

По мере приближения срока эксплуатации энергоблока АЭС к проектному возникает необходимость принятия альтернативного решения о снятии с эксплуатации или обосновании возможности работы в сверхпроектный назначенный срок службы с обеспечением требуемого уровня безопасности. В развитых ядерных державах работы по технико-экономической целесообразности и обоснованию возможности продления сроков эксплуатации энергоблоков АЭС проводятся с конца 70-х годов прошлого века. В результате большого числа исследований и обобщения многолетнего опыта установлена принципиальная техническая возможность и экономическая целесообразность продления назначенного срока службы на 40 - 50 лет и более. В работе представлены методы продления эксплуатации трансформаторного оборудования, кабельного оборудования, информационно-управляющих систем, а также общие положения по управлению остаточным ресурсом электротехнического оборудования предприятий энергетики.



Пирковский Денис Сергеевич аспирант кафедры "Тепловых электростанций и энергосберегающих технологий" Одесского национального политехнического университета. Область научных интересов: повышение надежности и эффективности тепловых и атомных электростанций, а также солнечных энергоустановок.



978-620-0-43989-5

Денис Пирковский
Атали Мохаммад
Альгерби Рабия

Методы продления эксплуатации электрооборудования в энергетике

Методы продления эксплуатации
трансформаторного и кабельного
оборудования, информационно-
управляющих систем



**Денис Пирковский
Атали Мохаммад
Альгерби Рабиа**

**Методы продления эксплуатации электрооборудования в
энергетике**

**Денис Пирковский
Алали Мохаммад
Альгерби Рабиа**

Методы продления эксплуатации электрооборудования в энергетике

**Методы продления эксплуатации
трансформаторного и кабельного
оборудования, информационно-управляющих
систем**

LAP LAMBERT Academic Publishing

Imprint

Any brand names and product names mentioned in this book are subject to trademark, brand or patent protection and are trademarks or registered trademarks of their respective holders. The use of brand names, product names, common names, trade names, product descriptions etc. even without a particular marking in this work is in no way to be construed to mean that such names may be regarded as unrestricted in respect of trademark and brand protection legislation and could thus be used by anyone.

Cover image: www.ingimage.com

Publisher:

LAP LAMBERT Academic Publishing

is a trademark of

International Book Market Service Ltd., member of OmniScriptum Publishing Group

17 Meldrum Street, Beau Bassin 71504, Mauritius

Printed at: see last page

ISBN: 978-620-0-43989-5

Copyright © Денис Пирковский, Алали Мохаммад, Альгерби Рабиа

Copyright © 2019 International Book Market Service Ltd., member of
OmniScriptum Publishing Group

Методы продления эксплуатации электрооборудования в энергетике

Пирковский Денис,
Али Мохаммад, Альгерби Рабия

Methods for extending the operation of electrical equipment in the energy sector

Pirkovski Denis,
Alali Mohammad, Algerby Rabia

По мере приближения срока эксплуатации энергоблока АЭС к проектному возникает необходимость принятия альтернативного решения о снятии с эксплуатации или обосновании возможности работы в сверхпроектный назначенный срок службы с обеспечением требуемого уровня безопасности.

В развитых ядерных державах работы по технико-экономической целесообразности и обоснованию возможности продления сроков эксплуатации энергоблоков АЭС проводятся с конца 70-х годов прошлого века. В результате большого числа исследований и обобщения многолетнего опыта установлена принципиальная техническая возможность и экономическая целесообразность продления назначенного срока службы на 40 - 50 лет и более.

В работе представлены методы продления эксплуатации трансформаторного оборудования, кабельного оборудования, информационно-управляющих систем, а также общие положения по управлению остаточным ресурсом электротехнического оборудования предприятий энергетики.

As the operating life of the NPP power unit approaches the design one, there is a need to take an alternative decision on decommissioning or justification of the possibility of working in the super-design designated life with the required level of safety.

In developed nuclear powers, work on technical and economic feasibility and justification of the possibility of extending the life of nuclear power units has been carried out since the late 70s of the last century. As a result of a large number of studies and generalizations of many years of experience, the principal technical feasibility and economic feasibility of extending the assigned service life by 40-50 years or more have been established.

The paper presents methods for extending the operation of transformer equipment, cable equipment, information and control systems, as well as general provisions for managing the residual resource of electrical equipment of energy enterprises.

Основные положения методов продления эксплуатации электротехнического оборудования и информационно-управляющих систем

Трансформаторное оборудование

Рассмотрение вопросов продления эксплуатации трансформаторного оборудования АЭС с ВВЭР целесообразно для всех силовых трансформаторов мощностью 25 и более МВА, эксплуатируемых более 15 лет, в том числе:

- блочные трансформаторы;
- трансформаторы собственных нужд;
- трансформаторы резервирования питания собственных нужд;
- автотрансформаторы связи и вольтодобавочные трансформаторы, установленные на АЭС;
- компенсирующие реакторы.

При разработке рабочих программ по продлению срока эксплуатации конкретных групп трансформаторов АЭС рекомендуется в одну программу включать все трансформаторы одного типа и назначения:

- блочные трансформаторы типа ОРЦ-417000/750;
- блочные трансформаторы типа ТНЦ-1250000/330;
- блочные трансформаторы типа ТДЦ-250000/330;
- трансформаторы собственных нужд типа ТРДНС;
- трансформаторы резервирования питания собственных нужд типа ТРДЦН-63000/330;
- трансформаторы резервирования питания собственных нужд типа ТРДН-63000/150;
- автотрансформаторы связи типа АОДЦТН;
- автотрансформаторы связи типа АТДЦТН;
- трансформаторы поперечного регулирования типа ОДЦТНП;
- шунтирующие реакторы типа РОДЦ.

Для примера в табл. 1 приведены данные о наработке отдельных трансформаторов (по состоянию на 2003 г.).

Таблица 1 Нарботка трансформаторного оборудования АЭС Украины

Тип трансформатора	АЭС	Количество о трансфор-	Количество трансформаторов (шт.) с наработкой, лет					
			0 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 25	

		маторов, шт.					
1. Трансформаторное оборудование энергоблоков							
ОРЦ- 417000/750	ЗАЭС	18	-	1	3	14	-
	ЮУАЭС	3	-	-	3	-	-
	ХАЭС	3	-	3	-	-	-
	РАЭС	3	-	3	-	-	-
ТНЦ- 1250000/330	ЮУАЭС	2	-	-	-	1	1
	РАЭС	1	-	-	-	1	-
	ХАЭС	1	-	-	-	1	-
ТДЦ- 250000/330	РАЭС	4	-	-	-	-	4
ТРДНС- 63000/35	ЗАЭС	12	-	1	3	8	-
	ЮУАЭС	2	-	-	-	2	-
	РАЭС	4	2	-	-	2	-

Продолжение таблицы 1

Тип трансформатора	АЭС	Количество трансформаторов, шт.	Количество трансформаторов (шт.) с наработкой, лет				
			0 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 25
	ХАЭС	4	-	2	-	2	-
ТРДНС- 40000/35	ЮУАЭС	5	-	-	-	3	1
ТРДНС- 25000/35	РАЭС	4	-	-	-	-	4
ТРДЦН- 63000/330	ЗАЭС	2	-	-	-	2	-
	ЮУАЭС	3	-	-	-	2	-
	РАЭС	4	-	1	2	1	-
	ХАЭС	3	-	-	-	3	-
ТРДН- 63000/150	ЗАЭС	2	-	-	-	2	-
	ЮУАЭС	1	-	-	-	-	1
Все типы	Все АЭС	79	2	11	11	44	11
		100 %	2,6	13,9	13,9	55,7	13,9
2. Автотрансформаторы связи, установленные на ОРУ АЭС Украины							
АОДЦТН-	ЗАЭС	3	-	-	-	3	-

Тип трансформатор	АЭС	Количество	Количество трансформаторов (шт.) с наработкой, лет				
			о				
333000/750/330	ЮУАЭС	4	-	-	-	3	-
	ХАЭС	3	-	-	-	3	-
	РАЭС	3	3	-	-	-	-
ОДЦТНП-92000/150	ЗАЭС	3	-	-	-	3	-
	ЮУАЭС	3	-	-	-	3	-
	ХАЭС	3	-	-	-	3	-
	РАЭС	3	3	-	-	-	-
АТДЦТ-250000/330/150	ЮУАЭС	1*	-	-	-	-	-
АТДЦТН-250000/330/150	ЮУАЭС	1	-	-	1	-	-
АТДЦТН-125000/330/110	РАЭС	2	-	-	-	1	1
Все типы	Все АЭС	28	6	-	1	19	2
		100 %	21,5	-	3,6	67,8	7,1

* В эксплуатацию не вводился.

Оценка ТС трансформаторного оборудования в соответствии с ПЛ-Д.0.08.126-2003, ДНАОП 1.1.10-97, ГКЛ 34.20.507-2003 включает следующие этапы:

проверку технической документации;
 проверку соблюдения условий эксплуатации;
 проверку соблюдения регламента технического обслуживания и ремонта;

проведение испытаний;
 проверку комплектности и состояния ЗИП;
 проведение анализа эксплуатационной надежности;
 оформление документов по продлению срока эксплуатации.

Для оценки ТС силовых трансформаторов необходимо:

выполнить анализ конструкции на предмет наличия "слабых мест" в изоляционной конструкции, а также конструктивных недостатков;

выполнить комплексное обследование трансформатора для получения характеристик (параметров), на основании которых будет произведена оценка состояния и определен остаточный ресурс;

выполнить анализ полученных данных и провести экспертную оценку состояния основных систем, узлов и комплектующих устройств.

При анализе конструкции рассматривается следующая техническая документация:

основные параметры и результаты заводских испытаний;

проектные расчеты;

данные по аварийности трансформаторов;

эксплуатационная документация, требующая устранения конструктивных недостатков, модернизации или ограничения эксплуатационных воздействий (нагрузки, уровня напряжения, температуры);

конструкторская документация на обследуемый трансформатор.

На основании этих результатов делается заключение о необходимости проверки конструкции по усовершенствованным методикам расчета в следующих частях:

расчет изоляционных промежутков (определение коэффициентов запаса);

расчет потерь в элементах конструкции и в баке;

расчет температуры наиболее нагретой точки в обмотках трансформатора.

Если нет необходимости в указанных расчетах (во всех или в части из них), то в дальнейшем при расчете ресурса изоляции трансформатора используются данные из расчетной записки оцениваемого трансформатора.

В процессе анализа технической документации выполняется:

определение участков изоляции с минимальными запасами электрической прочности;

оценка механической стойкости обмоток при коротком замыкании;

оценка распределения температур при эксплуатационных режимах работы и выявление наиболее нагретых зон;

оценка температуры наиболее нагретых зон в зависимости от температуры верхних слоев масла.

Комплексное обследование трансформатора производится по разрабатываемой для каждого конкретного трансформатора программе. В программу включаются полностью или частично перечисленные ниже действия и измерения.

При этом в объем обследования не включаются действия и измерения, относящиеся к отсутствующим на данном трансформаторе узлам (например, для трансформаторов ТРДНС – высоковольтные маслонаполненные вводы, система охлаждения и пр.), либо к узлам, состояние которых известно (например, в трансформаторе непосредственно перед переназначением ресурса произведена замена масла на свежее либо заменены вводы на новые).

Для оценки ТС трансформатора выполняется следующий анализ условий эксплуатации трансформатора:

- средняя нагрузка и превышение температуры обмоток и масла;
 - наибольшая нагрузка и превышение температуры обмоток и масла;
 - количество и значение систематических и аварийных перегрузок;
 - количество включений и отключений;
 - длительность и значения перевозбуждений;
 - количество повышений напряжения, их длительность и значения;
 - частота работы РПН;
 - короткие замыкания (КЗ), их число и значения токов КЗ;
 - количество грозовых перенапряжений;
 - количество коммутационных перенапряжений, их значения и длительность;
 - результаты профилактических испытаний;
 - характеристики изоляции;
 - хроматографический анализ растворенных газов (ХАРГ);
 - физико-химические анализы масла из бака трансформатора, устройства РПН и вводов за период эксплуатации;
 - неисправности, их характер и способы устранения;
 - наличие течей масла и определение вероятных причин появления течей (определяется внешним осмотром в период обследования);
 - уровень масла в расширителях;
 - значение давления во вводах;
 - температура масла и окружающего воздуха;
 - степень загрязнения трубок охладителей;
 - характер шумов при работе маслососов, вентиляторов и их вибрации.
- По результатам внешнего осмотра и анализа условий эксплуатации определяется необходимый объем дополнительных испытаний.

Карта возможных износовых и развивающихся дефектов и методов их определения приведена в табл. 2.

Проверки и испытания на работающем трансформаторе должны осуществить оценку возможного снижения электрической прочности изоляции трансформатора из-за наличия в нем влаги и примесей, оценку степени увлажнения трансформатора;

Таблица 2 Карта возможных дефектов трансформатора

Подсистема (узел)	Дефекты	Метод определения дефекта
1. Активная	1.1 Развивающиеся	

Подсистема (узел)	Дефекты	Метод определения дефекта
часть	повреждения	
	Повышенный нагрев элементов конструкции (наличие короткозамкнутых контуров, ухудшение контактов обтекаемых рабочим током)	ХАРГ, тепловизионный контроль и измерение напряженности магнитного поля вдоль разъема бака на работающем трансформаторе Измерение потерь холостого хода и омических сопротивлений обмоток после отключения и расшиновки трансформатора
	Перегревы в магнитопроводе	ХАРГ и определение фурановых соединений на работающем трансформаторе
	Распрессовка магнитопровода	Измерение вибрационных характеристик на работающем трансформаторе
	Деформация обмоток	Измерение сопротивления короткого замыкания Z_k Прецизионное измерение электрической емкости на участках
	Источники разрядов и нагревов на электромагнитных шунтах	ХАРГ на работающем трансформаторе Локация источника частичных разрядов (ЧР) на работающем трансформаторе
	1.2 Износные дефекты Увлажнение изоляции	По изменению влагосодержания масла при прогреве трансформатора до температуры $65 \pm 5 \text{ }^\circ\text{C}$ Расчетным путем по результатам измерений R60/R120 и тангенса угла диэлектрических потерь изоляции по зонам при 2-х температурах Проверка герметичности надмасляного пространства после отключения и расшиновки
	Загрязнение поверхности изоляции	Измерение уровня ЧР Температурная зависимость

Подсистема (узел)	Дефекты	Метод определения дефекта
		тангенса угла диэлектрических потерь изоляции по участкам
	Старение изоляции	ХАРГ (определение СО, СО ₂ , фурановых соединений)

Продолжение таблицы 2

Подсистема (узел)	Дефекты	Метод определения дефекта
	Загрязнение масла	Наличие механических примесей в масле при работающей системе охлаждения. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции после отключения и расшиновки при двух температурах
Подсистема (узел)	Дефекты	Метод определения дефекта
	Старение масла	Комплексный анализ масла
	Механическое ослабление крепления обмоток	Измерение вибрационных характеристик под нагрузкой
	Развивающиеся повреждения по внутренней изоляции Частичные разряды, перегревы	Измерение тангенса угла диэлектрических потерь и емкости изоляции остова ХАРГ
2. Вводы	Старение и загрязнение масла	Комплексный анализ масла
	Загрязнение трубок охладителей	Измерение перепада температуры масла на охладителе
3. Система охлаждения	Износ подшипников электронасосов	Прослушивание и измерение уровней шумов и вибраций Измерение тока, потребляемого электродвигателями насосов
	Повреждение изоляции обмотки статора двигателя электронасоса	Измерение сопротивления изоляции после отключения Внешний осмотр

	Окисление контактов электроаппаратуры в шкафах управления охлаждением	Тепловизионный контроль
	Повышенный шум при работе пускателей в шкафах управления охлаждением	Прослушивание
	Наличие течей масла по сварным швам и уплотнениям	Внешний осмотр. Проверка маслоплотности при прогреве трансформатора
4. Бак трансформатора, расширитель, маслопроводы	Повышенный нагрев составных частей	Тепловизионный контроль
	Наличие короткозамкнутых контуров	Измерение сопротивления изоляции между составными частями и баком
	Коррозия, нарушение лакокрасочного покрытия	Внешний осмотр
5. Контрольно-измерительная аппаратура и кабели	Ухудшение условий работы газового реле, манометров, термосигнализаторов	Измерение вибраций в зоне установки газового реле, манометров, термосигнализаторов
	Неправильное функционирование манометров и термосигнализаторов	Снятие показаний при прогреве трансформатора
	Окисление контактов в клеммных коробках сигнализирующей аппаратуры	Внешний осмотр
Подсистема (узел)	Дефекты	Метод определения дефекта
	Повреждение защитной оболочки и изоляции контрольных кабелей	Внешний осмотр

	Неправильный уровень масла в расширителе	Внешний осмотр, проверка уровня масла при прогреве трансформатора
	Увлажнение силикагеля в воздухоосушительном фильтре	Внешний осмотр, изменение цвета индикаторного силикагеля
	Отсутствие масла в гидрозатворе	Внешний осмотр
	Ухудшение характеристик масла и увлажнение изоляции	Определение влагосодержания масла Определение пробивного напряжения масла

Продолжение таблицы 2

Подсистема (узел)	Дефекты	Метод определения дефекта
6. Компенсация температурного расширения масла	Перегрев контактов контактора	ХАРГ в масле из бака контактора устройства РПН
	Износ уплотнений контактора	ХАРГ в масле бака избирателя устройства РПН
	Износ (перегрев) контактов избирателя	ХАРГ в масле бака избирателя устройства РПН
7. Устройство регулирования напряжения (РПН)	Механический износ устройств РПН	Измерение омических сопротивлений
	Дефекты привода: - коррозия деталей кинематики и окисление контактов аппаратуры шкафа привода; - износ резиновых уплотнений двери шкафа привода	Снятие круговой диаграммы РПН Визуальный осмотр

проверку функционирования систем компенсации температурного расширения масла в баках трансформатора и контактора, а также во вводах по изменению уровня масла в расширителях и изменению давления во вводах в процессе нагрева;

определение наличия ЧР электрическим и/или акустическим методами;

оценку возможного снижения усилий прессовки обмоток и магнитопровода активной части трансформатора и определение аномальных зон вибрации (проводят при максимально возможной нагрузке);

измерение вибрационных характеристик элементов системы охлаждения;

измерение напряженности магнитного поля по периметру бака в месте его разъема;

испытания масла из бака трансформатора. Отбор пробы масла из бака трансформатора в количестве 1,5 л производят в период завершения работ по оценке степени увлажнения.

Испытание масла проводят в следующем объеме:

а) определение физических характеристик и характеристик состава:

плотность;

вязкость;

коэффициент преломления света;

содержание ароматических углеводов;

температура вспышки;

б) определение характеристик старения масла:

цвет;

кислотное число (кулонометрическим методом);

число омыления;

тангенс угла диэлектрических потерь при $\approx 20, 50, 70, 90$ °С и при температурах измерений изоляции трансформатора;

объемное удельное сопротивление при $\approx 20, 50, 70, 90$ °С и при температурах измерений изоляции трансформатора;

коэффициент полярности (Вермана);

содержание ингибитора;

поверхностное натяжение;

мутность (коэффициент светопоглощения);

продукты старения по ИК-спектру;

осадок;

в) исследование продуктов деградации материалов:

ХАРГ масла;

определение концентрации фурановых соединений;

г) определение следующих параметров, характеризующих комплексную электрическую прочность масла:

пробивное напряжение и коэффициент вариации;

влажесодержание;

дисперсионный анализ механических примесей;

оценка отфильтрованного осадка под микроскопом.

Отбор пробы масла из бака избирателя и контактора устройства РПН производят в период завершения работ по оценке степени увлажнения.

тепловизионный контроль бака трансформатора, вводов, бака устройства РПН, элементов системы охлаждения (по ГКД 34.20.302-2002);

измерение тока в нейтрали и в заземлении трансформатора. При изменении нагрузки трансформатора измерения повторить;

измерение потоков масла в системе охлаждения;

оценка перегревов бака, наружных конструкций и вводов методом тепловизионного контроля;

измерение характеристик вводов при рабочем напряжении (по ГКД 34.20.302-2002).

Соответствующие методики проведения таких проверок и испытаний отражены в [77, 101 - 103, 138, 141, 142, 144, 148, 149, 184, 185, 194, 209, 245].

При проведении испытаний после отключения и расшиновки трансформатора необходимо:

измерение потерь холостого хода и тока намагничивания (по ГКД 34.20.302-2002);

измерение характеристик изоляции обмоток (сопротивление изоляции, емкость обмоток и тангенс угла диэлектрических потерь) производят, как минимум, при двух температурах, отличающихся примерно на 20 - 30 °С (предпочтительно при трех температурах, например 70 - 60, 50 - 40 и 30 - 20 °С) (по ГКД 34.20.302-2002);

измерение характеристик изоляции вводов, как минимум, при двух температурах (по ГКД 34.20.302-2002);

измерение сопротивления постоянному току обмоток (на всех положениях устройства РПН и/или ПБВ) (по ГКД 34.20.302-2002);

оценка состояния контактора РПН (по ГКД 34.20.302-2002);

оценка состояния кинематики устройства РПН (по ГКД 34.20.302-2002);

измерение сопротивления короткого замыкания Z_k и (при необходимости) проведение дополнительных измерений механической деформации обмоток методом низковольтных импульсов;

отбор проб масла из вводов для проведения анализов (по ГКД 34.20.302-2002) в следующем объеме: а) ХАРГ масла; б) тангенс угла диэлектрических потерь при 20, 50, 70, 90 °С; в) кислотное число; г) влагосодержание; д) продукты старения по ИК-спектру; е) Рv; ж) мутность;

отбор проб масла из бака контактора устройства РПН для проведения анализа (по ГКД 34.20.302-2002) в следующем объеме: а) ХАРГ масла; б) пробивное напряжение; в) влагосодержание; г) мехпримеси; д) тангенс угла диэлектрических потерь;

отбор образцов и определение степени полимеризации бумажной изоляции по специальной программе (проводят в случае проведения во время обследования трансформатора работ со вскрытием бака);

испытание трансформатора на герметичность (по ГКД 34.20.302-2002);

осмотр и проверка состояния газового реле, клеммной коробки, аппаратуры привода устройства РПН в соответствии с требованиями инструкций завода-изготовителя;

проверка сопротивления изоляции статорных обмоток электродвигателей маслососов (по ГКД 34.20.302-2002).

Оценка состояния трансформатора включает, кроме сравнения характеристик, полученных при комплексном обследовании, с указанными в ГКД 34.20.302-2002 среднестатистическими (определяющими безаварийное состояние оборудования) значениями их, оценку их изменения. При этом особое внимание уделяется характеристикам, определяющим состояние систем, участков и комплектующих, признанных потенциально ослабленными при анализе конструкции и аварийности трансформаторов данного типа.

По результатам такой оценки даются рекомендации о необходимости ремонта, обновления или замены комплектующих, масла, изоляции и т.д. Критерии оценки результатов конкретных измерений и испытаний приведены в ПМ-Т.0.08.151-05.

По результатам ХАРГ в пробах масла из бака трансформатора, баков РПН и из высоковольтных маслосодержащих вводов определяется наличие развивающихся дефектов. Если выявлено наличие развивающегося дефекта, производится экспертная оценка его местонахождения, возможного процесса дальнейшего развития (при необходимости проводятся дополнительные испытания и измерения). Если наличие и (или) дальнейшее развитие дефекта связано с риском повреждения трансформатора, делается заключение о необходимости и сроках выведения трансформатора в ремонт для устранения дефекта.

При оценке состояния трансформатора, его основных систем, узлов и комплектующих устройств производится также оценка параметров, оказывающих влияние на скорость старения трансформатора и на его остаточный ресурс.

К параметрам, характеризующим накопление необратимых изменений в трансформаторе и его составных частях, относятся:

- количество фурановых соединений в масле трансформатора;
- потери холостого хода трансформатора при номинальном напряжении;
- степень полимеризации целлюлозной изоляции;
- показатели старения масла;
- тангенс угла диэлектрических потерь изоляции;
- содержание окиси и двуокиси углерода - CO и CO₂.

Для обеспечения достоверности определение параметров в необходимых случаях производится двумя и более методами либо производится экспертная оценка взаимозависимых параметров (пробивное напряжение и влагосодержание масла, тангенс угла диэлектрических потерь масла и количество и природа мехпримесей, соотношения отдельных углеводородных газов, характеристики изоляции нескольких участков и др.).

Оценка ОР трансформатора

Ресурс трансформатора определяется ресурсом основных функциональных систем и узлов, замена которых невозможна или экономически нецелесообразна. В этом смысле ресурс всего трансформатора фактически определяется ресурсом целлюлозной изоляции и магнитопровода.

Исследования ресурса изоляции, проведенные в Украинском институте трансформаторостроения "ВИТ", учитывающие снижение электрической и механической прочности, позволили получить экспериментальную зависимость ресурса целлюлозной изоляции от температурного воздействия. При температуре 100 °С ресурс составил 25 лет, которые приняты в качестве гарантированного срока службы трансформатора. При снижении средней температуры эксплуатации на 10°С ниже расчетной (например, с 70 °С в верхних слоях масла до 60 °С), ресурс изоляции возрастает до 50 лет. При этом за учитываемую температуру изоляции принимается температура наиболее нагретой точки, которая в расчетной записке указывается как перегрев над температурой верхних слоев масла.

Так как большую часть времени (работа в зимнее время, работа при нагрузках значительно меньших номинальной) температура верхних слоев масла трансформатора значительно меньше наибольшей допустимой, то износ изоляции за 25 лет эксплуатации практически никогда не приближается к 100 %, что и позволяет прогнозировать надежную работу

трансформаторов до 50 и даже более лет. Этот прогноз подтверждается практическим опытом эксплуатации трансформаторов во всем мире.

Ресурсы ряда других узлов трансформатора значительно ниже, но при контроле состояния этих узлов и своевременном их ремонте или замене они не определяют ресурс трансформатора.

Таким образом, основным критерием для определения ресурса трансформатора является ресурс целлюлозной изоляции.

Предельное состояние трансформатора, из всей целлюлозной изоляции, определяется витковой изоляцией. Предельное состояние целлюлозы по условиям прочности на разрыв определяется по степени полимеризации. Численно степень деструкции изоляции обычно характеризуется числом разрывов молекулы целлюлозы или фактором старения η , который может быть представлен через начальное $СП_0$ и текущее (конечное) $СП_k$ значения степени полимеризации. При этом изоляция считается полностью изношенной, если число разрывов достигло 5.

$$\eta = \frac{СП_0}{СП_k} - 1 < 5. \quad (1)$$

Такому состоянию соответствует целлюлоза, имеющая степень полимеризации 330 единиц. При этом остаточная прочность бумаги на разрыв составляет примерно 20 % от исходной.

Степень деструкции целлюлозы также может быть выражена через ОР в процентах, который определяется через начальное, текущее и конечное значения степени полимеризации.

$$P_{ост} = \frac{СП_{тек} - СП_{пред}}{СП_{исх} - СП_{пред}} \cdot 100 \quad (2)$$

где $P_{ост}$ – остаточный ресурс изоляции, %; $СП_{исх}$ – исходная степень полимеризации (картон – 1900, витковая изол. – 1800); $СП_{тек}$ – измеренная или определенная по методике степень полимеризации; $СП_{пред}$ – предельная степень полимеризации.

При деструкции целлюлозной изоляции выделяются фурановые соединения и газы СО и СО₂.

На основе опытных данных о соотношении степени полимеризации и выделившихся в масло фурановых соединений и статистически определенного ориентировочного соотношения между степенью полимеризации и содержанием в масле суммы газов СО и СО₂.

Исходя из предельной степени полимеризации целлюлозной изоляции 330, могут быть определены предельно допустимые количества фурановых соединений и суммы газов СО и СО₂.

Для оценки остаточного ресурса по температуре наиболее нагретой точки необходимо:

определить разность температуры верхних слоев масла и наиболее нагретой точки обмотки (из расчетной записки или по результатам оценки конструкции);

выполнить статистическую обработку данных по реальным температурам верхних слоев масла за весь период эксплуатации, определить времена работы трансформатора с разными температурами верхних слоев масла и определить среднюю температуру верхних слоев масла за все время работы трансформатора

$$t_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n T_i t_i}{\sum_{i=1}^n T_i}, \quad (3)$$

где t_{cp} – средняя температура верхних слоев масла, °С; T_i – время работы с температурой верхних слоев масла, ч;

определить срок службы трансформатора по средней температуре, увеличенной на температуру перегрева над верхними слоями масла наиболее нагретой точки, используя приведенную на рис.1 зависимость ресурса бумаги от температуры.

определить ОР, отняв от рассчитанного срока службы время наработки трансформатора.

Оценка остаточного ресурса по скорости деструкции целлюлозы проводится по скорости деструкции целлюлозы по содержанию в масле фурановых соединений и сумме газов СО и СО₂. Данные оценки необходимы для заключения об износе изоляции и принятия решения о необходимости отбора проб изоляции для определения степени полимеризации.

По полученным при комплексном обследовании трансформатора значениям растворенных в масле фурановых соединений и сумме газов СО и СО₂, используя данные табл.3 и 4, определяются соответствующие степени полимеризации изоляции.

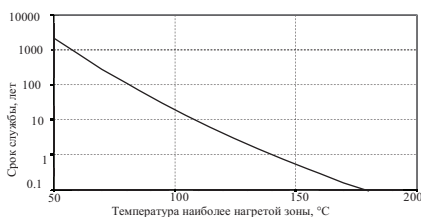


Рис. 1. Зависимость ресурса бумаги от температуры

По полученным при комплексном обследовании трансформатора значениям растворенных в масле фурановых соединений и сумме газов CO и CO₂, используя данные табл.3 и 4, определяются соответствующие степени полимеризации изоляции.

Таблица 3. Корреляция между степенью полимеризации изоляции и суммарной концентрацией CO и CO₂

Концентрация CO + CO ₂ , мл/г*	0,5	0,25	0,15	0,1	0,075	0,05
Степень полимеризации	500/600	600/800	700/900	800/1000	900/1100	1000/1200

* Масса изоляции (г), находящейся в наиболее нагретой зоне, принимается равной 10 % от общей массы изоляции; суммарный объем CO и CO₂ равен произведению содержания их в масле (ppm) на объем масла (т).

Таблица 4 Корреляция между степенью полимеризации изоляции и концентрацией фурфурола

Концентрация фурфурола, ppm	3,3	1,0	0,4	0,18	0,05	0,02	<0,01
Степень полимеризации	200	300	400	500	600	700	800

По полученному значению ОР изоляции определяется оставшийся неизрасходованным срок службы трансформатора (ОР трансформатора) по формуле:

$$T_{ост} = T_{omp} \cdot \frac{P_{ост}(\%)}{100 - P_{ост}(\%)} \quad (4)$$

где $T_{ост}$ – остаточный ресурс трансформатора, лет; T_{omp} – наработка трансформатора к моменту определения ОР изоляции $P_{ост}$, лет.

При этом предполагается, что условия работы трансформатора при расходе ОР будут аналогичными таковым в период наработки.

Если хотя бы по одному из методов ОР менее требуемого для обеспечения наработки до 40 лет, проводится дополнительная оценка режимов работы, наличия дефектов, ускоривших старение изоляции, и принимается решение о необходимости отбора проб витковой изоляции для определения степени полимеризации.

Оценка ОР отдельных узлов осуществляется по оценкам ОР трансформаторного масла; оценке остаточного ресурса высоковольтных вводов; оценке остаточного ресурса РПН; ОР системы охлаждения.

Анализ эксплуатационной надежности

Анализ эксплуатационной надежности трансформаторов должен производиться в соответствии с требованиями НП.306.5.02/2.068-2003.

Основной задачей анализа эксплуатационной надежности трансформаторов является выявление наличия или отсутствия тенденции к снижению надежности (тренда параметра потока отказов).

Определение статистических оценок показателей надежности следует выполнять в соответствии с ДСТУ 3004.

Для сбора информации об отказах следует использовать журналы дефектов, журналы ремонтов и т.п.

При необходимости возможно использование данных об отказах трансформаторов на других энергоблоках данной или иных АЭС (если они находились в аналогичных условиях эксплуатации).

Критерии возможности продления срока эксплуатации

Допускается продление срока эксплуатации/службы при следующих условиях:

комплектность, сохранность технической документации соответствуют установленным требованиям;

условия эксплуатации трансформаторов соответствуют значениям, указанным в эксплуатационной документации;

техническое обслуживание, ремонт проводились в соответствии с графиками и технической документацией;

рассчитанный ОР достаточен для увеличения общего ресурса до 40 лет;

комплектность ЗИП соответствует требованиям эксплуатационных документов и пополнения не требует;

результаты испытаний положительны;
показатель тренда параметра потока отказов не возрастающий, и фактические значения показателей надежности соответствуют установленным значениям.

Управление старением трансформаторного оборудования для увеличения остаточного ресурса осуществляется на основе:

компенсирующих мероприятий по замене отдельных элементов и их модернизации, по улучшению условий эксплуатации, технического обслуживания, ремонтов и испытаний;

переназначения избыточных консервативных или недостаточно обоснованных проектных требований к критериям оценки работоспособного состояния.

Примерами таких мероприятий по опыту эксплуатации АЭС Украины может быть следующее:

своевременная замена при техническом обслуживании и плановом ремонте узлов, комплектующих и материалов;

контроль за соблюдением графиков технического обслуживания и ремонта, за систематичностью и своевременностью регистрации сведений, за графиками поверки (калибровки) КИП и проверки защитной аппаратуры трансформаторов;

реализация программ качества при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте;

снижение средней температуры эксплуатации целлюлозной изоляции (по специальным исследованиям и опыту эксплуатации снижение средней температуры на 10 °С ниже расчетной приводит к увеличению ресурса до 50 лет и более);

своевременное обнаружение и устранение всех дефектов, приводящих к ускорению старения/деградации;

замена по результатам специальных исследований высоковольтных вводов 110–330 кВ силовых трансформаторов, проработавших более 20 лет;

исключение адсорбируемых изоляцией продуктов разложения масла;

снижение скорости деградации бумажной изоляции при достижении влажности не более 0,5 %;

повторная градуировка измерительных устройств после процедуры регистрации частичных разрядов;

совершенствование и развитие систем технической диагностики целлюлозной изоляции, магнитоприводов и вибрационного состояния трансформаторов.

Кабельное оборудование

Общие положения

Определение допустимых сроков службы проводится для всех типов контрольных и измерительных кабелей с пластмассовыми и резиновыми оболочками, поставляемых на АЭС и ЯЭУ, в том числе и для кабелей, эксплуатирующихся в полях ионизирующих излучений при мощностях поглощенных доз от $1,0 \cdot 10^{-9}$ Гр/с.

Диагностирование ТС и прогнозирование остаточного срока службы кабелей обязательно в том случае, когда истек назначенный срок службы, либо кабели подвергались воздействиям, не предусмотренным проектом.

Испытания при определении остаточного срока службы для кабелей с поливинилхлоридными (ППВХ) и полиэтиленовыми (ПЭ) оболочками являются практически неразрушающими и основаны на степени старения пластмассовых оболочек кабелей. При этом принимается, что изменение величины параметра, характеризующего превалирующий процесс старения, за пределы некоторой недопустимой величины приводит к увеличению вероятности отказа или непосредственно считается отказом.

В основу методик с ППВХ изоляциями и оболочками положен тот факт, что при эксплуатации кабелей в закрытых помещениях АЭС определяющими процессами старения являются как десорбция пластификатора и его разрушение, так деструкция и сшивка полимерных цепей поливинилхлорида.

При разработке отраслевых методик по диагностированию кабелей с ПЭ изоляциями (оболочками) полагалось, что срок службы таких изоляций определялся периодом индукции и временем цепного окисления до достижения критической величины окисления. Для кабелей с изоляциями (оболочками) из отдельных типов растворов сшитого полиэлектролита (РСПЭ) преобладающим процессом старения, ответственным за выход изоляций из строя, является процесс окисления аморфной фазы РСПЭ до критической величины.

При диагностировании ТС кабелей непосредственно на АЭС и ЯЭУ необходимо выполнить следующие предварительные этапы работ [254]:

1. Определение условий эксплуатации кабелей и разделение всех помещений эксплуатации на группы с примерно одинаковыми внешними условиями эксплуатации по температуре, мощности ионизирующего излучения, влажности, наличию агрессивных сред, топлива, масел, кислот и

их паров, механических воздействий и сочетанию перечисленных факторов с выделением помещений с наиболее тяжелыми условиями.

2. Анализ отчетно-эксплуатационной документации (опрос обслуживающего персонала), при этом изучают:

условия эксплуатации кабелей для каждого помещения и их отличие от требований НТД на кабели;

случаи экстремальных внешних воздействий на кабели, их характер, а именно: ремонт или сращивание при эксплуатации, зафиксированные случаи снижения сопротивления изоляции ($R_{из}$), случаи механических повреждений (нарушение наружной оболочки, изоляции и обрыв жил);

фактический суммарный срок хранения и фактический срок службы по документации завода-изготовителя;

количество и характер отказов кабелей, претензии к кабелям при эксплуатации.

Кабели, по которым при анализе документации имеются замечания, подлежат обязательному дальнейшему исследованию.

3. Осмотр кабелей проводят для обнаружения явных повреждений и изменения внешнего вида. Осмотр проводят без демонтажа кабельных трасс, отключения кабелей и разборки электрооборудования. Отключение, разборку и демонтаж трасс следует производить только в случае наличия признаков, говорящих о наличии дефектов кабелей.

При осмотре выявляются кабели со следующими характерными признаками:

нарушение наружных покровов (трещины, вздутия, разбухания, порезы, сколы, вмятины и т.д.);

повреждения металлических оплеток (вмятины, разрывы, коррозия);

другие изменения кабелей по данным обслуживающего персонала.

При осмотре кабелей выделяются потенциально опасные места:

участки кабелей с минимальными радиусами изгибов и в точках крепления амортизированного оборудования, а также участки, примыкающие к острым кромкам корпусных конструкций;

кабели, присоединенные к силовому оборудованию;

участки кабелей у отключаемых штепсельных разъемов, подвергаемых многократным изгибам.

При обнаружении повреждений хотя бы одного кабеля необходимо выполнить более тщательный осмотр других кабелей соответствующего участка или оборудования.

Все поврежденные кабели должны быть заменены, а неповрежденные кабели с указанными выше опасными местами подлежат дальнейшему исследованию.

4. Измерение и проверку электрических параметров проводят по возможности у всех кабелей и обязательно в случае отклонений от норм при анализе эксплуатационной документации и претензий обслуживающего персонала.

Измеряют и проверяют следующие параметры кабелей: целостность электрических цепей; сопротивления изоляции кабелей, кроме коаксиальных.

Существующие и применяемые методики обследования и испытаний кабелей позволяют определить их текущее ТС и ОР, исходя из результатов испытаний образцов, отобранных с действующих кабелей АЭС.

Вместе с тем существуют методы прогнозирования ТС сложных многопараметрических объектов [74], к разряду которых следует отнести кабели.

Для электрических кабелей наиболее значимым с точки зрения пригодности к эксплуатации является качество, т.е. техническое состояние изоляции. Основными электрическими параметрами, определяющими качество изоляции кабелей и дающими возможность судить о степени ее работоспособности, являются [179]: пробивная прочность; прочность на перекрытие дугой; склонность к образованию следов от токов поверхностной проводимости; удельное объемное сопротивление; удельное поверхностное сопротивление; диэлектрическая постоянная; коэффициент потерь; частотная зависимость параметров; зависимость параметров от напряженности и др.

Определение состояния электрической изоляции можно осуществить с помощью известных методов исследований электрической прочности; проводимости; поляризации; диэлектрических потерь; частичных разрядов и др.

По признаку возможности возникновения разрушения изоляции при испытаниях указанные методы исследования разделяются на испытания, не разрушающие и не повреждающие изоляцию (неразрушающие испытания), и на испытания, которые могут привести к повреждению или разрушению изоляции (разрушающие испытания). В процессе эксплуатации наиболее приемлемы неразрушающие методы испытаний.

Указанные выше электрические параметры изоляции в процессе эксплуатации изменяются под воздействием различных внешних и внутренних факторов. Известны зависимости электрических параметров изоляции от времени и от внешних и внутренних воздействий (электрическое

поле, температура, влажность, радиация, величина и частота приложенного напряжения, время нахождения под напряжением и др.) [82].

Изменения каждого электрического параметра изоляции в отдельности и их совокупности в процессе эксплуатации приводят к изменению работоспособности изоляции, а их значения в данный момент времени характеризуют ТС кабеля на данный момент времени.

Неразрушающими испытаниями часто можно своевременно выявить изоляцию, в которой неизбежно быстрое возникновение слабых мест. Наиболее распространенными являются неразрушающие испытания, в которых при небольшом напряжении определяются диэлектрические потери, токи через диэлектрики, интенсивность частичных разрядов в диэлектрике и др.

Характеристики изоляции, получаемые в испытаниях без разрушения, следует рассматривать в статистической зависимости от разрядных характеристик изоляции. По мере ухудшения характеристик изоляции, получаемых в неразрушающих испытаниях, увеличивается вероятность развития сосредоточенных дефектов. При этом разрядные напряжения такой изоляции снизятся по сравнению с их первоначальным уровнем.

В случае возникновения в изоляции опасных слабых мест, снижающих в той или иной степени разрядные напряжения, одновременно происходит общее ухудшение и старение изоляции.

Из всех существующих методов неразрушающих испытаний наиболее изучены методы, основанные на измерении проводимости изоляции [179]. Эти измерения производятся при постоянном напряжении. Измеряется либо протекающий по изоляции ток, либо сопротивление изоляции.

Сопротивление изоляции равно отношению напряжения, применяемого при измерении, к току утечки. Эта величина сильно зависит от размеров изоляции, ее структуры и составляющих изоляцию материалов. На результаты измерения сопротивления изоляции значительное влияние оказывает время от момента приложения измерительного напряжения до момента отсчета по шкале мегомметра. Величина измерительного напряжения также оказывает влияние на результаты измерения, особенно, если изоляция увлажнена и имеет посторонние включения. В этом случае при увеличении напряжения в три раза сопротивление изоляции может увеличиться в 1,3 - 1,5 раза по сравнению с сопротивлением сухой и чистой изоляции, измеренном при пониженном напряжении. Значительно влияет на результаты измерений температура изоляции: для одной и той же изоляции значения сопротивления, измеренные при разных температурах, могут отличаться почти в 50 раз. Очень большое влияние на результат измерений

имеют влажность и загрязнение. Для одного и того же объекта величины сопротивления изоляции, измеренные одним и тем же прибором, при одном и том же напряжении, при одинаковой температуре, но при различной влажности, могут отличаться друг от друга в сотни раз. Такое же влияние на результаты измерений может иметь и загрязнение изоляции. При наличии в изоляции явных дефектов (полный пробой изоляции по разным причинам), при которых в изоляции остались токопроводящие мостики, мегомметр дает нулевое показание.

Однако отсутствие нулевого показания (и даже получение большой величины сопротивления) не дает уверенности в исправном состоянии изоляции: если поврежденное место осталось чистым и вместо изоляции в нем имеется воздушный промежуток, то напряжение мегомметра может оказаться недостаточным для его пробоя, и среднее состояние изоляции может казаться удовлетворительным. Еще меньше сказываются на средних показаниях прибора частичные местные пробои, трещины, надломы, при которых нарушились лишь некоторые слои изоляции (при измерении на постоянном токе распределение напряжения определяется проводимостью изоляции, которая в слоистой диэлектрике в тангенциальном направлении больше, чем в радиальном).

Анализ результатов исследований и опыт эксплуатации показывают, что по величине сопротивления изоляции последнюю можно считать непригодной лишь в том случае если ее сопротивление намного (на порядок величин) ниже установленного критерия.

Состояние изоляции может характеризоваться изменением ее проводимости во времени. При сухой изоляции сопротивления, через которые происходит внутрислойная поляризация, очень велики, вследствие чего ток абсорбции спадает очень медленно (время его спада измеряется минутами). При влажной изоляции этот процесс идет очень быстро и может закончиться в несколько секунд. От влажности зависит не только скорость изменения, но и величина тока абсорбции: у влажной изоляции ток абсорбции больше, так как увлажняются преимущественно наружные слои, часть емкостей оказывается как бы замкнутой на малые сопротивления, и общая емкость цепочки емкостей увеличивается. Следовательно, величина тока поляризации и особенно скорость его изменения могут служить признаками увлажнения изоляции. При повышении температуры увлажненной изоляции величина тока абсорбции и скорость его спада возрастают.

Для оценки состояния изоляции может быть использован коэффициент неэкспоненциальности – отношения времени, в течение которого напряжение

на контролируемом изделии спадет в 2,7 раза к расчетной величине постоянной времени саморазряда, определенной как произведение емкости изделия, измеренной на промышленной частоте, на сопротивление его изоляции. Значение этого коэффициента лежит в пределах от единицы до нескольких десятков. Известны случаи, когда замена кабеля с изношенной (старой) изоляцией приводила к уменьшению коэффициента неэкспоненциальности примерно в 2 раза.

Состояние изоляции можно характеризовать по величине ее емкости. Емкость изоляции вычисляется как произведение диэлектрической проницаемости изоляции и геометрической емкости между электродами. В случае неоднородной изоляции эта величина зависит от диэлектрических проницаемостей отдельных составных частей, от их геометрических размеров и относительного расположения.

Общая поляризация изоляции определяется двумя составляющими: поляризацией смещения, имеющей постоянную времени порядка величины периода световых волн, и медленно протекающей поляризацией. Для исследования дефектов изоляции быстро протекающая поляризация смещения не имеет значения. Могут использоваться только процессы поляризационного характера, протекающие относительно медленно.

Дефекты изоляции увеличивают ее неоднородность, это приводит к увеличению емкости поляризации. Поэтому величина емкости поляризации изоляции может быть использована для оценки состояния изоляции и ее старения. Ухудшение свойств изоляции влияет на поляризационные процессы. Исследования зависимости емкости поляризации от времени дают возможность оценивать состояние изоляции.

Из-за сложности измерительной техники вместо определения зависимости емкости от времени удобнее измерять восстанавливающееся напряжение. По его максимальному значению и постоянной времени можно судить об особенностях изоляции и в первую очередь о ее неоднородности. Близким к методу измерения емкости является метод измерения токов абсорбции на разряде. Если емкость испытуемого объекта зарядить от источника постоянного тока, а затем разрядить через малое сопротивление, то через разрядное сопротивление потечет ток абсорбции, обусловленный влияниями поляризации в изоляции.

Скорость процессов поляризации и их интенсивность зависят от состояния изоляции. Поэтому величина разрядного тока абсорбции и скорость его уменьшения также определяются состоянием изоляции. Старение изоляции приводит к уменьшению абсолютных значений тока и скорости его изменения. Ток абсорбции зависит от геометрических размеров

изоляции и от зарядного напряжения. Для исключения влияния этих факторов при построении зависимостей тока абсорбции от времени принято относить значения токов к геометрической емкости объекта испытания и величине зарядного напряжения.

В качестве показателей состояния изоляции в этом случае принимаются [179]:

скорость спадания тока разряда, оцениваемая по средней постоянной времени;

одноминутное значение тока разряда (значение тока разряда через 1 мин после начала разряда), приведенное к 20 °С и отнесенное к емкости объекта и зарядному напряжению;

критическое значение тока разряда, при котором он перестает быть пропорциональным зарядному напряжению.

Ухудшение качества изоляции, работающей под напряжением переменного тока, сопровождается увеличением потерь в ней. Эти потери носят название диэлектрических. В монолитной целой изоляции диэлектрические потери очень малы. В сложной изоляции, состоящей из нескольких компонентов, диэлектрические потери легко обнаружить и измерить. Потери значительно возрастают, если в изоляции появляются расслоения, воздушные прослойки, увлажнения. Исследования показывают, что качество изоляции характеризуется отношением активной и реактивной составляющих тока, протекающего через изоляцию, т. е. $\text{tg}\delta$ (тангенсом диэлектрических потерь), следовательно, оценку состояния изоляции можно производить и косвенно, измеряя: потери мощности, напряжения и тока; коэффициент мощности; эквивалентное последовательное сопротивление, напряжение и ток через изоляцию; эквивалентное параллельное сопротивление и напряжение.

Анализ показывает, что в случае изоляции с большой емкостью целесообразно измерять тангенс диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) и коэффициент мощности ($\cos \varphi$).

Между током абсорбции и тангенсом диэлектрических потерь существует связь. Однако измерения, определяющие влияние абсорбции на $\text{tg } \delta$, не дают ответа на вопросы, связанные с исследованием потерь. Следовательно, при оценке состояния изоляции измерение потерь не может быть заменено исследованием абсорбции.

Тангенс диэлектрических потерь слабо зависит от протяженности изоляции, но значительно зависит от ее структуры. Он сильно зависит также от температуры изоляции. Повреждения изоляции обычно сопровождаются увеличением $\text{tg}\delta$. При низком напряжении $\text{tg}\delta$ увеличивается при старении,

увлажнении и загрязнении изоляции. Обычно тангенс диэлектрических потерь измеряется в процентах и показывает, сколько процентов составляет активная составляющая тока утечки по сравнению с емкостной. Чем ниже этот процент, тем лучше качество изоляции. Контроль тангенса диэлектрических потерь возможен только на коротких участках кабеля (на длинных кабелях вследствие большой емкости для контроля необходимо специальное оборудование). Для определения тангенса угла диэлектрических потерь при измерениях на высоком напряжении наибольшее распространение получил мост Шеринга.

Анализ существующих методов контроля качества изоляции и процессов, происходящих в изоляции в ходе ее эксплуатации, показывает, что определять качество изоляции и прогнозировать ее старение можно путем измерения токов абсорбции.

Исследования показывают [82], что для определения состояния изоляции достаточно выявить некоторые критерии в характере изменения тока абсорбции в процессе старения изоляции. Это вполне оправдано, так как токи абсорбции резко отличаются у новой и старой изоляции, а другие параметры изоляции, рассмотренные выше, различаются в меньшей степени.

Теоретические зависимости электрических параметров изоляции от времени эксплуатации и от воздействия эксплуатационных факторов [82] должны быть уточнены по результатам ускоренных испытаний образцов кабеля до частичного разрушения, т. е. до потери работоспособности хотя бы по одному из тех параметров, которые обуславливают нормальное функционирование кабеля.

Для выработки методики определения остаточного ресурса интерес представляет ускоренное старение образцов кабеля. В соответствии с требованиями руководящих документов, существующими методиками испытаний [177] и условиями эксплуатации кабелей на АЭС предполагается проведение ускоренного старения образцов кабеля в следующих условиях: облучение до поглощенной дозы 30 Мрад; тепловое старение облученных образцов при температуре 150 °С.

В процессе старения образцов кабеля периодически (не менее одного раза в сутки) производятся измерения электрических параметров кабеля, определяющих его ТС. Строятся зависимости этих параметров от времени. Процесс искусственного старения в идеальном случае необходимо продолжать до момента выхода за пределы поля допуска хотя бы одного из параметров изоляции, определяющих ТС кабеля (диагностических параметров). В этом случае можно определить достаточно достоверно ОР

кабеля и принять обоснованное решение о продлении его срока эксплуатации.

ОР кабеля при известном характере изменения диагностических параметров можно определить с помощью методов и математического аппарата технического прогнозирования.

Для проведения лабораторных исследований необходимы образцы кабелей, отобранные непосредственно с трасс энергоблоков АЭС с участков, характеризующихся наибольшими значениями температуры и потоков излучения при эксплуатации (вблизи петли первого контура), а также образцы кабелей того же типа в состоянии поставки. При этом обязательно должны быть известны параметры внешних воздействующих факторов для той и другой группы образцов.

Ускоренное старение образцов кабелей должно проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 20.57.406-81. Для проведения этих испытаний необходимы: оборудование для визуального контроля; оборудование для контроля диагностических параметров изоляции кабелей; оборудование для проведения ускоренного старения изоляции кабелей.

По результатам исследований образцов кабелей и их ускоренных испытаний может быть разработана методика оценки ОР кабелей по параметрам диэлектрических свойств изоляции с целью продления срока эксплуатации кабеля. Эта методика включает в себя следующие положения [179]:

1. Перечень диагностических параметров изоляции кабелей и описание наиболее приемлемых в условиях эксплуатации методов их контроля.
2. Описание порядка периодического контроля и инструкцию по проведению периодических измерений диагностических параметров кабелей непосредственно на месте их размещения в процессе эксплуатации.
3. Инструкцию по обработке результатов периодических измерений диагностических параметров.
4. Математический аппарат, алгоритм действий и инструкцию по определению текущего ТС изоляции кабеля и вычислению его ОР.

Для оценки остаточного ресурса кабелей и управления по параметрам диэлектрических свойств электрической изоляции необходимо выявить диагностические параметры изоляции кабеля, т. е. те параметры, выход которых за поле допуска свидетельствует о переходе кабеля в нерабочее ТС. При этом важно определить характер изменения значений этих параметров при изменении ТС изоляции кабеля в процессе старения и перехода кабеля в нерабочее ТС. Зная характер изменения и контролируя значения диагностических параметров в процессе эксплуатации, можно с достаточной

достоверностью рассчитать ОР кабеля по состоянию электрической изоляции [179].

В настоящее время применяемые в кабельной технике полимерные диэлектрические материалы по свойствам, проявляемым при воздействии электрического поля, подразделяются на три группы: неполярные, высокочастотные (ВЧ); полярные, низкочастотные (НЧ); слабополярные, промежуточные (ПЧ).

Основными материалами этих групп являются:

неполярные, высокочастотные: полиэтилен (ПЭ); политетрафторэтилен (ПТФЭ); фторпласт-4; полипропилен (ПИ); полиизобутилен (ПИБ); полистирол (ПС);

слабополярные, промежуточные: каучуки и резины (изопреновые, дивинильные, кремнийорганические); эскапоны; полиформальдегид; полидихлорстирол;

полярные, низкочастотные: поливинилхлориды (ПВХ); поливинилацетат (ПВА); полиэфиры (ПЭТФ и др.); эпоксины; полиамиды; ароматические |полиамиды; полиимиды; полисилоксаны (кремнийорганические); полиальдегиды; органосиликаты; алюмофосфаты.

Приведенные полимеры по химическому составу относятся к полиолефинам, фторполимерам, полиэфирам, полиакрилатам, полиамидам, полиимидам и др.

Электрическая изоляция кабелей в процессе эксплуатации подвержена старению, обусловленному также процессом термоокислительной деструкции. При этом происходят изменения химического состава и структуры диэлектриков. Процесс старения изоляции характеризуется изменением физико-химических, механических, электрических и других ее свойств, в первую очередь плотности, молекулярной массы, прочности; тепловых характеристик.

Особенностью эксплуатации кабелей управления АЭС, проложенных в гермозоне, является повышенный уровень радиоактивного облучения. Однако опыт показывает, что удельное объемное электрическое сопротивление и электрическая прочность изоляции после рентгеновского и γ -облучения в атомном реакторе дозой до 10^{18} γ -квант/см² сохраняются при нормальных условиях испытания на уровне необлученных образцов [179]. Все электрические свойства изоляционных материалов кабелей управления при облучении снижаются под влиянием ионизации окружающей среды и диэлектрика, но после, облучения восстанавливаются до исходных значений.

В процессе неразрушающих испытаний изоляции кабелей измеряются ее электрические параметры, которые прямо или косвенно характеризуют ее ТС.

Для разработки методики оценки ОП необходимо определить характер изменения в процессе старения электрических параметров изоляции кабелей, которые могут в дальнейшем измеряться и в процессе эксплуатации.

Наиболее изученными являются измерения, основанные на измерении проводимости изоляции. При этом измеряется либо протекающий по изоляции ток, либо сопротивление изоляции.

Сопротивление изоляции равно отношению напряжения, применяемого при измерении, к току утечки. Эта величина сильно зависит от размеров изоляции, ее структуры и составляющих изоляцию материалов.

Общие требования при определении электрического сопротивления изоляции кабельных изделий регламентированы ГОСТ 3345-76. Погрешность измерения должна быть не более 10 % при измерениях сопротивления до 10^{10} Ом, не более 20 % при сопротивлении от 10^{10} до 10^{14} Ом и не более 25 % при сопротивлении свыше 10^{14} Ом.

Измерение сопротивления изоляции производят либо с помощью мегаомметров, либо с применением гальванометра, либо с применением схем с усилителями.

Мегаомметры имеют внутренний источник измерительного напряжения постоянного тока на 500, 1000 и 5000 В и различные классы точности. Схемы их подключения обычно изображены в правилах пользования приборами.

Измерение сопротивления с помощью гальванометра может производиться непосредственно или по схеме сравнения. В этом случае напряжение источника питания может достигать 5000 В и более. И в том, и в другом случае в схеме предусмотрено ограничительное образцовое сопротивление R_0 , равное 0,1...10 МОм. Этот способ обычно реализуется с использованием измерительных мостов и имеет достаточно высокую точность измерения.

При измерении сопротивлений более 10^{11} Ом чувствительность схем с применением гальванометра может быть недостаточной. В этих случаях используют схемы с усилителями. На этом принципе основана работа тераомметров ЕК6-11, ЕК6-7, Е6-14.

Измерение емкости и тангенса угла диэлектрических потерь изоляции кабелей может производиться на промышленной и повышенной частотах.

Измерения на частоте 50 Гц, как правило, производят при повышении напряжения. Общие требования к измерениям регламентированы ГОСТ

12179-76. Для измерений используют измерительные мосты (например, P5026). В качестве индикатора равновесия моста может быть использован вибрационный гальванометр.

При повышенных частотах на результаты измерений влияют собственные емкости и индуктивности резисторов, взаимные емкости и индуктивности резисторов, взаимные емкости и индуктивности элементов схемы и собственные индуктивности соединительных проводов. Для устранения этого в измерительных схемах применяют как экранирование каждого элемента схемы, так и экранирование всей схемы в целом.

В измерительных мостах переменного тока используют различные варианты построения схем резисторно-емкостных мостов и схемы трансформаторных мостов. В качестве индикаторов равновесия мостов при повышенных частотах используют гальванометры с усилителем, а также индикаторы с электронно-лучевой трубкой.

Измерительные мосты переменного тока могут быть как цифровыми (E7-8, E8-4, P589, P5010, P5016), так и аналоговыми (МЛЕ-7АМ, МЛЕ-9А, МЛЕ-12П, P571М, УМЕ-10А, УМЕ-11, E7-11).

Также известны резонансные методы измерений емкости и $\text{tg}\delta$. При частотах до 200 МГц при измерениях резонансными методами используют электрические цепи с сосредоточенными параметрами. При более высоких частотах применяют приборы с резонаторами.

При использовании резонансных методов емкость, индуктивность и $\text{tg}\delta$ определяются путем вариации реактивной проводимости или путем вариации частоты. Промышленные приборы-куметры (E4-7, E4-5А, E4-10) обычно работают при вариации емкости.

Принцип измерения тока абсорбции заключается в следующем. Емкость C_x изоляции испытуемого кабеля заряжается от источника постоянного напряжения. Длительность зарядки должна быть достаточна для завершения процессов миграционной поляризации. После заряда изоляция переключается на разряд через резистор, величина которого значительно меньше внутреннего и поверхностного сопротивлений изоляции.

Падение напряжения на этом резисторе, пропорциональное току абсорбции, регистрируется с помощью осциллографа или измерителя абсорбции (например, У-268) [179].

Ток абсорбции зависит от геометрических размеров изоляции и величины зарядного напряжения. Для исключения этих факторов удобнее рассматривать удельные значения токов абсорбции.

Для определения качества изоляции могут быть использованы такие категории, как крутизна (или скорость спада) тока абсорбции в зависимости от времени или отношение токов абсорбции в определенном промежутке времени после начала разряда емкости изоляции.

Методика диагностики ТС и прогнозирования остаточного срока службы кабелей с поливинилхлоридными изоляциями и оболочками

Методика [254] предназначена для определения остаточного срока службы кабелей с изоляциями и (или) оболочками из ППВХ при эксплуатации на атомных станциях при температурах не выше 70 °С, допускается использовать методику при температуре эксплуатации не выше 100 °С при общей поглощенной дозе не более 500 кГр (50 Мрад).

Основные положения методики следующие:

При тепловом старении (ниже 100 °С), при отсутствии других деградационных факторов в закрытых помещениях АС старение промышленных ППВХ-изоляций и оболочек кабелей идет вследствие десорбции пластификатора. Лимитирующей стадией десорбции для низкомолекулярных компонент является стадия удаления их с поверхности.

При терморадационном старении помимо процесса десорбции пластификатора протекают процессы: прямого разрушения пластификатора и стабилизаторов радиацией, деструкция и структурирование полимерных цепей. Скорости протекания этих процессов зависят от мощности поглощенной дозы и окружающей температуры.

Выход из строя определяется по падению разрывного удлинения ниже предельно-допустимой величины 50 %. Предусмотрено два варианта выхода из строя в результате падения концентрации низкомолекулярных компонент $S_{нмк}$ до критической величины или при достижении параметром TG 5 % величины 200 °С. Изменение параметра TG 5 % в температурном диапазоне 10-70 °С обусловлено деструкцией и сшивкой полимерных цепей поливинилхлорида.

На образце кабеля, снятого с эксплуатации определяют концентрацию $S_{нмк}$ и величину параметра TG 5 % в оболочке кабеля [254]. На исходном кабеле (не бывшем в эксплуатации) определяют также величины этих параметров. При отсутствии образца исходного кабеля в качестве величины $S_{нмк}$ необходимо брать величину начальной концентрации пластификатора из НТД для данной марки изоляционного ПВХ-пластиката, а в качестве исходного значения TG 5 %-ную величину, равную 276 °С.

Для каждого параметра проводят не менее трех измерений, полученные результаты сводят в табл. 5. Если хотя бы одно из трех значений $S_{НМК}$ меньше 15 %, ресурс кабеля считается исчерпанным (остаточный срок службы равен 0) и дальнейшая обработка результатов не проводится.

Если хотя бы одно из трех значений параметра TG 5 % меньше 200 °С, ресурс считается исчерпанным (остаточный срок службы равен 0) и дальнейшая обработка не проводится.

Остаточный срок службы $t_{ост}(uz_tg)$ по параметру TG 5 % для кабелей с ППВХ оболочками и изоляциями при наличии низкоинтенсивного гамма-излучения можно рассчитать по формуле [254]

Таблица 5. Значения параметров термогравиметрического анализа образцов

Количество Измерений	Исходный			На момент диагностики		
	1	2	3	1	2	3
$S_{НМК}$, %						
TG 5 %, °С						

$$t_{ост}(uz_tg) = \exp[1,324 - 0,131 \ln(P)]t_{TG}^0 - t_{экс} \quad (5)$$

где P – мощность поглощенной дозы, рад/ч.

Уравнение (5) дает возможность рассчитать срок службы изоляции по известному значению срока службы оболочки, определенному по параметру TG 5 %.

За остаточный срок службы кабеля принимается:

при отсутствии в эксплуатации низкоинтенсивного гамма-излучения меньший из двух результатов: $t_{TG}^0 - t_{экс}$ и $t_C^0 - t_{экс}$;

при наличии в эксплуатации низкоинтенсивного гамма-излучения меньший из двух результатов: $t_{ост}(uz_c)$ и $t_{ост}(uz_tg)$.

Методика диагностирования ТС и прогнозирования остаточного срока службы кабелей с оболочками (изоляциями) из полиэтиленов (ПЭ)

Методика предназначена для определения ТС и прогнозирования остаточного срока службы стабилизированных ПЭ оболочек и внутренней изоляции кабелей и проводов при их эксплуатации на атомных станциях при

мощностях поглощенных доз от 0 до 0,1 Гр/с (10 рад/с) и температурах от 20 до 80 °С [254].

В представленных ниже методиках устанавливаются следующие показатели эксплуатационной устойчивости изоляции из стабилизированных ПЭИП и ПЭВП: нижняя граница остаточного срока службы по периоду индукции и собственно остаточный срок службы по критической степени окисления. Оценку периода индукции проводят по измерению ТНО, определенной при ДСК; оценка степени цепного окисления определяется по концентрации карбонильных групп, определяемой при помощи инфракрасной спектрофотометрии или расчетным путем. Для изоляций из РСПЭ за остаточный срок службы принимают меньшее из значений времен: либо время, при котором исходное значение величины, определяемое как ТНО, достигает критического значения, либо время окисления РСПЭ в условиях эксплуатации до критического значения. Критическое и исходное значения ТНО определяются заранее опытным путем.

Порядок проведения работы при определении ТНО на ДСК заключается в том, что от ПЭ оболочки (изоляции) отбирают не менее трех проб для измерения при одной скорости сканирования в калориметре массой 2-3 мг в виде кусочков приблизительно кубической формы. Отобранные пробы маркируются таким образом, чтобы по ним можно было установить диагностируемый кабель и место эксплуатации Участки оболочек кабеля, с которого взяты пробы, защищают липкой ПЭ лентой, а на кабеле укрепляют бирку с датой взятия пробы. Такой кабель считается неповрежденным [254].

Пробы взвешивают на весах с ценой деления не более 0,015 мг и помещают в алюминиевую чашку для калориметра. Пробу размещают на чашке так, чтобы она находилась по возможности точно в центре, запечатывают и опускают в ячейку калориметра на измерительную площадку при температуре (25 ± 10) °С.

На площадку сравнения ставят аналогичную алюминиевую чашку без образца, закрывают ячейку и включают нагрев с постоянной скоростью подъема температуры. Измерения проводят при скорости подъема 10 °С/мин. Через ячейку калориметра целесообразно продувать воздух с постоянным потоком (около 40 мл/мин) либо предусмотреть удаление от образца летучих продуктов окисления конвективным потоком воздуха.

Производят измерения теплоемкости при изменении температуры с записью на компьютере. Нагрев продолжают до отчетливого появления на кривой ДСК экзотермического эффекта, при этом максимальная температура нагрева не должна превышать 350 °С. Для каждой пробы кабеля определяют величину ТНО, которую рассчитывают как температуру в точке пересечения

касательных к базовой линии и к низкотемпературному плечу экзотермического пика окисления на кривой ДСК.

Порядок проведения работы по определению степени окисления полиэтилена на инфракрасном спектрофотометре заключается в том, что от ПЭ оболочки (изоляция) отбирают не менее трех проб массой 50 - 100 мг для получения пленок толщиной около 100 мкм [254]. Масса проб рассчитывается исходя из геометрических размеров рабочего объема имеющейся прессформы. Отобранные образцы проб загружают в прессформу и ставят на прогрев при температуре 160 °С в течение 0,5 ч. Затем горячую прессформу с образцами устанавливают сразу в гидравлический пресс под давлением 30 кгс/см² на 30 мин. Затем прессформа изымается. Измеряют толщину полученного пленочного образца индикатором перемещения не менее чем в пяти точках. Результат измерения усредняют. Рассчитать степень окисления ПЭ (концентрацию карбонильных групп) можно по формуле [254]:

$$C_{\text{КАР}} = \ln(J_0 / J) / \xi \cdot d, \text{ моль/кг}, \quad (6)$$

где $C_{\text{КАР}}$ – концентрация карбонильных групп, моль/кг; J_0 – интенсивность светового потока, падающая на образец; J – интенсивность светового потока, проходящая через образец на длине волны 1720 см⁻¹; ξ – коэффициент экстинкции, равный 200 кг/(моль·см); d – толщина образца, см.

Определение нижней границы остаточного срока службы кабелей с оболочками и изоляциями из ПЭ можно осуществлять на основе диагностирующего параметра температуры начала окисления ТНО(d) при дифференциальной сканирующей калориметрии небольшой пробы полиэтилена при нагреве от комнатной температуры до 350 °С со скоростью подъема температуры 10 град/мин. Значение параметра ТНО(d) при диагностировании сравнивают с предельно-допустимым значением параметра для данной марки ПЭ (ТНО($кр$)), которое определяется опытным путем заранее. В табл. 6 в качестве примера приведены исходные (ТНО($ис$)) и предельно-допустимые значения (ТНО($кр$)) для некоторых марок ПЭ изоляций.

Таблица 6. Граничные значения параметра ТНО для различных марок ПЭ

Марка ПЭ	ТНО($ис$), °С	ТНО($кр$), °С
102-57, 107-57	300	210
153-10К/271-70		204/206
107-01К, 102-01К	220	180

Порядок выполнения работ следующий [254]:

1. Определяют $TNO(\partial)$.

2. Проводят обработку результатов, определяя среднее значение величины $TNO(\partial)$, среднее квадратичное отклонение S , рассчитывают верхнюю доверительную границу $TNO(\partial)$ при уровне значимости 0,95 при одностороннем критерии по формуле

$$TNO(\partial)^{0,95} = TNO(\partial) - \frac{S}{\sqrt{N}} - t(\gamma), \quad (7)$$

где N – число измерений; $t(\gamma)$ – коэффициент Стьюдента, который выбирают из следующей таблицы.

Значение коэффициента Стьюдента $t(\gamma)$ для 95 % уровня значимости при одностороннем критерии

Число степеней свободы*	2	2	4	5	6	7	8	9	10
$t(\gamma)$	2,92	2,35	2,13	2,02	1,94	1,89	1,86	1,83	1,81

* Число степеней свободы при числе испытаний N равно $N-1$.

3. Если $TNO(\partial)$ меньше $TNO(kp)$, то нижняя граница срока службы кабеля исчерпана.

Если $TNO(\partial)$ больше $TNO(kp)$, то кабель считается пригодным к дальнейшей эксплуатации в тех же условиях, что и до диагностирования.

Определяют нижнюю границу остаточного срока службы кабеля ($\tau_{ост}$) по модели [254]:

$$\tau_{ост} = \tau_0 \cdot \frac{TNO(\partial)^{0,95} - TNO(kp)}{TNO(uc) - TNO(\partial)^{0,95}} \cdot \frac{TNO(uc) + 273}{TNO(kp) + 273} \quad (8)$$

где τ_0 – срок службы кабеля на момент диагностирования.

Для ускоренного получения предельно-допустимых значений TNO в данной методике используется воздействие на образцы радиационного излучения с целью ускоренного расхода антиоксиданта [254]. Так как расход антиоксиданта зависит от окружающей температуры, то испытания необходимо проводить при предполагаемой температуре эксплуатации.

Методика ускоренных испытаний кабелей управления и ее обоснование

Настоящая методика предназначена для проведения работ по исследованию изменения параметров электроизоляции кабелей управления АЭС в процессе ускоренного старения при повышенной температуре [254].

Исследованию подвергаются образцы кабелей управления АЭС, находившиеся на хранении и в эксплуатации (с обязательным указанием сроков и условий хранения и эксплуатации). Исследования проводятся в три этапа.

На первом этапе отбираются образцы кабелей, фиксируются условия и сроки их хранения и эксплуатации, а также измеряются электрические параметры электроизоляции.

На втором этапе проводятся работы по искусственному старению изоляции кабелей с регулярным контролем ее электрических параметров.

На третьем этапе проводится обработка результатов измерений.

Визуальный контроль производится согласно требованиям ПНАЭ Г-7-016-89 с целью выявления внешних повреждений кабелей управления. Освещенность контролируемых поверхностей должна быть не менее 300 Лк. Не допускаются повреждения оболочки кабеля (проколы, прожоги и т.д.).

Определение изменения электрического сопротивления экранов кабелей при изгибах осуществляется следующим образом.

На одном конце образцов кабелей одного марко-размера экраны попарно соединяются друг с другом. На противоположном конце осуществляют измерение омического сопротивления последовательно соединенных экранов каждой пары кабелей любым прибором с низкоомным входом.

После измерения электрического сопротивления экранов кабелей следует произвести 1-2 перемещения одного из концов измеряемого кабеля в направлении, перпендикулярном продольной оси в одну и другую сторону в 15 - 20 см от концов образца. Затем вкось измеряется электрическое сопротивление экранов. После этого такие же действия производят с другим концом образца кабеля, и вновь производится измерение электрического сопротивления экранов. Такие измерения проводятся перед началом процесса старения, в ходе его и после окончания.

Измеряют электрические параметры изоляции между каждой жилой экраном пары этих жил. Измерения производятся перед началом ускоренного температурного старения, в ходе ускоренного старения – ежесуточно и по окончании процесса старения.

Измеряют электрические параметров изоляции между экраном каждой пары жил и общим экраном кабеля. Измерения производятся перед началом ускоренного температурного старения, в ходе ускоренного температурного старения – ежесуточно и по окончании процесса старения.

Результаты, получаемые при измерениях, пересчитывают на 1 м длины кабеля. Измерения в ходе процесса старения производят на извлеченных из

температурного шкафа образцах, охладившихся естественным путем до комнатной температуры ($\approx 25^\circ\text{C}$).

Процесс ускоренного температурного старения прекращается при достижении каким-либо электрическим параметром изоляции или электрическим сопротивлением какого-либо экрана предельно допустимых значений (ГОСТ 26411-85, ТУ 16-505.883-76).

Информационно-управляющие системы (ИУС)

Общие сведения об ИУС¹

Системы ИУС включают:

информационные системы, предназначенные для контроля состояния и/или функционирования технологических систем;

управляющие системы, предназначенные для формирования и выдачи управляющих воздействий, изменяющих в требуемом направлении состояние и/или функционирование технологических систем.

Принадлежность конкретной системы к ИУС определяется характером выполняемых функций, соответствующих ее основному назначению. По функциональному признаку можно выделить:

информационные системы, предназначенные для выполнения исключительно информационных функций;

управляющие системы, предназначенные для выполнения исключительно управляющих функций;

информационно-управляющие системы, предназначенные для выполнения как информационных, так и управляющих функций.

К основным информационным функциям ИУС относятся:

получение, обработка и хранение данных о параметрах, характеризующих протекание технологического процесса и состояние технологического оборудования;

определение фактических и/или ожидаемых (прогнозируемых) отклонений технологических параметров от заданных либо допускаемых значений.

К основным управляющим функциям ИУС относятся:

аварийная и предупредительная защита;

автоматическое регулирование заданных технологических параметров;

¹ Раздел основан на материалах "Безопасность АС. Информационные и управляющие системы"// М. А. Ястребенецкий, В. Н. Васильченко, С. В. Виноградская и др.; Под ред. М. А. Ястребенецкого. – К.: Техніка, 2004. – 472 с.

автоматическое управление оборудованием (например, технологическими системами безопасности);

дистанционное управление с участием оперативного персонала; блокировки;

управление непосредственным воздействием на исполнительные устройства технологического оборудования.

К перечню информационных и управляющих функций можно добавить вспомогательные функции, которые служат для обеспечения реализации информационных и управляющих функций и выполняют диагностику состояния ИУС, тестирование, реконфигурацию системы и т.п.

К информационным системам энергоблоков АЭС можно отнести, например, систему внутрореакторного контроля, систему контроля нейтронного потока, блочную информационно-вычислительную систему; систему представления параметров безопасности и др.

Примерами управляющих систем энергоблока АЭС являются: система аварийной и предупредительной защиты реактора; система регулирования питания парогенераторов и производительности питательных турбонасосов; система автоматического регулирования и ограничения мощности реактора; система управления машиной перегрузки ядерного топлива и др.

Границами, через которые осуществляется информационное взаимодействие ИУС с ее окружением, являются интерфейсы: с технологической системой (объектом управления); с оперативным персоналом; со смежными и вышестоящими информационными и/или управляющими системами АЭС.

В состав ИУС включаются все технические средства, участвующие в реализации управляющих и информационных функций, в том числе датчики и другие входные устройства, исполнительные механизмы и иные выходные устройства (в том числе кабели связи). Импульсные линии от штуцеров оборудования и трубопроводов до основного и продувочного вентилей на панели датчиков включительно, как правило, также относят к ИУС (кабели и импульсные линии в этом подразделе не рассматриваются)².

Кроме того, в состав ИУС включают сервисные изделия, используемые на месте эксплуатации (при программировании, отладке, проверке, техническом обслуживании), входящие в состав или в комплект поставки ИУС.

² Здесь вопросы продления эксплуатации, оценки технического состояния и остаточного ресурса кабельного оборудования вынесены в отдельный подраздел 2.

Общие положения продления эксплуатации ИУС

Задача продления срока эксплуатации может рассматриваться для таких компонентов ИУС, как технические средства автоматизации (ТСА) и программно-технические комплексы (ПТК). При этом такой компонент, как программное обеспечение, в задаче продления срока эксплуатации не затрагивается. Задача продления срока эксплуатации ИУС или ПТК может рассматриваться по отдельным ТСА, входящим в их состав, замены которых независимы. Поэтому в дальнейшем рассматриваются общие вопросы продления срока эксплуатации ТСА.

В технической документации разработчиков (изготовителей) ТС, используемой на АЭС Украины, в качестве показателя долговечности, регламентирующего срок эксплуатации, устанавливается средний срок службы и, иногда, назначенный срок службы. Для большей части ТСА, используемых на АЭС Украины, средний срок службы, регламентированный в документации разработчиков либо изготовителей ТСА, составляет 8 - 15 лет, что значительно меньше, чем проектный срок службы АЭС (30 лет). Отчасти проблема истечения регламентированного срока эксплуатации решается путем модернизации ИУС и замены существующих ТСА, однако для большей части ТСА на АЭС Украины остается актуальной.

Продление срока эксплуатации ТСА является мерой, альтернативной замене, в том случае, если ТСА могут выполнять свои функции с требуемыми (проектными) характеристиками после истечения этого срока. При этом сохранение работоспособности и уровня надежности ТСА в период, на который продлевается их срок эксплуатации, может обеспечиваться за счет реализации различных мероприятий, дополняющих установленный регламент эксплуатации ТСА (изменение частоты и объема технического обслуживания, замена элементов с недостаточной надежностью, пополнение ЗИП, улучшение условий эксплуатации и др.).

Принципиально общий подход обоснования возможности продления срока службы ИУС аналогичен подходам при рассмотрении тепломеханического оборудования и характеризуется двумя основными этапами: оценка ТС; оценка ОР (или прогноза возможности дальнейшей надежной эксплуатации).

Основные особенности реализации обоснований продления НСС ИУС связаны с большим количеством и разнообразием элементов ИУС АЭС;

со спецификой функциональных назначений, эксплуатацией, техническим обслуживанием, ремонтом, заменой и модернизацией;

с наличием в большинстве случаев достаточной эксплуатационной и экспериментальной статистики по функциональным отказам, позволяющим корректно прогнозировать поведение вероятности потока отказов;

с затрудненностью выявления доминирующих механизмов деградации/старения и др.

В частности, эти особенности эксплуатации определили тот факт, что в настоящее время используются подходы анализа надежности ИУС и прогнозных оценок возможности продления НСС, основанные на вероятностных методах с определяющим параметром потока отказов, применение которых ограничено для оценок ОР с учетом доминирующих механизмов деградации/старения и детерминистических факторов, влияющих на ТС.

Для обоснования выбора метода оценки возможности продления срока эксплуатации ТСА рассматриваются различные пути решения задачи, классифицируя их по выделенным ниже признакам:

1. Рассматриваемая совокупность ТСА, для которой принимается решение о продлении срока эксплуатации: отдельное изделие, однотипные изделия одного энергоблока, одной АЭС или нескольких АЭС.

2. Наличие и вид параметра, определяющего срок эксплуатации.

Общий подход при решении задач продления срока эксплуатации различных технических изделий состоит в установлении определяющего параметра, изменение которого во времени отражает процессы старения оборудования и позволяет выработать соответствующее решение о продлении срока эксплуатации. При этом существуют следующие возможности:

по физически измеряемому определяющему параметру (либо косвенно по другим физически измеряемым параметрам);

по определяющему параметру в форме статистической временной характеристики надежности.

В общем случае, когда определяющий параметр прямо измеряется или вычисляется по данным измерений, он рассматривается как некоторый случайный процесс $X(t)$, реализации которого содержат статистическую информацию для прогнозирования его поведения во времени. Использование этого случайного процесса для прогнозирования срока эксплуатации возможно при следующих условиях: случайный процесс $X(t)$ имеет выраженную монотонную составляющую, и определен критический уровень X_k , пересечение которого процессом $X(t)$ соответствует предельному состоянию, а случайные моменты такого пересечения определяют случайную величину срока службы элемента АЭС.

Трудность практической реализации такого подхода для ТСА ИУС заключается в следующем:

в выделении физического параметра, определяющего старение;

в отсутствии достаточной информации для построения модели процесса $X(t)$, адекватной реальным изменениям определяющего параметра и позволяющей их прогнозировать на достаточно продолжительный интервал времени;

в частом отсутствии в технической документации определения предельного состояния, переход в которое определяет срок службы.

3. Характер испытаний для продления срока эксплуатации.

Задачей испытаний, проводимых для оценки возможности продления сроков эксплуатации ТСА ИУС, является оценка характеристик долговечности, связанных с большими значениями наработки. В связи с этим можно выделить два вида испытаний: ускоренные испытания и наблюдения в процессе эксплуатации.

4. Оценка длительности продления срока эксплуатации.

В принятии решения о продлении срока эксплуатации можно выделить два пути: срок продления выбирается на основе переоценки показателя долговечности или оценки остаточного срока службы (ресурса); пошаговое продление на некоторый отрезок времени.

Оценка остаточного срока службы возможна при условии, что имеются данные для описания модели долговечности, достаточно адекватной реальному процессу старения, и эта модель имеет прогнозируемый характер.

В соответствии с четырьмя признаками, определенными выше, в ГНТЦ ЯРБ обоснован подход к продлению срока эксплуатации ТСА, принятый в практике АЭС Украины.

1. Решение о продлении срока эксплуатации разрабатывается для однотипных ТСА одного или нескольких энергоблоков. При этом рассматриваемые периоды наработки ТСА на разных энергоблоках могут отличаться. При обобщении данных по надежности ТСА на энергоблоках разных АЭС следует учитывать, что, несмотря на однотипность ТСА, их уровень надежности на разных АЭС может отличаться в силу следующих факторов: разного качества изготовления и отладки; различных условий технического обслуживания и ремонта; различия технических решений по доработке ТСА, а также их эксплуатации (замена элементов и др.).

2. В качестве определяющего параметра используется параметр потока отказов, в котором отражаются изменения состояния ТСА, связанные со старением. Для такого выбора имеются следующие предпосылки:

ТСА относятся к восстанавливаемым изделиям;

многие ТСА являются массовыми электронными либо электромеханическими изделиями. Число однотипных изделий на одном энергоблоке достигает сотен, а иногда и тысяч единиц. Это позволяет изучать достаточно большой объем статистических данных о надежности;

однотипные энергоблоки АЭС на Украине оснащены, в основном, однотипными ТСА.

3. Используются результаты наблюдений в процессе эксплуатации. При этом анализируется информация о работе ТСА, фиксируемая в штатных документальных источниках АЭС (журналах дефектов, оперативных журналах и др.).

4. Принимается пошаговое продление срока эксплуатации.

Пошаговое продление срока эксплуатации на некоторый период времени (шаг) применяется тогда, когда проведенное после достижения регламентированного срока эксплуатации обследование оборудования показало, что срок службы его не исчерпан, но в то же время нет достаточных данных для прогнозирования характеристик остаточного срока службы. Интервал продления выбирается обычно с определенной степенью консервативности и составляет сравнительно небольшое увеличение (2–4 года) регламентированного срока эксплуатации. Этот интервал может быть увеличен, если для анализа есть данные об отказах аналогичного оборудования с продленным сроком эксплуатации и с большим периодом наработки на другом ("пилотном") энергоблоке.

Пошаговый путь применим также в тех случаях, когда продление срока эксплуатации возможно путем реализации компенсирующих мероприятий. При этом важно не столько определение остаточного срока службы, сколько анализ тенденции снижения надежности оборудования и выработка компенсирующих мероприятий.

Такой подход к продлению ИУС АЭС является в настоящее время общепринятым в Украине и за рубежом.

Вместе с тем, пошаговое продление эксплуатации является одним из основных ограничений указанного метода оценки ТС и ОР ИУС, так как в конечном итоге интервалы (временные шаги) продления НСС недостаточно обоснованы. В частности, допустимый по техническим характеристикам срок продления эксплуатации может оказаться меньше продлеваемого временного шага, или, наоборот, избыточно консервативным, что приводит к дополнительным издержкам по обоснованию продления эксплуатации и по общим вопросам оптимизации технического обслуживания, ремонтов и испытаний элементов АЭС. Так, одним из ограничений перехода на ремонт систем оборудования АЭС по ТС является необходимость относительно

частого проведения мероприятий по обоснованию продления эксплуатации соответствующих ИУС. Поэтому подход пошагового продления эксплуатации требует дальнейшего развития, в том числе на основе обобщения и анализа опыта эксплуатации ИУС.

Порядок проведения работ по продлению срока эксплуатации

Ниже рассматривается состав работ по продлению срока эксплуатации ТСА, принятый на АЭС Украины. Эти работы включают два аспекта: обследование ТС и анализ эксплуатационной надежности. Последовательность работ приведена на рис. 2.

Организация работ по продлению срока эксплуатации ТСА включает следующие этапы: разработка программы; проведение работ по программе; обоснование и принятие решения о продлении срока эксплуатации либо замене оборудования.

В программе определяются виды работ и методики их проведения. Объем работ, предусмотренных программой, должен позволять провести оценку возможности выполнения ТСА своих функций в полном объеме в соответствии с требованиями проекта, стандартов и технической документации (технических условий, инструкций по эксплуатации, паспортов и др.) на эти средства.

Объем и методика обследования ТС формируются на основе объема, методов испытаний и критериев оценки их результатов, приведенных в технической документации на ТСА. Обследование ТС включает: внешний осмотр; проверку (испытания) отдельных компонентов (устройств, блоков и т. п.); комплексные испытания ТСА (проверка выполнения основных функций, значений основных параметров, метрологические испытания и др.).

Кроме того, включаются проверки соблюдения условий эксплуатации в соответствии с проектными требованиями, регламента технического обслуживания, технологии ремонтов и замен, а также проверки состояния запасных частей (элементов, блоков, устройств).

Наиболее значимыми направлениями анализа эксплуатационной надежности являются:

- анализ изменений надежности во времени (тренда параметра потока отказов) с целью выявления наличия или отсутствия тенденции к снижению надежности;

- определение статистических оценок показателей надежности ТСА, их компонентов и сопоставление их с показателями, регламентированными в технической документации на ТСА.

Исходной информацией для анализа эксплуатационной надежности ТСА являются данные об отказах, зафиксированные в ведущихся на АЭС документальных источниках (журналах дефектов, базах данных и др.).

В период продления проводится дополнительно ежегодный анализ надежности с учетом новых статистических данных. Предусмотрено использование компенсирующих мероприятий (замена компонентов сниженной надежности, улучшение входного контроля элементов замены, повышение качества технического обслуживания и ремонта и др.).

Рассмотренные выше принципы были использованы при разработке нормативного документа [186], а затем заменившего его [195], явившихся нормативной базой для продления срока эксплуатации ТСА различных типов на всех АЭС Украины.

Дополнительными методами анализа надежности ИУС для обоснований продления сроков эксплуатации могут быть [194] статистическая оценка показателей функциональной безопасности ИУС и анализ тренда потока нарушений безопасности по причине ИУС.

Показатели функциональной безопасности ИУС определяются вероятностными характеристиками эксплуатационных событий вследствие неправильного функционирования ИУС. Одним из возможных путей определения этих показателей является сбор и обработка статистической информации о нарушениях в работе энергоблоков.

Остановимся на одном из этих показателей – частоте нарушений нормальной эксплуатации энергоблока вследствие неправильного функционирования ИУС. Оценка частоты нарушений нормальной эксплуатации в год вследствие неправильного функционирования ИУС в функции календарного времени t_i для однотипных блоков определена по соотношению

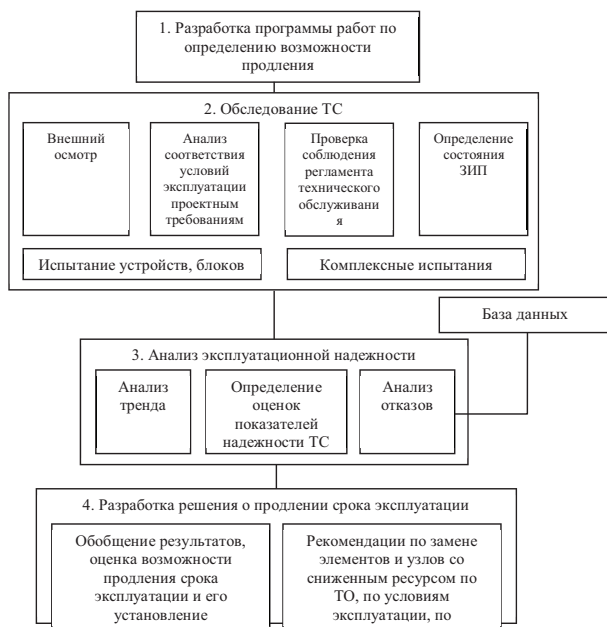


Рис. 2. Последовательность работ по продлению срока эксплуатации

$$\omega(t_i) = \frac{\sum_{j=1}^k n_j(t_i + 1 \text{ год})}{k}, \quad (9)$$

где $\omega(t_i)$ – частота нарушений нормальной эксплуатации блока вследствие неправильного функционирования ИУС за i -й календарный год (т.е. за время $t_i + 1$ год); $n_j(t_i + 1 \text{ год})$ – число нарушений нормальной эксплуатации вследствие неправильного функционирования ИУС j -го блока за i -й год; k – число блоков рассматриваемого типа.

Анализ тренда показателей надежности технических средств при продлении срока эксплуатации целесообразно дополнить анализом тренда во времени потока нарушений нормальной эксплуатации в работе блока вследствие неправильного функционирования ИУС. Для этого вместо календарного времени рассматривают возраст энергоблока начиная от момента начала анализируемого периода времени. Рассматриваемым показателем является оценка частоты нарушений нормальной эксплуатации блока вследствие неправильного функционирования ИУС в функции возраста блока τ_m , которая для однотипных блоков определена по следующему соотношению [85]:

$$\Omega(\tau_m) = \frac{\sum_{j=1}^{l_m} r_j(\tau_m + 1 \text{ год})}{m}, \quad (10)$$

где l_m – число однотипных блоков с наработкой $(\tau_m + 1 \text{ год})$; $r_j(\tau_m + 1 \text{ год})$ – число нарушений нормальной эксплуатации j -го блока вследствие неправильного функционирования ИУС за наработку $(\tau_m + 1 \text{ год})$.

На рис. 3 приведены результаты расчета для блоков ВВЭР-1000 [85]. Естественно, что полученные оценки частоты нарушений нормальной эксплуатации вследствие неправильного функционирования ИУС имеют различную достоверность, поскольку число блоков определенного возраста в различных возрастных группах различно. Анализ нарушений нормальной эксплуатации вследствие неправильного функционирования ИУС в зависимости от возраста энергоблоков ВВЭР-1000 показывает, что частота нарушений нормальной эксплуатации вследствие неправильного функционирования ИУС колеблется в диапазоне от 0 до 1,75 1/год, но нет оснований для утверждения о возрастающем тренде потока нарушений.

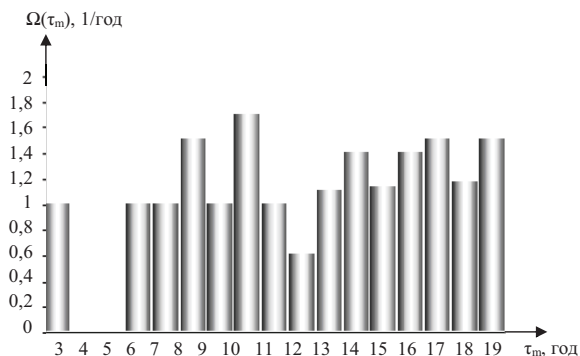


Рис.3. Изменение частоты нарушений нормальной эксплуатации в работе блоков ВВЭР-1000 вследствие неправильного функционирования ИУС в зависимости от возраста блоков.

При расчете частоты нарушений вследствие неправильного функционирования ИУС в зависимости от возраста энергоблоков ВВЭР-440 в [85] рассматривались энергоблоки №1 и №2 РАЭС и их возраст в интервале от 16 до 23 лет. Частота нарушений нормальной эксплуатации вследствие неправильного функционирования энергоблока ВВЭР-440 колеблется в диапазоне от 0 до 2,5 1/год. Максимальное значение частоты нарушений нормальной эксплуатации вследствие неправильного функционирования

ИУС энергоблоков ВВЭР-440 несколько выше аналогичного максимального значения для энергоблоков ВВЭР-1000 (2,5 по сравнению с 1,75 1/год).

Среднее время простоя блока и средняя недовыработка электроэнергии при нарушениях нормальной эксплуатации вследствие неправильного функционирования ИУС практически не зависела от возраста блоков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *50-SG-09*. Management of Nuclear Power Plants for Safe Operation.
2. *50-SG-G3*. Conduct of Regulatory Review and Assessment During the Licensing Process for Nuclear Power Plants.
3. *Aging* and life extension of major light water reactor components // Printed in the Netherlands: Elsevier Science Publishers B.V. – 1993. – 943 p.
4. *Albornoz A.F., Blanco A., Blaumann H. et al.* Atucha I Ex-Vessel Dosimetry // Proceed. 9th Intern. Symp. on Reactor Dosimetry, Prague, 2 - 6 Sept. 1996. – World Scientific, Singapore, 1998. – P.42 – 49.
5. *Amaev A.D., Kryukov A.M., Sokolov M.A.* Recovery of transition temperature of irradiated WWER-440 vessel metal by annealing//Radiation Embrittlement of Nuclear Reactor Pressure Vessel Steels. ASTM STP 1170, 1993, p. 369-379.
6. *AMAT* guidelines // IAEA Services Series № 4, IAEA. – Vienna, 1999.
7. *An Approach for Using probabilistic risk Assessment in Risk-Informed Decision making: Technical Specifications. Regulatory Guide 1.177*. US NRC. August 1998.
8. *Applications of PRA for NPP* // IAEA – TECDOC – 1200.- IAEA, Vienna, February 2000.
9. *Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: Steam generators.* – IAEA-TECDOC-981. – IAEA, Vienna. – 1997. – 173 p.
10. *Assessment and Management of Ageing of Pressurised Water Reactor Pressure Vessels* // 6th International Conference on Nuclear Engineering ICONE-6. – May 10 - 15, 1998.
11. *Brumovsky M., Erben O., Hogel J., Osmera B.* Neutron Dosimetry for VVER-1000 Reactor Pressure Vessels and Integrity Assessment in Czech Republic // Proceed 10th Inter. Symp. on Reactor Dosimetry, 1999 (в печати).
12. *Bukanov, V.N., Dyemokhin V.L., Gavriljuk V.I. et al.* Overview of the Surveillance Dosimetry Activities in Ukraine // Proceed 10th Inter. Symp. on Reactor Dosimetry, 1999 (в печати).
13. *Common Aging Terminology* // Electric Power Research Institute (EPRI). – 1993. – 18 p.
14. *Davis L.M.* A comparison of Eastern and Western steels // Published by the European Commission, AMES Report No.10, EUR 17327 EN. – Netherlands, 1997.
15. *Davis L.M., Kryukov A., English C., Nikolaev Y.* East/West Steels for

reactor pressure vessels // IAEA Specialists' Meeting on irradiation and mitigation. – Vladimir (Russia), 1997.

16. *Davis M.* Nuclear Power Plant Life Management // Proceedings of the Regional Workshop on Good Practices in National Approaches to NPP Life Management. – Ljubljana, Slovenia. – 22 - 26 May, 2000.

17. *ElBaradei M.* Nuclear Power: An Evolving Scenario // IAEA Intern. Symp. on Nucl. Power Plant Life Management, 4 – 8 Nov. 2002, Budapest (Hungary). – 7 p.

18. *Filatov V.M., Zelensky A.V.* Low Cycle Fatigue of Structural Materials in Water Operating Environments // Proc. of The Third International Atomic Energy Agency Specialists Meeting on Subcritical Crack Growth. Moscow, May 14 - 17, 1990. – NUREG/CP-0112, ANL-90-20. – Vol. 1. – P. 215 - 222.

19. *Gamble, S.W.* Tagart. A Method to Assign Failure Rates for Piping Reliability Assessments // PVP – V. 215, Fatigue, Fracture, and Risk. ASME 1991.

20. *Glossary of Nuclear Power Plant Ageing*, OECD/NEA, 2001.

21. *Gurovich B.A., Kuleshova E.A., Nikolaev Yu.A., Shtrombakh Ya.I.* Assessment of relative contributions from different mechanisms to radiation embrittlement of reactor pressure vessel steels // J. Nucl. Mater.,-1997.-V. 246. –P 91-120.

22. *Hógel J., Hort M.* Ex-Vessel Fast Neutron Monitoring at NPP Dukovany // Proceed. 9th Intern. Symp. on Reactor Dosimetry, Prague, 2 - 6 Sept. 1996. – World Scientific, Singapore, 1998. – P.834–840.

23. *IAEA Coordinated Research Program on Ageing Management of Concrete Containment Buildings* // 6th International Conference on Nuclear Engineering ICONE-6. – May 10-15, 1998.

24. *IAEA Coordinated Research Program on Management of Ageing of Motor Operated Isolating Valves.* Report of Stage I of Phase II, IAEA, Vienna, Austria, 1997.

25. *IAEA/USA Interregional Training Course "Management of Safety Aspects of Ageing of NPPs"*, USA. ANL. – 1997.

26. *IAEA-TECDOC-540.* Safety Aspects of Nuclear Power Plant Ageing.

27. *IAEA-TECDOC-981.* Assessment and Management of Ageing of Major Nuclear Power Plant Components Important to Safety: Steam Generators.

28. *Ilieva K., Apostolov T., Belousov S. et al.* Verification of Neutron Fluence on VVER-440/320 Vessel of Unit 1 at Kozloduy NPP // Proceed. 9th Intern. Symp. on Reactor Dosimetry, Prague, 2 - 6 Sept. 1996. –World Scientific, Singapore, 1998. – P.19 – 26.

29. *INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, AMAT guidelines*

– IAEA Services Series № 4, IAEA, Vienna, 1999.

30. *INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY*, Data Collection and Record Keeping for the Management of Nuclear Power Plant Ageing // Safety Series No. 50-P-3, IAEA. – Vienna, 1992.

31. *INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY*, Implementation and Review of a Nuclear Power Plant Ageing Management Programme // Safety Reports Series No. 15, IAEA. – Vienna, 1999.

32. *INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY*, Methodology for the Management of Ageing of Nuclear Power Plant Components Important to Safety // Technical Reports Series No. 338, IAEA. – Vienna. – 1992. – 50 p.

33. *INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY*, Periodic Safety Review of Nuclear Power Plants, Safety Guide - Safety Standards Series No. NS-G-2.10 2003, IAEA. - Vienna, 2003.

34. *International Database on Nuclear Power Plant Life Management*. Working material. IAEA, Vienna, 1995. – 99 p.

35. *Karzov G.P., Filimonov G.N., Grekova I.I. et al.* Effect of Long-duration thermal Holds on the properties of structural materials for Vessels of the equipment used for fabrication of NPP with WWER-type reactors in the USSR // Proceedings of the IAEA Specialists' Meeting on Thermal and Mechanical Degradation in Reactor Materials. – Abingdon, England, 1991.

36. *Korolev Yu.N., Shtrombakh Ya.L., Nikolaev Yu.A. et al.* Application of the reconstituted subsize specimens for assessment of irradiation embrittlement of RPV steels // Small Specimen Test Techniques, ASTM STP 1418. 2002, p. 151 - 178.

37. *Kossilov A.* IAEA Coordinated Research Programme on Management of Ageing of Motor Operated Valves // Proceeding of the Joint Specialist Meeting on Motor Operated Valve Issues in Nuclear Power Plants. - Paris, France, April 25 - 27, 1994. - P. 369 - 383.

38. *Kozloduy 1-4, WANO 6-month-programme, Item: "Rest Life-Time", Final Report.*

39. *Kryukov A.* The State of the Art of WWER type RPV radiation embrittlement and mitigation // IAEA Specialists' Meeting on irradiation and mitigation. – Vladimir (Russia), 1997.

40. *Kryukov A., Platonov P., Shtrombakh Ya. et al.* Investigation of samples taken from Kozloduy unit 2 reactor pressure vessel // Nucl. Engng Des. – 1996. - V. 160. – P 59 - 76.

41. *Maerker R.E., Broadhead B.L., Wagschal J.J.* Theory of a New Procedure in Pressurized Water Reactor Pressure Vessel Dosimetry and

Development of an Associated Benchmark Data Base // Nucl. Sci. Eng. –1985. – Vol. 91. –No. 4. – P. 369 - 392.

42. *Majamdar S., Chopra O.H., Shack W.J.* Interim Fatigue Design Curves for Carbon, Low-Alloy and Austenitic Stainless Steels in LWR Environments // Meeting minutes for January 25, 1993. – PVRC Working Group on S-N Curve Data, USA, Las Vegas.

43. *Minutes of WGRD-VVER Workshop on RPV Neutron Dosimetry.* Sandanski, Bulgaria, 29 Sept. – 3 Oct. 1997. – 4 p.

44. *Mutsuo Takai, Yoshihisa Manabe.* Adoption of Automatic System for Electric Motor Operated Valves in Nuclear Power Plant // Proceeding of the Joint Specialist Meeting on Motor Operated Valve Issues in Nuclear Power Plants. - Paris, France, April 25 - 27, 1994. - P. 619 - 637

45. *Nikolaev Yu.A., Nikolaeva A.V.* Application of the floating curve model for estimation of re-irradiation embrittlement of VVER-440 RPV steels. — In: Effects of Radiation on Materials, ASTM STP 1366, 2000, p. 460 - 470.

46. *Nikolaev Yu.A., Nikolaeva A.V., Kryukov A.M. et al.* Radiation embrittlement and thermal annealing behavior of Cr—Ni—Mo reactor pressure vessel materials // J. Nucl. Mater. – 1995. - Vol. 226. - P. 144 - 155.

47. *Nikolaev Yu.A., Nikolaeva A.V., Shtrombakh Ya.I.* Radiation embrittlement of low-alloy steels. - I Intern. J. Pressure Vessel Piping. – 2002. - Vol. 79, № 8 - 10. - P. 619 - 636.

48. *NP.P "KozJoduy", unit J.* Reactor pressure vessel integrity assessment, Testing and evaluation. Report about results on determination of Tk resp and Tko in annealed conditions, inventory No 62-1695, Moscow 1996,

49. *NRC.* An Approach for Using PRA Assessment in Risk-Informed Decisions on Plant Specific Changes to the licensing Basis – Regulatory Guide 1.174, USNRC.-Washington, 1998.

50. *Odette G., Mader E., Lucas G. et al.* The effect of flux on the irradiation hardening of pressure vessel steels. — Ibid., ASTM STP 1175, 1993, p. 373 - 393.

51. *Osmera B.* VVER-1000 Benchmark // Final Report IAEA Research Contract No. 5964/RB, December 1991 – November 1993.

52. *Osmera B., Svoboda C.* The benchmark experiment on the LR-0 reactor // Nucleon. - 1991. - № 2. – P.13 - 23.

53. *Platonov P.A., Nikolaev Yu.A., Shtrombakh Ya.I.* Radiation embrittlement kinetics of the first generation of VVER-440 RVPs after post-irradiation annealing // Intern. J. Pressure Vessel Piping. - 2002, Vol. 79, № 8 – 10. - P. 643 - 648.

54. *Potapovs U., Hawthorne J.* The effect of residual elements on 550 °F irradiation response of selected pressure vessel steels and weldments // Nucl. App. –

1969. – Vol. 6, № 1. - P. 27.

55. *Reactor Pressure Vessel Embrittlement*, IAEA-TECDOC-659, Vienna, 1992.

56. *Requirements for Monitoring the Effectiveness of maintenance at NPP*. 10CFR 50.65.

57. *Requirements for Pre-operational and Initial Start-up Vibration Testing of Nuclear Power Plant Piping Systems* // ASME OMa S/G – 1991.

58. *Rules for inservice inspection of nuclear power plant components*. Code ASME, section XI. – New York, 1998.

59. *Safety Series No 75-INSAG-3*. Basic Safety Principles for Nuclear Power Plants.

60. *Safety-Related Motor-Operated Valve Testing and Surveillance*. Generic Letter (GL) 89-10, USNRC, June 1989.

61. *Seligman D., Guillou J.* Flow induced vibration in a PRW piping system // Transactions of the 13th SMIRT, Porto Alegre, Brazil, August 13 – 18. 1995.

62. *Sochor Q.* The Experimental Reactor LR-0 // *Jaderna enegie*. - 1984. –Vol. 30. -№ 7.-P. 243 - 247.

63. *Strategies and Policies for Nuclear Power Plant Life Management*, IWG-LMNPP-98/2 // IAEA Specialists Meeting. – 28 - 30 Sept. 1998. – Vienna (Austria).

64. *Technical Reports Series 268 Manual on Maintenance of Systems and Components Important to safety*.

65. *Tiunin B.N., Zrelkin A.A.* Assessment of NPP Operational Events due to Valves Failures and Major Areas of the Program to Improve NPP Valves // Proceeding of the Joint Specialist Meeting on Motor Operated Valve Issues in Nuclear Power Plants. – Paris (France). – April 25 - 27, 1994. – P. 413 - 439.

66. *Trunov N., Denisov V.* Current status of WWER steam generators tubing integrity // Proceeding of IAEA Workshop, RER/4/020 “ Steam Generator Degradation and Inspection”. – Saint-Denis (France). – 14 - 18 June 1999.

67. *TUV-CERT*. Inspection Certificate B No 537491 1/1: ACERINOX.S.A. Fabrica del Campo, 11370 Los BARRIOS

68. *W.G. Wolfer, L.K. Mansur, J.A. Sprague* // Had Eff. In Breeder Reactor Structural Materials. Scottsdale, Ariz. 1977, 841 p.

69. *Ware A.G., Morton D.K., Nitzel M.E.* Application of NUREG/CR 5999 Interim Fatigue Curves to Selected Nuclear Power Plant Components. – NUREG/CR-26660, INTEL-95/0045.

70. *Working material, International working group on life management of nuclear power plants (IWG-LMNPP), Regular meeting. – 30 August – 1 September 1995. – Vienna. - Vol. I, II.*
71. *Working material, International working group on life management of nuclear power plants (IWG-LMNPP), Regular meeting. – 6 - 8 October 1997. – Vienna. – Vol. I, II.*
72. *Zaritsky S.M., Platonov P.A., Brodtkin E.B. et. al. Radiation Embrittlement of WWER-440 and WWER-1000 Pressure Vessels and Urgent Tasks of Reactor Dosimetry. Труды 10-го Симпозиума AER. М.: 2000.*
73. *Zaritsky S.M., Platonov P.A., Nikolaev Yu.A. et. al. Review of problems and requirements in VVER reactor-type pressure vessel dosimetry // Reactor Dosimetry: Radiation Metrology and Assessment. ASTM STP 1398. – 2001. - p. 53 - 60.*
74. *А.В. Мозгалецкий, Д.В. Гаскаров. Техническая диагностика. М., Высш. шк., 1975.*
75. *АИЭУ-9-94. Унифицированная инструкция по периодическому контролю за состоянием основного металла, сварных соединений и наплавов оборудования и трубопроводов АС с ВВЭР 1000.*
76. *Алексеевко Н.Н., Амаев А.Д., Горынин И.В. Радиационное повреждение стали корпусов водо-водяных реакторов. - М.: Энергоатомиздат, 1981. - 191 с.*
77. *Анализ влияния возраста энергоблоков ВВЭР 1000 и ВВЭР 440 на нарушения в их работе из-за оборудования автоматики и систем электроснабжения // Отчет НТЦБ ГАНУ. – К., 1993.*
78. *Анализ возможности сокращения продолжительности плановых ремонтов серийных энергоблоков АЭС Украины с ВВЭР-1000 на основе опыта эксплуатации / Д.В. Билей, Ю.Л. Коврижкин, В.А. Комаров, В.Н. Колыханов, В.И. Скалозубов // Ядерная и радиационная безопасность. – 2003. - № 4.*
79. *Анализ программы образцов-свидетелей металла корпуса реактора // Э.У. Гриник, Л.И. Чирко, Ю.С. Гульчук. и др. // ЯРБ. – 2000. - №4*
80. *Апаркин Ф.М., Немытов С.А., Корниенко К.А. О состоянии внедрения систем диагностики на АЭС концерна "Росэнергоатом" // 3-я Междунар. науч.-техн. конф. 18-19 апреля 2002. – М.: Концерн "Росэнергоатом". – С. 187 - 189.*
81. *Арматура для оборудования и трубопроводов АС. Общие технические требования. ОТТ-87 (с изменениями от 09.11.1991 г.). - М.: Госпроматомэнергонадзор, 1992.*

82. *Тареев Б.М.* Физика диэлектрических материалов. - М.: Энергия, 1973.

83. *Бакиров М.Б.* Эксплуатационный контроль состояния металла оборудования и трубопроводов АЭС. Текущее состояние и направления совершенствования // Науч.-техн. конф. "Итоги выполнения программы НИОКР и плана мероприятий по обеспечению ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности АЭС в 1999 г. и задачи на 2000 г.". – Москва, 16 - 17 марта 2000. – С. 25–31.

84. *Бакиров М.Б., Забрусков И.Ю., Потапов В.В. и др.* Разработка и внедрение методики и приборных средств без образцового контроля состояния металла корпусов реакторов атомных электростанций в эксплуатации на основе магнитного метода // 2-я Междунар. науч.-техн. конф. "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики" 22-23 марта 2001.– М.: Концерн "Росэнергоатом", – С. 165.

85. *Безопасность атомных станций: Информационные и управляющие системы / М.А. Ястребенецкий, В.Н. Васильченко, С.В. Виноградская и др. / Под ред. М.А. Ястребенецкого.* – К.: Техніка, 2004. – 472 с.

86. *Безопасность АЭС. Информационные и управляющие системы / М.А. Ястребенецкий, Васильченко В.Н., Виноградская С.В. и др.* – 2005г.

87. *Билей Д.В., Васильченко С.В., Власенко Н.И. и др.* // Риск-ориентированные подходы оптимизации технического обслуживания и эксплуатационного контроля СВБ АЭС. – 2004.

88. *Буканов В.Н., Васильева Е.Г., Вишневецкий И.Н. и др.* Мониторинг радиационной нагрузки корпуса ядерного реактора как составная часть программы управления сроком службы оборудования энергоблока АЭС // Ядерная и радиационная безопасность. – 2005. – № 2. – С. 22 - 27.

89. *Буканов В.Н., Васильева Е.Г., Гриценко А.В. и др.* Методика определения радиационной нагрузки корпуса реактора ВВЭР-1000 // Ядерная и радиационная безопасность. – 2000. – № 3. – С.33 – 42.

90. *Бородин В.А., Рязанов А.И.* Радиационная ползучесть материалов, вызванная анизотропией диффузии точечных дефектов в ядрах дислокаций // Атомная энергия. – 1987. - Т. 63. - Вып. 2. - С.127 - 128.

91. *В.Н. Буканов, Е.Г. Васильева, И.Н. Вишневецкий и др.* Мониторинг радиационной нагрузки корпуса ядерного реактора как составная часть службы оборудования энергоблока АЭС // ЯРБ. – 2005. - № 2.

92. *Тарасов В.А.* Математическое моделирование радиационной ползучести реакторного топлива на примере урана и его сплавов // Вопросы атомной науки и техники. Сер. Физика радиационных повреждений и радиационного материаловедения, (79). – 2001. - № 2. – С.23 - 30.

93. *Васильченко В.Н., Скалозубов В.И., Инюшев В.В. и др.* Применение опыта эксплуатации для целенаправленного повышения КИУМ энергоблоков АЭС Украины // Ядерная и радиационная безопасность. – 2003. – № 2.

94. *Карасев В.С., Тоцкий А.Ю., Ожигов Л.С.* Влияние примесей на переходную радиационную ползучесть никеля // Вопросы атомной науки и техники. Серия. Физика радиационных повреждений и радиационного материаловедения. – 1994. - 1(6). - С. 1 - 8.

95. *Васильев В.Г.* и др. Малоцикловая усталость сталей 22 К, 08Х18Н10Т и их сварных соединений в водном теплоносителе // ФХММ. – 1987. – № 3.

96. *Вишневецкий И.Н., Гриник Э.У., Чирко Л.И. и др.* Радиационное охрупчивание корпусных сталей украинских АЭС // Труды XIV Междунар. конференции по физике радиационных явлений и реакторному материаловедению, 12 - 17 июня 2000, г. Алушта, Крым. ННЦ ХФТИ, Харьков, 2000, с. 94 - 95.

97. *Внедрение системы оперативного контроля термоакустической неустойчивости теплоносителя в активной зоне ВВЭР 1000 (В-320): Отчет о НИР (промежуточн.) / ОФ ГНТЦ ЯРБ. – Одесса, 2005. – 68 с.*

98. *Временная методика расчета остаточного циклического ресурса оборудования на АЭС. – М., 1990.*

99. *Гетман А.Ф.* Концепция безопасности "течь перед разрушением" для сосудов и трубопроводов давления АЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1999.

100. *Гетман А.Ф., Козин Ю.Н.* Неразрушающий контроль и безопасность эксплуатации сосудов и трубопроводов давления. – М.: Энергоатомиздат, 1997.

101. *ГКД 34.20.302-2002.* Нормы испытаний электрооборудования.

102. *ГКД 34.20.507-2003.* Техническая эксплуатация электрических станций и сетей. Правила.

103. *ГКД 34.43.101-97.* Прием, использование и эксплуатация трансформаторных масел. Методические указания.

104. *Гомин Е.А., Гуревич М.И., Майоров Л.В.* Использование очередей в архитектуре программ расчета переноса излучения методом Монте-Карло // Расчетно-экспериментальное обеспечение исследований по безопасной

ядерной энергетике и ее топливному циклу: Тез. докл. VIII семинара по проблемам физики реакторов. Москва, 5 - 9 сент. 1993 г. –М.: МИФИ, 1993. – Т.1. – С. 30 - 32.

105. *ГОСТ 10006-80*. Трубы металлические. Методы испытания на растяжение.

106. *ГОСТ 10243-75*. Сталь. Методы испытаний и оценки макроструктуры.

107. *ГОСТ 11878-66*. Сталь аустенитная. Методы определения содержания ферритной фазы в прутках.

108. *ГОСТ 14782-86*. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

109. *ГОСТ 17410-78*. Контроль неразрушающий. Трубы металлические бесшовные цилиндрические. Методы ультразвуковой дефектоскопии.

110. *ГОСТ 1778-70*. Сталь. Металлографические методы определения неметаллических включений.

111. *ГОСТ 18442-80*. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.

112. *ГОСТ 18661-73*. Сталь. Измерение твердости методом ударного отпечатка.

113. *ГОСТ 18835-73*. Металлы. Метод измерения пластической твердости.

114. *ГОСТ 19040-81*. Трубы металлические. Метод испытания на растяжение при повышенных температурах.

115. *ГОСТ 21105-87*. Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод.

116. *ГОСТ 22761-77*. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия.

117. *ГОСТ 22762-77*. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на пределе текучести вдавливанием шара.

118. *ГОСТ 25.506-85*. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещи нестойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении.

119. *ГОСТ 2999-75*. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Виккерсу.

120. *ГОСТ 5639-82*. Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна.

121. *ГОСТ 5640-68*. Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры листов и ленты.

122. *ГОСТ 6032-2003*. Стали и сплавы коррозионно-стойкие. Методы испытания на стойкость против межкристаллитной коррозии.
123. *ГОСТ 6996-66*. Сварные соединения. Методы определения механических свойств.
124. *ГОСТ 7512-82*. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.
125. *ГОСТ 8233-56*. Сталь. Эталоны микроструктуры.
126. *ГОСТ 9012-59*. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю.
127. *ГОСТ 9013-59*. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Роквеллу.
128. *ГОСТ 9454-78*. Металлы. Метод испытаний на ударный изгиб при пониженной, комнатной и повышенной температурах.
129. *Гребенюк Ю.П., Зарицкий Н.С., Ковыршин В.Г.* Методологические вопросы управления ресурсом АЭС // Тез. докл. Междунар. конф. "Оценка и обоснование продления ресурса элементов конструкций". – Т. 2. – К. – 2000. – С. 331 - 332.
130. *Гриник Э.У.* Анализ программы образцов-свидетелей металла корпуса реактора // Ядерная и радиационная безопасность. – 2000. - № 4. - С. 60.
131. *Гриник Э.У., Ревка В.Н., Чирко Л.И.* Применение методологии мастер кривой для оценки вязкости разрушения корпусных сталей реактора ВВЭР-1000 // ЯРБ. – 2002. - № 4.
132. *Гриник Э.У., Чирко Л.И., Ревка В.Н.* Оценка радиационного ресурса корпусов реакторов типа ВВЭР-1000 атомных электростанций Украины // Зб. наук. праць Ін-ту ядерних досл. – 2005. – № 1 (14). – С. 67 – 74.
133. *Гуревич Д.Ф., Ширяев В.В., Пайкин И.Х.* Арматура атомных электростанций. - М.: Энергоиздат, 1982.
134. *ДБН А.3.1.-2-93* Порядок надання дозволів на виконання будівельних робіт.
135. *Демехин В.Л., Буканов В.Н.* Байесовский подход к оцениванию функционалов нейтронного потока, воздействующего на корпус ВВЭР // ЯРБ. – 2001. - № 2
136. *Демехин В.Л., Буканов В.Н., Васильева Е.Г.* Эффективные сечения, рассчитанные по спектру нейтронов у внешней поверхности корпуса реактора ВВЭР-1000 // Зб. наук. праць Ін-ту ядерних досл. –К, 1999. –С. 164-166.
137. *Хирт Дж., Лоте И.* Теория дислокаций. - М.: Атомиздат, 1972. -

599 с.

138. *ДНАОП.1.10-1.01-97*. Правила безопасной эксплуатации электроустановок.

139. *ДСТУ 2844-94*. Программные средства ЭВМ. Обеспечение качества. Термины и определения.

140. *ДСТУ 2850-94*. Программные средства ЭВМ. Показатели и методы оценки качества.

141. *ДСТУ 2860-94*. Надежность техники. Термины и определения.

142. *ДСТУ 2861-94*. Надежность техники. Анализ надежности. Основные положения.

143. *ДСТУ 2862-94*. Надійність техніки. Методи розрахунку показників надійності. Загальні вимоги.

144. *ДСТУ 2864-94*. Надежность техники. Экспериментальная оценка и контроль надежности. Основные положения.

145. *ДСТУ 2941-94*. Системы обработки информации. Разработка систем. Термины и определения.

146. *ДСТУ 2960-94*. Організація промислового виробництва. Основні поняття. Терміни та визначення.

147. *ДСТУ 3004 – 95*. Надежность техники. Методы оценки показателей надежности по экспериментальным данным. – К: Изд-во стандартов – 1995.

148. *ДСТУ 3278-95*. Система разработки и поставки продукции на производство. Основные термины и определения.

149. *ДСТУ 3433-96*. Надежность техники. Модели отказов. Основные положения.

150. *Загальні вимоги до продовження експлуатації АЕС у понадпроектний строк за результатами здійснення періодичної оцінки безпеки, утвержденные приказом Государственного Комитета ядерного регулирования Украины 26 ноября №181.*

151. *Запорожская АЭС. Блок 5. Проект. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации АЭС.*

152. *Зарицкий Н.С., Лагута С.М., Седнев В.А., Скалозубов В.И. Анализ отказов арматуры энергоблоков Запорожской АЭС // Ядерная и радиационная безопасность. – 2000. – №2. – С. 86-89.*

153. *Зарицкий Н.С., Седнев В.А., Скалозубов В.И. Анализ эксплуатационных данных по дефектам теплообменных труб парогенераторов ВВЭР // Ядерная и радиационная безопасность. – 2000. – № 1. – С. 96 - 98.*

154. *Zvit* про виконання державної експертизи ЯРБ по ТРБЕ 4 бл. РАЕС 7-Э-УНИК / ДНТЦ ЯРБ-ДКЯРУ. – 2004.

155. *ИПБЮЗ-147-97*. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

156. *Использование* стенда "Корпус" в работах по определению остаточного ресурса и обоснованию возможности продолжения эксплуатации сверх установленного срока // ФГУП ГНЦ РФ НИИАР. – 3-я Междунар. науч.-техн. конф. "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики". - 2003.

157. *Исследование* состояния основного металла и сварных соединений трубопроводов первого блока Смоленской АЭС после 100 тысяч часов эксплуатации: (Отчет о НИР). – М.: ВНИИАЭС, НИКИЭТ, ИЦП МАЭ, 1999.

158. *Исследования* качества изоляции кабелей завода с помощью прибора неразрушающего контроля: (Отчет о НИР Б251919). - Ждановский металлургический институт, 1972.

159. *Карзов Г.П.* Методические работы по обоснованию ресурса корпуса реактора при эксплуатации // Итоги выполнения программы НИОКР и плана мероприятий "Росэнергоатом" по обеспечению ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности АЭС в 1999 г. - М.: 2000.

160. *Киселев В.К., Самохвалов Р.В.* Возможности применения новых методов неразрушающего контроля при техническом обслуживании оборудования и трубопроводов АЭС // 2-я Междунар. науч.-техн. конф. "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики". – М.: Концерн "Росэнергоатом". – 22 - 23 марта 2001. – С. 113–119.

161. *КНД* "Организация технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных электростанций. Основные положения".

162. *Коврижкин Ю.Л., Скалозубов В.И.* Термоакустическая неустойчивость теплоносителя в активной зоне водоводяных реакторов. – Одесса: ТЭС, 2003. – 172 с.

163. *Комаров Ю.А.* Методика оптимизации периодичности контроля и плановых переключений многоэлементных систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности АЭС // Ядерная и радиационная безопасность. – 2000. –Т. 3, вып. 2. – С. 56 - 57

164. *Комплекс* кассет ВВЭР-1000 (тип В-302, В-320, В-338). Каталогное описание У 0401.04.00.000 ДКО.

165. *Корпус* 1152.02.70.000. Техническое описание и инструкция по

эксплуатации 1160.02.70.000 ТО.

166. *Критерии* допустимой вибрации трубопроводов // Отчет ЦКТИ - Вибросейм № 02 Ch NPP/B 4.1/3/040-2000.

167. *КСДЭ-1000*. Комплекс средств диагностической и информационной поддержки эксплуатации систем и оборудования АЭС. – Харьков: ЗАО "НИИ Техностандарт", 2004. – 39 с.

168. *Ломакин С.С.* К корректировке данных о радиационном охрупчивании материалов корпусов ВВЭР-440 // Вестник Госатомнадзора России. – 2002. – №2. – С. 7–8.

169. *М-02-91*. Методика определения допускаемых дефектов в металле оборудования и трубопроводов во время эксплуатации АЭС. ВНИИ АЭС. – 1991.

170. *Мантуров Г.Н., Николаев М.Н., Цибуля А.М.* Система групповых констант БНАБ-93. Часть 1. Ядерные константы для расчета нейтронных и фотонных полей излучения // ВАНТ. Сер. Ядерные константы. – 1996. – Вып. 1. – С. 59 - 98.

171. *Методика* учета циклов нагружения основного и вспомогательного оборудования энергоблоков № 1–6 ОП ЗАЭС. №1–6.ТС.00.МТ.01.

172. *Методика* определения критической температуры хрупкости корпусов реакторов по результатам испытаний малоразмерных образцов. ИАЭ, инв. № 60/854, 1992.

173. *Методика* определения критической температуры хрупкости металла корпуса реактора после его отжига ИАЭ. - Инв. № 60-618. - 1990.

174. *Методика* определения критической температуры хрупкости металла корпуса реактора при эксплуатации после его отжига ИЦП МАЭ, МКТ-02-98. - 1998.

175. *Методика* оценки вибропрочности трубопроводов, опор и подвесок энергоблоков АЭС // "Энергоатом Харьков проект" - ОП ЮУ АЭС. – 2003.

176. *Методика* переназначения допустимых циклов нагружения на тепломеханическое оборудование АЭС / НАЭК "Энергоатом" - ОФ ГП ГНТЦ ЯРБ. – 2005.

177. *Методика* проведения работ по определению возможности продления ресурса кабеля типа КЭПТИ (нг), эксплуатирующегося на энергоблоках ПО "Запорожская АЭС", АО "ВНИИКП. - М., 1998.

178. *Методика* прогноза прочностных характеристик материала корпуса реактора при дооблучении / Концерн "Росэнергоатом", РД ЭО 0421-02.

- 2000.

179. *Методика* ускоренных испытаний образцов кабелей управления и ее обоснование / СФ ДП ЮИПЭ АЭС. - 2001.

180. *Модель* ускоренного радиационного охрупчивания основного металла корпусов ВВЭР-440 при высоких флюенсах нейтронов // "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики" - 2-я Междунар. науч.-техн. конф. ВНИИАЭС. - 2001.

181. *Модернизированная* программа контроля металла корпуса реактора энергоблока № 4 РАЭС по образцам // Э.У. Гриник, В.Н. Буканов, Л.И. Чирко и др. // ЯРБ. - 2005. - № 2.

182. *МР 109.7-86.* Оборудование энергетическое. Расчеты и испытания на прочность. Расчет коэффициентов интенсивности напряжений.

183. *МР 125-02-91.* Правила составления расчетных схем и определения параметров нагруженности элементов конструкций с выявленными дефектами.

184. *МЭК 60567-92.* Руководство по отбору проб газов и масел из маслонаполненного электрического оборудования и анализу свободных и растворенных газов.

185. *МЭК 61198-93.* Масла минеральные изоляционные. Метод определения 2-фурфурола и родственных соединений.

186. *НД 306.711-96.* Надежность АЭС и оборудования. Продление ресурса средств контроля и управления, входящих в системы, важные для безопасности. Общие требования к порядку и содержанию работ.

187. *Немытов С.А.* Итоги работы в 1999 году. Основные задачи на 2000 год // Науч.-техн. конф. "Итоги выполнения программы НИОКР и плана мероприятий по обеспечению ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности АЭС в 1999 г. и задачи на 2000 г.". - Москва. - 16 - 17 марта 2000. - С. 91-98.

188. *Николаева А.В., Николаев Ю.А., Кеворкян Ю.Р.* Восстановление механических свойств облученной стали при термическом отжиге // Атомная энергия. - 2001. - Т. 90, вып. 6. - С. 457 - 460.

189. *Николаева А.В., Николаев Ю.А., Кеворкян Ю.Р.* Экспериментально-статистический анализ / радиационного охрупчивания материалов корпусов ВВЭР-440 // Атомная энергия. - 2001. Т. 90, вып. 4. - С. 260 - 267.

190. *Николаева А.В., Николаев Ю.А., Кеворкян Ю.Р. и др.* Охрупчивание низколегированной конструкционной стали под действием нейтронного облучения // Там же, 2000, т. 88, вып. 4, с. 271-276.

191. *Николаева А.В., Николаев Ю.А., Кеворкян Ю.Р.* Радиационное

охрупчивание материалов корпусов ВВЭР-1000 // Там же. – 2001. - Т. 90, вып. 5. - С. 359 - 366.

192. *Николаенко В.А., Красиков Е.А., Николаев Ю.А. и др.* Влияние плотности потока нейтронов на радиационное охрупчивание материалов корпусов ВВЭР-440/213 // Там же. – 2004. - Т. 97, вып. 3. - С. 177 - 182.

193. *НП 306.1.02/1.034-2000.* Общие положения обеспечения безопасности АС.

194. *НП 306.5.02/2.068-2003.* Требования к порядку и содержанию работ по продлению срока эксплуатации информационных и управляющих систем, важных для безопасности атомных станций. – К.: Гос. администрация ядерного регулирования, 2003.

195. *НП 306.5.02/3.035-2000.* Требования по ядерной и радиационной безопасности к информационным и управляющим системам, важным для безопасности атомных станций. – К.: Гос. администрация ядерного регулирования, 2000.

196. *Обоснование* восстановления критической температуры хрупкости металла шва № 4 корпусов реакторов 1 и 3 блоков АЭС "Козлодуй" после отжига и степени последующего нейтронного охрупчивания, включая, результаты эффективности отжига на металле из корпуса реактора 1-го блока НВАЭС. – Инв. № 60-529. - 1989.

197. *Отчет* по обоснованию восстановления критической температуры хрупкости металла шва после отжига и степени последующего нейтронного охрупчивания, включая результаты эффективности отжига на металле из корпуса 1-го блока НВАЭС. - Инв. № 60/441, 1998.

198. *Обоснование* использования модели "горизонтального, сдвига" для оценки радиационного ресурса корпусов реакторов ВВЭР-440 при повторном за отжигом облучении. - Инв. № 60/1727. - 1998.

199. *Образцы-свидетели.* Техническое описание и инструкция по эксплуатации. 1152.75.00.000 ТО.

200. *Овчинников Ф.А., Вознесенский В.А., Семенов В.В. и др.* Эксплуатационные режимы АЭС с ВВЭР-1000. - М.: Энергоатомиздат, 1992.

201. *Острейковский В.А.* Старение и прогнозирование ресурса оборудования атомных станций. - М.: Энергоатомиздат, 1994.

202. *Отчет* о проведении оценки эксплуатационной надежности трубопроводной арматуры энергоблока № 1 ХАЭС. – 1998.

203. *Отчет* по анализу безопасности блока № 1 Южно-Украинской АЭС "Вероятностный анализ безопасности (ВАБ)".

204. *Селищев П.А., Сушков В.И.* Влияние радиационной пористости

на ползучесть облучаемых материалов // Вопросы атомной науки и техники. Сер. "Физика радиационных повреждений и радиационного материаловедения" (79). – 2001.

- № 2. - С. 19 - 22.

205. *Паспорт* сосуда, работающего под давлением: Корпус 1152.02.70.000. – П/я Г-4781.

206. *ПБ 10-115-96*. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

207. *ПК 1514-72*. Правила контроля сварных соединений и наплавки узлов и конструкций атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок.

208. *Платонов П.А., Тромбах Я.И., Николаев Ю.А.* Материаловедческое обеспечение продления срока службы корпусов ВВЭР-440 // Итоги выполнения программы НИОКР и плана мероприятий "Росэнергоатом" по ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности. – 2000.

209. *ПЛ-Д.0.06.007-04*. Положение о порядке согласования и утверждения производственной и проектной документации.

210. *ПЛ-Д.0.08.126-2003*. Положение о порядке продления срока эксплуатации.

211. *ПЛ-Д.0.08.388-06*. Положение о требованиях к структуре и содержанию отчета по периодической переоценке безопасности энергоблоков действующих АЭС (ОППБ).

212. *ПМ-Д.008.222-04*. Типовая программа по управлению старением элементов блока АЭС.

213. *ПМ-Т.0.08.157-05*. Типовая программа оценки технического состояния и переназначения ресурса силового трансформаторного оборудования на АЭС Украины.

214. *ПН АЕ-5.6*. Нормы строительного проектирования АС с реакторами различного типа.

215. *ПН АЭ Г-7-002-86*. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.

216. *ПН АЭ Г-7-008-89*. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования трубопроводов АЭУ.

217. *ПН АЭ Г-7-009-89*. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения.

218. *ПН АЭ Г-7-010-89*. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля.

219. *ПН АЭ Г-7-014-89.* Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть I. Контроль основных материалов (полуфабрикатов).

220. *ПН АЭ Г-7-015-89.* Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Магнитопорошковый контроль.

221. *ПН АЭ Г-7-016-89* Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Визуальный и измерительный контроль.

222. *ПН АЭ Г-7-017-89.* Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Радиографический контроль.

223. *ПН АЭ Г-7-018-89.* Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Капиллярный контроль.

224. *ПН АЭ Г-7-030-91.* Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть II. Контроль сварных соединений и наплавки.

225. *ПН АЭ Г-7-031-91.* Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и наплавки трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть III. Измерение толщины монометаллов, биметаллов и антикоррозионных покрытий.

226. *ПН АЭ Г-7-032-91.* Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть IV. Контроль сварных соединений из сталей аустенитного класса.

227. *Повышение* динамической надежности и продление срока службы трубопроводов при использовании технологии высоковязкого демпфера // Тяжелое машиностроение. – 2000. - № 8.

228. *Правила* устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды с Изменением № 1 от 13.01.97.

229. *Применение* современных систем телевизионного контроля корпусов реакторов, ВКУ и ВБ реакторов ВВЭР // А.В. Просвирин, Ю.В. Копьев, Г.П. Карзов и др. / Итоги выполнения программы НИОКР и плана мероприятий "Росэнергоатом" по ядерной, радиационной, технической и

пожарной безопасности. – 2000.

230. *Принципиальные* положения контроля свойств металла корпуса реактора ВВЭР-1000 по образцам-свидетелям / РНЦ "Курчатовский институт". - Инв. № 60/886. - Москва, 1993.

231. *Проблемы* дозиметрии образцов-свидетелей, облучаемых в реакторе ВВЭР-1000 / В.Н. Буканов, Е.Г. Васильева, И.Н. Вишневский. - ЯРБ. - 2000. - № 8.

232. *Проблемы* прочности. – 1970. - № 9. – С. 42 – 45.

233. *Программа* модернизации АЭС Украины с реакторами ВВЭР-1000 (В-320). Ревизия 2. – Мероприятие 12311 "Недостаточная точность оценки флюенса, накопленного критическими зонами реактора" / КИЭП, 1996.

234. *Просвирин А.В., Копьев Ю.В., Карзов Г.П. и др.* Применение современных систем телевизионного контроля корпусов реакторов, ВКУ и ВБ реакторов ВВЭР // Науч.-техн. конф. "Итоги выполнения программы НИОКР и плана мероприятий по обеспечению ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности АЭС в 1999 г. и задачи на 2000 г.". – Москва. – 16 - 17 марта 2000. – С. 58–60.

235. *Раецкий В.М., Голованов В.Н., Гремячкин В.А. и др.* Условия облучения материалов корпусов ВВЭР в стенде КОРПУС // Сб. докл. Пятой межотраслевой конференции по реакторному материаловедению. - Димитровград: ГНЦ РФ НИИАР. - 1998. - Т.2, ч.1. - С. 69 - 88.

236. *Разработка* и внедрение методики безобразцового контроля состояния металла корпусов реакторов АЭС в эксплуатации на основе магнитного метода // "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики" - 2-я Междунар. науч.-техн. конференция ВНИИАЭС. - 2001.

237. *Разработка* и внедрение методов переназначения допустимых циклов нагружения на теплотехническое оборудование АЭС с ВВЭР: (Отчет НИР № 11/04) / ОФ ГП ГНТЦ ЯРБ – ГП НАЭК "Энергоатом". - 2004.

238. *Разработка* и внедрение методов переназначения допустимых циклов нагружения на теплотехническое оборудование АЭС с ВВЭР: (Отчет о НИР № 1357/08) \ НАЭК. - 2005.

239. *Разработка* обоснований технических решений по оптимизации периодичности опробований САОЗ ЗАЭС: (Закл. отчет о НИР №01/342-97) / ГНТЦ ЯРБ. - 1998.

240. *Разработка* отраслевого СТП ГП НАЭК "Энергоатом" по нормам и контролю вибрационного состояния: (Отчет о НИР № 1483/05) / НАЭК. – 2005.

241. *Разработка* отраслевых методических указаний по оптимизации

планирования ремонта арматуры и корректировка ОТТ-87: (Отчет НИР) / ДР ГП НАЭК "Энергоатом" – ОФ ГНТЦ ЯРБ. – 2004.

242. Разработка плавких индикаторов температуры облучения образцов-свидетелей *реактора* энергоблока № 4 РАЭС: (Отчет о НИР) / НТК "ИЭС им. Е.О. Патона" НАНУ. - К., 2004. – 10 с.

243. *Разработка* программы продления и управления ресурсом арматуры 1-го контура АЭС: (Отчет о НИР) / ЮИПЭ АЭС – ЗАЭС. – 1999.

244. *Расчет* функционалов нейтронного потока в местах установки модернизированных контейнерных сборок в реакторе энергоблока № 4 РАЭС: (Отчет о НИР) / ИЯИ НАНУ. - К., 2004. – 32 с.

245. *РД 10-249-98*. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды. Ростехнадзор России. – 1999.

246. *РД 34.46.302-89*. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов.

247. *РД ЭО 0039-95*. Нормативно-методологические требования к управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АС.

248. *РД ЭО 0076-97*. Основные положения определения остаточного ресурса и продления назначенных показателей трубопроводной арматуры АЭУ. Росэнергоатом – 1997.

249. *РД ЭО 0079-97*. Телевизионный контроль на атомных энергетических установках. Общие требования.

250. *РД ЭО 0080-97*. Аппаратура телевизионного контроля на атомных энергетических установках. Методы измерения параметров.

251. *РД ЭО 0081-97*. Аппаратура телевизионного контроля на атомных энергетических установках. Методы испытания.

252. *РД ЭО 0082-97*. Аппаратура телевизионного контроля на атомных энергетических установках. Метрологический контроль

253. *РД ЭО 0096-98*. Типовое положение по управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АС.

254. *РД ЭО 0141-98*. Типовые технические требования к методикам оценки технического состояния и остаточного ресурса элементов энергоблока АС.

255. *РД ЭО 0146-99*. Методические указания по определению технического состояния и остаточного срока службы кабелей систем безопасности, контроля и измерений на атомных станциях.

256. *РД ЭО 0155-99, М-02-98*. Методика определения остаточного ресурса эксплуатации коллекторов парогенераторов реакторной установки типа ВВЭР 1000.

257. *РД ЭО 0156-99.* Методика определения остаточного ресурса эксплуатации теплообменных трубок парогенераторов реакторной установки типа ВВЭР-1000.

258. *РД ЭО 0157-99, № Н-04-98.* Нормы дефектов (критерии глушения) теплообменных трубок парогенераторов реакторной установки типа ВВЭР 1000.

259. *РД ЭО 0180-00.* Методика оценки технического состояния и остаточного ресурса насосов типовых энергоблоков АС. Росэнергоатом – 1999г.

260. *РД ЭО 0185-00.* Методика оценки технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов ЭБ АЭС. Росэнергоатом – 1999г.

261. *РД ЭО 0186-00.* Методика оценки технического состояния и остаточного ресурса сосудов энергоблоков АЭС. Росэнергоатом – 1999г.

262. *РД ЭО 0351-02.* Методические указания по расчету на прочность ВКУ РУ ВВЭР-440 (23.6704МУ) / Росэнергоатом. - 2001.

263. *РД ЭО 0352-02.* Методика реконструкции образцов для испытаний на ударный и трехточечный статический изгиб материалов корпусов реакторов типа ВВЭР.

264. *Реакторная установка В-320.* Техническое обоснование безопасности реакторной установки 320.00.00.00.000 Д61.

265. *Результаты* расчетов характеристик повреждающих доз, необходимых для определения остаточных ресурсов элементов конструкций ВВЭР-440 // "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики" - 2-я Междунар. науч.-техн. конференция ВНИИАЭС. - 2001.

266. *Решение* Коллегии Госатомнадзора Украины № 4/1 от 25.02.1994г. "О назначении ресурса оборудования, важного для ядерной безопасности".

267. *Ровенская АЭС.* Блок 1. Проект. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации АЭС. Корректировка.

268. *Ровенская АЭС.* Энергоблок № 1. Отчет по анализу безопасности. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации АЭС.

269. *Ровенская АЭС.* Энергоблок №4. Отчет по анализу безопасности (ОАБ).

270. *Розробка* критеріїв і методів оцінок планів/програм випробувань/опробувань теплотехнічного обладнання систем безпеки. НДП №26/160-97/139/13.

271. *Р-ТПР-01-99.* Руководство по применению концепции безопасности "Течь перед разрушением" к трубопроводам АЭУ.

272. *Ломакин С.С.* Корректировка данных о радиационном охрупчивании материалов корпусов ВВЭР 440 // Вестник Госатомнадзора

РФ. - № 2, 2002.

273. Самарин А.А. Вибрация трубопроводов энергетических установок и методы их устранения. - М.: Энергия. 1979. – 288 с.

274. СТП 640.02.340.002-2003. Система качества. Определение радиационной нагрузки корпуса реактора ВВЭР-1000 / ИЯИ НАНУ, 2003. – 22 с.

275. Технические условия основного и вспомогательного оборудования РУ с ВВЭР 1000 (В-320). №320.00.00.000ТУ. – ОКБ "Гидропресс".

276. Техническое обоснование безопасности. Блок № 5 Запорожская АЭС. ОАБ.

277. Техническое решение об изменении нормативных значений величин сдвига критической температуры хрупкости вследствие термического старения ΔT_T для сталей марок 15X2НМФА, 15X2НМФА-А и их сварных соединений / ОКБ "Гидропресс", НПО ЦНИИТМАШ, ЦНИИ КМ "Прометей", № 392-ТП-166. - 1993.

278. Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 4 Ровенской АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320). 7-Э-УНИК.

279. ТКМЭ-21-97. Типовая программа контроля механических свойств металла трубопроводов АЭУ с РУ ВВЭР-440 после 100 тысяч часов эксплуатации.

280. ТПКМЭ-20-96. Типовая программа контроля механических свойств металла трубопроводов АЭС с ВВЭР-1000 после 100 тысяч часов эксплуатации.

281. Тромбах Я.И., Николаев Ю.А., Платонов П.А. Радиационный ресурс металла корпусов действующих ВВЭР // Атомная энергия. – 2005. - Т. 98, вып. 6.

282. Трофимов В.В., Башкарев А.Я., Карякин Ю.Е. Техническая диагностика и неразрушающий контроль напряженно-деформированного состояния трубопроводов и оборудования АЭС с помощью рентгеновского тензометра // 3-я Междунар. науч.-техн. конф. – 18-19 апреля 2002. - М.: Концерн "Росэнергоатом". – С. 231–233.

283. Усанов А.И. Состояние и проблемы внедрения системы оперативной диагностики РУ ВВЭР // Итоги выполнения программы НИОКР и плана мероприятий "Росэнергоатом" в 1999 г. – 2000.

284. Цыканов В.А., Ванеев Ю.Е., В.Н., Грушанин А.А. и др. Облучательное КОРПУС для моделирования условия хранения материалов

корпусов водо-водяных энергетических реакторов: Третья межотрасл. конф. по реакторному материаловедению. – Димитровград, 1992.

285. *Цыканов В.А.,* Раецкий В.М., Голованов В.Н. и др. Моделирование радиационного охрупчивания металла корпуса реактора ВВЭР-1000 на стенде КОРПУС реактора РБТ-6 // Докл. на Междунар. науч.-техн. конф. "Исследовательские реакторы: наука и высокие технологии", 25 - 29 июня 2001г., г. Димитровград.

286. *Ш.Ш. Ибрагимов, В.В. Кирсанов, Ю.С. Пятилетов.* Радиационное повреждение металлов и сплавов, М.: "Энергоатомиздат", 1985, 239с.

287. *Штромбах Я.И.* Экспериментальное обоснование радиационного ресурса материала корпусов реакторов ВВЭР-440. Дис. д-ра техн. наук / РНЦ "Курчатовский институт", 1998.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ



Пирковский Денис Сергеевич - аспирант Одесского национального политехнического университета. (ORCID: 0000-0002-6638-9499)



Алали Мохаммад – аспирант Одесского национального политехнического университета. (ORCID: 0000-0003-3361-0270)



Альгерби Рабия – аспирант Одесского национального политехнического университета (ORCID: 0000-0001-9745-5658)

INFORMATION ABOUT AUTHORS



Pirkovskiy Denis Sergeevich - graduate student of Odessa National Polytechnic University. (ORCID: 0000-0002-6638-9499)



Alali Mohammad – graduate student of Odessa National Polytechnic University. (ORCID: 0000-0003-3361-0270)



Algerby Rabia – graduate student of Odessa National Polytechnic University. (ORCID: 0000-0001-9745-5658)

Оглавление

Основные положения методов продления эксплуатации электротехнического оборудования и информационно-управляющих систем	3
Трансформаторное оборудование	3
Оценка ОР трансформатора	15
Анализ эксплуатационной надежности	19
Критерии возможности продления срока эксплуатации.....	19
Кабельное оборудование	21
Общие положения	21
Методика диагностики ТС и прогнозирования остаточного срока службы кабелей с поливинилхлоридными изоляциями и оболочками.....	33
Методика диагностирования ТС и прогнозирования остаточного срока службы кабелей с оболочками (изоляциями) из полиэтиленов (ПЭ)	34
Методика ускоренных испытаний кабелей управления и ее обоснование	37
Информационно-управляющие системы (ИУС)	39
Общие сведения об ИУС ¹	39
Общие положения продления эксплуатации ИУС	41
Порядок проведения работ по продлению срока эксплуатации.....	45
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	50
СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ	73
INFORMATION ABOUT AUTHORS	74

**More
Books!**



yes
I want morebooks!

Buy your books fast and straightforward online - at one of world's fastest growing online book stores! Environmentally sound due to Print-on-Demand technologies.

Buy your books online at
www.morebooks.shop

Покупайте Ваши книги быстро и без посредников он-лайн – в одном из самых быстрорастущих книжных он-лайн магазинов! окружающей среде благодаря технологии Печати-на-Заказ.

Покупайте Ваши книги на
www.morebooks.shop

KS OmniScriptum Publishing
Brivibas gatve 197
LV-1039 Riga, Latvia
Telefax: +371 686 20455

info@omniscryptum.com
www.omniscryptum.com

OMNIscriptum



