

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ
АТОМНОЙ ОТРАСЛИ**
OPERATION OF FACILITIES
NUCLEAR INDUSTRY

УДК 621.039, 519.217
doi: 10.26583/gns-2022-02-06

**ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ ВНЕДРЕНИЯ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОЙ
СТРАТЕГИИ ТОиР АРМАТУРЫ АЭС**

© 2022 Лапкис Александр Аркадьевич¹, Никифоров Виктор Николаевич,
Поваров Прохор Владимирович, Калашников Максим Викторович,
Арсентьева Елена Сергеевна

Волгодонский инженерно-технический институт – филиал Национального исследовательского ядерного
университета «МИФИ», Волгодонск, Ростовская обл., Россия
¹AALapkis@mephi.ru, <http://orcid.org/0000-0002-9431-7046>

Аннотация. В статье рассматривается актуальность и возможность разработки методологических основ для риск-ориентированной стратегии ТОиР оборудования АЭС на примере трубопроводной арматуры. Описана предпроектная проработка соответствующей информационной системы.

Ключевые слова: арматура, электропривод, дефект, ремонт, ТОиР, риск-ориентированный, надёжность, марковские цепи.

Для цитирования: Лапкис А.А., Никифоров В.Н., Поваров П.В., Калашников М.В., Арсентьева Е.С. Предпосылки для внедрения риск-ориентированной стратегии ТОиР арматуры АЭС // Глобальная ядерная безопасность. – 2022. – № 2(43). – С. 55-67. – <http://dx.doi.org/10.26583/gns-2022-02-06>

Поступила в редакцию 24.03.2022
После доработки 28.04.2022
Принята к печати 15.05.2022

Актуальность проблемы

Анализ научно-технических публикаций и докладов [1-3] показывает, что в последние 15-20 лет главными направлениями развития действующей российской ядерной генерации являлись:

- модернизация и повышение мощности находящихся в эксплуатации блоков;
- повышение КИУМ;
- продление сроков службы ответственного энергетического оборудования АЭС.

Одним из перспективных путей решения задач: «Повышение КИУМ» и «Продление сроков службы основного энергетического оборудования АС» является оптимизация объемов и сроков проведения капитальных ремонтов электроприводной арматуры АЭС (ЭПА), как представителей наиболее многочисленного класса ответственного оборудования АЭС.

В существующей практике решения о выводе в ремонт конкретных единиц ЭПА принимаются техническими специалистами цехов-владельцев на основе большого числа рутинных операций, с обработкой и учётом значительных объёмов разнородной информации. Учёт ресурсов и мониторинг технического состояния ЭПА АЭС выполняются при этом вручную с минимальным использованием средств автоматизации (как правило, это электронные документы форматов pdf, docx,

электронные таблицы Excel). С другой стороны, проблема отслеживания изменений, вносимых в нормативно-технические документы разного уровня, в значительной степени решена в результате внедрения на атомных электростанциях системы управления технической документацией (АСУТД).

Следует отметить, что в настоящее время отсутствует единое средство обобщения и систематизации сведений о циклах нагружения, динамике развития классифицированных дефектов, механизмах старения, о статистических данных по отказам и нарушениям в работе ЭПА. И это при том, что в настоящее время современные информационные технологии предоставляют широкие возможности эффективной оптимизации рутинных процедур сбора и обработки разнородной информации необходимой для планирования безопасного проведения ТОиР, в рамках решения задач цифровизации АО «Концерн Росэнергоатом».

Перспективное направление решения этой задачи – обоснованное с точки зрения безопасной эксплуатации изъятие из процедур обслуживания исправной ЭПА процессов её плановой дефектации, включающих в себя разборку, осмотр, сборку и контрольную «прокрутку». В данном случае компенсирующей мерой является своевременный, риск-ориентированный подход, основанный на использовании информационных технологий, комплексном анализе рисков, рассчитанных на основании данных неразрушающего контроля и результатов мониторинга технического состояния, осуществляемого посредством современных методов и средств оперативной технической диагностики. Риск-ориентированный подход к решению задач оптимизации длительности проведения ремонтных кампаний, даёт явный экономический эффект и снижает уровень дозовых нагрузок ремонтного персонала.

Стратегии ТОиР. Актуальность разработки методологии для риск-ориентированного подхода к ТОиР

В настоящее время СТО 1.1.1.01.002.0069-2019 [4] предусмотрены стратегии предупредительного обслуживания оборудования АЭС:

- стратегия регламентированного обслуживания;
- стратегия обслуживания по техническому состоянию;
- стратегия риск-ориентированного обслуживания.

Обслуживание по техническому состоянию выполняют на основе мониторинга контролируемых параметров, результатов технического диагностирования, признаков нарушений, определённых проектом АС, или эксплуатационных пределов и параметров, установленных организациями-разработчиками (изготовителями), а также по результатам анализа, оценки и прогноза технического состояния конкретных единиц оборудования.

Риск-ориентированное обслуживание элементов основано на мониторинге риска функционального отказа и анализе тренда риска, заключающегося в прогнозировании имеющихся повреждений или ожидаемых в будущем повреждений.

В настоящее время действующие методики мониторинга риска и анализа тренда риска для электроприводного оборудования АЭС отсутствуют. Известна методика расчёта надёжности трубопроводной арматуры на этапе проектирования, изложенная в СТ ЦКБА 008-2014 [5]. Рекомендации по оценке надёжности и безопасности арматуры на этапе эксплуатации, изложенные в СТ ЦКБА 043-2008, не носят количественного характера. Вновь принятые документы, касающиеся эксплуатационного контроля (диагностики) электроприводной арматуры (например, СТО 1.1.1.02.002.1857-2021 [6]), нацелены на использование данных диагностики при обслуживании по техническому состоянию.

Широко обсуждается внедрение на АЭС систем предиктивной аналитики, нацеленных на количественное прогнозирование дефектов оборудования и оценку

рисков [7-9]. При этом в большинстве случаев речь идёт о внедрении таких систем для уникальных, специфических для АЭС единиц оборудования (ГЦН, турбогенератор и другие основные агрегаты энергоблоков) [7, 10]. Для трубопроводной арматуры, которая в основном представляет собой серийные изделия, которые эксплуатируются на энергоблоках АЭС в количестве тысяч единиц, такие возможности по охвату средствами контроля и диагностики в настоящий момент недостижимы [11, 12].

Концепт информационной системы

В основу риск-ориентированной стратегии управления ТОиР оборудования АЭС положена корректировка интервалов между выполнением ремонтов, требующих разборки-сборки ЭПА, при условии, что уровень риска (вероятности) отказа таких узлов, ремонт которых требует разборки ЭПА, ниже заданного порогового уровня. Для количественных оценок риска необходимо применение математических методов теории надёжности, а для реализации методики – создание системы поддержки принятия решений (СППР).

Для реализации такой системы необходимо:

- разработать и согласовать с эксплуатирующей организацией исходные технические требования в целях реализации конкретных технических решений, детальных требований к техническим и программным средствам, форматам данных и интеграционным решениям, необходимым для работы СППР;
- сформировать набор характеристик ЭПА, подлежащих учёту и используемых при принятии решения, включающий: ресурсные характеристики ЭПА, сведения о фактической наработке и дефектности ЭПА, сведения об изменениях технического состояния ЭПА, полученных методами безразборной диагностики;
- определить перечень источников, содержащих техническую, конструкторско-технологическую документацию и информацию о результатах ТОиР ЭПА, достаточный для разработки СППР, при этом для каждого из источников информации определить форматы данных и способы интеграции, согласовав с Заказчиком;
- разработать методические принципы принятия решений об оптимизации объёмов и периодичности ТОиР, основанные на оценке риска, с учётом технического состояния, ресурсных характеристик и показателей надёжности ЭПА;
- выполнить проектирование, разработку и испытания системы поддержки принятия решений (СППР), доработку СППР по результатам испытаний и внедрение СППР в промышленную эксплуатацию, включая проведение обучения персонала и приёмо-сдаточных испытаний.

В результате может быть создан образец специализированной информационной среды, предназначенной для принятия методически обоснованного, подтверждённого результатами безразборной диагностики технического состояния, решения об оптимизации объёмов и сроков ТОиР ЭПА атомных станций.

Здесь под методически обоснованным решением подразумевается выбор категории и периодичности проведения ТОиР основных элементов выбранной единицы или типоразмера ЭПА на основании показателей риска и текущего технического состояния. При этом могут быть приняты решения:

- о проведении всех предусмотренных видов ремонта в первоначально назначенные сроки;
- об изменении периодичности текущих, средних и капитальных ремонтов ЭПА;
- об изменении периодичности технических обследований ЭПА и уточнении предпочтительных методов диагностики и неразрушающего контроля в условиях увеличения длительности межремонтного интервала;
- о замене части регламентных ремонтных работ на обследования методами технической диагностики (для ЭПА 4 класса по НП-001-15).

В качестве дополнительных возможностей целесообразно предусмотреть в СППР:

- ведение учёта ресурсных характеристик ЭПА, основываясь на связи с архивом АСУ ТП атомной станции, в целях выполнения требований НП-096-15 [13] и обеспечения качества будущих работ по продлению срока эксплуатации ЭПА;
- вычисление показателей надёжности единиц оборудования атомной станции, необходимых для учёта в вероятностном анализе безопасности (в соответствии с РБ 024-19 [14]).

Отметим, что в соответствии с [14], для использования в ВАБ первого уровня показатели надёжности элементов должны вычисляться преимущественно путём обработки опыта эксплуатации. Дополнительно могут быть использованы методы оценки с применением обобщённых данных, вероятностных методов механики разрушений, экспертных оценок и другие подходящие методы. Показатели надёжности должны определяться по отношению к отдельным функциям элемента

Такая система должна включать следующие основные модули:

- связи с базами данных атомной станции и АО «Концерн Росэнергоатом»;
- связи с АСУ ТП атомной станции;
- учёта и оценки ресурсных характеристик;
- расчёта показателей надёжности;
- анализа и принятия решений;
- управления собственной БД;
- графического интерфейса оператора.

Исходными данными для работы СППР являются:

- сведения о количестве пусков и остановов приводов, получаемые из архива АСУ ТП АЭС;
- сведения о дефектах, зарегистрированных на ЭПА определённого типоразмера, получаемые из БД АЭС и АО «Концерн Росэнергоатом»;
- сведения о текущем техническом состоянии ЭПА с точки зрения выполнения им основных функций, получаемые от диагностических приборов и систем;
- сведения об истории ремонтов и обследований ЭПА методами технической диагностики за весь срок эксплуатации, получаемые из БД атомной станции и АО «Концерн Росэнергоатом».

Результатами работы СППР могут являться:

- остаточные ресурсные характеристики ЭПА (остаточный срок службы, остаточный ресурс в единицах времени или циклах наработки с заданной доверительной вероятностью);
- показатели надёжности по конкретной единице или типоразмеру ЭПА, определённые по выполнению оборудованием отдельных функций с учетом фактической длительности межремонтного периода;
- показатели надёжности, полученные для увеличенного межремонтного периода;
- рекомендации по изменению частоты обследований ЭПА методами технической диагностики и по выбору этих методов;
- рекомендации по изменению частоты проведения ремонта ЭПА различных категорий, включая ремонт с разборкой и/или снятием привода.

Критерии принятия решения

В основу риск-ориентированной стратегии ТОиР положено увеличение интервалов между выполнением ремонтов, требующих разборки-сборки, при условии, что уровень вероятности отказа таких узлов, ремонт которых требует разборки ЭПА, ниже заданного порогового уровня.

Допускаемая величина риска (порог вероятности) определяется на основании:

- возможных последствий отказа для энергоблока, определяемых с учётом класса безопасности ЭПА;
- требований нормативных и технических документов к уровню надёжности оборудования рассматриваемого типа.

Действующая величина риска определяется на основании:

- вероятности ошибок первого и второго рода (пропуск цели или ложное обнаружение) при безразборной диагностике ЭПА;
- показателей надёжности, вычисленных на основе статистики дефектности элементов ЭПА на этапе эксплуатации.

Последовательность принятия решения об изменении объёмов сборки-разборки ЭПА может быть описана следующим образом:

- а) выбор анализируемой единицы или типоразмера ЭПА;
- б) извлечение назначенных ресурсных характеристик из баз данных:
 - срока службы;
 - назначенной наработки в единицах времени или циклах определённого вида;
 - срока службы незаменяемых деталей (как правило, корпусных);
 - номинальных и минимально допускаемых толщин элементов оборудования;
- в) анализ баз данных и данных АСУ ТП о фактической наработке ЭПА (в единицах времени и циклах определённого вида);
- г) анализ сведений о ремонтах, включая определение заменённых узлов и узлов, подвергнутых ремонту;
- д) анализ дефектности ЭПА по журналу дефектов АЭС и, при доступности, общих сведений о дефектности оборудования по филиалам АО «Концерн Росэнергоатом», с последующим вычислением показателей надёжности;
- е) анализ результатов обследований и безразборной диагностики ЭПА с определением текущего технического состояния с определённым уровнем вероятности;
- ж) анализ результатов неразрушающего контроля с оценкой остаточного ресурса по утонению основных деталей и расчётом вероятности разрушения элементов, работающих под давлением;
- и) определение зависимости общей вероятности отказа элементов ЭПА, ремонт которых требует разборки-сборки, от времени, и определение рекомендованного межремонтного интервала.
- к) количественное определение степени негерметичности оборудования ультразвуковыми или акустическими методами с отнесением его в определённом классе.

Например, для арматуры может определяться класс герметичности в соответствии с ГОСТ 9544-2015. Негерметичность в затворе выше норм, установленных для данного типа ТПА, является критерием, по которому требуется разборка и ремонт уплотнительных поверхностей. Для насосов и вентиляторов критерии герметичности определяются в соответствии с документацией завода-изготовителя, если она содержит такие требования.

Конкретный набор критериев технического состояния для исключения сборки-разборки ЭПА определяется применяемыми методами контроля технического состояния:

- а) контроль электрических сигналов: соответствие токово-временных параметров нормативным значениям и отсутствие тенденции к их ухудшению;
- б) контроль вибрации: соответствие параметров вибрации нормативным значениям (ГОСТ ИСО 10816) и отсутствие тенденции к их ухудшению;
- в) контроль протечек: объёмы внешних утечек и внутренних протечек не превышают допустимых значений, отсутствует тенденция к их росту;

г) неразрушающий контроль: толщины стенок и других элементов ЭПА не меньше допустимых значений;

д) контроль эксплуатационных параметров: время эксплуатации с учётом назначенного срока службы, количество циклов срабатывания и количество циклов изменения температуры не больше допустимых значений.

Решение об увеличении интервала между ремонтами определённой категории может быть принято тогда и только тогда, когда одновременно выполняются условия:

- на момент принятия решения отсутствуют дефекты, требующие для их устранения ремонта данной категории;
- на момент принятия решения расчётный риск возникновения дефектов, требующих для их устранения ремонта данной категории, на увеличенный межремонтный интервал не выше заданного порогового значения.

Эффект внедрения риск-ориентированной стратегии ТОиР

Уменьшение объёмов ТОиР путём частичной замены капитального ремонта на текущий и средний, а также изменение временных интервалов между капитальными ремонтами, позволит существенно сократить трудозатраты на их проведение. Так, согласно отраслевым элементным сметным нормам (ОЭСН-81-26-11-2014 и ОЭСН-81-26-05-2014) соотношение трудозатрат между различными видами ТОиР и КР для насосов и электроприводной арматуры выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned} \text{ТО} &= 0,2 \times \text{КР}, \\ \text{ТР} &= 0,4 \times \text{КР}, \\ \text{СР} &= 0,67 \times \text{КР}, \end{aligned}$$

где ТО – техническое обслуживание, ТР – текущий ремонт, СР – средний ремонт.

Таким образом, замена капитального ремонта на средний ремонт может экономить до 33 % нормочасов, а замена на текущий ремонт – до 60 % нормочасов. Для отдельных единиц трубопроводной арматуры величина экономии может варьироваться в диапазоне 2000-20000 руб., в зависимости от типоразмера.

Анализ показателей риска ЭПА на этапе эксплуатации методом марковских цепей

В естественных науках и технике широко применяется понятие марковской системы – системы, для которой состояние после любого заданного значения временного параметра t не зависит от эволюции, предшествовавшей t , при условии, что значение процесса в этот момент фиксировано («будущее» процесса не зависит от «прошлого» при известном «настоящем»).

Метод марковских цепей (ММЦ) в приложении к оценке показателей надёжности заключается в следующем. Рассмотрим систему, для которой возможен набор состояний $1, 2, \dots, n$, часть из которых является работоспособными, а часть – нет. Между этими состояниями возможны переходы путём отказа или восстановления изделия, перехода на резервные элементы и т.д. В общем случае между n состояниями возможно n^2 переходов:

$$\begin{aligned} &\lambda_{12}, \lambda_{13}, \dots, \lambda_{1i}, \dots, \lambda_{1n} \\ &\lambda_{21}, \lambda_{23}, \dots, \lambda_{2i}, \dots, \lambda_{2n} \\ &\dots\dots\dots \\ &\lambda_{n1}, \lambda_{n2}, \dots, \lambda_{ni}, \dots, \lambda_{n,n-1} \end{aligned}$$

Тогда схему (граф) надёжности с состояниями, расположенными в его вершинах, и событиями отказов и восстановлений в рёбрах, можно показать следующим образом (рис. 1). В данном примере система выполняет функции $\Phi 1$ и $\Phi 2$, интенсивности

отказов по которым заданы отдельно, а восстановления не учитываются.

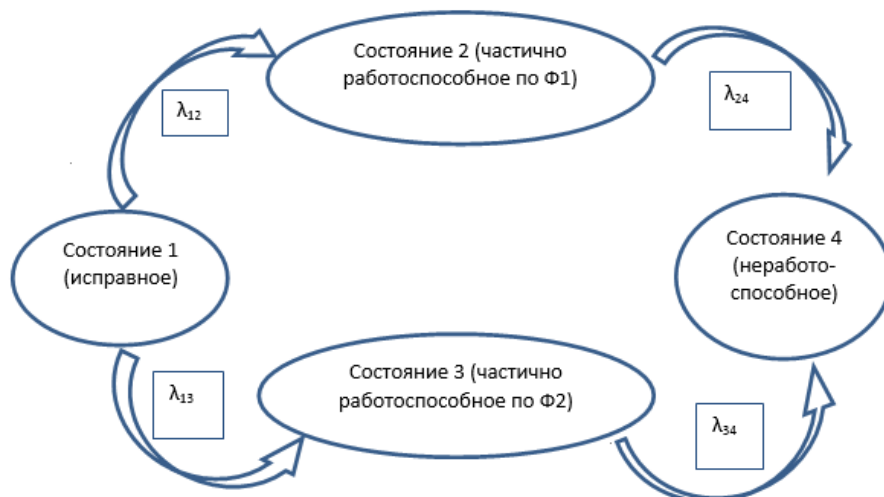


Рисунок 1 – Пример структурного графа надёжности для элемента, выполняющего две функции [An example of a reliability structure graph for an element performing two functions]

Как правило, в реальных системах возможности отказа и восстановления ограничены, и значительная часть переходов невозможна. Соответствующие интенсивности переходов

$$\lambda_{ij}=0.$$

Показатели надёжности – вероятности обнаружить систему в состоянии 1,2,...n – вычисляются в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61165-2019 (приложение С) [15] на основании решения системы дифференциальных уравнений надёжности вида:

$$\frac{d}{dt}P_j(t) = -P_j(t) \cdot (\lambda_{j1} + \lambda_{j2} + \dots + \lambda_{jn}) + P_1(t) \cdot \lambda_{1j} + P_2(t) \cdot \lambda_{2j} + \dots + P_n(t) \cdot \lambda_{nj} \quad (1)$$

при начальных условиях, соответствующих реальному техническому состоянию системы на момент начала анализа. Чаще всего анализ начинается в исправном состоянии, в таком случае начальные условия выглядят так:

$$\begin{aligned} P_1(0) &= 1 \\ P_2(0) &= 0 \\ &\dots \\ P_n(0) &= 0. \end{aligned}$$

Система из n уравнений вида (1) содержит (n–1) линейно независимых уравнений, поэтому одно из них должно быть заменено на условие нормировки вероятностей на единицу:

$$\sum_j P_j(t) = 1.$$

Решениями системы уравнений (1) являются функции $P_1(t)$, $P_2(t)$... $P_n(t)$ – вероятности обнаружить систему в состоянии соответственно 1,2,...n за время t. На основании такой вероятностной оценки может быть сделан вывод об эксплуатационной надёжности изделия данного вида.

Расчёт надёжности с помощью ММЦ наиболее целесообразно применять в тех случаях, когда у изделия существует градация степеней работоспособности, а не бинарный набор «работоспособно»/ «неработоспособно».

Оценку надёжности проводят на основе обработки данных наблюдений за надёжностью объектов или их аналогов в исследовании, данных по их испытаниям на надёжность, а также на основе проведения структурного анализа надёжности объектов и изучения закономерностей возникновения их отказов. Отказы арматуры АЭС укрупнённо делятся на: пропуски во внешнюю среду, пропуски во внутреннюю среду и отказы при срабатывании. Отказы разделяют на полные, исключающие возможность работы изделия до их устранения, и частичные, при которых изделие может частично использоваться.

Показатели надёжности, которые необходимы для разработки специализированной экспертной системы – это преимущественно показатели безотказности: вероятность безотказной работы и интенсивность отказов.

Источником данных для анализа показателей надёжности арматуры АЭС на этапе эксплуатации является журнал дефектов, который ведётся сотрудниками станции. В журнале дефектов содержатся данные о функциональном назначении, оперативном обозначении, производителе, типе, марке, модели, описании проявления отказа и т.д.

Внедрение гибких стратегий ТОиР часто вызывает опасения со стороны специалистов, связанные с тем, что вероятно недостаточно обоснованное снижение объёмов ремонта для оборудования с невысокой надёжностью. В качестве примера для расчёта показателей надёжности электроприводной арматуры были определены точечные оценки интенсивности отказов задвижек Babcock DN800 на линиях питательной воды действующей АЭС.

Число установленных единиц ЭПА данного типоразмера:

$$N_{\text{уст}}=9.$$

Длительность периода наблюдения:

$$\Delta t = 2019 - 1997 = 22 \text{ г.}$$

Число зарегистрированных дефектов составило $N_f=13$, из них:

- 6 – течи во внешнюю среду (через главный разъём);
- 7 – дефекты кинематической цепи, из которых шесть составили дефекты редуктора, а один дефект был зафиксирован у элементов ручного привода.

Общая интенсивность всех видов отказов составляет:

$$\lambda = \frac{\sum_j N_{fj}}{\sum_j T_j} = \frac{13}{9 \cdot 22} = 0,0657 \text{ год}^{-1}.$$

Интенсивность отказов типа «Течь во внешнюю среду через главный разъём»:

$$\lambda_{\text{ГР}} = \frac{\sum_j N_{fj}}{\sum_j T_j} = \frac{6}{9 \cdot 22} = 0,0303 \text{ год}^{-1}.$$

Интенсивность отказов типа «Несрабатывание», определяемых надёжностью кинематической цепи задвижки:

$$\lambda_{\text{кинем}} = \frac{\sum_j N_{fj}}{\sum_j T_j} = \frac{7}{9 \cdot 22} = 0,0354 \text{ год}^{-1}.$$

Вероятность безотказной работы отдельных узлов ЭПА при экспоненциальном распределении отказов за период t , если исходное техническое состояние

$$P_{\text{ГР}}(t) = \exp(-\lambda_{\text{ГР}} \cdot t),$$

$$P_{\text{кинем}}(t) = \exp(-\lambda_{\text{кинем}} \cdot t).$$

Формирование рекомендации: выполнить контроль технического состояния проблемного узла (главный разъём) не позднее момента t^* такого, что ВБР за период между диагностированиями останется не ниже допускаемой $[P]$:

$$\begin{aligned} P_{\text{ГР}}(t^*) &= [P], \\ P_{\text{кинем}}(t^*) &= [P]. \end{aligned}$$

Так, при пороге ВБР, составляющем 95 %, время до следующего обследования рекомендуется назначить не более:

$$t^* = \min(t_{\text{ГР}}^*; t_{\text{кинем}}^*) = 1,45 \text{ года},$$

где

$$t_{\text{кинем}}^* = -\frac{\ln([P])}{\lambda_{\text{кинем}}}; \quad t_{\text{ГР}}^* = -\frac{\ln([P])}{\lambda_{\text{ГР}}}.$$

Таким образом, можно сделать вывод, что снижение частоты обследований и ремонтов арматуры данного типоразмера рекомендовать нельзя. Контроль риска позволяет сохранить приоритет безопасности над экономическими соображениями, избегая необоснованного повышения межремонтного интервала для ЭПА, демонстрирующей повышенную дефектность по отдельным узлам.

Опыт диагностирования ЭПА

Как показывает опыт диагностирования ЭПА, проведение регламентированного ТОиР не всегда приводит к улучшению технического состояния арматуры [16].

На основании предоставленных АЭС сведений о проведении планового капитального ремонта ЭПА за несколько последних лет ВИТИ НИЯУ МИФИ осуществил анализ изменений технического состояния арматуры по результатам до- и послеремонтного диагностирования в соответствии с действующей методикой диагностики МТ 1.2.3.02.999.0085-2010 [17] («без изменений», «ухудшение» или «улучшение»).

Статистический анализ изменений технического состояния ЭПА после проведения ТОиР позволяет сделать определённые выводы по качеству и необходимости проведения регламентированного ремонта [18].

«Без изменения технического состояния» после проведения КР осталось 60-70 % арматуры ТЦ и 98 % арматуры РЦ. При этом у большей части данной ЭПА отклонений диагностических параметров не было зафиксировано и до ремонта или были выявлены незначительные отклонения, не влияющие на ее работу. Возможно, проведение капитального ремонта данной арматуры, находящейся в заведомо исправном техническом состоянии, не является рациональным. Приблизительно третья часть отремонтированной арматуры сохранила выявленные отклонения, несмотря на проведённый ремонт.

«Ухудшение технического состояния» после проведения КР обнаружено у 15-25 % арматуры турбинного отделения. Зафиксированы как незначительные отклонения диагностических параметров (в пределах нормы), так и довольно

существенные. Состояние 2-3 % ЭПА снизилось до частично работоспособного. У данной арматуры произошло дальнейшее снижение плавности рабочего хода значительно ниже нормы. По спектру токового сигнала установлены: значительный рост нагрузки на двигателе выше предельно допустимой, модуляция на частоте выходного вала редуктора. По результатам диагностирования зафиксированы также дефекты ходового узла, затираание штока в зоне сальника, подклинивание запорного органа в верхнем, нижнем или промежуточном положении. Для данной арматуры качество КР можно считать неудовлетворительным.

«Улучшение технического состояния» выявлено у 10-15 % арматуры, прошедшей диагностирование. В основном это небольшое или существенное улучшение, связанное с ростом плавности рабочего хода и снижением нагрузки на электродвигатель. В некоторых случаях зафиксировано недостаточное улучшение, отдельные отклонения диагностических параметров все же сохраняются. При этом для некоторой арматуры улучшение по одним диагностическим параметрам сопровождается появлением отклонений по другим.

Анализируя качество КР данной арматуры, можно предположить, что ремонт выполнялся не полностью, либо «вслепую», не учитывались результаты предремонтного диагностирования.

Известно, что у арматуры, признанной частично работоспособной по результатам диагностирования, выявляются значительные дефекты, при которых контролируемые параметры выходят за границы установленного допуска, но при этом арматура продолжает выполнять свои функции. Частично работоспособное состояние может сохраняться по результатам неоднократного периодического диагностирования в течение 2-3 лет (пока не подойдёт срок КР), создавая угрозу возникновения отказа.

Таким образом, внедрение риск-ориентированной стратегии ремонта оборудования по техническому состоянию, а также контроль качества ремонтных работ с использованием диагностических методов позволил бы поддерживать оборудование в работоспособном и исправном состоянии, своевременно выявляя повреждения, а также принимать правильное решение о необходимости и видах ремонта.

Заключение

1. Нормативные документы атомной отрасли допускают риск-ориентированный подход к планированию ТОиР, при этом методологической базы и готового решения по оптимизации ТОиР ЭПА в настоящее время нет.

2. Объём ТОиР ЭПА может быть обоснованно снижен на основании оценки технического состояния, ресурсных характеристик и показателей надёжности при условии выполнения критериев, изложенных выше.

3. Техническое состояние ЭПА должно определяться преимущественно методами безразборной диагностики, а показатели риска и ресурсные характеристики – на базе интеграции предлагаемой СППР с существующими базами данных оборудования и архивами данных АСУТП АЭС.

4. Реализация СППР об обоснованном исключении сборки-разборки и снятия приводов ЭПА позволит реализовать для оборудования атомных станций риск-ориентированный подход к ТОиР, обеспечивая оптимальное сочетание уровня безопасности и затрат на его поддержку.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. *Шутиков, А.В.* Обоснование способов и эффективности повышения мощности энергоблоков АЭС с ВВЭР выше номинального уровня / А.В. Шутиков, В.А. Хрусталева // Вестник Саратовского государственного технического университета. – 2006. – № 4(20). – С. 32-39.

2. *Maintaining the design integrity of nuclear installations throughout their operating life.* INSAG-19. A report by the international nuclear safety advisory group. URL: https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1178_web.pdf (дата обращения: 04.04.2022).
3. Поваров, В.П. Некоторые аспекты повторного продления срока эксплуатации реакторной установки с ВВЭР-440 на примере энергоблока № 4 Нововоронежской АЭС / В.П. Поваров, А.И. Федоров, С.Л. Витковский // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2019. – № 2. – С. 91-104. DOI 10.26583/пре.2019.2.08
4. *СТО 1.1.1.01.002.0069-2017* Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций. – URL : <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293739/4293739253.pdf> (дата обращения: 04.04.2022).
5. *СТ ЦКБА 008-2014* Арматура трубопроводная. Расчет и оценка надежности и безопасности на этапе проектирования. – URL : <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293762/4293762631.pdf> (дата обращения: 04.04.2022).
6. *СТО 1.1.1.02.002.1857-2021* «Техническое диагностирование электроприводной трубопроводной промышленной арматуры на энергоблоках атомных станций. – ОАО «Концерн Росэнергоатом». – Москва, 2021. – 60 с.
7. *Росэнергоатом: Первый в России проект по внедрению на АЭС системы предиктивной аналитики вышел на финишную прямую.* – URL : <https://www.rosenergoatom.ru/zhurnalstam/news/37790/> (дата обращения: 04.04.2022).
8. *Предиктивная аналитика и диагностика АЭС.* Библиотека технической диагностики атомных электростанций / Под ред. В.И. Павелко. – Москва : АО «НТИЦД», 2019. – 69 с.
9. Калинушкин, А.Е. Создание экспертных систем для ядерной энергетики / А.Е. Калинушкин, В.И. Митин, Ю.М. Семченков // Атомная техника за рубежом. – 1990. – № 7.
10. Трыков, Е.Л. Обнаружение аномалий в работе реакторного оборудования с помощью нейросетевых алгоритмов / Е.Л. Трыков [и др.] // Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика. – 2020. – № 3. – С. 136-147.
11. Абидова, Е.А. Технологии анализа диагностических параметров электроприводной арматуры на действующих энергоблоках Нововоронежской АЭС / Е.А. Абидова, В.Н. Никифоров, О.Ю. Пугачева, М.Т. Слепов // Электротехнические комплексы и системы управления. – 2014. – № 4. – С. 16-22.
12. Матвеев, А.В. Комплексный подход к диагностированию электроприводной арматуры применительно к задачам управления ресурсом / А.В. Матвеев // Арматуростроение. – 2009. – № 2(59). – С. 53-59.
13. *НП-096-15* Требования к управлению ресурсом оборудования и трубопроводов атомных станций. Основные положения. – URL : <http://cntr-nrs.gosnadzor.ru/about/AKTS/НП-096-15.pdf> (дата обращения: 04.04.2022).
14. *РБ 024-19* Руководство по безопасности при использовании атомной энергии «Рекомендации по разработке вероятностного анализа безопасности уровня 1 блока атомной станции для внутренних исходных событий». – URL : <https://docs.cntd.ru/document/560704037> (Дата обращения: 04.04.2022)
15. *ГОСТ Р МЭК 61165-2019* Надежность в технике. Применение марковских методов. – URL : <https://docs.cntd.ru/document/1200167576> (дата обращения: 04.04.2022)
16. Слепов, М.Т. Диагностика ЭПА – опыт работы Нововоронежской АЭС / М.Т. Слепов, Н.П. Сысоев // Глобальная ядерная безопасность. – 2014 – № 2. – С. 79-85.
17. *МТ 1.2.3.02.999.0085-2010* Методика «Диагностирование трубопроводной электроприводной арматуры». – ОАО «Концерн Росэнергоатом». – Москва, 2010. – 140 с.
18. Адаменков, А.К. Диагностическое обеспечение перехода на техническое обслуживание и ремонт запорно-регулирующей арматуры АЭС по техническому состоянию : автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук. Специальность: 05.04.11 – Атомное реакторостроение, машины, агрегаты и технология материалов атомной промышленности. – Волгодонск. – 2009. – 137 с.

REFERENCES

- [1] Shutikov A.V. Obosnovanie sposobov i effektivnosti povysheniya moshchnosti energoblokov AES s VVER vyshe nominal'nogo urovnya [Justification of methods and efficiency of increasing the capacity of power units of NPPs with WWER above the nominal level]. Vestnik Saratovskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta [Bulletin of Saratov state technical university]. 2006. №4(20). P.32-39 (in Russian).
- [2] Maintaining the Design Integrity of Nuclear Installations throughout their Operating Life. INSAG-19. A report by the international nuclear safety advisory group. URL: https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1178_web.pdf (in English).

- [3] Povarov V.P. Nekotorye aspekty povtornogo prodleniya sroka ekspluatatsii reaktornoj ustanovki s VVER-440 na primere energobloka № 4 Novovoronezhskoj [Some aspects of re-extension of WWER-440 reactor unit No. 4 at Novovoronezh NPP]. *Izvestiya vuzov. Yadernaya eneregtika* [News of Higher Education Institutions. Nuclear Power Engineering]. 2019. №2. P.91-104 (in Russian). DOI 10.26583/npe.2019.2.08
- [4] STO 1.1.1.01.002.0069-2019 Pravila organizatsii tekhnicheskogo obsluzhivaniya i remonta sistem i oborudovaniya atomnyh stancij [STO 1.1.1.01.002.0069-2017 Rules of organization of maintenance and repair of systems and equipment of nuclear power plants]. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293739/4293739253.pdf> (reference date: 04.04.2022) (in Russian).
- [5] ST CKBA 008-2014 Armatura truboprovodnaya. Raschet i ocenka nadezhnosti i bezopasnosti na etape proektirovaniya [ST CKBA 008-2014 Pipeline valves. Calculation and evaluation of reliability and safety at design stage]. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293762/4293762631.pdf> (reference date: 04.04.2022) (in Russian).
- [6] STO 1.1.1.02.002.1857-2021 Tekhnicheskoe diagnostirovanie elektroprivodnoj truboprovodnoj promyshlennoj armatury na energobloках atomnyh stancij [STO 1.1.1.02.002.1857-2021 Technical diagnostics of electric pipeline industrial valves on power units of nuclear power plants]. Rosenergoatom Concern OJSC. Moscow, 2021. 60 p. (in Russian).
- [7] Rosenergoatom: Pervyj v Rossii proekt po vnedreniyu na AES sistemy prediktivnoj analitiki vyshel na finishnuyu pryamuyu [Rosenergoatom: Russia's first project to introduce a predictive analytics system at NPPs has reached the finish line]. URL: <https://www.rosenergoatom.ru/zhurnalistan/news/37790/> (reference date: 04.04.2022) (in Russian).
- [8] Prediktivnaya analitika i diagnostika AES. Biblioteka tekhnicheskoy diagnostiki atomnyh elektrostancij [Predictive Analytics and Nuclear Power Plant Diagnostics. Technical Diagnostics Library for Nuclear Power Plants]. Moscow: JSC «NTCD». 2019. 69 p. (in Russian).
- [9] Kalinushkin A.E., Mitin V.I., Semchenkov Yu.M. Sozdanie ekspertnyh sistem dlya yadernoj energetiki [Building Expert Systems for Nuclear Power]. *Atomnaya tekhnika za rubezhom* [Nuclear Technology Abroad]. 1990. №7 (in Russian).
- [10] Trykov E.L. i dr. Obnaruzhenie anomalij v rabote reaktornogo oborudovaniya s pomoshch'yu nejrosetevyh algoritmov [Reactor Equipment Anomaly Detection Using Neural Network Algorithms]. *Izvestiya vysshih uchebnyh zavedenij. Yadernaya energetika* [News of Higher Education Institutions. Nuclear Power Engineering]. 2020. №3. P.136-147 (in Russian).
- [11] Abidova E.A. Tekhnologii analiza diagnosticheskikh parametrov elektroprivodnoj armatury na deystvuyushchih energobloках Novovoronezhskoj AES [Technologies for Analysis of Diagnostic Parameters of Electric Actuator Valves at Operating Power Units of Novovoronezh NPP]. *Elektrotekhnicheskie komplekсы i sistemy upravleniya* [Electrical Complexes and Control Systems]. 2014. №4. P. 16-22 (in Russian).
- [12] Matveev A.V., Zhidkov S.V., Adamenkov A.K., Galivec E.Yu., Usanov D.A. «Kompleksnyj podhod k diagnostirovaniyu elektroprivodnoj armatury primenitel'no k zadacham upravleniya resursom» [An Integrated Approach to Diagnostics of Electric Actuated Valves as Applied to Service Life Management Tasks]. *Armaturostroenie* [Armature Construction]. 2009. №2(59). P. 53-59 (in Russian).
- [13] NP-096-15 Trebovaniya k upravleniyu resursom oborudovaniya i truboprovodov atomnyh stancij. Osnovnye polozheniya [NP-096-15 Requirements for Lifetime Management of Equipment and Pipelines of Nuclear Power Plants. General provisions]. URL : <http://cntr-nrs.gosnadzor.ru/about/AKTS/HII-096-15.pdf> (reference date: 04.04.2022) (in Russian).
- [14] RB 024-19 Rukovodstvo po bezopasnosti pri ispol'zovanii atomnoj energii «Rekomendatsii po razrabotke veroyatnostnogo analiza bezopasnosti urovnya 1 bloka atomnoj stancii dlya vnutrennih iskhodnyh sobytij» [RB 024-19 Guidance on Safety in the Use of Atomic Energy «Recommendations for the Development of a Probabilistic Safety Analysis of Level 1 Unit of a Nuclear Power Plant for Internal Baseline Events»]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/560704037> (reference date: 04.04.2022) (in Russian).
- [15] GOST R MEK 61165-2019 Nadezhnost' v tekhnike. Primenenie markovskikh metodov [IEC 61165:2006, Application of Markov techniques, IDT]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200167576> (reference date: 04.04.2022) (in Russian).
- [16] Slepov M.T., Sysoev N.P. Diagnostika EPA – opyt raboty Novovoronezhskoj AES. [EPA Diagnostics - Novovoronezh NPP's Experience]. *Global'naya yadernaya bezopasnost'* [Global Nuclear Safety]. 2014. №2. P.79-85 (in Russian).
- [17] MT 1.2.3.02.999.0085-2010 Metodika «Diagnostirovanie truboprovodnoj elektroprivodnoj armatury» [MT 1.2.3.02.999.0085-2010 Methodology «Diagnosis of Pipeline Electric Actuated Valves»]. Rosenergoatom Concern OJSC. Moscow, 2010. 140 p. (in Russian).

- [18] Adamenkov A.K. Diagnosticheskoe obespechenie perekhoda na tekhnicheskoe obsluzhivanie i remont zaporno-reguliruyushchej armatury AES po tekhnicheskomu sostoyaniyu [Diagnostic Support for the Transition to Maintenance and Repair of NPP shut-off and control valves by technical condition]. Avtoreferat dissertacii na soiskanie uchyonoj stepeni kandidata tekhnicheskikh nauk [Thesis Abstract of PhD in Engineering. Speciality: 05.04.11 - Nuclear Reactor Engineering, Machines, Units and Material Technology of Nuclear Industry]. Volgodonsk, 2009. 137 p. (in Russian).

Prerequisites for the Implementation of a Risk-Oriented MRO Strategy for NPP Valves

**Alexander A. Lapkis¹, Viktor N. Nikiforov, Prokhor V. Povarov,
Maxim V. Kalashnikov, Elena S. Arsentieva**

*Volgodonsk Engineering Technical Institute the branch of National Research Nuclear University «MEPhI»,
Lenin St., 73/94, Volgodonsk, Rostov region, Russia 347360
¹AALapkis@mephi.ru, ORCID ID: 0000-0002-9431-7046*

Received by the editorial office on 24/03/2022

After revision on 28/04/2022

Accepted for publication on 15/05/2022

Abstract. The paper considers the relevance and possibility of developing methodological foundations for risk-oriented strategy of nuclear power plant equipment MRO on the example of pipeline valves. The pre-design study of the information system implementing these fundamentals is described.

Keywords: valves, electric drive, defect, repair, MRO, risk-oriented, reliability, Markov chains.

For citation: Lapkis A.A., Nikiforov V.N., Povarov P.V., Kalashnikov M.V., Arsentieva E.S. Prerequisites for the introduction of a risk-oriented strategy of MRO of NPP Valves // Global nuclear safety. 2022. Vol. 2(43). P. 55-67. <http://dx.doi.org/10.26583/gns-2022-02-06>