

Памяти чл.-корр. РАН Н.И. Воропая посвящается



Санкт-Петербургский
Горный университет

УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ТЭК С АКТИВНЫМИ СИСТЕМАМИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Заседание секции «Малая и нетрадиционная энергетика» и «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» НП «НТС ЕЭС»
28 сентября 2022. г. Москва

д.т.н. профессор НАЗАРЫЧЕВ АЛЕКСАНДР НИКОЛАЕВИЧ

СОДЕРЖАНИЕ ДОКЛАДА 28.09.2022



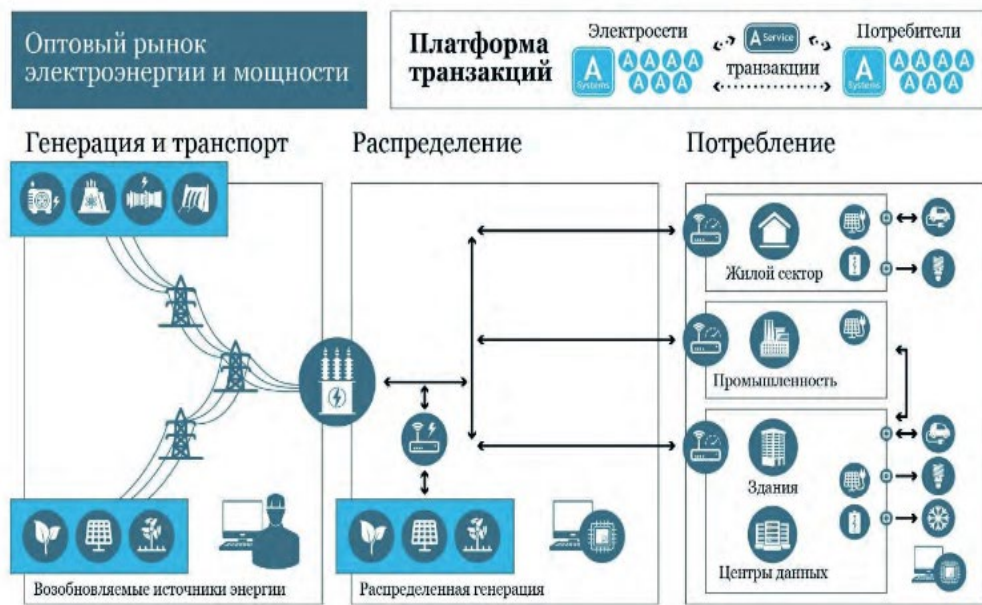
1. Состояние и развития предприятий ТЭК с активными системами распределения электроэнергии
2. Законодательная база по управлению надежностью и техническим состоянием оборудования
3. Общие вопросы надежности и системы управления техническим состоянием электрооборудования
4. Требования к надежности электрооборудования
5. Состояние надежности электрооборудования
6. Методы и средства технической диагностики
7. Требования к техническому диагностированию и мониторингу состояния электрооборудования
8. Проблемы оценки технического состояния электрооборудования
9. Интегральная оценка технического состояния электрооборудования на основе индекса состояния
10. Управление техническим состоянием электрооборудования
 - 10.1. Оценка технического ресурса электрооборудования с учетом индекса состояния
 - 10.2. Оценка вероятности отказа электрооборудования с учетом индекса состояния
 - 10.3. Определение предельного срока эксплуатации с учетом индекса состояния
 - 10.4. Совершенствование системы ТОиР электрооборудования

Заключение

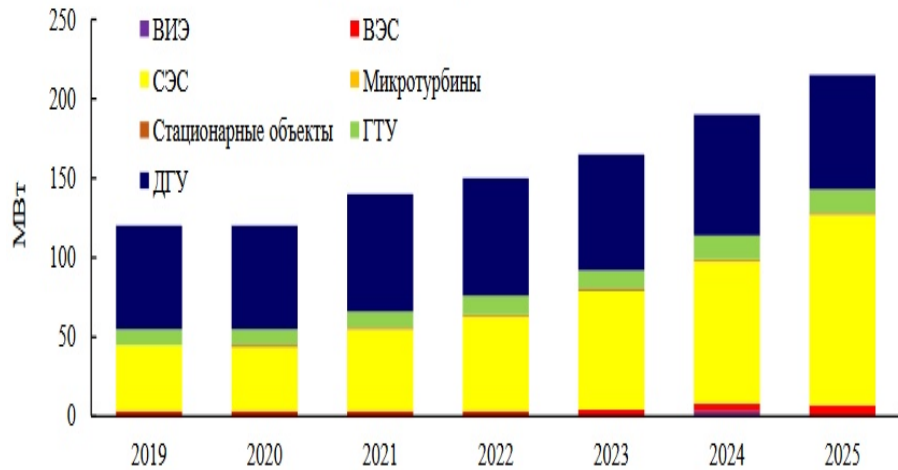
Основные публикации по теме доклада

1. СОСТОЯНИЕ И РАЗВИТИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ ТЭК С АКТИВНЫМИ СИСТЕМАМИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

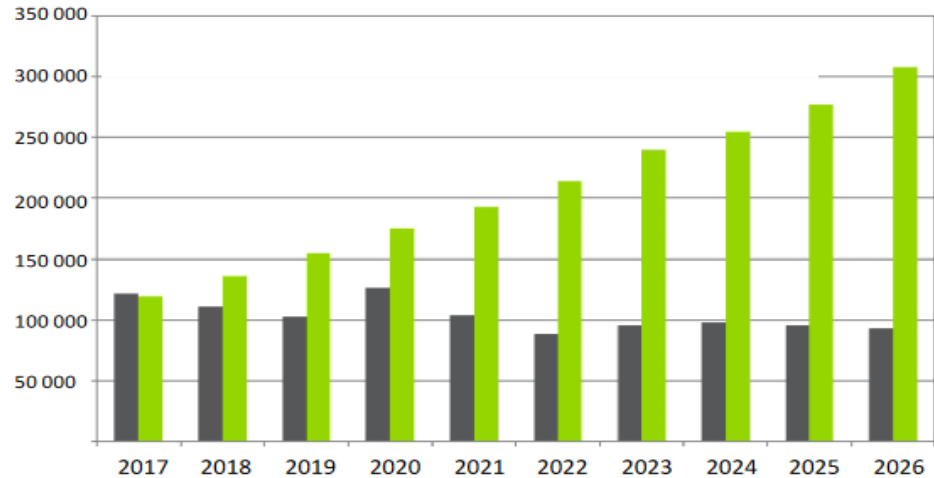
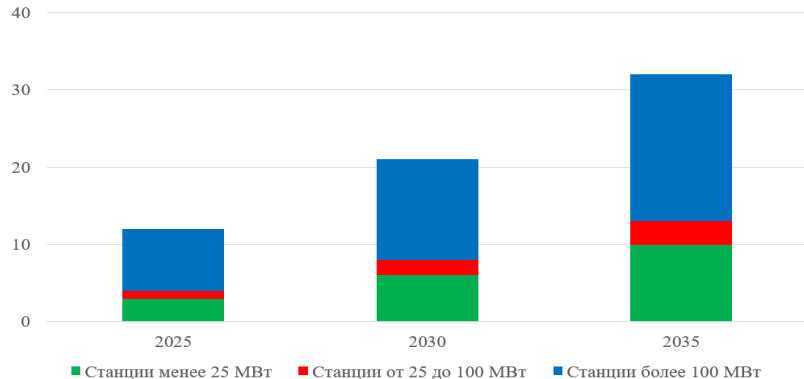
РАЗВИТИЕ РЫНКА ГЕНЕРАЦИИ С УЧЕТОМ СОБСТВЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ ТЭК С АКТИВНЫМИ СИСТЕМАМИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



РОСТ МОЩНОСТИ СОБСТВЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ТЭК С АКТИВНЫМИ СИСТЕМАМИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



Динамика мощности собственной генерации в 2025-2035 гг. [ГВт]



■ Новые мощности централизованной генерации
■ Новые мощности распределенной генерации

Тип	Электростанции промпредприятий	МГЭС	ВЭС	СЭС	ПЭС	БиоТЭС	ТЭС
Мощность, МВт	3360	480	98	634	1,1	2,4	1395
Количество объектов	260	76	11	46	1	1	94

2. ЗАКОНОДАТЕЛЬНАЯ БАЗА ПО УПРАВЛЕНИЮ НАДЕЖНОСТЬЮ И ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

1. Постановлением Правительства Российской Федерации от 19.12.2016 г. № 1401 "О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и порядка осуществления мониторинга таких показателей" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2016, N 52, ст. 7665).

2. Приказ Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676 "Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей".

3. Приказ Минэнерго России от 25 октября 2017 г. № 1013 "Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики".

4. Приказ Минэнерго России от 19 февраля 2019 г. № 123 "Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа".

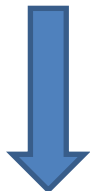
5. Приказ Минэнерго России от 17 марта 2020 г. № 192 "О внесении изменений в методику оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утверждённую приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676".

6. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. /Воропай Н.И., Ковалёв Г.Ф. и др. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. – 304 с.

3. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ И СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ БАЗОВЫХ СВОЙСТВ ЭНЕРГЕТИКИ

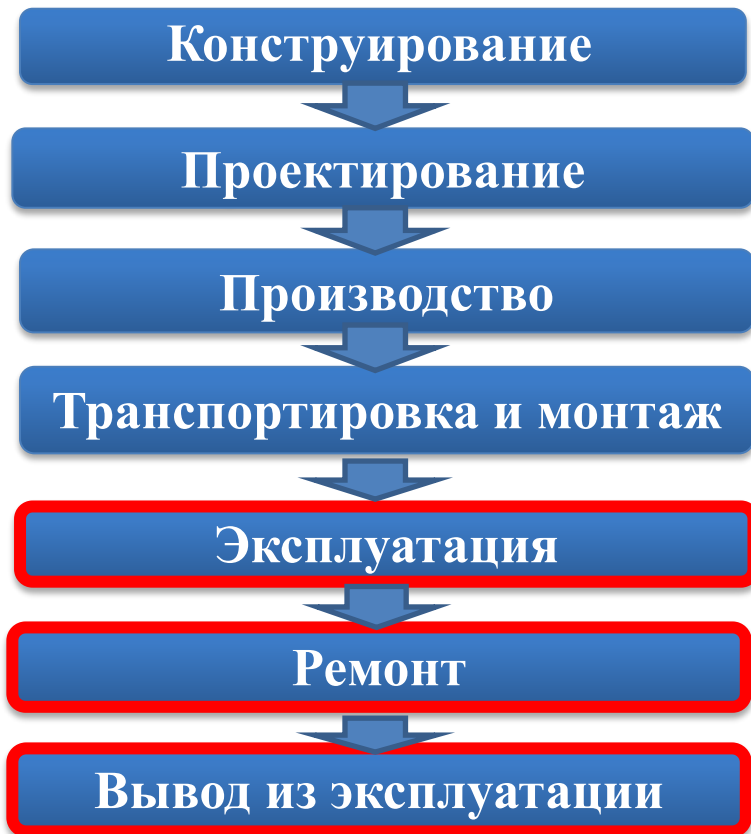
Стратегия развития электроэнергетики основана на обеспечении базовых свойств



Надежность
Безопасность
Эффективность

1. Управление человеческими ресурсами
2. Управление финансово-экономической деятельностью
3. Управление техническим состоянием
4. Управление режимами

ЖИЗНЕННЫЙ ЦИКЛ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ



НАДЕЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ

Термины и определения

Надежность: – свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Отказ: – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта.

Авария: – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте; неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Повреждение: – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта или его составных частей при сохранении работоспособного состояния.

Дефект: – событие, заключающееся в выходе параметра (характеристики) технического состояния, определяющего работоспособность объекта за установленные пределы.

Инцидент (технологическое нарушение): – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса, нарушение положений НТД, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте (если не содержат признаков аварии).

СВОЙСТВА НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ – свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта.

БЕЗОТКАЗНОСТЬ – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени или наработки.

РЕМОНТОПРИГОДНОСТЬ – свойство объекта, заключающееся в приспособленности к предупреждению причин возникновения его отказов, повреждений и устранению их путем проведения технического обслуживания и ремонтов.

ЖИВУЧЕСТЬ – свойство объекта противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением режима энергоснабжения потребителей, и восстанавливать исходное состояние объекта или близкое к нему.

ВОССТАНАВЛИВАЕМОСТЬ – свойство объекта восстанавливать работоспособность после отказа путем проведения технического обслуживания, ремонтов и/или управления объектом.

СОХРАНЯЕМОСТЬ – свойство объекта непрерывно сохранять исправное или только работоспособное состояние в течение и после хранения и/или транспортирования.

СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ ПО МЕТОДИКЕ МИНЭНЕРГО

- Паровые котлы, обеспечивающие паром паровые турбины установленной мощностью 5 МВт и более;
- Гидротурбины, установленной мощностью 5 МВт и более;
- Газовые турбины, установленной мощностью 5 МВт и более;
- Гидрогенераторы, номинальной мощностью 5 МВт и более;
- Турбогенераторы, номинальной мощностью 5 МВт и более;
- Силовые трансформаторы напряжением 110 кВ и выше;
- Линии электропередачи (ЛЭП) напряжением 35 кВ и выше.
- Батареи статических конденсаторов классом напряжением 35 кВ и выше;
- Выключатели классом напряжения 35 кВ и выше;
- Реакторы шунтирующие;
- Преобразовательные установки напряжением 35 кВ;
- Системы (секции) шин (кроме комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией) классом напряжения 35 кВ и выше.

4. ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ И РЕАКТОРЫ

- срок службы - не менее 30 лет;
- гарантийный срок эксплуатации - не менее 5 лет со дня ввода в эксплуатацию;
- отсутствие необходимости капитального ремонта в течение срока службы;
- отсутствие необходимости подпрессовки обмоток в течение срока службы;
- устойчивость к железнодорожной транспортировке (обязательное наличие датчика ускорений).



КОММУТАЦИОННЫЕ АППАРАТЫ (КА)

- срок службы - не менее 30 лет;
- гарантийный срок эксплуатации – не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- КА не должны требовать капитального ремонта в течении срока службы или до исчерпания коммутационного ресурса;
- механический ресурс для пружинных приводов – не менее 10 000 циклов откл./вкл., и не менее 30 000 циклов откл./вкл. - для электромагнитных приводов.



КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА КРУ (Э)

- срок службы - не менее 30 лет;
- гарантийный срок эксплуатации – не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- КРУ(Э) не должны требовать капитального ремонта в течении срока службы или до исчерпания коммутационного ресурса;
- климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150.



ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

- срок службы - не менее 30 лет;
- гарантийный срок эксплуатации - не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- отсутствие необходимости ремонта в течение срока службы;
- применять ТТ и ТН с увеличенным интервалом между поверками (не менее 8 лет).



ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ (ЛЭП)

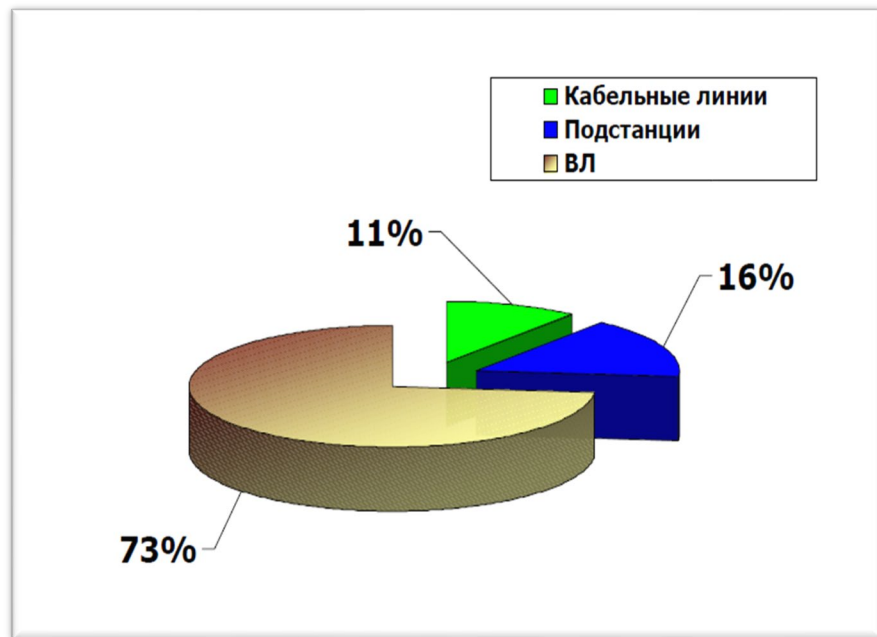
- Срок службы металлических, железобетонных и композитных опор воздушных ЛЭП должен составлять не менее 50 лет. Срок службы деревянных опор должен составлять не менее 40 лет.
- Срок службы проводов и грозозащитных тросов на ВЛ напряжением 35 кВ и выше должен быть не менее 50 лет.
- Срок службы проводов СИП должен быть не менее 40 лет (нормативный срок эксплуатации проектируемой ВЛ).
- Срок службы фарфоровых и стеклянных изоляторов должен быть не менее 30 лет, полимерных - не менее 40 лет.



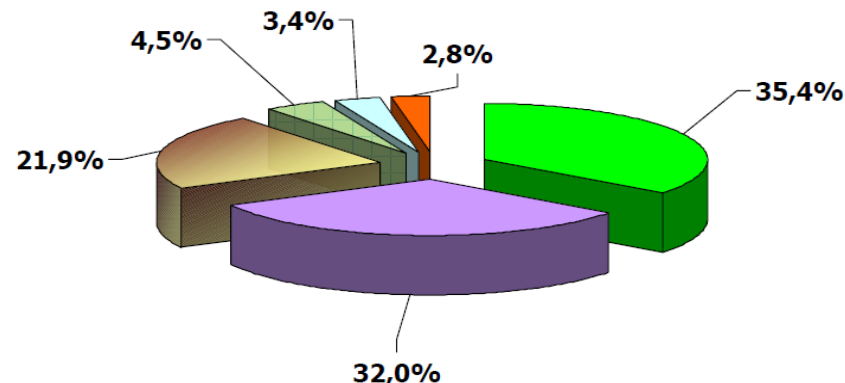
5. СОСТОЯНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

В сетях 6-10 кВ происходит, в среднем, 26 отключений в год в расчете на 100 км воздушных или кабельных линий, а в сетях 0,4 кВ - до 100 отключений в год. В результате происходит до 5-6 отключений потребителя в год (в технически развитых зарубежных странах до 1-2 откл/год).

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОВРЕЖДЕНИЙ В СЕТЯХ В СЕТЯХ 6 – 35 кВ

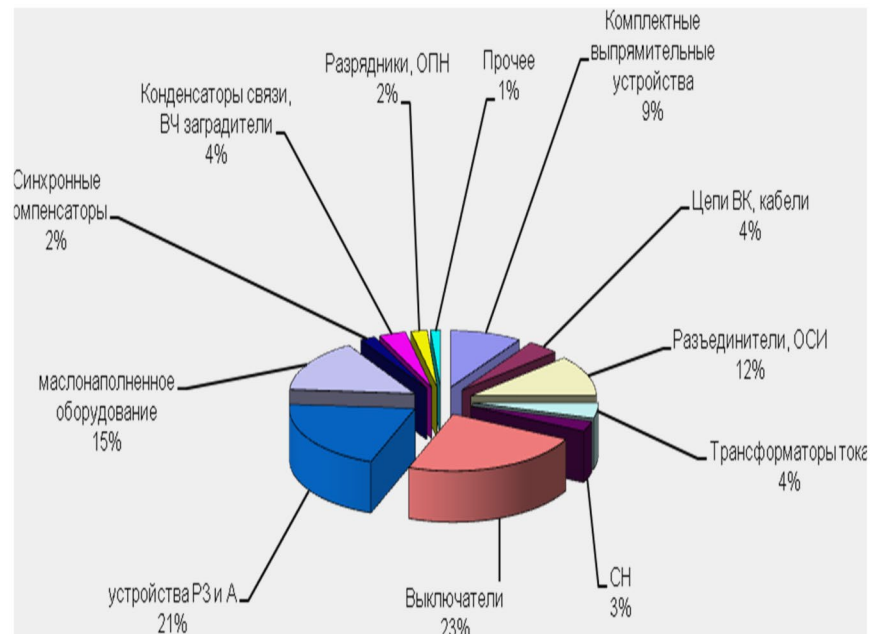


ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ В СЕТЯХ 6-20 кВ

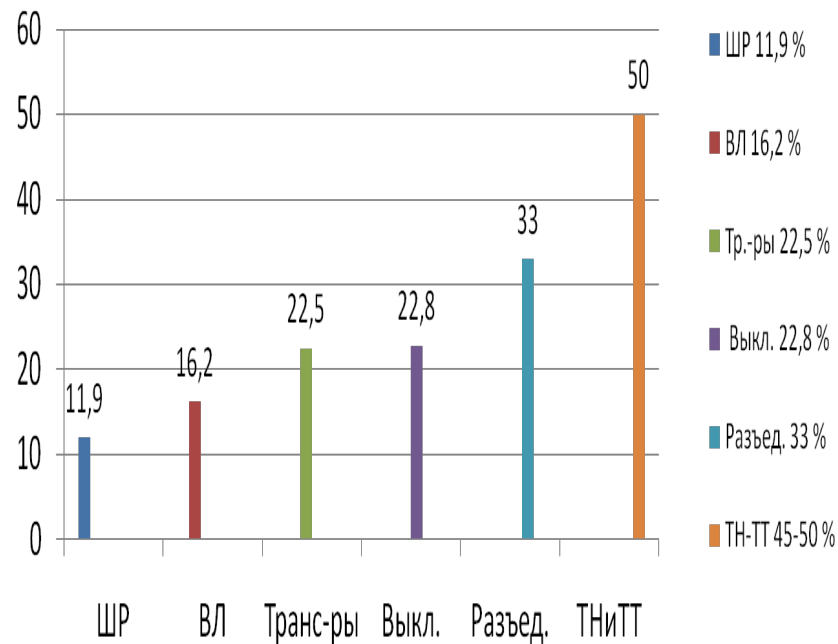


- 35,4% - пробой, разрушения изолятоов
- 32,0% - перекрытия изоляторов
- 21,9% - повреждения силовых трансформаторов
- 4,5% - некалиброванные предохранители
- 3,4% - повреждения выключателей
- 2,8% - прочие повреждения

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОТКАЗОВ ПО ВИДАМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ



ДОЛЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, СРАБОТАВШЕГО СВОЙ РЕСУРС (25 лет ЭО, 40 лет ВЛ)



ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ АВАРИЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

- Физический износ;
- низкое качество технического обслуживания и ремонта;
- несоблюдение периодичности и объема выполнения профилактических мероприятий;
- недостаточный уровень использования средств оценки технического состояния и диагностики;
- ошибки и недостаточный уровень подготовки персонала;
- природно-климатические воздействия;
- действия посторонних лиц;
- недостатки эксплуатации;
- недостатки проектных решений, монтажных и строительных работ;
- недостатки конструкции, изготовления.

6. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ

ЦЕЛИ ВНЕДРЕНИЯ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Способом определения технического состояния электрооборудования являются **методы технической диагностики и неразрушающего контроля**

1. **Обеспечение** технических специалистов компании **достоверной информацией о техническом состоянии ЭО.**
2. **Получение и обработка массива диагностической информации** о техническом состоянии ЭО достаточного для организации ТОиР по фактическому состоянию и автоматизированного управления производственными активами компании.
3. **Получение экономического эффекта в результате:**
 - предотвращения травматизма персонала из-за отказов ЭО;
 - сокращения инвестиционных затрат на необоснованное обновление ЭО;
 - сокращения трудозатрат персонала при внедрении автоматизированных методов диагностики;
 - **снижения расходов на проведение ремонтов;**
 - уменьшения затрат на страхование ЭО;
 - сокращения случаев недоотпуска электроэнергии и штрафных санкций со стороны потребителей за причиненный ущерб.

МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НАИБОЛЕЕ ЧАСТО ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ТЭК

- акустический контроль;
- тепловизионный контроль;
- оптический контроль;
- вибрационный контроль;
- ультразвуковой контроль;
- эмиссионный контроль;
- радиолокационный контроль;
- импульсный контроль;
- ХАРГ в масле;
- контроль электрических параметров и анализ гармоник тока и напряжения;
- физико-химический анализ масла;
- контроль по интенсивности частичных разрядов.

ФОРМЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ

Диагностика электрооборудования в процессе эксплуатации реализуется в следующих формах:

- **периодический контроль с выводом контролируемого объекта из работы;**
- **периодический контроль под рабочим напряжением;**
- **непрерывный автоматический контроль (мониторинг);**
- **комплексное диагностическое обследование.**

В соответствии с РД «Объем и нормы испытаний ...» работы по оценке ТС оборудование ПС и ВЛ должны проводиться при вводе электрооборудования (нового или после ремонта) в работу и в процессе его эксплуатации.

Периодичность диагностики оборудования в процессе эксплуатации указывается в ПТЭ, ПУЭ и СТО на отдельные виды диагностики.

Объем и сроки испытаний оборудования могут изменяться руководителями энергетических компаний (но не менее фиксированной НТД периодичности) в зависимости от производственной важности и надежности оборудования.

ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ РАЗЛИЧНЫХ ФОРМ ДИАГНОСТИКИ

- Периодический контроль под рабочим напряжением наименее затратный, но не обеспечивает обнаружение быстро развивающихся дефектов.
- Контроль с выводом ЭО из эксплуатации предоставляет большие возможности для обследования, но нарушает режим работы сети.
- Автоматический контроль дает независимые от квалификации персонала результаты, позволяет отслеживать динамику изменения контролируемых параметров в реальном времени, а также рассчитывать сложные математические модели состояния конструктивных элементов ЭО.
- Комплексное диагностическое обследование подразумевает использование предыдущих 3-х форм диагностики. Решение о состоянии ЭО является наиболее полным, однако слишком продолжительным и не позволяет своевременно реагировать на динамику изменения состояния ЭО.
- Наиболее перспективной формой диагностики, влияющей на обеспечение надежной, является непрерывный автоматический мониторинг и применение автоматизированных СУТС.

КЛЮЧЕВЫЕ ВОПРОСЫ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

- Достоверна ли имеющаяся информация о техническом состоянии электрооборудования?
- Можно ли сравнивать информацию о техническом состоянии оборудования из разных структурных подразделений?
- Когда следует заменить (отремонтировать) оборудование с точки зрения оптимального соотношения затрат на его содержание и рисков выхода его из строя?
- Как определить последствия выполнения (не выполнения) замены (ремонта) оборудования? Должны ли мы тратить больше / меньше денег на ремонт и замену?
- Как обосновать необходимость затрат перед головной структурой, финансовыми подразделениями и акционерами?
- Как решить вопрос о предельных сроках эксплуатации оборудования и об очередности ТПиР?

7. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ ДИАГНОСТИРОВАНИЮ И МОНИТОРИНГУ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

ТРАНСФОРМАТОРЫ МОЩНОСТЬЮ 63 МВА И ВЫШЕ

Автоматизированные системы мониторинга и диагностики непрерывного контроля трансформаторов рекомендуется применять в объеме:

- контроль содержания углеводородных газов, растворенных в масле бака трансформатора (этан, метан, этилен, ацетилен);
- контроль содержания водорода, растворенного в масле бака трансформатора;
- контроль температуры верхних слоев масла в баке трансформатора;
- контроль влагосодержания масла в баке трансформатора;
- контроль ЧР по показателям: регулярность ЧР, опасный кажущийся заряд ЧР, длительность одного цикла регистрации ЧР;
- контроль тангенса угла диэлектрических потерь и емкости изоляции высоковольтных вводов.

ТРАНСФОРМАТОРЫ МОЩНОСТЬЮ МЕНЕЕ 63 МВА

Автоматизированные системы мониторинга и диагностики непрерывного контроля трансформаторов рекомендуется применять в объеме:

- контроль содержания водорода, растворенного в масле бака трансформатора;
- контроль температуры верхних слоев масла в баке трансформатора;
- контроль влагосодержания масла в баке трансформатора.

ВЫКЛЮЧАТЕЛИ И КРУЭ

Автоматизированные системы мониторинга и диагностики непрерывного контроля КРУЭ и ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ рекомендуется применять в объеме:

Выключатели:

- контроль механического ресурса привода выключателя по количеству срабатываний вкл/откл;
- контроль коммутационного ресурса по количеству отключений рабочих токов и токов КЗ и их величине с применением автоматического расчета остаточного ресурса до проведения ТО, ремонта, вывода из эксплуатации;
- запись осциллограмм токов включения и отключения.

КРУЭ:

- контроль уровня ЧР по показателям: регулярность ЧР, опасный кажущийся заряд ЧР, длительность одного цикла регистрации ЧР;
- контроль давления элегаза в газовых отсеках.

ВОЗДУШНЫЕ ЛЭП

Техническое диагностирование и оценка технического состояния ВЛ и КЛ должна осуществляться по результатам испытаний и измерений в объеме и в соответствии с действующим НПА «Требования к объемам и нормам испытаний электрооборудования», введенных Приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 года № 676. Для оценки ТС ВЛ дополнительно могут применяться следующие виды диагностического контроля ТС функциональных узлов и элементов ВЛ при наличии методик измерения и заданных предельно допустимых значений измеряемых параметров:

- инфракрасный контроль для токоведущих и изолирующих элементов ВЛ;
- магнитометрический неразрушающий контроль состояния металлических конструкций опор;
- ультразвуковой контроль анкерных креплений фундаментов;
- сейсмоакустический и ультразвуковой контроль состояния фундаментов и ж/б конструкций;
- дефектоскопия тросовых оттяжек опор, проводов и грозозащитных тросов;
- измерение амплитудно-частотных характеристик проводов и тросов;
- акустический метод оценки физико-механических свойств железобетонных и деревянных опор, основанный на сравнении собственных механических колебаний опоры, возникающих от удара, с колебаниями «идеальной» опоры такой же высоты, заделанной в грунте;
- магнитный метод оценки коррозионного состояния стальных сердечников токоведущих проводов и грозозащитных тросов;
- сейсмоакустический и ультразвуковой методы оценки погружения в грунт железобетонных и металлических свай фундаментов опор;
- ультразвуковой и дифференциально - оптический метод оценки прочности материала и состояния сварных швов металлических элементов опор и фундаментов;
- вибрационный метод оценки накопленной усталости «охрупчивания» металлических опор, материалов проводов и грозозащитных тросов
- УФК состояния загрязнения изоляции ВЛ.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ ДИАГНОСТИРОВАНИЮ И МОНИТОРИНГУ СОСТОЯНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛЭП

Дополнительно для технического диагностирования и мониторинга состояния воздушных ЛЭП могут применяться:

- системы мониторинга температуры проводов;
- мониторинг ВЛ под рабочим напряжением;;
- применение беспилотных летательных аппаратов (БПЛА);
- применение специальных роботизированных комплексов.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

- инфракрасный контроль для всей номенклатуры оборудования;
- оптический контроль фарфоровой и полимерной опорно - стержневой изоляции (УФ-диагностика);
- звуковой и ультразвуковой контроль микротрещин в фарфоровой опорно-стержневой изоляции и фарфоровой изоляции измерительных трансформаторов и выключателей;
- акустический контроль закрытых воздушных шинопроводов и токопроводов;
- контроль ЧР в шинопроводах и токопроводах с литой изоляцией;
- рентгенографический контроль оборудования – для всей номенклатуры оборудования, в особенности – элегазового коммутационного.

ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ ДИАГНОСТИРОВАНИЮ И МОНИТОРИНГУ СОСТОЯНИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

1. Техническое диагностирование и оценка технического состояния КЛ должны по составу, объему и периодичности отвечать действующим требованиям «Объем и нормы испытаний электрооборудования», НПА и ЛНА Общества, инструкций заводов -изготовителей.
2. Для КЛ 110 кВ и выше должен осуществляться непрерывный контроль с применением АСМД под рабочим напряжением в объеме:
 - контроль уровня ЧР концевых муфт по показателям: регулярность ЧР, опасный кажущийся заряд ЧР, длительность одного цикла регистрации ЧР в муфтах;
 - термоконтроль КЛ с использованием встроенного оптоволокну.
3. Для оценки технического состояния КЛ дополнительно могут применяться следующие виды диагностического контроля технического состояния при наличии методик измерения и заданных предельно допустимых значений измеряемых параметров:
 - акустический контроль концевых кабельных муфт;
 - радиочастотный контроль концевых кабельных муфт.
4. По мере развития технологий перспективным направлением в мониторинге состояния КЛ является мониторинг КЛ под рабочим напряжением.

8. ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

ЗАДАЧИ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Задачи технического диагностирования по ГОСТ 20911-89	Альтернативное представление задач технической диагностики (от низшего уровня к высшему)
Контроль технического состояния	Распознавание дефектов и мест их нахождения
Поиск места и определение причины отказа (неисправности)	Распознавание причин возникновения и развития дефектов
Прогнозирование технического состояния	Создание модели процесса развития дефекта
	Управление развитием выявленных дефектов
	Определение интегрального параметра ТС (ресурс, индекс ТС, балльная оценка и т.д.)
	Определение состава дефектов, устранение которых необходимо для восстановления требуемого уровня работоспособности

ТИПОВАЯ СТРУКТУРНАЯ СХЕМА РАЗВИТИЯ ДЕФЕКТА В ФУНКЦИОНАЛЬНОМ УЗЛЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ



Типовая структурная схема развития дефекта

ПД1-ПД3 - первичные дефекты,

ВД1-ВД9 - вторичные дефекты,

1-8 - временные уровни,

, **, ** - признаки дефектов, выявляемые техническим осмотром, измерительным контролем, испытаниями (методы контроля, выявляемые дефект)

9. ИНТЕГРАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ИНДЕКСА СОСТОЯНИЯ

В качестве **интегральной оценки технического состояния оборудования** объектов энергетики могут использоваться следующие показатели: **технический ресурс, индекс технического состояния, коэффициент дефектности, бальная оценка** и др.

Индекс состояния (ИС) - безразмерная числовая величина, нормируемая к 100 (0 - наихудшее состояние, 100 - наилучшее), характеризующая ТС единицы оборудования или ее компонента. ИС рассчитывается как взвешенная сумма оценок критериев состояния, которые формируются на основе измеряемых параметров оборудования.

ИС многокомпонентного объекта рассчитывается как средневзвешенное из индексов состояния компонентов оборудования. Весовые коэффициенты, с которыми компоненты участвуют в расчете ИС многокомпонентного объекта, определяются экспертным путем, исходя из значимости компонента для функционирования многокомпонентного объекта. Диапазон весов - от 0 до 10. Итоговый ИС многокомпонентного объекта находится в диапазоне от 0 до 100. Таким образом, для расчета ИС многокомпонентных объектов используется формула:

$$I_{\text{мко}} = \frac{\sum_i W_i * I_i}{\sum_i W_i}$$

где: $I_{\text{мко}}$ - индекс состояния многокомпонентного объекта, W_i - вес i -того компонента объекта, I_i - индекс состояния i -того компонента.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ УЗЛЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ



ВИДЫ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ В МЕТОДИКЕ МИНЭНЕРГО *

- **Очень хорошее состояние** - техническое воздействие не требуется, контроль ТС осуществляется в рамках планового диагностирования.
- **Хорошее состояние** - техническое воздействие на объект электроэнергетики осуществляется по результатам планового диагностирования.
- **Удовлетворительное состояние** – состояние объекта, при котором значение параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствует требованиям НТД и (или) конструкторской (проектной) документации, однако находятся на опасной близости от предельно допустимых значений. В качестве мер технического воздействия требуется усиленный контроль ТС объекта и планирование воздействия в рамках реконструкции и капитального ремонта.
- **Неудовлетворительное состояние** – состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям НТД и (или) конструкторской (проектной) документации, и требуется дополнительные воздействия в рамках технического обслуживания и ремонта для обеспечения надежной работы. В качестве мер технического воздействия требуется усиленный контроль ТС объекта и планирование воздействия в рамках технического перевооружения, эксплуатация возможна с ограничениями.
- **Критическое состояние** – требуется срочное техническое воздействие на объект электроэнергетики, эксплуатация недопустима.

*(Методика Минэнерго)

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПО ИНДЕКСУ СОСТОЯНИЯ

Диапазон значений ИС, о.е.	Вид технического состояния	Визуализация (Цвет)
0 – 0.25	Критическое	красный
0.26 – 0.5	Неудовлетворительное	оранжевый
0.51 - 0.7	Удовлетворительное	желтый
0.71 – 0.85	Хорошее	зеленый
0.86 – 1	Очень хорошее	темно-зеленый

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИС ФУНКЦИОНАЛЬНОГО УЗЛА ОБОРУДОВАНИЯ

Определение индекса состояния функционального узла оборудования выполняется по формуле (1):

$$S_j = \frac{1}{4} \sum_{i=1}^n V_i G_i \quad (1)$$

где V_i – значение весового коэффициента для i -ой группы параметров ТС; G_i – балльная оценка i -ой группы параметров ТС; n – количество групп параметров ТС; 4 – постоянный коэффициент, определяемый максимальным значением шкалы оценки ТС (4 – это максимальное значение шкалы балльной оценки).

Для функциональных узлов рассматриваемых видов оборудования можно выделить основные группы параметров ТС. Сумма весовых коэффициентов групп параметров ТС должна быть равна 1 о.е.:

$$\sum_{i=1}^n V_i = 1$$

где V_i – значение весового коэффициента для i -ой группы параметров ТС; n – количество групп параметров ТС.

БАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ГРУППЫ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ФУНКЦИОНАЛЬНОГО УЗЛА ОБОРУДОВАНИЯ

При определении индекса состояния функционального узла оборудования по формуле (1) параметр G_i – балльной оценки i -ой группы параметров ТС принимает следующие значения:

Бальная оценка

"4" - отсутствует отклонение измеренных параметров от требований НТД, оборудование выполняет требуемые функции в полном объеме;

"3" - измеренные параметры находятся в пределах значений, определенных в НТД, но появилась тенденция ухудшения значения такого параметра;

"2" - измеренные параметры находятся в пределах значений, определенных в НТД, но возникает угроза наступления отказов;

"1" - измеренные параметры находятся на уровне предельно-допустимых значений, определенных в НТД, оборудование выполняет требуемые функции не в полном объеме;

"0" - измеренные параметры находятся за пределами предельно-допустимых значений, определенных в НТД.

Для функциональных узлов рассматриваемых видов оборудования можно выделить основные группы параметров ТС. Сумма весовых коэффициентов групп параметров ТС должна быть равна 1 о.е.:

$$\sum_{i=1}^n V_i = 1$$

где V_i – значение весового коэффициента для i -ой группы параметров ТС; n – количество групп параметров ТС.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИС ЕДИНИЦЫ ОБОРУДОВАНИЯ

Определение индекса состояния функционального узла оборудования выполняется по формуле (1):

$$S = \sum_{j=1}^k V_j S_j \quad (2)$$

где V_j – значение весового коэффициента для j -го функционального узла; S_j – значение ИС j -го функционального узла (определяется по выражению (2)); k – количество функциональных узлов ЭО.

Выражения (1) и (2) позволяют определить ИС ЭО в целом на основе ИС каждого функционального узла, определенного, в свою очередь, по бальной оценке групп параметров ТС. Значение ИС является комплексной интегральной оценкой ТС ЭО, однако, он может не позволить выявить отдельные существенные отклонения параметров ТС, обуславливающие многократное возрастание риска отказа единицы ЭО в целом. Перечень таких параметров ТС определен заводской документацией и НТД.

Сумма весовых коэффициентов функциональных узлов для ЭО рассматриваемого вида должна быть равна 1 о.е.:

$$\sum_{j=1}^k V_j = 1$$

где V_j – значение весового коэффициента для j -го функционального узла; k – количество функц.-х узлов ЭО.

10. УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ И ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ СУПА

В настоящее время основным механизмом по управлению техническим состоянием является система управления производственными активами **(СУПА)**

Цель СУПА – обеспечить надежность и безопасность функционирования объектов энергетики, бесперебойность электроснабжения потребителей, повысить эффективность процесса эксплуатации (включая ТОиР и ТПиР).

Основные задачи СУПА:

- последовательный переход от системы ППР к системе ТОиР по фактическому техническому состоянию;
- развитие и унификация нормативно-методической базы СУПА;
- автоматизация процессов СУПА.

Ожидаемый результат внедрения СУПА: Обеспечение финансовой эффективности ведения производственной деятельности энергетических компаний (включая системы ТОиР и ТПиР) на основе уменьшения количества внеплановых, аварийно-восстановительных работ и сокращения потребности в аварийном резерве.

ОСНОВНЫЕ ПРОЦЕССЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ В СУПА

Управление техническим обслуживанием и ремонтом (ТОиР)



Управление техническим перевооружением и реконструкцией (ТПиР)

АЛГОРИТМ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО РЕСУРСА, ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА И ПРЕДЕЛЬНОГО СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ



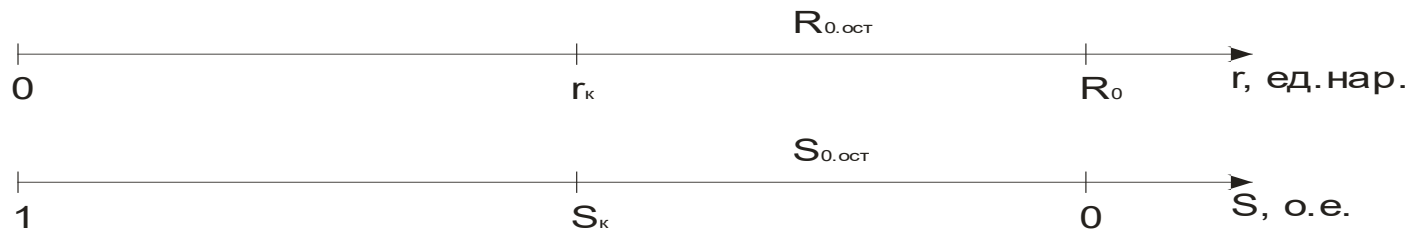
РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В ЧАСТИ РАЗВИТИЯ СУПА

- Методика оценки интегрального показателя технического состояния (ИПТС).
- Методика определения последствий отказа электрооборудования (ЭО).
- Методика определения вероятности отказа оборудования с учетом ИПТС.
- Методика расчета ресурса ЭО с учетом ИПТС.
- Методика оценки уровня риска с учетом ИПТС электрооборудования.
- Методика приоретизации ЭО для целей организации ТОиР и ТПиР.
- Методика оценки стоимости жизненного цикла (ЖЦ) ЭО.
- Методика планирования сроков ТОиР с учетом ИПТС, оценки последствий отказов, рисков и приоретизации ЭО.
- Методика планирования объемов ТОиР с учетом ИПТС, оценки последствий отказов, рисков и приоретизации ЭО.
- Методика расчета затрат на ТОиР.
- Методика оценки предельных сроков эксплуатации ЭО с учетом ИПТС.
- Методика планирования объемов ТПиР в части замены ЭО с учетом рисков и стоимости ЖЦ.
- Методика расчета затрат на ТПиР в части замены ЭО.

10.1. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО РЕСУРСА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ С УЧЕТОМ ИНДЕКСА СОСТОЯНИЯ

ОЦЕНКА РЕСУРСА ПРИ НОРМАТИВНЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Диаграмма сработки ресурса и соответствующего изменения ИС ЭО для случая эксплуатации в нормативных условиях



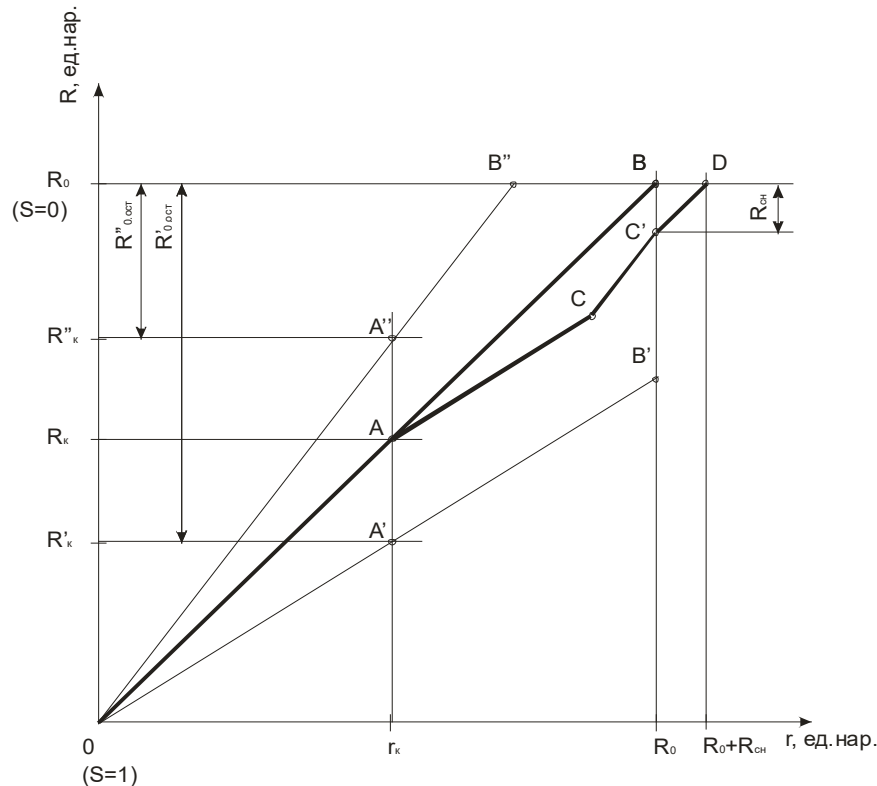
- Момент R_0 на оси наработки r , соответствует переходу ЭО в предельное состояние (ИС ЭО S равен 0).
- Интервал наработки равен по объему нормативному ресурсу ЭО R_0 при условии, что оно всегда работало в нормативных условиях, установленных паспортными данными.
- Если ЭО работало в нормативных условиях на интервале от 0 (ИС ЭО S равен 1) до некоторой точки контроля r_k (ИС ЭО равен некоторому промежуточному значению S_k) и соответственно сработало ресурс в объеме r_k .
- Остаточный нормативный ресурс определяется как $R_{0.ост} = R_0 - r_k$ при условии, что после момента r_k на оси наработки r оборудование будет эксплуатироваться также в нормативных условиях (у ЭО имеется некоторый запас по ИС $S_{0.ост}$ до достижения им значения 0 (переход в предельное состояние)).

Нормативный ресурс R_0 – ресурс ЭО при его работе в нормативных (расчетных, проектных) условиях (известная величина).

Нормативный остаточный ресурс $R_{0.ост}$ – ресурс ЭО, который оно сможет сработать в нормативных условиях эксплуатации с момента расчета до перехода в предельное состояние.

ОЦЕНКА РЕСУРСА ПРИ НЕНОРМАТИВНЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Диаграмма сработки ресурса и соответствующего изменения ИС ЭО для случая эксплуатации в ненормативных условиях



- Фактический технический ресурс оборудования зависит от ТС оборудования.
- Динамика изменения ТС оборудования определяется условиями и режимами эксплуатации оборудования.
- Количественно влияние условий и режимов эксплуатации на ТС оборудования определяется значением ИС, определяемого на основании ТИСов по значениям эксплуатационных параметров.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ЗАВИСИМОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ИС S И ФАКТИЧЕСКИ СРАБОТАННОГО РЕСУРСА R_k ЗА КАЛЕНДАРНУЮ НАРАБОТКУ r_k

Общий вид функции ИС в зависимости от наработки и условий эксплуатации:

$$S = f(r, \{X_i(r)\})$$

где r – наработка, $\{X_i(r)\}$ – множество параметров, от которых зависит ИС.

Дифференциальное уравнение для определения взаимосвязи ИС и Технического ресурса

$$\frac{dR}{dr} = \frac{1 - S(r)}{1 - S_0(r)}$$

где $S_0(r)$ – функция изменения ИС оборудования в нормативных условиях эксплуатации; $S(r)$ – функция изменения ИС оборудования в фактических условиях эксплуатации.

Наиболее общее выражение для фактического сработанного технического ресурса на интервале наработки от r_1 до r_2 с учетом оценки ТС ЭО по значению ИС:

$$R_{12} = \int_{r_1}^{r_2} \frac{1 - S(r)}{1 - S_0(r)} dr$$

где R_{12} – фактический сработанный ресурс на интервале наработки $[r_1; r_2]$ в зависимости от значения ИС $S(r)$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ЗАВИСИМОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ИС S И ФАКТИЧЕСКИ СРАБОТАННОГО РЕСУРСА R_k ЗА КАЛЕНДАРНУЮ НАРАБОТКУ r_k

На данном этапе, с учетом наличия исходных данных целесообразно использовать линейную аппроксимацию изменения ИС в зависимости от наработки $S(r)$.

$S(r) = m \cdot r + b$ где m, b – коэффициенты линейной аппроксимации

Коэффициент m представляет собой усредненный показатель сработки ресурса за единицу времени, коэффициент b – уровень начальной сработки ресурса оборудования.

Фактический сработанный ресурс R_k за календарную наработку r_k :

$$R_k = \int_0^{r_k} \frac{1 - S(r)}{1 - S_0(r)} dr = \int_0^{r_k} \frac{m}{m_0} dr = A r_k$$

Коэффициент A выражает отношение фактических условий эксплуатации к нормативным. Если $A > 1$, то ТС оборудования ухудшается быстрее (утяжеленные условия эксплуатации), если $A < 1$ (облегченные условия эксплуатации), то – ТС оборудования ухудшается медленнее. Если $A = 1$, то оборудование работает в нормативных условиях и его ТС изменяется соответствующим образом (согласно НТД).

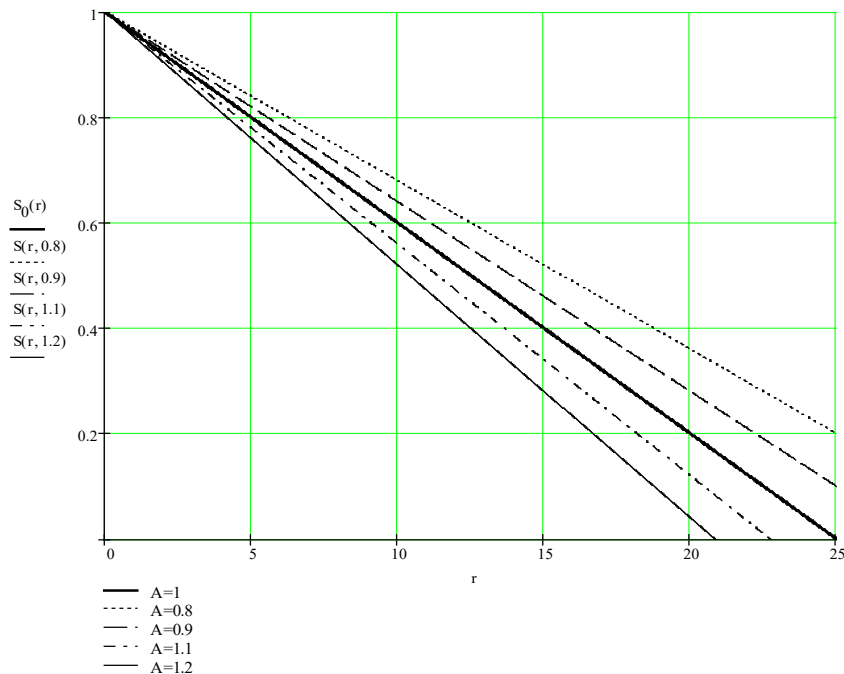
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ЗАВИСИМОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ИНДЕКСА СОСТОЯНИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ НАРАБОТКИ НА ОСНОВАНИИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Принимая во внимание, что срок эксплуатации ЭО в любом случае ограничен, целесообразно определить максимальный фактический сработанный ресурс, до которого возможна эксплуатация ЭО:

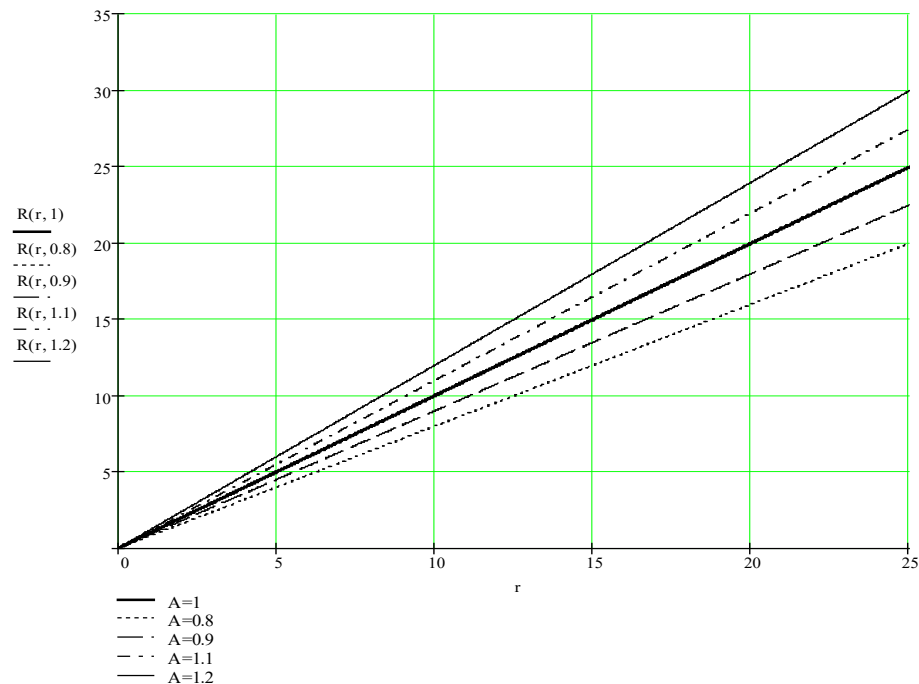
$$R_0 = \frac{m}{m_0} R_{\max} \Rightarrow R_{\max} = \frac{-m_0 R_0}{-m} = \frac{1}{m}$$

Выражение актуально, если ЭО эксплуатируется на последующем периоде в точно таких же условиях, как и на предыдущем. После того как значение наработки ЭО достигло $R_{\max}$, ЭО должно быть выведено из эксплуатации и подвержено комплексному технико-экономическому обследованию для принятия решения о возможных вариантах его дальнейшей эксплуатации или замены.

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ИС И СРАБОТАННОГО РЕСУРСА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ЛИНЕЙНОЙ АППРОКСИМАЦИИ ЗАВИСИМОСТИ ИС ОТ НАРАБОТКИ



Зависимости значений ИС оборудования $S(r)$ от календарной наработки r при различных значениях коэффициента A .
Значение коэффициента $A=1$ соответствует нормативным условиям эксплуатации оборудования



Зависимости фактического сработанного ресурса оборудования R от календарной наработки r при различных значениях коэффициента A .
Значение коэффициента $A=1$ соответствует нормативным условиям эксплуатации оборудования

ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ АППРОКСИМАЦИИ ФУНКЦИИ ИЗМЕНЕНИЯ ИС ЭО

Вид ЭО	Тип ЭО	m	m ₀
Трансформатор	ТМН-6300/110/10	-0.02670	-0.04
Трансформатор собств. нужд	ТМГСУ11-160/10	-0.02280	-0.04
Выключатель 10 кВ	ВМП-10П-630-20	-0.01850	-0.04
Выключатель 10 кВ	VD-4	-0.14570	-0.04
Выключатель 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	-0.02230	-0.04
Выключатель 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1	-0.01170	-0.0357
Разъединитель 10 кВ	РВЗ-10/400 I	-0.01350	-0.0333
Разъединитель 10 кВ	РЛНД-10/630	-0.01010	-0.04
Разъединитель 35 кВ	РНТА-35/125	-0.0081	-0.04
Трансформатор тока	ТФНД-110М-II	-0.02300	-0.0333
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10 У2 10000/100	-0.16670	-0.04
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2УХЛ2	-0.05880	-0.04

10.2. ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ С УЧЕТОМ ИНДЕКСА СОСТОЯНИЯ

СТАТИСТИЧЕСКИЙ МЕТОД РАСЧЕТА ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА ОБОРУДОВАНИЯ

Вероятность безотказной работы — это вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ объекта не возникает.

Вероятность безотказной работы обратна вероятности отказа и вместе с интенсивностью отказов определяет безотказность объекта.

Вероятность отказа — Вероятность того, что в пределах заданной наработки возникнет отказ.

Вероятности безотказной работы и отказа определяются статистической оценкой:

$$P(t) = (N_0 - n(t)) / N_0 = 1 - n(t) / N_0$$

$$Q(t) = 1 - P(t) = n(t) / N_0$$

где N_0 — исходное число работоспособных объектов, $n(t)$ — число отказавших объектов за время (наработку) t .

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРИКАЗ МИНЭНЕРГО РОССИИ ОТ 19.02.19 Г. № 123

Функция прогнозирования вероятности отказа узла $p_{\phi}(t)$ ЭО в Приказе принята линейной на период 5 лет:

$$P_{\phi}(t) = (1 - (y(t)) \cdot k_{\Pi} \quad (1)$$

где $k_{\Pi} = IC_1 / IC_2$ – это отношение индекса технического состояния (ИС) до ремонта к ИС после ремонта.

$y(t)$ – функция изменения ИС узла (ИСУ) принята линейной на период 5 лет:

$$y(t) = (1 - |tg\alpha_{\phi y i}| \cdot t) \cdot ИСУ / 100 \quad (2)$$

где $b = tg\alpha_{\phi y i}$ - коэф.-т принимает значения $b=0.03$ (ресурсопределяющие узлы) или $b=0.1$ (остальные узлы).

Таким образом, для любого нового ЭО (ИСУ=1 о.е.) и вне зависимости от его вида ИС (о.е.) должен определяться по формулам: $ИС = 1 - 0.03 \cdot t$ или $ИС = 1 - 0.1 \cdot t$, где t - время в годах.

Таким образом, за $t=5$ лет ИСУ любого узла ЭО уменьшится на 0.15 или на 0.5 и станет равным 0.85 и 0.5 соответственно, что будет соответствовать хорошему и неудовлетворительному состоянию, т.е. через 5 лет у любого нового ЭО независимо от его вида и его ТС с основными узлами делать ничего не нужно, а все неосновные узлы необходимо ремонтировать или заменять.

Если подставить (2) в (1), то получим выражение для определения вероятности отказа:

$$P_{\phi}(t) = (1 - (1-bt)) \cdot k_{\Pi} = b \cdot t \cdot k_{\Pi}, \quad (3)$$

Таким образом, вероятность отказа прямо пропорциональна времени работы узла. Если оборудование новое, то $k_{\Pi}=1$ и получается, что вероятность отказа равна времени, умноженному на некий безразмерный коэффициент, т.е. согласно Приказа вероятность измеряется в годах?

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 19.12.2016 г. № 1401: **Износ=1-ИС** (4)

В это случае формула (3) принимает вид:

$$P_{\phi}(t) = \text{Износ} \cdot k_{\Pi} \quad (5)$$

Таким образом: вероятность отказ равна износу, умноженному на соотношения ИС до и после ремонта; для нового ЭО вероятность отказа просто равна его износу; из (4) $ИС=1-Износ$, тогда вероятность - это износ, умноженный на соотношение оставшегося износа до ремонта и после.

ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПО ПРИМЕНЕНИЮ

- Почему для выражения (1) выбран интервал 5 лет для любого вида ЭО, если межремонтный период у всех видов ЭО разный?
- Почему функции (1) и (2) выбраны линейными без какого либо обоснования?
- Почему формула (1) имеет вид, не соответствующий классическому понятию вероятности события, а вероятность отказа имеет размерность в единицах времени (годах)?
- Можно ли вообще по формуле (1) рассчитать вероятность отказа функционального узла или единицы ЭО?
- Каким образом, понятие вероятности отказа, из теории вероятностей и теории надежности связано с формулами приведенными в приказе?
- Может ли вероятность отказ в соответствии с выражением (5) быть равна износу, умноженному на соотношения ИС до и после ремонта, а для нового ЭО просто равна его износу?

МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА И БЕЗОТКАЗНОЙ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ С УЧЕТОМ ИНДЕКСА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

Общие формулы для определения:
значений вероятностей безотказной работы **P (r)** и отказа **Q (r)** (формулы 1 и 2) в
условиях отличных от нормативных **r_j**

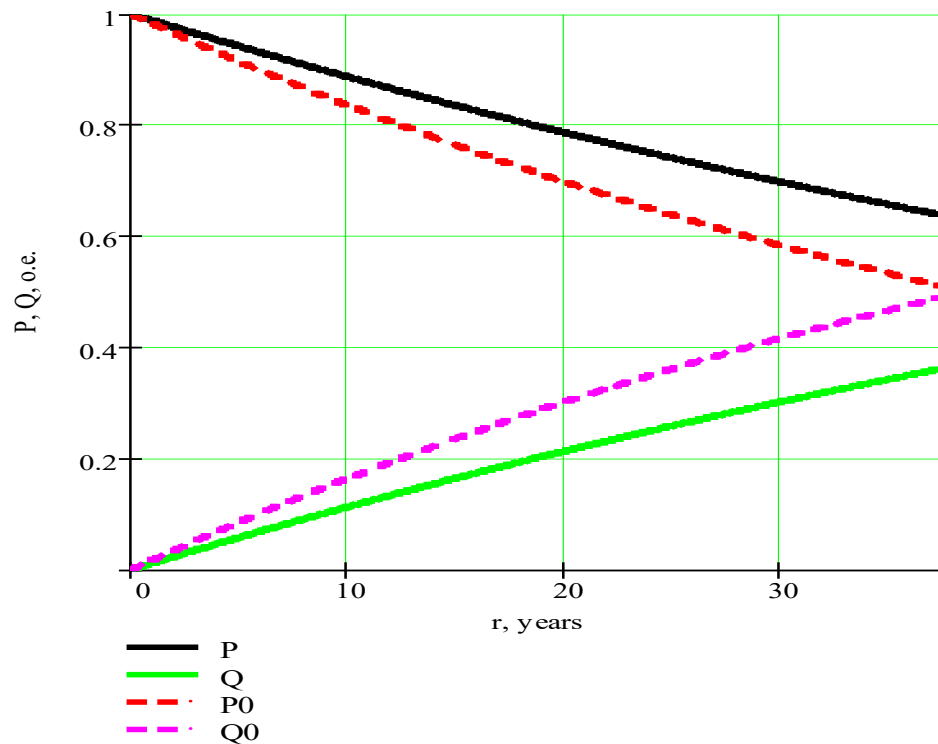
$$P(r) = \exp \left(-\lambda_0 \int_0^r \frac{1 - (1 - \frac{A}{25}r)}{1 - (1 - \frac{1}{25}r)} dr \right) = e^{-\lambda_0 A r} \quad (1) \quad Q(r) = 1 - e^{-\lambda_0 A r} \quad (2)$$

значений вероятностей безотказной работы **P (Δr)** и отказа **Q (r, Δr)** на интервале
наработки Δr после наработки r (формулы 3 и 4):

$$Q(r, \Delta r) = e^{-\lambda_0 A r} - e^{-\lambda_0 A (r + \Delta r)} \quad (3) \quad P(\Delta r) = e^{-\lambda_0 A \Delta r} \quad (4)$$

где **λ** – интенсивность отказов, 1/ед. нар.

ВЕРОЯТНОСТЕЙ ОТКАЗА Q И БЕЗОТКАЗНОЙ РАБОТЫ P ОБОРУДОВАНИЯ ЗА КАЛЕНДАРНУЮ НАРАБОТКУ r (ДЛЯ ЛИНЕЙНОЙ АППРОКСИМАЦИИ $S(r)$)



10.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ С УЧЕТОМ ИНДЕКСА СОСТОЯНИЯ

Фактический остаточный срок службы (фактические сработанный ресурс во временных единицах измерения наработки) – срок службы ЭО в конкретных условиях эксплуатации с момента расчета до перехода в предельное состояние.

Предельный остаточный срок службы $T_{п.ост}$ – срок службы ЭО (календарное время), соответствующий нормативному остаточному сроку службы.

Нормативный остаточный срок службы: $T_{ост.0} = T_0 - T_K$ (1)

T_n при нормативных условиях дальнейшей эксплуатации: $T_n = t_K + T_{ост.0}$ (2)

T_n при фактических условиях дальнейшей эксплуатации: $T_n = t_K + T_{п.ост}$ (3)

$T_{п.ост}$ определяется из равенства численными методами:

$$T_{0.ост} = \int_{T_K}^{T_{п.ост} + T_K} \frac{1 - S(t)}{1 - S_0(t)} dt \Rightarrow T_{п.ост} = \dots \quad (4)$$

Фактический сработанный ресурс R за наработку t_K (точка контроля) соответствует фактическому сроку службы ЭО T_K за календарное время t_K

Для определения предельных сроков эксплуатации на этапе внедрения в условиях неполноты исходных данных может быть использована линейная аппроксимация функции изменения ИС.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ СРОКОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ T_n

Фактический сработанный ресурс R за наработку t_k (точка контроля) соответствует фактическому сроку службы трансформатора за календарное время t_k .

$$T_k = A t_k \quad (5)$$

Нормативный остаточный срок службы определяется по выражению:

$$T_{\text{ост.0}} = T_0 - T_k \quad (6) \text{ или } T_{\text{ост.0}} = T_0 - A t_k, \quad (7)$$

где T_0 – нормативный срок службы электрооборудования.

Если далее ЭО будет эксплуатироваться в нормативных условия эксплуатации, то предельный срок эксплуатации оборудования T_n определится следующим образом:

$$T_n = t_k + T_{\text{ост.0}} \quad (8) \text{ или } T_0 - t_k(1-A) \quad (9)$$

Если далее ЭО будет эксплуатироваться в условиях отличных от нормативных, то предельный срок эксплуатации ЭО определится следующим образом:

$$T_n = t_k + T_{\text{п.ост}} \quad (10)$$

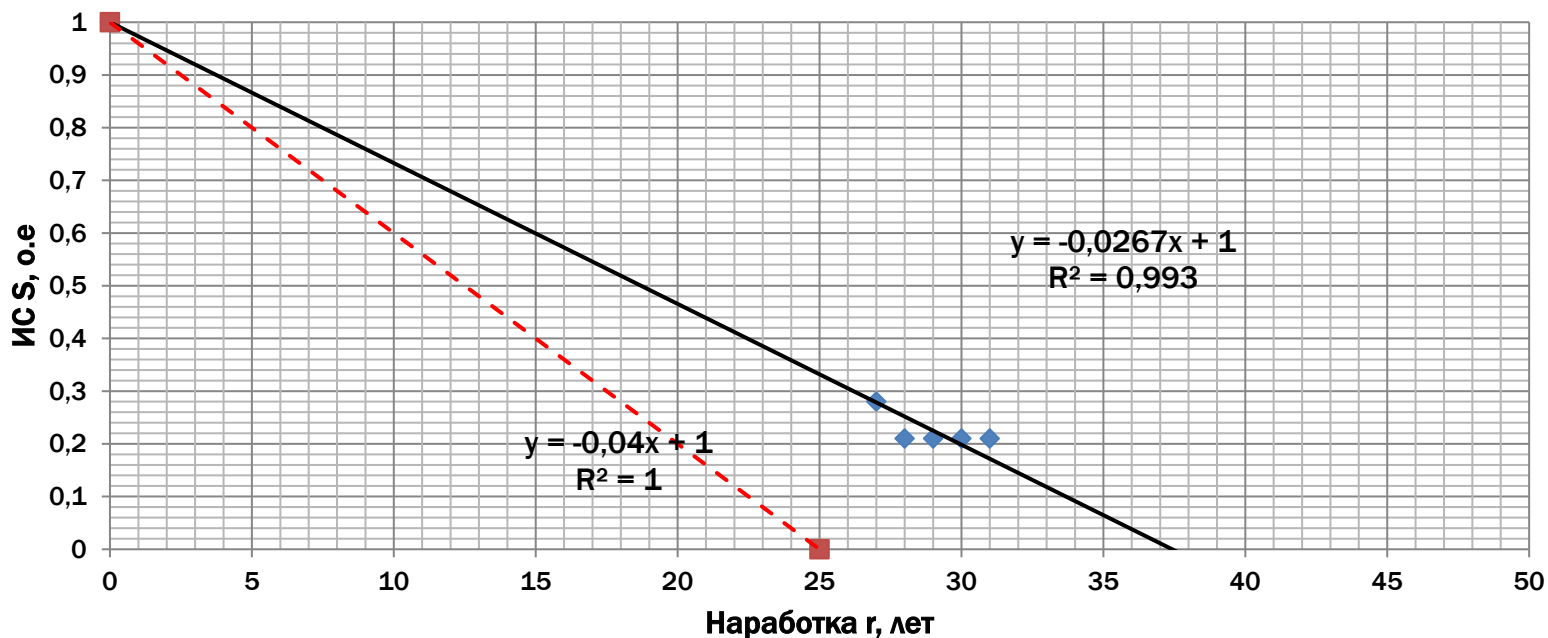
$T_{\text{п.ост}}$ – предельный остаточный срок (календарное время) службы ЭО, соответствующий нормативному остаточному сроку службы $T_{0.\text{ост}}$, определяется:

$$T_{\text{п.ост}} = T_{0.\text{ост}} / A \quad (11)$$

$$T_n = t_k + \frac{T_{0.\text{ост}}}{A} \quad (12)$$

ПРИМЕР РАСЧЕТА ПРЕДЕЛЬНОГО СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРА

Тренд изменения ИС во времени для трансформатора ТМН-6300/110/10 (нормативный срок службы 25 лет)



— Линейная ТМН – 6300/110/10
- - - Линейная (норматив)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ СРОКОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

✓ Выбор варианта замены или продления срока службы ЭО осуществляется на основе критерия минимума среднегодовых приведенных затрат.

✓ Предложенный алгоритм позволяет определить наиболее оптимальный срок продления ресурса оборудования и соответствующий ему уровень среднегодовых приведенных затрат.

✓ В алгоритме использована модель изменения затрат во времени, учитывающая непрерывное снижение технического ресурса ЭО при продлении его срока службы.

1. Продление эксплуатации ЭО

$$Z_{cp}^1 = \frac{d \left[C_{нов} \left(\beta - \frac{\gamma_1}{(1+d)^{T_{св.н}}} \right) + \frac{Z_0}{\ln(1+\alpha)} \left((1+\alpha)^{T_{св.н}} - 1 \right) \right]}{1 + (1+d)^{-T_{св.н}}}$$

2. Замена ЭО

$$Z_{cp}^2 = \frac{(C_{нов} (1 - \gamma_2) + Z_0 T_{св.н}) d}{1 + (1+d)^{-T_{св.н}}}$$

где

Z_{cp}^1, Z_{cp}^2 – среднегодовые затраты;

$C_{нов}$ – стоимость нового трансформатора;

Z_0 – фактические ежегодные затраты за нормативный срок службы;

$T_{св.н}$ – расчетный сверхнормативный срок службы;

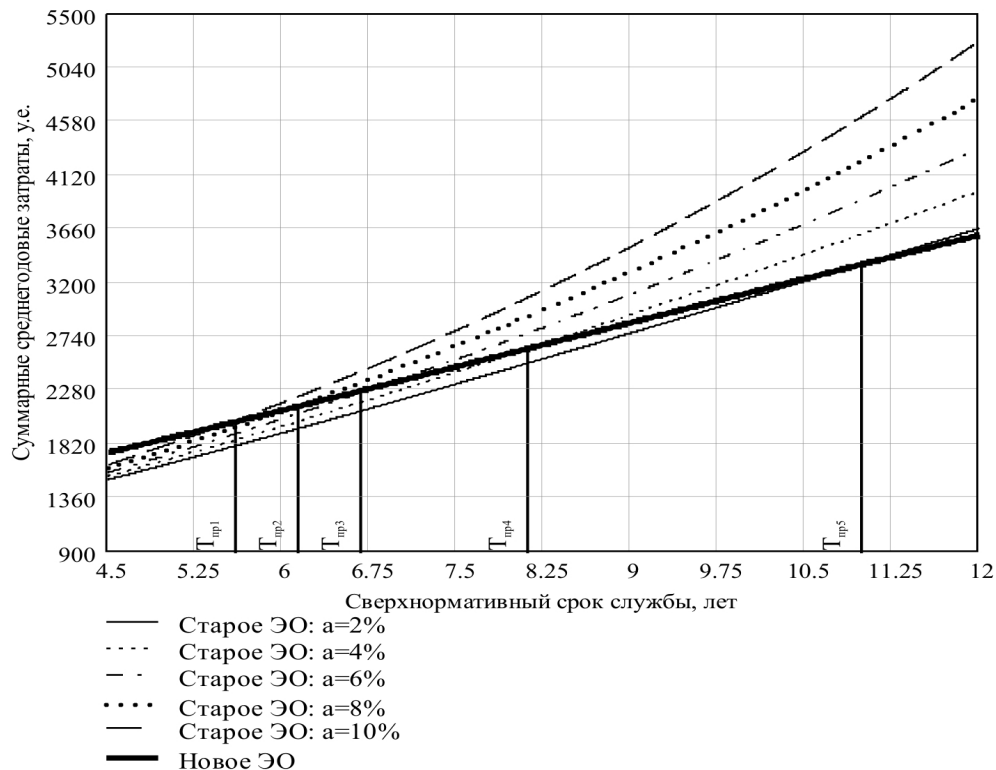
β – коэффициент доли затрат на восстановление трансформатора;

γ_1, γ_2 – коэффициент доли остаточной стоимости;

α – коэффициент относительного ежегодного прироста затрат;

d – норма дисконта.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ СРОКОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

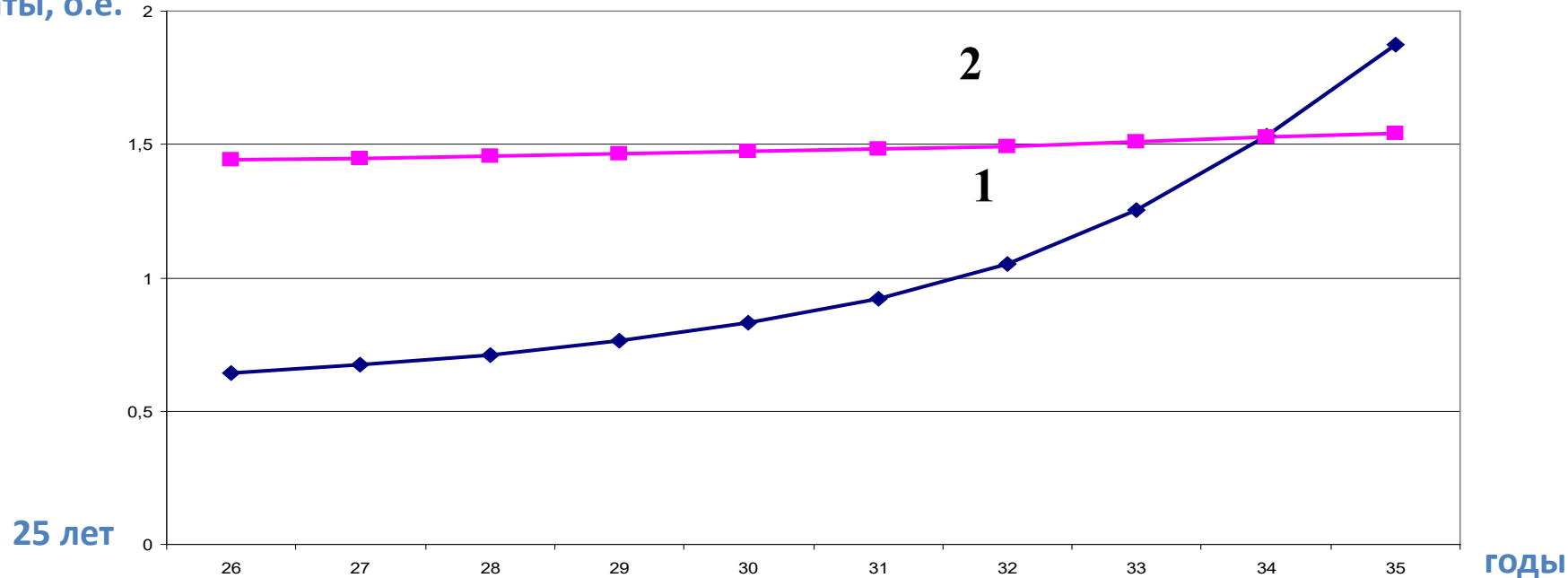


- ✓ $Z^1_{\text{ср}} > Z^2_{\text{ср}}$ при таком соотношении продления срока службы невыгоден;
- ✓ $Z^1_{\text{ср}} < Z^2_{\text{ср}}$ при таком соотношении продления срока службы выгоден;
- ✓ $Z^1_{\text{ср}} = Z^2_{\text{ср}}$ при таком соотношении получаем предельное значение срока продления $T_{\text{пр}}$.

Графики изменения затрат $Z^1_{\text{ср}}$ и $Z^2_{\text{ср}}$ от сверхнормативного срока службы ЭО при $\alpha=\{2, 4, 6, 8, 10\} \%$.

ПРИМЕР ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОГО СРОКА ЗАМЕНЫ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

Затраты, о.е.



1 – Затраты на ЭО, эксплуатируемое сверх нормативного срока службы (25 лет и выше)

2 – Затраты на эксплуатацию нового ЭО

10.4. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ТОиР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

ПРИКАЗ МИНЭНЕРГО РФ от 25 октября 2017 г. № 1013

"Об утверждении требований по обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и электропринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики»

Зарегистрировано в Минюсте России 26 марта 2018 г. № 50503

В соответствии с п. 2 статьи 28 Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ "Об электроэнергетике" и пунктом 1 постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» приказываю:

1. Утвердить прилагаемые требования к обеспечению надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «ПРАВИЛА ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ» .

2. Настоящий приказ вступает в силу по истечении шести месяцев со дня его официального опубликования.

Министр

А.В. НОВАК

ПРИКАЗ МИНЭНЕРГО РОССИИ от 25 октября 2017 г. № 1013

«Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики»

СОДЕРЖАНИЕ

- I. Общие положения
- II. Основные положения организации технического обслуживания и ремонта
- III. Требования к организации технического обслуживания, планирования, подготовки, производства ремонта и приемки из ремонта оборудования, зданий и сооружений тепловых электростанций
- IV. Требования к организации планирования, подготовки, производства технического обслуживания, ремонта и приемки из ремонта оборудования, зданий и сооружений гидроэлектростанций
- V. Требования к организации планирования, подготовки, производства ремонта и приемки из ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ)
- VI. Требования к организации планирования, подготовки, производства ремонта ЛЭП и оборудования ПС
- VII. Требования к организации технического обслуживания устройств РЗА
- VIII. Требования к организации технического обслуживания и ремонта СДТУ, устройств сигнализации, СИ

П. 5. (стр. 7) При разработке ЛНА, указанных в абзаце 1 пункта 4 настоящих Правил, должно осуществляться следующее:

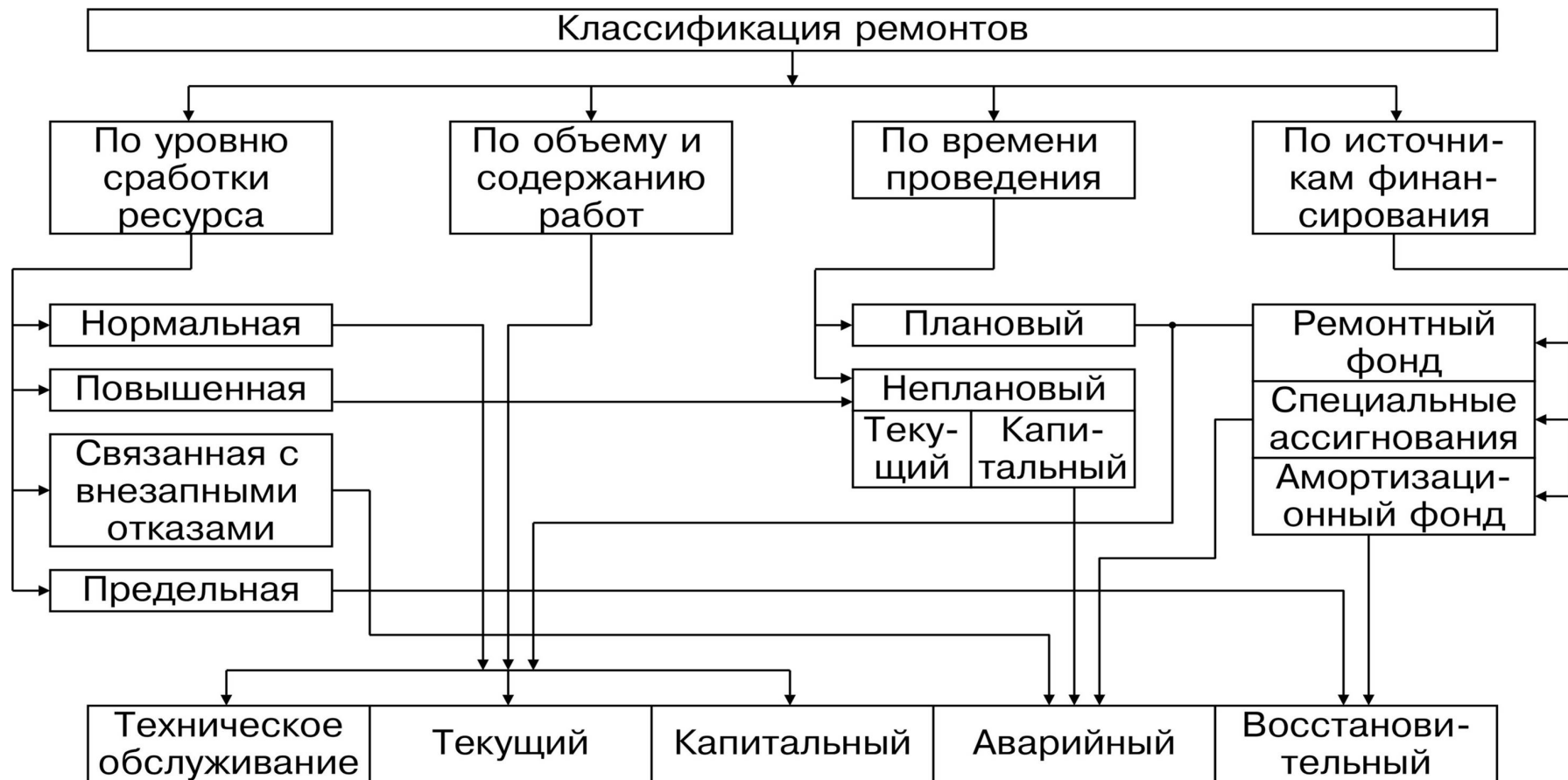
а) Ремонт субъектам электроэнергетики следует осуществлять с применением следующих видов организации ремонта оборудования и ЛЭП объектов электроэнергетики:

1. планово-предупредительный ремонт

2. ремонт по техническому состоянию

б) продолжительность принятого вида организации ремонта должна составлять не менее 12 лет.

КЛАССИФИКАЦИЯ РЕМОНТОВ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ



АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ:

- **оптимальную организацию технической диагностики и контроля технического состояния ЭО ;**
- **оценку и прогнозирование показателей надежности ЭО;**
- **оптимизацию сроков и объемов проведения ТОиР с учетом фактического состояния ЭО;**
- **выбор рациональной стратегии проведения ТОиР;**
- **выбор стратегии управления состояниями процесса эксплуатации технологически взаимосвязанных групп ЭО;**
- **планирование ТОиР с учетом технического состояния ЭО;**
- **определение оптимальных сроков продления эксплуатации или замен ЭО.**

НЕОБХОДИМОСТЬ АВТОМАТИЗАЦИИ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ (ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ)

Финансы

- Стоимость приобретения
- Стоимость эксплуатации
- Амортизация
- Остаточная стоимость
- Стоимость утилизации

История использования

- Нагрузка
- История нарушений
- Настройки

История воздействия

- Диагностика
- ТО
- Ремонты
- Замены

Текущее состояние

- Законодательство;
- Правила;
- Заводские инструкции;
- Цирюляры;
- ОРД компании;
- Ростехнадзор;
- Системные требования;
- Рекомендации подрядчиков;
- Собственный опыт;
- Опыт коллег / конкурентов;
- Акт расследования технологического нарушения;
- Результаты диагностики.

Планируемые операции

- Диагностика
- ТО
- Ремонты
- Замены

Как всё это
учесть при
принятии
решения ?

Потребители

- Требования потребителей;
- Требования к схеме и режимам работы сети

Геопространственные параметры

- Координаты местонахождения
- Географические и климатические условия эксплуатации

Производственные характеристики

- Производитель, модель
- Паспортные характеристики

Как минимум – 35
параметров
на 1 единицу ЭО



По статистике в отраслях ТЭК на одного мастера приходится порядка 900 единиц оборудования !!!

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПО ВОЗРАСТНЫМ ГРУППАМ

- **Группа 1.** ЭО работает в пределах нормативного срока $T_{\text{норм}}$, т.е. на интервале времени $[0; T_{\text{норм}}]$, поэтому его замена не эффективна. ЭО может эксплуатироваться как по системе ППР, так и по системе ремонтов по фактическому $ТС$.
- **Группа 2.** ЭО работает на интервале времени $t > (T_{\text{норм}} + T_{\text{пр}})$, поэтому его эксплуатация уже не целесообразна по технико-экономическим соображениям. Следовательно, ЭО требуется заменить на новое после достижения предельного срока эксплуатации $T_{\text{пр}}$.
- **Группа 3.** ЭО работает на интервале времени $(T_{\text{норм}}; T_{\text{норм}} + T_{\text{пр}}]$. ЭО может эксплуатироваться по системе ремонтов по фактическому $ТС$

СХЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОЧЕРЕДНОСТИ ТПир

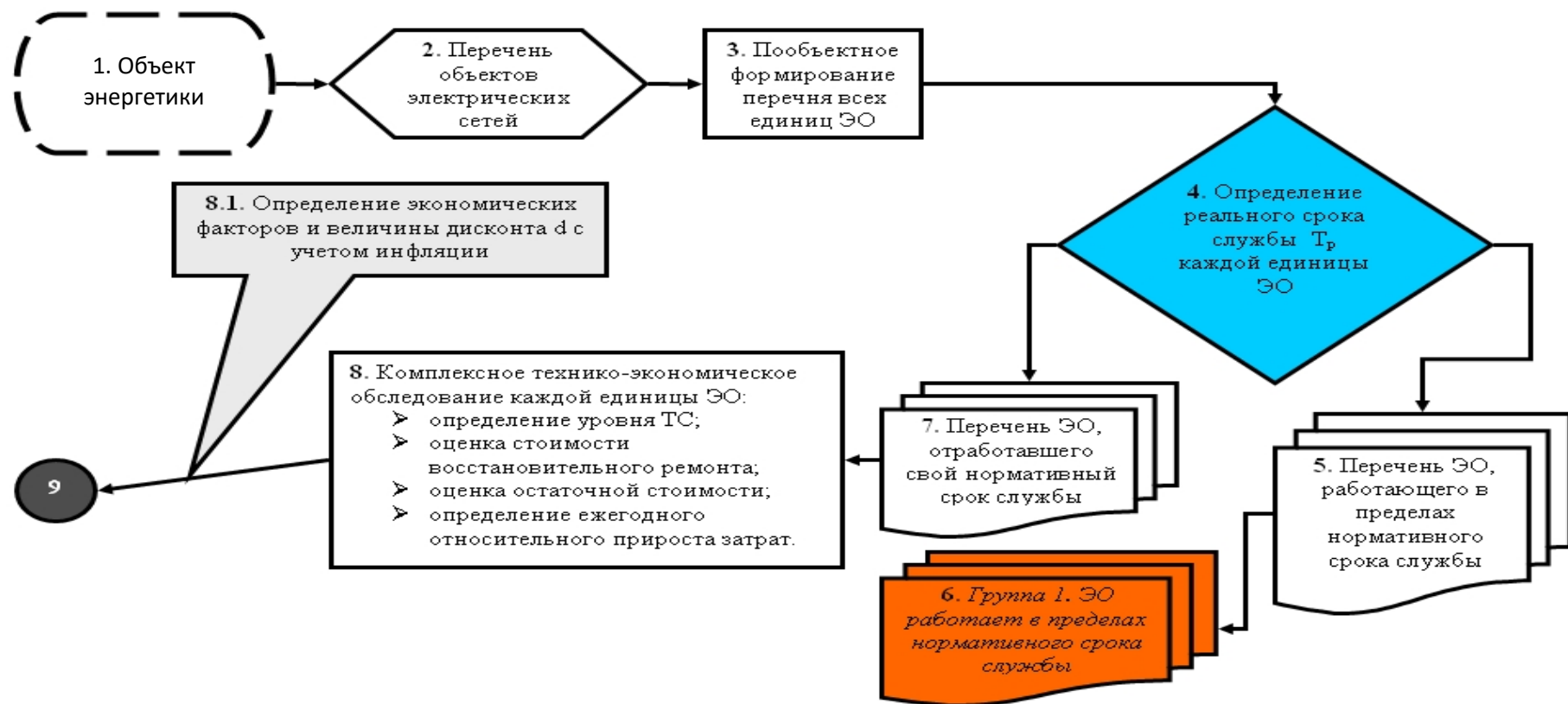
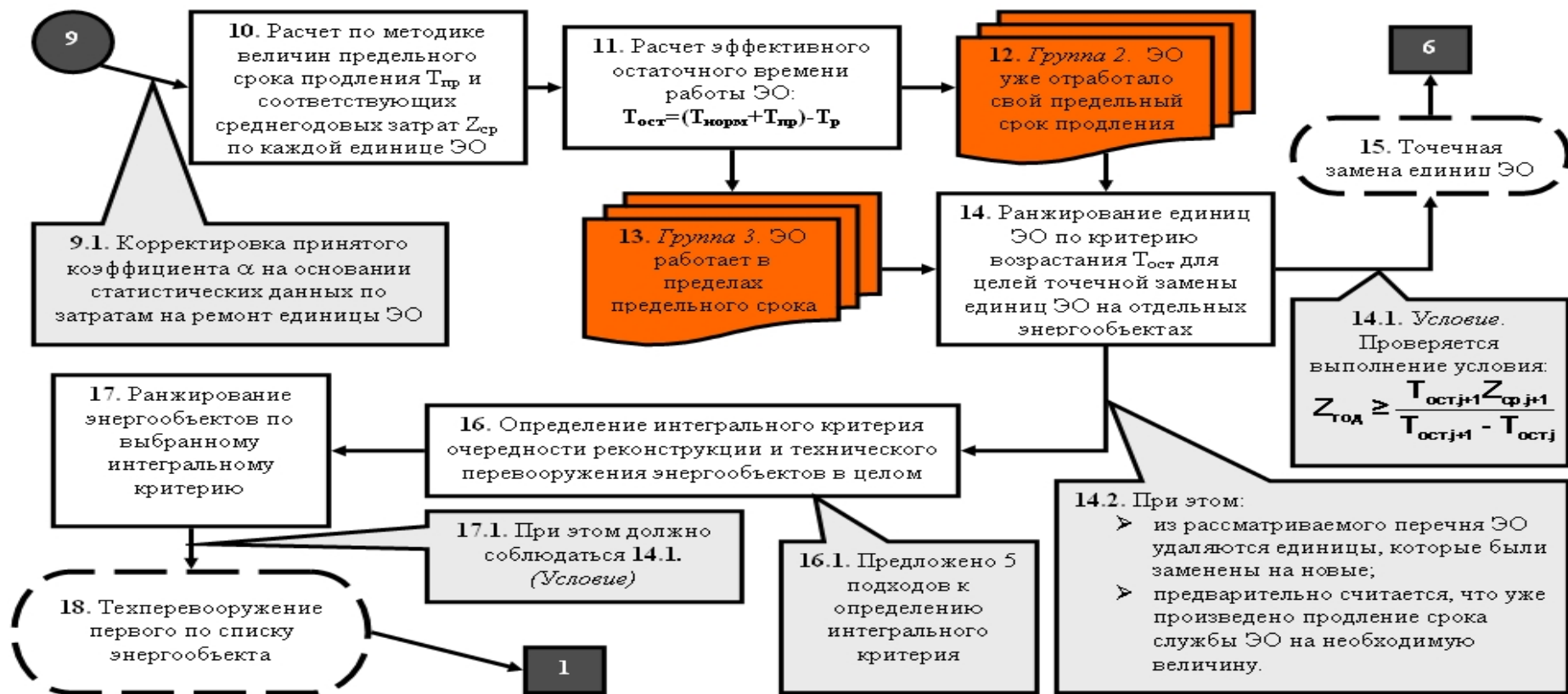


СХЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОЧЕРЕДНОСТИ ТПир



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Приоритетным направлением развития новой технологии эксплуатации и ремонта ЭО предприятий ТЭК с активными системами распределения электроэнергии (АСРЭ) является внедрение методов управления его техническим состоянием на основе диагностики и неразрушающего контроля.
2. Все действующие и вновь сооружаемые предприятия ТЭК с АСРЭ должны оснащаться ЕАМ системами, системами контроля и диагностики, позволяющими управлять производственными активами компании на основе управления техническим состоянием ЭО.
3. Наиболее перспективной формой оценки технического состояния ЭО, влияющей на обеспечение надежности предприятий ТЭК с АСРЭ, является непрерывный мониторинг и применение автоматизированных систем управления техническим состоянием.
4. Источник информации о техническом состоянии ЭО должен быть единым для всех уровней управления в компании на основе применения автоматизированных систем сбора информации, мониторинга и оценки интегральных показателей.
5. Требуется совершенствование отраслевых нормативно-технических документов в области управления техническим состоянием, методов и средств диагностики ЭО.
6. Разработаны методики определения технического ресурса, вероятности отказа и безотказной работы, определения предельных сроков эксплуатации и очередности технического перевооружения с учетом технического состояния ЭО, что дает основание к переходу на риск-ориентированное управление его эксплуатацией.
7. Переход к новой технологии эксплуатации и ремонта ЭО на основе разработки СУПА, позволит осуществить последовательный переход от системы ППР к системе ТОиР по фактическому техническому состоянию, обеспечить финансовую эффективность ведения производственной деятельности энергетических компаний за счет уменьшения количества внеплановых аварийно-восстановительных работ и сокращения потребности в аварийном резерве.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДОКЛАДА

- Назарычев А. Н. **Методы и модели оптимизации ремонта электрооборудования объектов энергетики с учетом технического состояния** / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2002. – 168 с.
- Назарычев А. Н., Таджибаев А.И., Андреев Д.А. **Совершенствование системы проведения ремонтов электрооборудования электростанций и подстанций.** – СПб.: ПЭИПК, 2004. – 64 с.
- Назарычев А.Н., Андреев Д.А. **Методы и математические модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования** / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2005. – 224 с.
- Назарычев А.Н., Андреев Д.А. **Методические основы определения предельных сроков эксплуатации и очередности технического перевооружения объектов электроэнергетики** / Иван. гос. ун-т. – Иваново, 2005. – 168 с.
- Назарычев А.Н., Андреев Д.А., Таджибаев А.И. **Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов** / Под ред. Назарычева А.Н. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 928 с.
- Назарычев А.Н., Скоробогатов А.А., Марьянова С.И. **Введение в теорию надежности энергообъектов: Учеб. Пособие** /Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2009. – 128 с.
- Назарычев А.Н., Таджибаев А.И., Титков В.В., Халилов Ф.Х., Андреев Д.А., Пугачев А.А., Шаланда В.А. **Основы управления техническим состоянием электрооборудования** / Под редакцией А.Н. Назарычева, А.И. Таджибаева. – СПб.: ПЭИПК, 2012. – 292 с.
- **Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике.** / Воропай Н.И., Ковалёв Г.Ф., Кучеров Ю.Н., Назарычев А.Н. и др. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. – 304 с.
- **Основы управления техническим состоянием электрооборудования: учеб. пособие** / А.Н. Назарычев, А.И. Таджибаев, В.В. Титков, Ф.Х. Халилов. – СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2015. – 204 с.
- Андреев Д.А., Назарычев А.Н., Таджибаев А.И. **Определение вероятности отказа оборудования электросетевых предприятий на основе оценки технического состояния** / Под ред. А.Н. Назарычева: ФГАОУ «ПЭИПК». – СПб., 2017. – 194 с.
- Назарычев А.Н., Сулыненков И.Н., Таджибаев А.И. **Оценка надежности выключателей распределительных устройств электрических станций и подстанций: Учеб. пособие** / ФГАОУ ДПО "Петербургский энергетический институт повышения квалификации". – СПб.: Издательство ДЕАН, 2018. – 176 с.
- Назарычев А.Н., Крупенев Д.С. **Надежность и оценка технического состояния оборудования систем электроснабжения: учебное пособие.** – Новосибирск: Наука, 2020. – 224 с.
- **Контроль и управление качеством электроэнергии, диагностика и надежность оборудования энергетических систем: монография** / А.Н. Назарычев, А.И. Потапов, А.В. Майоров и др. – Т. 1: **Диагностика, ресурс, надежность объектов энергетики.** – СПб.: Политехника Сервис, 2022. – 612 с.

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

Назарычев Александр Николаевич

nazarythev@mail.ru

Тел.: +7(921) 961-41-34