigenbedarfs- und Notstromschienen
- Signalisierung im Reaktorschutz
- Unterspannungsschutz
- Spannungsüberwachung an Wechselrichtern/rotierenden Umformern

Trotz der Vielzahl der vorhandenen Überwachungsmöglichkeiten kann ein Phasenfehler nicht in allen Fällen zuverlässig detektiert werden.

Zur Ableitung von Empfehlungen formuliert die RSK im Folgenden grundsätzliche Anforderungen zur Identifikation und Beherrschung asymmetrischer Zustände bzgl. Strom oder Spannung. Darauf aufbauend werden Empfehlungen unter Berücksichtigung der folgenden Betriebsfälle ausgesprochen:

- Einspeisung ins Hauptnetz (400/220 kV) mit Generator im Leistungsbetrieb
- Revisionsbetrieb mit Versorgung über Hauptnetzanschluss oder Reservenetzanschluss
- Reservenetztransformator im Leerlauf (Stand-by-Betrieb)
- Notstromnetzanschluss im Leerlauf (Stand-by-Betrieb)
- Hauptnetzanschluss im Leerlauf (Stand-by-Betrieb)
- Anlagen im Stillstandsbetrieb/Nachbetrieb/Restbetrieb

Weiterhin werden Empfehlungen für Interimsmaßnahmen ausgesprochen.

## **4 Empfehlungen**

Die Auswirkungen von Phasenfehlern auf die Eigenbedarfs- und Notstromversorgung sind abhängig von den anlagenspezifischen Gegebenheiten (Transformatorparameter, Sternpunktbehandlung, Kurzschlussleistung am Netzknoten, Kabellängen, Schienenbelastung usw.). Daher müssen die anlagenspezifischen Gegebenheiten bei der Umsetzung der Empfehlungen E\_2 bis E\_8 berücksichtigt werden.

Die RSK stellt fest, dass beispielsweise Verfahren auf Basis symmetrischer Komponenten (Auswertung von Mit-, Gegen- und Nullsystem) geeignet sind, Asymmetrien als Folge von Phasenfehlern zu erkennen.

E\_1 In den KTA-Regeln wird das Thema Phasen-Asymmetrie nur indirekt behandelt. Zur Erfüllung der Forderungen aus den Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke, Abschnitt 3.9 (1) und deren

---

Interpretationen, ist es erforderlich, Phasenfehler zuverlässig zu erkennen und zu beherrschen. Die einschlägigen Regeln sollten nach abschließender technischer Klärung des Sachverhalts entsprechend überarbeitet werden (z. B. in KTA 3701, Abschnitt 4.1.2 (3) Ergänzung Phasenfehler).

E\_2 Zur Erkennung von ungleichen Spannungsverhältnissen in den Phasen des Drehstromsystems sind in allen Netzanschlüssen alle verketteten Spannungen zu messen und hinsichtlich möglicher Abweichungen durch Meldegrenzwerte zu überwachen. Die Meldegrenzwerte sind anlagenspezifisch festzulegen.

E\_3 Zum Schutz vor Beeinträchtigung durch Asymmetrien ist ein zusätzlicher Schutz zur Detektion einer Schiefast durch eine zuverlässige

- Strommessung an redundanten leistungsstarken betrieblichen Verbrauchern der 10-kV-Blockanlage (z. B. Absolutmessung des Schiefaststroms) oder
- Strommessung an allen Einspeiseschaltern der 10-kV-Blockschienen (z. B. Verhältnismessung von Gegen- zu Mitsystemstrom)

zu installieren.

Aus den aus diesen Messungen abzuleitenden Anregesignalen ist beim DWR bei Betrieb das Hauptnetz abzuschalten (z. B. dadurch Lastabwurf auf Eigenbedarf oder Anregung der Eigenbedarfsumschaltung) und bei Betrieb über das Reservenetz eine Umschaltung auf die Dieselversorgung der betroffenen Redundanz (d. h. Öffnen des Kuppelschalters zwischen Eigenbedarfs- und Notstromschiene) auszulösen.

Beim SWR 72 ist bei Betrieb über das Hauptnetz die Öffnung des Kuppelschalters auszulösen, da die Reservenetzumschaltung aus Reaktorschutzsignalen über die Messungen der Unterspannung und -frequenz an den Notstromschienen erzeugt wird. Für den Fall des Betriebs über das Reservenetz sind Messungen zwischen Reservenetz- und Notstromschiene zu installieren.

Zur Umsetzung der Empfehlung E\_3 sind auch zu den genannten Strommessungen technisch gleichwertige Maßnahmen, wie z. B. die Messung der Gegensystemspannung, möglich.

E\_4 Unverfügbarkeiten des Reservenetzanschlusses im Stand-by aufgrund ein- oder zweipoliger Phasenfehler müssen durch technische Einrichtungen detektiert werden, so dass geeignete Abhilfemaßnahmen getroffen werden können.

E\_5 Unverfügbarkeiten des Notstromnetzanschlusses aufgrund ein- oder zweipoliger Phasenfehler müssen durch technische Einrichtungen detektiert werden, so dass geeignete Abhilfemaßnahmen getroffen werden können.

- 
- E\_6 Unverfügbarkeiten des Hauptnetzanschlusses aufgrund ein- oder zweipoliger Phasenfehler nach Normalisierung der Hauptnetztransformatoren, z. B. Rückschaltung nach Instandhaltungsarbeiten, müssen durch technische Einrichtungen detektiert werden, so dass vor Rückschaltung des Eigenbedarfs auf den Hauptnetzanschluss sichergestellt ist, dass kein Phasenfehler vorliegt.
- E\_7 Für Anlagen im Stillstandsbetrieb/Nachbetrieb/Restbetrieb gelten grundsätzlich die gleichen Anforderungen wie für die Anlagen im Revisionsbetrieb. Sollten sich unter Berücksichtigung unterschiedlicher Karennzeiten für die Ereignisbeherrschung reduzierte Anforderungen an die Verfügbarkeit sicherheitstechnisch wichtiger Verbraucher ergeben, können daraus geringere Anforderungen an die Detektion von Phasenfehlern und die daraus folgenden Maßnahmen abgeleitet werden. Dies ist dann entsprechend auszuweisen und zu begründen.
- E\_8 Die RSK sieht aufgrund des Potentials für redundanzübergreifende Ausfälle von Sicherheitseinrichtungen es als erforderlich an, dass Einrichtungen installiert werden, die Phasenausfälle zuverlässig detektieren und Maßnahmen so rechtzeitig einleiten, dass redundanzübergreifende Ausfälle von Sicherheitseinrichtungen nicht zu besorgen sind.

Die hierfür geeigneten Einrichtungen verfügen nach Kenntnis der RSK nicht über eine Qualifizierung gemäß kerntechnischem Regelwerk entsprechend den im Reaktorschutz eingesetzten Geräten. Vor diesem Hintergrund ist die RSK der Auffassung, dass diversitäre betriebsbewährte Einrichtungen eingesetzt werden sollten. Es ist aufzuzeigen, dass hinsichtlich der verfahrenstechnischen Auswirkungen oder aufgrund einer sehr geringen Eintrittshäufigkeit von Gefährdungszuständen diese Ausführung dauerhaft angemessen ist.

Als Interimsmaßnahmen zum Schutz vor gleichzeitigem Ausfall von Sicherheitseinrichtungen durch Asymmetrien werden bis zur Umsetzung der Maßnahmen gemäß E\_2 bis E\_8 empfohlen:

- E\_9 Es sollte umgehend sichergestellt werden, dass auch im Falle eines Phasenfehlers mindestens ein Teilsystem für die Bespeisung und Nachwärmeabfuhr funktionsfähig bleibt.
- E\_10 Zur Vermeidung von Gefährdungen, die durch Phasenfehler ausgelöst werden könnten, sind umgehend schriftliche Anweisungen zu erstellen, in der die anlagenspezifisch ermittelten Möglichkeiten und Kriterien für die Erkennung von Phasenfehlern dargestellt werden. Außerdem sind die daraus abzuleitenden Maßnahmen (manuelle Umschaltung auf das Reservenetz bzw. Öffnen des Kuppelschalters zwischen Eigenbedarfs- und Notstromschiene) zu beschreiben (Ergänzung des Betriebshandbuchs).

---

## 5 Referenzen

- [1] GRS, Weiterleitungsnachricht (WLN) 2013/05 „Unzureichend detektierte Ausfälle einzelner Phasen der Fremd- bzw. Reservenetzanbindung in mehreren ausländischen Anlagen“
  
- [2] „Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke“ vom 22.November 2012, erschienen am 24.01.2013 im Bundesanzeiger: BAnz AT 24.01.2013 B3
  
- [3] Stellungnahme der RSK „RSK-Verständnis der Sicherheitsphilosophie“, 460. Sitzung der RSK am 29.08.2013, veröffentlicht im Bundesanzeiger AT 05.12.2013 B4