

СТАТЬИ

УДК 621.311.25:621.039.5

УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ АЭС

*Адаменков А.К., Сальников А.А. (Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Ростовская АЭС», г. Волгодонск), Веселова И.Н. (ВИТИ НИЯУ МИФИ, г. Волгодонск),
Рясный С.И. (АО «Атомтехэнерго», г. Москва)*

Документами МАГАТЭ определена необходимость управления комплексом разных видов риска, которые могут возникнуть при работе АЭС [1, 2]. Управление ядерными и радиационными рисками определяется методологией вероятностного анализа безопасности каждого энергоблока и нормативной документацией. Управление другими ключевыми видами риска реализуется в рамках Госкорпорации «Росатом» [3]. Для энергетических предприятий таким будет являться риск снижения производства электроэнергии, одна из причин которого заключается в технологическом нарушении работы АЭС. Предложенная методика прогнозирования развития технологических нарушений эксплуатации АЭС позволяет снизить вероятность разгрузки энергоблока при возникновении и развитии аномального технического состояния оборудования, сопровождающегося проектным срабатыванием технологической защиты и отключением оборудования [4]. На примере конденсатного тракта АЭС рассмотрены сценарий и алгоритм прогнозирования возникновения технологических нарушений в работе оборудования задолго до их проявления.

В настоящей работе приводится диагностическая модель управления вероятностью возникновения нарушения эксплуатации энергоблока при срабатывании технологической защиты оборудования, ведущего к разгрузке энергоблока АЭС. В качестве объекта анализа выбрана система маслоснабжения главного циркуляционного насоса, определяющая его нормальное функционирование, как одного из ответственных элементов реакторной установки.

Для построения диагностической модели рассмотрены аномальные режимы работы маслосистемы главного циркуляционного насоса:

1. Нарушения в работе элементов и (или) системы в целом, препятствующие дальнейшей работоспособности и требующие вывода в аварийный ремонт;

2. Нарушения в работе элементов системы, препятствующие дальнейшей работоспособности и требующие вмешательства операторов или автоматики для восстановления работоспособности;

3. Срабатывание защиты, выход из строя смежных систем, препятствующих работе насоса при сохранении работоспособности маслосистемы.

Ввиду многообразия элементов, следовательно, и возможных нарушений, отказов в работе системы приведем только типовые исходные события для каждого из указанных режимов с алгоритмом последующих действий. Так, для исходных событий типа 1 характерны отказы, повреждения оборудования, как правило, не имеющего резерва, например, ложное закрытие и невозможность открытия любой локализующей арматуры посредством системы управляющего сжатого воздуха высокого давления. Из-за перекрытия потока масла его циркуляция прекращается. При этом происходит отключение системы вследствие превышения давления на напоре маслоснасоса (при закрытии напорной) или «срыва» маслоснасоса (при закрытии сливной из гермозоны локализующей арматуры) вследствие опорожнения основного маслобака. При нахождении в ремонте маслоснасоса и обесточивании одной из секций резервный насос, запитанный от этой секции, не включится и маслосистема перейдет в неработоспособное состояние, поскольку в обоих случаях действия оператора не предусмотрены регламентом и восстановление работоспособности системы

возможно только после устранения дефекта (отказа).

Для нарушений типа 2 характерны отказы либо резервируемого оборудования, либо значительное отклонение регулируемых параметров. Важно, что в этом случае отсутствие действий оператора или автоматики приводит к отключению системы. Последующее включение системы в работу проводится оператором после устранения причины отключения без вывода системы в ремонт, например, переход с неисправного на исправный резервный маслоохладитель или насос.

В качестве примера режима типа 3 можно привести потерю контура охлаждающей масло-системы технической воды с отключением главного циркуляционного насоса. При этом действия оператора заключаются в поддержании температуры подаваемого на главный циркуляционный насос масла в заданных пределах, например, за счет аварийного включения резервного насоса технической воды.

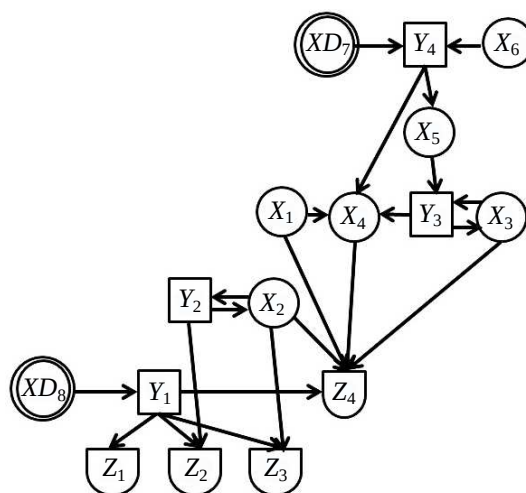
Анализ нарушений, которые могут возникать при эксплуатации рассматриваемой системы маслоснабжения, позволяет сделать вывод, что регулируемые, т.е. теми, на ход развития которых могут оказывать влияние операторы, являются нарушения типа 2 и 3. Такие нарушения являются объектом анализа риска в настоящей работе. В качестве границ и областей контакта со смежными системами определяются маслосистема главного циркуляционного насоса и связанная с ней система технического водоснабжения неотвественных потребителей.

Для анализа возможности предупреждения срабатывания технологической защиты системы маслоснабжения главного циркуляционного насоса при нарушениях типа 2 и 3 построен граф работы, показанный на рисунке, с обозначениями вершин и событий, приведенными в табл. 1, 2.

При анализе графа оцениваются время выдержки срабатывания технологической защиты и степень нечувствительности изменений технологического параметра по отношению к уставке в виде безразмерной величины

$$\delta = |au_i - \bar{a}_i| / \bar{a}_i, \quad (1)$$

где au_i — уставка; $\bar{a}_i$ — средний рабочий диапазон технологического параметра.



Граф работы технологической защиты маслосистемы главного циркуляционного насоса

Таблица 1. Признаки состояний и событий графа работы технологической защиты

Узел	Присвоенное значение	Графическое обозначение	Обозначение на схеме
Техническое состояние оборудования	Исправное/неисправное	□	Y_i
Состояние технологической защиты	Факт срабатывания	◐	Z_i
Диагностический аналоговый признак события	Технологический параметр оборудования	○	X_i
Диагностический дискретный признак события	Виброскорость	⊙	XD_i

На основе экспертной оценки информационные каналы, представляющие собой технологические параметры оборудования маслосистемы, ранжируются [5]. Экспертная оценка выполнена на основе опыта эксплуатации. Ранжируется каждый технологический параметр каждой единицы оборудования системы по вероятности обнаружения его отказа, точности прогноза (диагноза) и критичности отказа. На основе последовательного применения процедур ранжирования вычисляется показатель приоритетности мониторинга информационного канала, отражающий вероятность срабатывания технологической защиты при нарушениях типа 2 и 3. Выполнено ранжирование по способности обнаружения DET, критичности отказа SEV, доверительному уровню диагноза DGN и прогноза PGN, времени выдержки срабатывания

Т а б л и ц а 2. Значения событий графа работы технологической защиты

Обозначение	Описание	Диапазон	Уставка	Время выдержки, с	Степень нечувствительности
	Техническое состояние:	Исправное/ неисправное			
Y ₁	маслонасос		—	—	—
Y ₂	маслофильтр		—	—	—
Y ₃	маслоохладитель		—	—	—
Y ₄	насос технической воды		—	—	—
Z ₁	Уровень масла в маслобаке, см	40—145	<40	—	0,6
Z ₂	Давление масла на напоре маслонасоса, МПа: нижняя уставка верхняя уставка	0,36—0,43	<0,33 (включение) >0,48 (отключение)	— —	0,2 0,2
Z ₃	Давление масла в камере главного упорного подшипника, МПа: нижняя уставка верхняя уставка	0,01—0,25	<0,06 >0,125	5 30	0,3 0,6
Z ₄	Температура масла, °С: на входе в ГЦН	10—100	>46	—	0,2
X ₁	на всасе маслонасоса	10—100	—	—	—
X ₂	Перепад давления на маслофильтре, МПа	0,01—0,06	>0,05	—	—
X ₃	Температура технической воды за маслоохладителем (температурный напор), °С	5—20	>15	—	—
X ₄	Температура масла за маслоохладителем, °С	20—100	—	—	—
X ₅	Давление потребителей в системе технической воды, МПа	0,01—0,1	—	—	—
X ₆	Ток питания электродвигателя насоса технической воды, А	0—150	—	—	—
XD ₇	Виброскорость подшипниковых узлов, мм/с: насос технической воды	0,2—7,1	>4,5	—	—
XD ₈	маслонасос	0,2—7,1	>4,5	—	—

технологической защиты ERT, степени нечувствительности изменений DSC. При этом более высокому показателю параметра соответствует более высокий риск формирования технологического нарушения в работе АЭС.

Ранжирование должно отражать ограничение применения диагностических признаков для прогнозирования вероятности срабатывания технологической защиты по исходным событиям одного из указанных типов. Показатели DET понижают, если диагностические признаки (отклонение параметров) могут быть выявлены, но плохо повторяемы, не могут быть выявлены, не подлежат измерению в реальных условиях эксплуатации, могут маскироваться диагностическими признаками срабатывания технологической защиты других видов. Показателю DET присваивают значения в диапазоне 1—5 в зависимости от вероятности фиксирования отклонения конкретного параметра безотносительно к

точности последующего диагноза и прогноза — незначительная, низкая, средняя, высокая вероятность обнаружения при срабатывании защиты данного вида и срабатывание защиты предсказано достоверно соответственно.

Ранжирование по критичности отказа предназначено для оценки отдельных видов технологической защиты по связанному с ней риску. Показателю SEV присваивают следующие значения:

SEV=1 — срабатывание защиты и его последствия могут понизить способность технологической системы выполнять свои функции, приводят к незначительным нарушениям;

SEV=2 — срабатывание защиты и его последствия снижают способность технологической системы выполнять свои функции, но не сопровождаются существенными нарушениями;

SEV=3 — срабатывание защиты и его последствия способны привести к невозможности

выполнения технологической системой основных функций, к серьезным нарушениям;

SEV=4 — срабатывание защиты и его последствия способны привести к невозможности выполнения технологической системой основных функций, к серьезным нарушениям технологической системы.

Ранжирование по доверительному уровню диагноза (по ожидаемой точности диагноза) в пределах 1—5 позволяет выявить виды защиты, для которой диагностические признаки поддаются выявлению, но обладают плохой повторяемостью, неизвестны, неразличимы среди диагностических признаков отказов других видов. Показателю DGN присваивают следующие значения:

DGN=1 — вероятность правильного диагноза на срабатывание защиты данного вида незначительна;

DGN=2—4 — существует низкая, средняя, высокая вероятность правильного диагноза на срабатывание защиты данного вида;

DGN=5 — диагноз и прогноз на срабатывание защиты данного вида поставлены достоверно.

Ранжирование по доверительному уровню прогноза (по ожидаемой точности прогноза) в пределах 1—5 позволяет выявить виды отказов, для которых диагностические признаки поддаются выявлению, но обладают плохой повторяемостью, нечувствительны к развитию неисправностей, неизвестна скорость развития неисправностей, диагностические признаки неразличимы среди диагностических признаков отказов других видов. Показателю PGN присваивают следующие значения:

PGN=1 — вероятность точного прогноза срабатывания защиты данного вида незначительна;

PGN=2—4 — существует низкая, средняя, высокая вероятность точного прогноза срабатывания защиты данного вида;

PGN=5 — прогноз срабатывания защиты данного вида будет достоверным.

На точность прогноза оказывает влияние частота фиксирования технологических параметров. Чем чаще проводится фиксация, тем больше информации о развитии аномалии и тем достовернее прогноз отказа.

Указанную процедуру ранжирования [5] предложено дополнить новыми показателями, с помощью которых учитываются время ERT вы-

держки срабатывания ТЗиБ, приведенная в табл. 2 степень нечувствительности изменений технологического параметра по отношению к уставке DSC, вычисляемая по формуле (1). Ранжирование по времени выдержки срабатывания технологической защиты показывает, какие параметры оборудования являются критичными в части оценки промежутка времени для принятия решений оператором-технологом. Показателю ERT назначаются значения: ERT=1—4 — время выдержки не определено (для данного параметра отсутствует блокировка), меньше или равно 20 с, меньше или равно 5 с, отсутствует (равно нулю) соответственно.

Ранжирование по степени нечувствительности изменений технологического параметра по отношению к уставке позволяет оценить диапазон малых изменений параметра и влияния этих колебаний на точность прогнозирования времени устойчивой работы системы. Показателю DSC назначаются значения:

DSC=1 — параметр нечувствителен к колебаниям значений;

DSC=2—4 — степень нечувствительности в диапазоне 0,8—0,5, 0,5—0,2, 0,2—0 соответственно;

DSC=5 — параметр чувствителен к малым колебаниям значений.

Далее определяется показатель приоритетности мониторинга данных конкретного информационного канала MPN, который является произведением показателей и дает обобщенную характеристику вероятности срабатывания технологической защиты:

$$MPN = DET \times SEV \times DGN \times PGN \times ERT \times DSC.$$

Чем выше показатель приоритетности мониторинга, тем более высок риск, связанный со срабатыванием защиты, и тем в большей степени выбранный метод мониторинга пригоден для оценки вероятности срабатывания технологической защиты данного вида (табл. 3).

Самый низкий показатель приоритетности мониторинга свидетельствует о том, что этот метод мониторинга с выбранными интервалами между измерениями и набором технологических параметров неспособен диагностировать и достоверно прогнозировать вероятность срабатывания защиты.

Ранжирование технологических параметров в виде обобщенной характеристики оценки ве-

Т а б л и ц а 3. Показатели ранжирования технологических параметров

Обозначение	Описание	Ранг информационного канала (параметра)						
		DET	SEV	DGN	PGN	ERT	DSC	MPN
Z ₁	Уровень масла в маслобаке	4	2	4	4	1	1	128
Z ₂	Давление масла на напоре маслоснабс:							
	нижняя уставка	3	2	4	4	3	4	1152
	верхняя уставка	3	2	4	4	1	4	384
Z ₃	Давление масла в камере главного упорного подшипника:							
	нижняя уставка	4	4	4	4	3	3	2304
	верхняя уставка	4	4	4	4	2	3	1536
	Температура масла:							
Z ₄	на входе в ГЦН	3	4	4	4	1	4	768
X ₁	на всасе маслоснабс	3	2	4	4	1	1	96
X ₂	Перепад давления на маслофилт্রে	2	1	4	4	1	1	32
X ₃	Температура технической воды за маслоохладителем (температурный напор)	2	2	2	1	1	1	8
X ₄	Температура масла за маслоохладителем	3	2	2	2	2	1	48
X ₅	Давление потребителей в системе технической воды	2	1	2	1	1	1	4
X ₆	Ток питания электродвигателя подачи насоса технической воды	4	2	3	3	1	1	72
	Виброскорость подшипниковых узлов:							
XD ₇	насоса технической воды	3	2	3	3	1	2	108
XD ₈	маслоснабс	3	2	3	3	1	2	108

роятности для рассматриваемых фактов срабатывания технологической защиты приведено в табл. 4.

Т а б л и ц а 4. Показатели приоритетности мониторинга данных информационного канала

Обозначение	Параметр	MPN
Z ₃	Давление масла в камере главного упорного подшипника:	
	нижняя уставка	2304
	верхняя уставка	1536
Z ₂	Давление масла на напоре маслоснабс:	
	нижняя уставка	1152
	верхняя уставка	384
Z ₄	Температура масла на входе в главный циркуляционный насос	768
Z ₁	Уровень масла в маслобаке	128

Для технологических параметров показатель приоритетности мониторинга данных информационного канала MPN будет являться коэффициентом значимости отклонений при вероятном срабатывании защиты каждого вида (табл. 5).

Т а б л и ц а 5. Коэффициенты значимости отклонений технологических параметров при срабатывании защиты

Обозначение	Параметр	Коэффициент значимости
	Виброскорость подшипниковых узлов:	
XD ₇	насоса технической воды	108
XD ₈	маслоснабс	108
X ₁	Температура масла на всасе маслоснабс	96
X ₆	Ток питания электродвигателя подачи насоса технической воды	72
X ₄	Температура масла за маслоохладителем	48
X ₂	Перепад давления на маслофилт্রে	32
X ₃	Температура технической воды за маслоохладителем (температурный напор)	8
X ₅	Давление потребителей в системе технической воды	4

Результаты анализа вероятности срабатывания технологической защиты и блокировок мо-

гут использоваться для прогнозирования во времени изменений параметров в технологической системе методом стохастической экстраполяции и разработки симптомно-ориентированных инструкций для операторов-технологов [6].

Таким образом, на примере системы масло-снабжения главного циркуляционного насоса АЭС разработана диагностическая модель для оценки анализа вероятности срабатывания технологической защиты оборудования АЭС, которое связано с риском технологического нарушения работы. На основе анализа построенного графа работы технологической защиты и процедуры поканального ранжирования получены показатели приоритетности мониторинга данных информационного канала, отражающие вероятность срабатывания защиты каждого вида. Результаты анализа могут являться входными данными для прогнозирования длительности стабильного состояния технологической системы [6].

Приведенная в нормативных документах процедура ранжирования дополнена новыми показателями, с помощью которых учитываются время выдержки срабатывания защиты и степень нечувствительности изменений технологического параметра по отношению к уставке.

Полученные на основе экспертной оценки данные могут являться входными для прогнозирования длительности стабильного состояния технологической системы в процессе эксплуа-

тации, основанного на стохастической экстраполяции параметров (температуры и давления масла) одноканальными системами массового обслуживания с конечным накопителем — технологической защитой, а также служить основой для разработки симптомно-ориентированных инструкций для операторов-технологов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Risk Management: a Tool for Improving Nuclear Power Plant Performance.** IAEA-TECDOC-1209. Vienna: IAEA, 2001.
2. **Корниец Т.П., Аликова О.П.** Управление рисками в атомной энергетике как основа обеспечения энергетической безопасности России. — Национальные интересы: приоритеты и безопасность, 2012, № 2(163), с. 37—47.
3. **Иванова В.О.** Современная теория управления рисками и принципы корпоративной системы управления рисками в Госкорпорации «Росатом». — Экономика и управление. Анализ тенденций и перспектив развития, 2012, № 1—2, с. 106—113.
4. **Сальников А.А.** Прогнозирование технологических нарушений эксплуатации АЭС. — Электрические станции, 2014, № 7, с. 2—5.
5. **Контроль состояния и диагностика машин.** Руководство по интерпретации данных и методам диагностирования. ГОСТ Р ИСО 13379—2009. М.: Стандартинформ, 2010.
6. **Сысоев Ю.С., Сальников А.А., Бекетов В.Г., Чернов А.В.** Прогнозирование состояний технологических объектов на основе текущего мониторинга значений их параметров с иллюстрацией на примере оборудования АЭС. — Измерительная техника, 2016, № 4, с. 3—7.

Поступила в Редакцию 21.02.17

УДК 621.181

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ТЕПЛОМАССООБМЕННЫХ ПРОЦЕССОВ В ПАРОГЕНЕРАТОРАХ НАСЫЩЕННОГО ПАРА АЭС С ВВЭР КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ

Агафонова Н.Д., Егоров М.Ю., Сергеев В.В. (Санкт-Петербургский политехнический ун-т, г. Санкт-Петербург), Готовский М.А., Кругликов П.А., Лебедев М.Е., Судаков А.В., Федорович Е.Д., Фокин Б.С. (ОАО «НПО ЦКТИ им. И.И. Ползунова», г. Санкт-Петербург)

В настоящей статье рассмотрены недостатки парогенераторов АЭС с ВВЭР и предложения по их устранению или смягчению, базирующиеся, в основном, на интенсификации теплообменных процессов. Предлагается комплекс мер, направленных на повышение интенсивности теплообмена и паропроизводительности, улучшение температурного режима поверх-

ностей, уменьшение накопления продуктов коррозии.

Горизонтальный парогенератор АЭС с ВВЭР (рис. 1). В нем насыщенный пар генерируется в межтрубном пространстве пучков горизонтальных труб, внутри которых от «горячего» входного к «холодному» выходному коллектору движется теплоноситель первого контура — во-