На правах рукописи

Савостьянова Людмила Викторовна

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

05.14.14 – Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени

кандидата технических наук

Томск – 2018

Работа выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Литвак Валерий Владимирович

Официальные оппоненты: Александр Васильевич Андрюшин,
доктор технических наук, профессор
заведующий кафедрой «Автоматизированных систем управления тепловыми процессами»
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»»

Александр Николаевич Смирнов, доктор технических наук
профессор кафедры «Технологии машиностроения»
ФГБОУ ВО «Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева»

Ведущая организация: ОАО «Всероссийский дважды ордена трудового Красного знамени теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва

Защита диссертации состоится «25» апреля 2018 года в 14:30 часов на заседании диссертационного совета Д 212.269.13 федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 634050, г. Томск, ул. Усова, д. 7, ауд. 217.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» и на сайте: http://portal.tpu.ru/council/2803/worklist

Автореферат разослан «21» февраля 2018 года

Ученый секретарь
диссертационного совета Д 212.269.13 Матвеев Александр Сергеевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы Энергетическая стратегия России на длительную перспективу вместе с созданием новых энергоэффективных парогазовых и газотурбинных электростанций, освоением оборудования на сверхкритические параметры пара предусматривает создание условий для существенного продления срока эксплуатации действующего энергетического оборудования как вынужденного пути обеспечения потребителей тепловой и электрической энергией. При этом необходимо учитывать, что износ тепломеханического оборудования многих электростанций достиг такого уровня, при котором дальнейшая эксплуатация становится опасной.

При эксплуатации оборудования проведения расследований технологических нарушений на паровых турбинах показывают, что частыми причинами повреждений являются: недостатки в организации эксплуатации и технического обслуживания, ремонтных и диагностических работ, входного контроля вновь устанавливаемых узлов и элементов паровых турбин, недостаточная ответственность инженерно-технических работников и руководителей, а также ослабление работы производственных служб предприятий энергетики. На электростанциях медленно внедряются научно-технические разработки, направленные на повышение надежности и экономичности паровых турбин. На модернизацию основного и вспомогательного оборудования не выделяется достаточных средств. Это приводит к дальнейшему износу оборудования и снижению надёжности работы электростанций.

Основные направления исследований в этой области заключаются в изучении износа металлов и материалов, используемых при изготовлении оборудования. Много работ посвящено исследованию вибрационных характеристик, а также созданию программных продуктов для автоматизации управления технологическими процессами на производстве и распределению нагрузки между оборудованием.

Среди множества проведённых и проводимых исследований общая теория надёжной работы паровых турбин не достаточно разработана. Она могла бы быть развита углублением изучения совокупности дефектов узлов и деталей, выявляемых при проведении плановых ремонтов.

Существует объективная необходимость совершенствования технологии ремонтно-эксплуатационного обслуживания паровых турбин, отработавших большой производственный срок, в направлении продления безаварийного пробега.

Работа выполнена при поддержке федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы» по проблеме «Создание методологических основ теории двухстадийного дефектообразования применительно к узлам паровой турбоустановки».

Объект исследования – тепломеханическое оборудование тепловых электрических станций.

Цель работы: Прогнозирование остаточного ресурса работы паровой турбины, отработавшей значительный срок эксплуатации, и обоснование продления эксплуатации для совершенствования регламента и технологии ремонтных работ.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи:

1. создать массив данных и классифицировать сведения, содержащиеся в ремонтной документации, об образовании дефектов в элементах, узлах и деталях паровых турбин;
2. по материалам ремонтной документации разработать информационную модель индивидуального срока службы;
3. разработать алгоритм расчета процесса образования дефектов в узлах паровой турбины;

4. провести классификацию ремонтных узлов и блоков паровой турбины по материалам ремонтной документации;

5. разработать методику расчета остаточного ресурса, проанализировать, проверить достаточность доказательств обоснованности расчёта и спрогнозировать остаточный ресурс исследуемых паровых турбин.

Научная новизна

Научная новизна работы состоит в создании методологии прогнозирования, повышающей объективность оценки индивидуального срока службы длительно работающего оборудования на основе ремонтной документации и позволяющей представить процессы образования дефектов в узлах и деталях паровой турбины в производственных циклах в форме, пригодной для совершенствования регламента и технологии ремонтных кампаний.

Сведения государственного статистического наблюдения о работоспособности оборудования электростанций в рамках отрасли и в целом по стране формируются на основе отчетной документации и актов расследования отказов. Они содержат информацию только о неисправностях, обнаруживаемых при авариях и приведших к ним инцидентах, регистрируемых в актах расследования.

В работе предлагается подход к анализу технического состояния паровой турбины и учёту процесса нарастания дефектов, при котором накопление и пополнение базы данных, формируемой в рамках подготовки и проведения плановых ремонтов, текущего обслуживания и ремонтной практики, и содержащей преимущественно материалы по дефектам, не достигшим стадии отказа.

Новизна подхода заключается в формировании для каждого агрегата станции базы данных по дефектам индивидуально по каждой турбине, её узлам, деталям и элементам на основе ремонтной истории

На защиту выносятся:

- методика сбора и анализа информации по эксплуатации и ремонтам;
- методика определения показателей производственных циклов турбины;
- методика расчета остаточного ресурса по материалам ремонтной истории.

Практическая значимость и использование результатов работы

– создание макета информационной модели в виде базы данных по ремонтной истории турбин;
– создание и апробация на тепловой электростанции программного продукта по учёту ресурсных характеристик и расчёту показателей производственных циклов.

Достоверность полученных результатов

Достоверность результатов подтверждается корректным применением правил сбора и обработки статистической информации, последовательно проверяемым на разных объектах единообразием результатов.

Личный вклад автора

Формирование и реализация идеи использования ремонтной документации паровых турбин для определения индивидуального срока службы. Проведение экспедиций на ряд тепловых электростанций Сибири и Дальнего Востока с целью сбора материалов для проведения исследований. Разработка методики сбора и анализа информации по эксплуатации и ремонтам. Обработка собранных материалов, классификация дефектов агрегатов, узлов, деталей паровых турбин, создание макета информационной модели в виде базы данных по ремонтной истории рассматриваемых турбин. Разработка алгоритма и методики расчета процесса образования дефектов в подшипниках турбоагрегата на основе измерения вибраций и программы расчета текущего ресурса и других показателей надёжности по данным образования дефектов узлов и деталей, создание программного продукта по учёту ресурсных характеристик и методики определения производственных циклов. Разработка методики определения показателей производственных циклов турбины, и методики расчета для прогнозирования остаточного ресурса паровых турбин и его расчет.

Апробация результатов диссертации

Основные результаты работы обсуждались на научных семинарах кафедр Инженерной школы энергетики Томского политехнического университета, на научных конференциях ТПУ с 2007 по 2014 гг., на Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: эффективность, надёжность, безопасность», Томск, 2007; Региональной научно-практической конференции «Теплофизические основы энергетических технологий», Томск, 2009; Международном форуме стратегических технологий IFOST, Ho Chi Minh City, Вьетнам, 2009; Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: эффективность, надёжность, безопасность», Томск, 2010; Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Теплофизические основы энергетических технологий», Томск, 2010, 2011. Проведено тестирование разработанных программных продуктов на тепловых электрических станциях Сибири и Дальнего Востока. Выполнены работы в рамках договора заключенному между Томским политехническим университетом и Омской областной организацией «Всероссийского Электропрофсоюза» (для ППО АУ ОАО «ТГК-11») на оказание услуг по исследованию базы данных для ввода, обработки и хранения сведений ресурсных показателей турбин ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 Омского филиала ОАО «ТГК-11».

Публикации

По теме диссертационной работы опубликовано 15 печатных работ, в том числе: 1 монография, 2 научных статьи в рецензируемых журналах, рекомендованных перечнем ВАК РФ; 12 докладов на Всероссийских и международных научно-технических конференциях; 1 зарегистрированный программный продукт.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, 5 приложений и содержит 125 страниц основного текста, 45 рисунков, 28 таблиц и список использованных источников из 138 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, приведены цель и задачи исследований, научная новизна и методы исследований, практическая значимость и использование результатов работы, апробация и личный вклад соискателя.

В первом разделе проведён аналитический обзор работ по теме диссертационной работы.

Основные исследования в области применения математических методов и средств кибернетики для изучения переходных процессов, устойчивости, надежности и управления динамическими системами, а также разработка концепций, методических принципов, алгоритмов анализа и синтеза надежности систем энергетики на различных уровнях управления; создание принципов построения и алгоритмического обеспечения автоматизированной системы диспетчерского управления электроэнергетическими системами; разносторонние исследования по созданию научной концепции формирования электроэнергетических систем на перспективу принадлежат Ю.Н. Руденко.

Статистика является основой для решения системных задач: планирования ремонтов оборудования электроэнергетических систем и распределения резервов мощности (М. Б. Чельцов, Г. А. Федотова, Л. М. Лебедева), расчета надежности сложных электроэнергетических систем на основе аналитических методов (И. А. Александров, Г. Ф. Ковалев) и статистического моделирования (В. В. Могирев и Г. В. Колосок).

В НПО ЦКТИ одним из важных направлений работ является оценка прочности, надежности и долговечности оборудования АЭС. Расчеты на прочность и долговечность проводятся с учетом свойств материалов и влияния условий эксплуатации оборудования. Для

проведения расчетов используются двух- и трехмерные конечно-элементные модели, отражающие особенности конструкции оборудования.

Исследования по разработке методологии и созданию аналитического аппарата определения остаточного ресурса длительно эксплуатируемого тепломеханического оборудования электростанций с учётом наличия макроповреждённости в металле проведены в ОАО «ВТИ»

Специалистами Института проблем машиностроения им. А. Н. Подгорного Национальной академии наук Украины созданы система и программный комплекс для реализации методологии диагностирования теплового и вибрационного состояний, малозатратной модернизации и продления ресурса турбин электростанций большой мощности; разработаны пакеты прикладных программ: по автоматизированному проектированию лопаточных аппаратов турбомашин с оптимальными показателями экономичности и надежности, для решения задач совершенствования технологических схем турбоустановок, для расчета рабочих процессов в ступенях влажнопаровых турбин, макет системы для определения интенсивности эрозионного износа рабочих лопаток последних ступеней турбин в процессе эксплуатации на основе радиоволнового метода и т.д..

Учёными МЭИ разработана инструментальная среда для построения интеллектуальной системы оперативной диагностики с использованием декларативных знаний и нечётких алгоритмов.

Во втором разделе представлен анализ неисправностей элементов турбоустановки проведённый на основе изучения данных собранных автором на электростанциях России и материалов, представленных в «Обзорах повреждений основных видов оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей» с 1976 по 2006 год, выполненных ПО «Союзтехэнерго» («Фирма ОРГРЭС»).

Анализ повреждаемости узлов паровой турбины позволяет произвести оценку располагаемого ресурса и наработки на отказ, используя в качестве базы статистические сведения об отказах установок данного типа, эксплуатируемых в сходных условиях, так и сведения о дефектах, содержащиеся в документах ремонтной предыстории (формуляр, дефектная ведомость и др.) самой установки. В условиях работы после исчерпания паркового ресурса ремонтные оценки представляются более полными. Виды и механизмы повреждений в элементах паровой турбины представлены на рисунках 2.1 и 2.2.

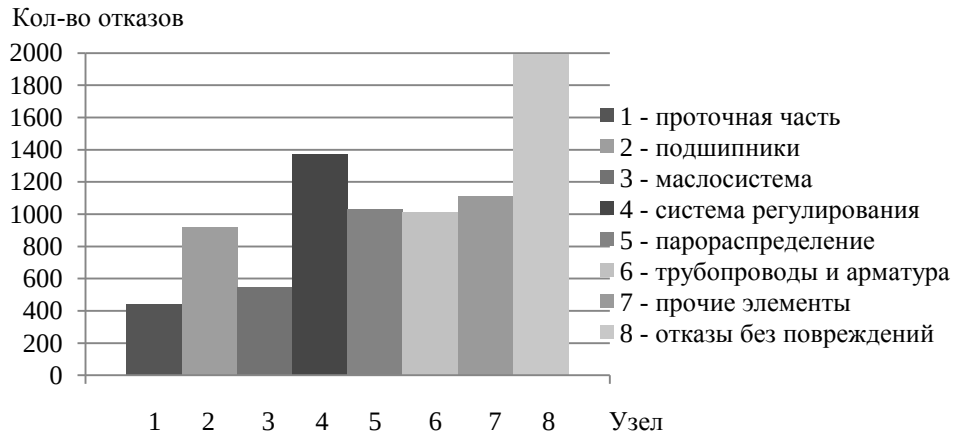


Рисунок 2.1 – Распределение отказов турбин по основным технологическим узлам по данным материалов, опубликованных ОРГРЭС

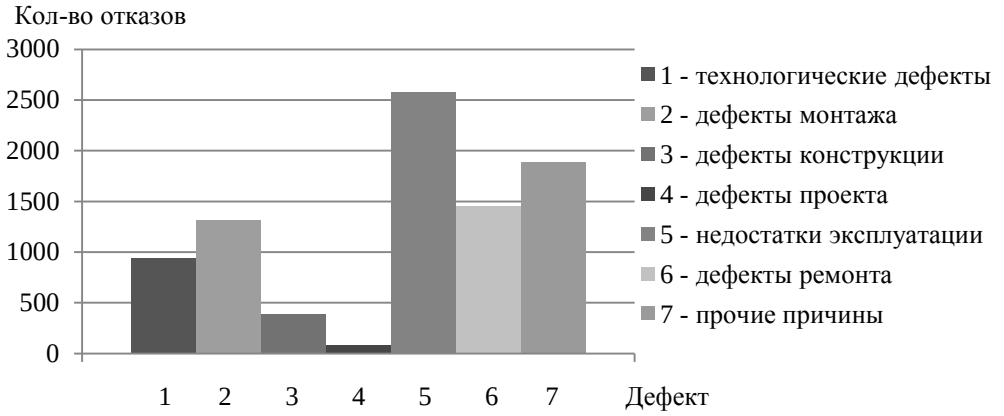


Рисунок 2.2 – Распределение отказов турбин по источникам по данным материалов, опубликованных ОРГРЭС

Типовая номенклатура работ при стандартных видах ремонта предусматривает устранение тех дефектов, которые возникли и обнаружены к моменту проведения этого ремонта. Для большинства энергетических установок, находящихся в эксплуатации, этот типовой перечень известен. Это дает возможность оценивать надежность паровой турбины, используя в качестве основы понятие «дефект», количество которых достаточно велико по сравнению с количеством зарегистрированных отказов.

По ГОСТ 15467-79 дефектом называют отдельное несоответствие изделия установленным требованиям. Такое несоответствие в течение некоторого времени может привести к отказу. Сейчас важно только одно свойство дефекта – устройство может работать с дефектом, но через определенное время может отказать. Каждый из уровней дефектов может быть однозначно определен параметрами технического состояния установки. Это размеры трещин, состояние металла, температура, вибрационные характеристики и т.д.

Система планово-предупредительного ремонтно-эксплуатационного обслуживания электростанций действует так, чтобы за период межремонтного пробега нарастание дефектов в отдельных узлах установки не достигло аварийного уровня.

Длительность такого межремонтного пробега или продолжительность дефектообразования равна: $t_{мр}=t-t_1$, (час), где t_1 – момент перехода дефекта с эксплуатационного уровня на критический, t_2 – момент начала планового ремонта для ликвидации дефекта и возвращения на эксплуатационный уровень,

Назначенный ресурс, как продолжительность безаварийной эксплуатации можно оценить: $t_р = t_3 - t_0$, (час), где t_0 – начало работы после первого пуска или после ремонта, t_3 – момент перехода дефекта с критического уровня на аварийный

Паровая турбина представляет собой совокупность многочисленных узлов, элементов, в каждом из которых возникают и нарастают дефекты. Это происходит по разным причинам, а скорость роста дефектов зависит от действия разных факторов, например: рост или снижение нагрузки и др. Эффективность системы планово-предупредительных ремонтов можно было бы значительно повысить, если бы проведение очередного ремонта приурочить к моменту, когда в большинстве элементов дефекты подросли до предельного критического уровня.

Назначенный межремонтный ресурс, принимаемый равным базовому значению суммарной наработки за ремонтный цикл, интегрально учитывает изменения всех дефектов установки и позволяет устанавливать момент следующего капитального ремонта при исчерпании межремонтного ресурса, а не по календарным интервалам времени эксплуатации.

Вместе с тем на возникновение и нарастание дефектов, как уже отмечалось, влияет не только наработка, но и многие другие факторы – качество ремонта, количество пусков и остановов, уровень нагрузки и глубина ее регулирования, объемы отборов и их изменения. Поэтому наработка является необходимым, но недостаточным критерием для определения назначенного ресурса.

Воздействие разных факторов на дефекты многих узлов (элементов) паровой турбины вынуждает говорить о случайном характере возникновения и нарастания дефектов в каждом отдельном узле. Это значит, что назначенный ресурс для турбины в целом может быть определен лишь с некоторой вероятностью. Более того любому предполагаемому сроку

безаварийной эксплуатации можно поставить в соответствие некоторую вероятность. При этом, чем больше срок, тем меньше вероятность безаварийного его достижения. Если теперь для всех узлов с учетом всех факторов вычислить такие сроки с заранее установленным уровнем вероятности, то можно найти наиболее ранний или наиболее вероятный, или средний или любой иной (в соответствии с принятыми критериями) срок межремонтного пробега.

Задача здесь ставится так, что нужно найти такую наибольшую продолжительность ($t_3 - t_0$) безаварийного пробега, вероятность которой оказывается не ниже некоторого заранее заданного уровня. Назовем эту продолжительность – вероятный назначенный ресурс.

В случае равномерного нарастания дефекта до предельного (критического) уровня в интервале наработки от t_0 до t_3, все возможные значения случайной величины (наработки) принадлежат интервалу t_0, t_3, а плотность вероятности постоянна, что соответствует равномерному нарастанию дефекта. Тогда: $\int_{t_0}^{t_2} f(t)dt = 1$, где $f(t)$ - плотность распределения. Отсюда следует $f(t) = \frac{1}{\int_{t_0}^{t_2} dt} = \frac{1}{t_2 - t_0}$. Если же плотность вероятности известна (задана), то можно определить правую границу интервала t_2 вероятного назначенного ресурса: $t_2 = \frac{1}{f(t)} + t_0$.

Плотность вероятности $f(t)$ можно определить из опытных данных по дефектовочным ведомостям, ремонтным формулярам реального энергетического оборудования, используя гарантийный межремонтный ресурс.

Каждый дефект паровой турбины возникает и нарастает по-своему. Дефекты в металле ротора и корпуса цилиндра имеют разные причины и разные механизмы развития. Поэтому их изучение представляет самостоятельный интерес, но можно предположить, что существует определенная общая закономерность продолжительности образования дефектов критического уровня в разных узлах паровой турбины за период примерно одинаковой наработки. Об этом говорит стабильность периодичности плановых ремонтов, рекомендуемых гарантийными обязательствами изготовителей.

Достоверные характеристики дефектов оборудования электростанции можно получить путем анализа предремонтных ведомостей дефектов, заявочных документов на оборудование и материалов для очередного ремонта, рекомендаций заводов-изготовителей турбин и ремонтных формуляров за всю предысторию ремонта каждого агрегата на каждой электростанции. Контрольным ориентиром может служить расчетная величина назначенного ресурса, определенного в соответствии с РД 34.20.601-96.

Базовым понятием надежности в предлагаемом подходе становится вероятный назначенный ресурс (ВНР) и плотность вероятности нарастания дефекта до критического уровня (ПВНД). По этим характеристикам можно вычислить другие показатели надежности, характеризующие изделия.

Назначенный межремонтный ресурс (НМР) между капитальными ремонтами принимается равным базовому значению суммарной наработки за производственный цикл: $\text{НМР}_\text{к} = \text{Н}_\text{КБ} = \sum_{i=1}^{n} t_i$, где $\text{Н}_\text{КБ}$ - базовое значение суммарной наработки за производственный цикл в период, принятый за базовый, i – номер года производственного цикла, t_i - наработка за i-тый год.

Назначенный ресурс между капитальным и средним ремонтом $\text{НМР}_\text{С}$ принимается в соответствии с РД 34.20.601-96 равным половине базового значения суммарной наработки за базовый производственный цикл: $\text{НМР}_\text{С} = 0{,}5\ \text{НМР}_\text{К}$.

В третьем разделе представлена экспериментальная часть, связанная с поиском и извлечением исходных данных из ремонтной документации и построением методики.

На основе сведений ремонтно-технической документации, представленных некоторыми электростанциями Сибири и Дальнего Востока для каждой паровой турбины создана единая информационная база данных, на основе которой рассчитаны остаточные ресурсы турбин. Сведения о ремонтной истории рассматриваемых паровых турбин сведены в базы данных. В таблице 3.1 содержится информация о рассматриваемых турбинах.

Обращает на себя внимание существенное различие индивидуальных и парковых характеристик производственных циклов. Так средняя продолжительность производственных циклов по обследованным турбинам достигает 47667 ч; доля ремонтных простоев 1622 ч. Это означает, что индивидуальные особенности турбин – номенклатура ремонтируемых узлов, темпы нарастания дефектов, продолжительности межремонтного периода, программы ремонтного обслуживания и др. играют более существенную роль в обеспечении работоспособности, чем парковые.

При этом обнаруживается и подтверждается тот факт, что дефекты возникают и нарастают в узлах паровой турбины по-разному. Так на турбине Р-50-130, введённой в эксплуатацию в 1964 г. дефекты бандажных обойм на диафрагмах возникают и увеличиваются за межремонтный период настолько, что их замена предусматривалась при каждом ремонте: текущем, среднем или капитальном. Срок нарастания дефекта здесь близок к межремонтному периоду.

Таблица 3.1 – Характеристики турбин

№	Станция	№ ТГ	Тип ТГ	Завод-изготовитель	Дата пуска	Дата останова	Средняя продолжительность производственного цикла, час	Средние характеристики цикла			
								Наработка, час	Ремонт, час	Резерв, час	Число пусков
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*
1.	Омская ТЭЦ-3	ТГ1	ВПТ-25-3	УТМЗ	26.11.1954	04.2004	19947	17308	1464	1193	15
2.		ТГ2	ПТ-25-90/10	УТМЗ	24.03.1955	02.2006	23569	20751	1065	1752	17
3.		ТГ3	Р-25-90	ХТГЗ	10.01.1956	08.2003	16183	13124	1112	1946	10
4.		ТГ4	Р-25-90	ХТГЗ	27.10.1956	-	10990	7529	824	2660	6
5.		ТГ6	ПТ-25-90	УТМЗ	30.07.1957	-	15399	12778	1071	1549	9
6.		ТГ7	ПТ-25-90	УТМЗ	25.12.1957	-	15780	13424	919	1473	11
7.		ТГ8	ВР-25-2 / Р-25/90/15	ХТГЗ	03.07.1958/1987	-	21914	14758	1355	5800	7
8.		ТГ9	ВПТ-50-2/ПТ-60-90-13	ЛМЗ	18.12.1959/2009	-	13274	9607	1397	2285	8
9.		ТГ10	ПТ-60-130	ЛМЗ	16.12.1961	-	10903	8314	1500	1104	8
10.		ТГ11	ПТ-65/75-130	ЛМЗ	04.10.1962	-	12174	9503	1344	1359	9
11.		ТГ12	ПТ-65/75-130	ЛМЗ	02.10.1963	-	14317	11784	1005	1527	10
12.		ТГ13	Р-50-130	ЛМЗ	29.09.1964	-	19125	12931	1441	4753	9
13.	Омская ТЭЦ-4	ТГ4	Р-50/130/15	ЛМЗ	30.06.1968	-	47667	29974	1473	17082	40
14.		ТГ5	Р-50/130/15	ЛМЗ	30.09.1969	-	41152	27165	1960	12034	34
15.		ТГ6	Т-100-130	УТМЗ	22.11.1971	-	27045	21208	2359	3477	34
16.		ТГ7	Т-100-130	УТМЗ	01.12.1972	-	28549	21912	2112	4978	31
17.		ТГ8	Р-100-130	УТМЗ	08.10.1975	-	35352	17313	1978	16059	36
18.		ТГ9	Р-100-130	УТМЗ	31.12.1978	-	28936	22081	2568	4286	31
19.	Омская ТЭЦ-5	ТГ1	ПТ-80-130	ЛМЗ	28.09.1980	-	30437	23999	1725	4712	27
20.		ТГ2	ПТ-80-130	ЛМЗ	21.12.1980	-	30193	22901	1701	5590	24
21.		ТГ3	Т-175/210-130	ТМЗ	10.12.1982	-	19592	13996	2361	3395	13
22.		ТГ4	Т-175/210-130	ТМЗ	28.12.1984	-	24544	16750	2995	4799	15
23.		ТГ5	Т-185/220-130	УТМЗ	01.07.1988	-	17166	13023	1672	2677	12
24.	Приморская ГРЭС	ТГ1	К-100-90	ЛМЗ	17.01.1974	-	25533	15151	2492	7890	37
25.		ТГ2	К-100-90	ЛМЗ	20.03.1975	-	32232	21989	1987	8255	37
26.		ТГ3	К-100-90	ЛМЗ	29.12.1975	-	26303	18243	1932	6127	32
27.		ТГ4	К-100-90	ЛМЗ	01.01.1977	-	25566	18459	1316	5790	26
28.		ТГ5	К-210-130	ЛМЗ	18.12.1980	-	19425	11201	2105	6119	35
29.		ТГ6	К-210-130	ЛМЗ	19.01.1982	-	23906	13970	2057	7878	44
30.		ТГ7	К-210-130	ЛМЗ	21.01.1983	-	23063	12327	2090	8881	47
31.		ТГ8	К-210-130	ЛМЗ	01.01.1984	-	18879	10468	2165	6624	36
32.		ТГ9	К-210-130	ЛМЗ	03.07.1990	-	21426	12372	1864	7190	33
33.	Томская ГРЭС-2	ТГ2	Т-50/60-8,8	ЛМЗ	01.12.2009	-	9120	3407	360	5352	7
34.		ТГ3	Т-43-90-2М	ЛМЗ	20.01.1953	-	19873	14790	1050	4032	3
35.		ТГ5	Т-43-90-2М	УТМЗ	20.08.1958	-	25988	19887	871	5229	13
36.		ТГ6	ПТ-25-90/10	ЛМЗ	01.06.1959	-	25608	19578	1268	4761	10
37.		ТГ7	ПТ-60-90/13	УТМЗ	10.06.1960	-	21521	16487	1261	3772	10
38.		ТГ8	Т-118/125/130-8	УТМЗ	30.12.1997	-	13637	9832	796	3008	4
39.	ТомТЭЦ-3	ТГ1	ПТ-140/165-130/15	УТМЗ	01.07.1996	-	14723	10182	1422	3118	6
40.	Хабаровская ТЭЦ-1	ТГ1	ПР-25/30-90/10/0,9	ТМЗ	1954	-	27844	17659	2333	7894	12
41.		ТГ2	ПТ-25-90	ТМЗ	1953	-	27844	20878	1873	5244	12
42.		ТГ3	ПТ-25-90	ТМЗ	1958	-	22540	13983	1790	6834	12
43.		ТГ4	Т-25-90	ТМЗ	1958	-	24954	15597	1701	7655	29

44.		ТГ5	Т-25-90	ТМЗ	1959	-	18380	12407	1061	4355	19
45.		ТГ6	ПТ-60/90/13	ЛМЗ	1964	-	22892	17401	1882	3609	11
46.		ТГ7	Т-100-130	ТМЗ	1967	-	20761	16656	1495	2609	13
47.		ТГ8	Т-100-130	ТМЗ	1969	-	22171	17185	1645	3341	16
48.		ТГ9	Т-100/120-130	УТМЗ	1972	-	22802	18327	1805	2669	15
49.	Хабаровская ТЭЦ-3	ТГ1	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	1985	-	22911	14746	2328	5836	37
50.		ТГ2	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	1986	-	27455	16184	1995	9275	46
51.		ТГ3	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	1987	-	26397	15588	1518	9291	37
52.		ТГ4	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	2006	-	21954	8503	469	15520	27

Поэтому на электростанциях целесообразно сформировать информационные базы данных по ремонтному и эксплуатационному обслуживанию – аналог «диагностической карты» и ремонтному формуляру. Такой электронный документ в каждом конкретном случае позволит более обоснованно принимать решения о продлении срока эксплуатации турбины.

В ходе изучения ремонтно-эксплуатационной документации и консультаций со специалистами, проводящими ремонтные работы на станциях, проведена классификация блоков узлов и деталей паровой турбины. Для проведения классификации ремонтных узлов были введены понятия: ремонтный блок, ремонтный узел, ремонтная единица.

Проведённая классификация ремонтных блоков, узлов и единиц позволила создать основу для наполнения электронной базы данных хранения и обработки ремонтной истории паровой турбины, на основе которой разработан программный продукт «База данных ремонтной истории турбоустановки», что позволяет обеспечить сбор, хранение, структурирование данных о ранее проведённых ремонтных работах паровой турбины.

На продолжительность межремонтного пробега паровых турбин, кроме прочих причин, заметно влияет количество пусков-остановов. Для примера на рисунке 3.1 показано распределение числа пусков турбины Р-100-130 с 1978 по 2011 г.

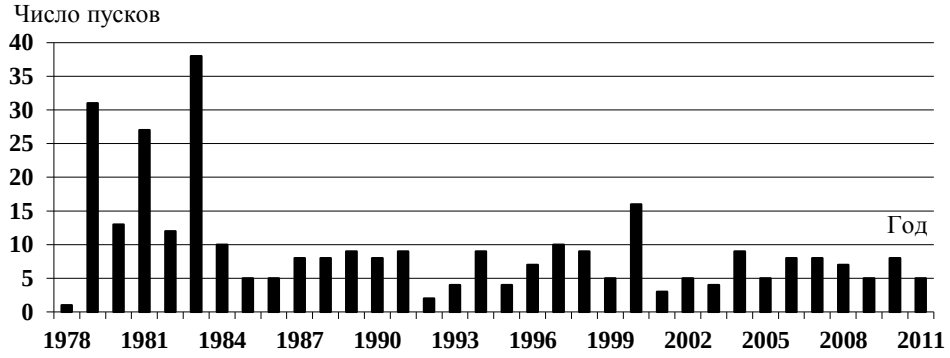


Рисунок 3.1 – Распределение годового цикла пусков турбины Р-100-130

Среднее число пусков в год этой турбины за период эксплуатации составило 9. При средней продолжительности производственного цикла 28936 ч среднее число пусков на цикл равно 31.

В четвертой главе рассматривается индивидуальный срок службы паровой турбины, как элемент новой ремонтно-эксплуатационной технологии турбины.

За основу принят производственный цикл, который является календарной продолжительностью эксплуатационного периода, от момента пуска паровой турбины в работу и после окончания предыдущего капитального ремонта до момента окончания последующего планового капитального ремонта.

Турбина Р-50-13/13 производства Ленинградского металлического завода пущена в эксплуатацию 29 сентября 1964 года. К настоящему времени она прошла 14 производственных циклов. Её общая наработка составила 284,5 тыс. часов, на её основе определены обобщенные ремонтно-эксплуатационные характеристики турбины, приведенные в таблице 4.1.

Для расчёта индивидуального ресурса паровой турбины применена модель оценки дефектообразования в подшипниках турбоагрегата на основе измерения вибраций с расчётом остаточного ресурса, как суммарной наработки объекта от момента контроля технического состояния до перехода объекта в предельное состояние.

Рассмотрены темпы роста дефектов системы подшипников в паротурбинной установке. Сведения об их вибрационном состоянии содержатся в ремонтных формулярах и дефектных ведомостях. В первую очередь целесообразно сопоставить уровень вибрации в подшипниках до и после капитального ремонта. В период несения нагрузки вибрация постепенно нарастает, а во время ремонта балансировка роторов и перезаливка подшипников приводят вибрацию в норму.

Для примера на рисунке 4.1 показаны изменения вертикальной, горизонтальной и осевой амплитуд вибросмещения. Отчетливо обнаруживается зависимость уровня вибрации от длительности наработки.

Таблица 4.1 – Ремонтно-эксплуатационные характеристики турбоустановки Р-50-130

№	Время производственного цикла		Продолжительность цикла		Структура производственного цикла			Число пусков	
	начало цикла	окончание цикла	дни	часы	наработка	ремонт	резерв	в цикле	всего
1.	19.09.1964	08.09.1965	354	8496	4778	1502	2216	3	3
2.	09.10.1965	31.07.1967	660	15840	15151	624	65	3	6
3.	01.07.1967	05.06.1969	676	16224	15628	473	123	4	10
4.	06.06.1969	28.06.1971	752	17232	13648	881	2703	11	21
5.	29.06.1971	13.08.1975	1506	36144	32320	2256	1568	25	46
6.	14.08.1975	21.07.1980	1803	43272	39446	1549	2277	30	76
7.	22.07.1980	12.06.1982	690	16560	15493	480	587	8	84
8.	13.06.1982	12.07.1985	1125	27000	24802	1452	746	12	97
9.	13.07.1985	07.07.1990	1820	43680	39501	889	3290	31	128
10.	08.07.1990	31.03.1995	1727	41448	30032	7513	3903	28	156
11.	01.04.1995	21.06.1998	1177	28248	8254	4344	15650	8	164
12.	22.06.1998	29.12.2003	2016	48384	6873	8518	32993	11	175
13.	20.12.2003	01.06.2007	1259	30216	9987	1412	18817	4	179
14.	02.06.2007	31.12.2011	1673	40152	20191	-	19961	15	194

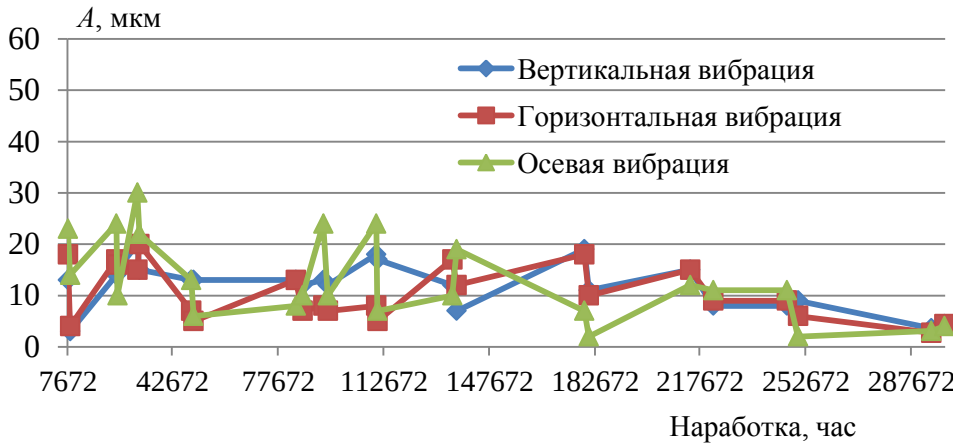


Рисунок 4.1 – Изменения вертикальной, горизонтальной и осевой вибрации опоры №1 турбины за период от первого пуска по настоящее время

Обращает на себя внимание существенно более высокий уровень вибрации в течение первых циклов эксплуатации. Это связано в первую очередь с тем обстоятельством, что Правила технической эксплуатации в этот период допускали заметно больший размах вибросмещений, чем в настоящее время.

Для расчёта характеристик дефектообразования подшипников использованы массивы данных, представленные в ремонтной документации турбоагрегата прошлых лет, что позволило вычислить расчётные эквивалентные характеристики динамики уровней вибрации опор. При этом не имеет существенного значения характер их распределения в течение времени наработки. Далее предполагается равномерное нарастание уровня вибрации.

В качестве примера рассмотрены эквивалентные характеристики вибрации по турбине Р-50-130/13.

Средний прирост проекций амплитуд вибрации за период эксплуатации:

$$\Delta A_{п} = \frac{1}{n}\sum(A_{2i} - A_{1i}),$$

где: n – число производственных циклов, A_{2i}, A_{1i} – амплитуды вибрации в начале и в конце периода наработки цикла.

Результаты расчета эквивалентных характеристик вибрации подшипников турбины Р-50-130/13 представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Средние приросты амплитуд вибрации подшипников турбины

№ цикла	Наработка за цикл, час.	Прирост размаха амплитуд вибрации, (мкм)																		среднее по опорам		
		№ 1			№ 2			№ 3			№ 4			№ 5			№ 6					
		в	г	о	в	г	о	в	г	о	в	г	о	в	г	о	в	г	о	в	г	о
1	4778	11	13	10	18	17	34	-5	11	7	14	17	45	1	19	-2	19	-6	33	9,7	11,7	21,2
2	15151	5	1	20	2	8	7	21	-1	18	8	-7	-14	-14	0	-16	2	5	40	4,0	1,0	9,2
3	15628	-2	-13	-9	7	-3	-27	26	13	-38	16	-5	-25	16	20	11	5	6	-17	11,3	-8,2	-17,2
4	13648	0	8	5	2	2	12	5	1	16	20	1	15	15	0	7	10	13	-1	8,7	5,3	8,5
5	32320	1	1	14	9	1	25	6	2	7	4	16	0	15	0	20	-5	5	13	5,0	2,5	13,2
6	39446	6	1	14	18	1	14	0	1	51	3	5	4	2	20	0	7	0	11	5,2	4,7	15,7
7	15493	5	12	3	6	3	4	21	1	-46	9	-5	20	7	7	15	7	10	20	9,2	4,7	2,7
8	24802	12	6	-12	-1	0	4	8	4	4	2	2	-11	5	6	-3	-1	10	0	4,2	4,7	-3,0
9	39501	4	5	10	4	-5	-1	-1	-4	1	1	6	-1	7	0	3	4	-7	0	3,2	0,3	2,0
10	30032	0	0	0	-1	4	-2	-2	11	-6	0	0	10	-2	0	13	0	0	6	0,8	2,5	3,5
11	8254	-8	4	7	3	0	9	3	1	2	2	-4	4	-3	8	5	-8	7	0	-1,8	2,7	4,5
12	6873	-0,8	-2,1	-0,9	-2,6	-0,5	-2,7	-3,4	-5	-3,1	-1,4	-0,5	2,7	-1,8	-2,2	-7,4	-4	-5,9	-0,1	-2,4	-2,7	-1,8

Средний удельный прирост амплитуд вибрации на 1000 часов наработки (мкм/1000 час):

$$\Delta a_{\text{Н}} = \sum_k \frac{(\text{A}_{2k} - \text{A}_{1k})}{T_{\text{н}} \cdot 10^3},$$

где: A_2, A_1 – уровень амплитуд вибрации в начале и в конце периода наработки цикла (мкм), $\text{T}_{\text{н}}$ – наработка турбоагрегата в производственном цикле (час), k – номер подшипника.

Средние удельные приросты амплитуд вибрации за период наработки представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Средние удельные приросты амплитуд вибрации, мкм/1000 час

Составляющая вибрации	Номера подшипников						Среднее значение
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	
Вертикальная	0,1256	0,2437	0,2974	0,3390	0,2015	0,1362	0,2160
Горизонтальная	0,1358	0,1003	0,1324	0,0965	0,2527	0,1366	0,1105
Осевая	0,2198	0,2887	0,0488	0,1725	0,1725	0,3969	0,2213

Средние удельные значения приростов амплитуд вибрации находятся на уровне 0,1-0,2 мкм/1000 час и имеют небольшое рассеяние.

После каждого ремонта амплитуды вибрации снижаются в среднем:

$$\Delta \text{A}_{\text{р}} = \frac{\sum(\text{A}_{2j} - \text{A}_{1j})}{n_{\text{р}}},$$

где: A_{2j}, A_{1j} – уровень амплитуд вибрации в начале и в конце ремонта, $n_{\text{р}}$ – число ремонтов.

Расчет средних снижений вибрации за период ремонта представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Среднее снижение амплитуд вибрации за период ремонта (мкм)

Вибросмещение	Производственные циклы												Среднее по ремонтам
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Вертикальная	17,8	0,7	3,0	1,5	5,5	7,8	5,0	6,3	4,7	2,3	-1,7	-1,1	4,31
Горизонтальная	10,0	2,2	-0,5	2,5	7	3,3	6,0	6,3	3,3	0,5	4,8	-1,1	3,69
Осевая	16,7	10,2	9,0	5,5	3,0	10,1	11,0	5,2	6,5	4,5	3,0	0,8	7,13

Таким образом, в среднем за один ремонт обеспечивается снижение уровня амплитуд вибрации до 3-7 мкм.

Размах амплитуд вибрации $A_{\text{в}}$, $A_{\text{г}}$, $A_{\text{о}}$ по вертикальной, горизонтальной и осевой координатам по сути представляют собой проекции комплексного вектора виброскорости на соответствующие координатные плоскости. Разложения комплексного вектора виброскорости происходит на стадии измерений из-за конструктивного исполнения схемы измерения вибрации.

Если допустить, что частота вибрации совпадает с оборотной частотой вращения, то действующая величина виброскорости определяется:

$$V = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{\text{A}_{\text{в}}^2 \cdot \omega_{\text{в}}^2 + \text{A}_{\text{г}}^2 \cdot \omega_{\text{г}}^2 + \text{A}_{\text{о}}^2 \cdot \omega_{\text{о}}^2} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{\sum \text{A}_i^2 \cdot \omega_i^2}.$$

После перерасчета параметров вибрации в виброскорость по опорам турбогенератора найдем средний удельный прирост виброскорости.

Средний удельный прирост виброскорости за 1000 часов наработки, мм/с·ч:

$$V_{1000} = \frac{V_{н2} - V_{н1}}{T_н \cdot 10^3},$$

где: $V_{Н1}$, $V_{Н2}$ – виброскорость опор в начале и в конце периода наработки производственного цикла, $T_Н$ – продолжительность наработки.

В таблице 4.5 представлены результаты расчета средних значений удельных приростов виброскорости за 1000 часов наработки.

Таблица 4.5 – Усреднённые удельные приросты виброскорости опор (мм/с)

№ цикла	Наработка, час	Прирост виброскорости, мм/с						Средний прирост на 1000 часов наработки, мм/с 1000 час						Средний прирост на 1000 часов наработки, мм/с 1000 час
		№1	№2	№3	№ 4	№ 5	№ 6	№1	№2	№3	№ 4	№ 5	№ 6	
1	4778	1,5	5,8	6,0	9,7	0,5	2,6	0,31	1,21	1,26	2,03	0,10	0,54	0,910
2	15151	2,3	-0,4	-1,1	4,4	4,1	3,7	0,15	-0,03	-0,07	0,29	0,27	0,24	0,143
3	15628	1,4	0,1	-4,0	1,4	-3,7	-2,6	0,09	0,01	-0,26	0,09	-0,24	-0,17	-0,079
4	13648	0,4	2,5	4,7	-0,7	4,5	1,5	0,03	0,18	0,34	-0,05	0,33	0,11	0,158
5	32320	1,6	1,1	1,6	2,2	2,1	1,1	0,05	0,03	0,05	0,07	0,06	0,03	0,050
6	39446	1,5	0,6	0,9	2,8	0,8	-2,1	0,04	0,02	0,02	0,07	0,02	-0,05	0,019
7	15493	0,7	0,2	1,3	0	2,3	1,2	0,05	0,01	0,08	0,00	0,15	0,08	0,061
8	24802	1,4	-0,3	-0,9	0	1,0	-0,9	0,06	-0,01	-0,04	0,00	0,04	-0,04	0,002
9	39501	0,6	0,1	1,2	1,5	0,4	0,8	0,02	0,00	0,03	0,04	0,01	0,02	0,019
10	30032	1,2	0,5	0,4	0,1	1,2	1,1	0,04	0,02	0,01	0,00	0,04	0,04	0,025
11	8254	0,7	0,9	0,1	0,4	0,3	0,7	0,08	0,11	0,01	0,05	0,04	0,08	0,063
12	6873	1,2	0,8	1,6	0,5	0,6	0,5	0,17	0,12	0,23	0,07	0,09	0,07	0,126
Средний прирост за период эксплуатации														0,125

Средний темп прироста виброскорости за 1000 часов наработки по турбоагрегату составляет 0,126 мм/с. Средний запас остаточного ресурса по виброскорости турбины определён так: $t_k = \frac{[A]-A_i}{\varphi} \times 10^3$, час, где: [A] – допустимая правилами виброскорость, φ – средний прирост виброскорости. Если, согласно правилам, принять [A] = 4,5 мм/с, A_i = 2,3 мм/с, то запас остаточного ресурса равен: $t_k = \frac{4,5-2,3}{0,125} \times 10^3 = 17,6 \cdot 10^3$ час.

Таким образом, средний запас остаточного ресурса по подшипникам по данным эксплуатации за весь период превышает 2 года. Ремонт подшипников может производиться с бóльшим интервалом и бóльшей наработкой чем это делается сегодня. Резерв остаточного ресурса в среднем достаточно высок.

Графически изменения виброскорости на опорах турбин представлены на рисунке 4.2.

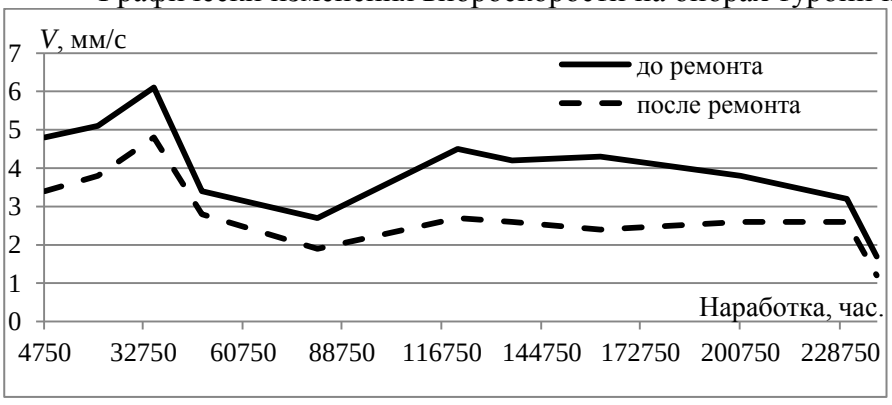


Рисунок 4.2 – Изменения виброскорости подшипника № 1 до и после ремонтов

В процессе ремонта вибрация снижается до уровня ниже допускаемого. При этом и уровень, и размах вибрации от ремонта к ремонту изменяются значительно.

Массивы данных, которые могут быть извлечены из ремонтной документации турбоагрегата, позволяют вычислить некоторые расчётные эквивалентные характеристики динамики уровней вибрации опор. Наиболее важные из них:

средний удельный прирост амплитуд вибрации за один пуск турбины: $\Delta a_{\text{п}} = \sum \frac{(A_{2k}-A_{1k})}{m}$, где: A_{1k}, A_{2k} – амплитуды вибрации подшипников в начале и в конце цикла; m – число пусков за этот период; k – номер подшипника.

Расчет средних удельных приростов амплитуд вибрации подшипников по пускам приведён в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Средние удельные приросты амплитуд вибрации (мкм/пуск)

	Номера опор						Среднее по опорам
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	
Вертикальная	0,1897	0,3851	0,4491	0,512	0,2697	0,2057	0,3263
Горизонтальная	0,2051	0,1514	0,20	0,1457	0,3817	0,2063	0,1669
Осевая	0,3377	0,436	0,0737	0,284	0,2606	0,5994	0,3343

По данным таблицы 4.7 можно сделать вывод о достаточно близких значениях удельных приростов амплитуд на разных опорах и в разных производственных циклах. Кроме того, величины удельных приростов амплитуд вибрации по вертикальной, горизонтальной и осевой проекциям, по числу пусков, практически одинаковы. Это означает, что каждый пуск «разбалтывает» подшипник по каждой координате практически с одинаковой силой.

Средний удельный прирост виброскорости за один пуск турбины: $V_{\text{п}} = \frac{(V_{\text{н2}}-V_{\text{н1}})}{m}$, где: m – число пусков в производственном цикле.

Расчет средних приростов виброскорости в зависимости от числа пусков в производственных циклах произведён в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Удельные приросты виброскорости по числу пусков

№ цикла	Число пусков		Прирост виброскорости, мм/с						Средний прирост на пуск						Общий средний
	в цикле	всего	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	
1	3	3	1,5	5,8	6	9,7	0,5	2,6	0,50	1,93	2,00	3,23	0,17	0,87	1,45
2	3	6	2,3	-0	-1	4,4	4,1	3,7	0,77	-0,13	-0,37	1,47	1,37	1,23	0,72
3	4	10	1,4	0,1	-4	1,4	-4	-3	0,35	0,03	-1,00	0,35	-0,93	-0,65	-0,31
4	11	21	0,4	2,5	4,7	-1	4,5	1,5	0,04	0,23	0,43	-0,06	0,41	0,14	0,20
5	25	46	1,6	1,1	1,6	2,2	2,1	1,1	0,06	0,04	0,06	0,09	0,08	0,04	0,06
6	30	76	1,5	0,6	0,9	2,8	0,8	-2	0,05	0,02	0,03	0,09	0,03	-0,07	0,03
7	8	84	0,7	0,2	1,3	0	2,3	1,2	0,09	0,03	0,16	0,00	0,29	0,15	0,12
8	13	97	1,4	-0	-1	0	1	-1	0,11	-0,02	-0,07	0,00	0,08	-0,07	0,00
9	31	128	0,6	0,1	1,2	1,5	0,4	0,8	0,02	0,00	0,04	0,05	0,01	0,03	0,02
10	28	156	1,2	0,5	0,4	0,1	1,2	1,1	0,04	0,02	0,01	0,00	0,04	0,04	0,03
11	8	164	0,7	0,9	0,1	0,4	0,3	0,7	0,09	0,11	0,01	0,05	0,04	0,09	0,06
12	11	175	1,2	0,8	1,6	0,5	0,6	0,5	0,11	0,07	0,15	0,05	0,05	0,05	0,08
															0,205

Изменение виброскорости на всех шести опорах турбины представлены на рисунке 4.3.

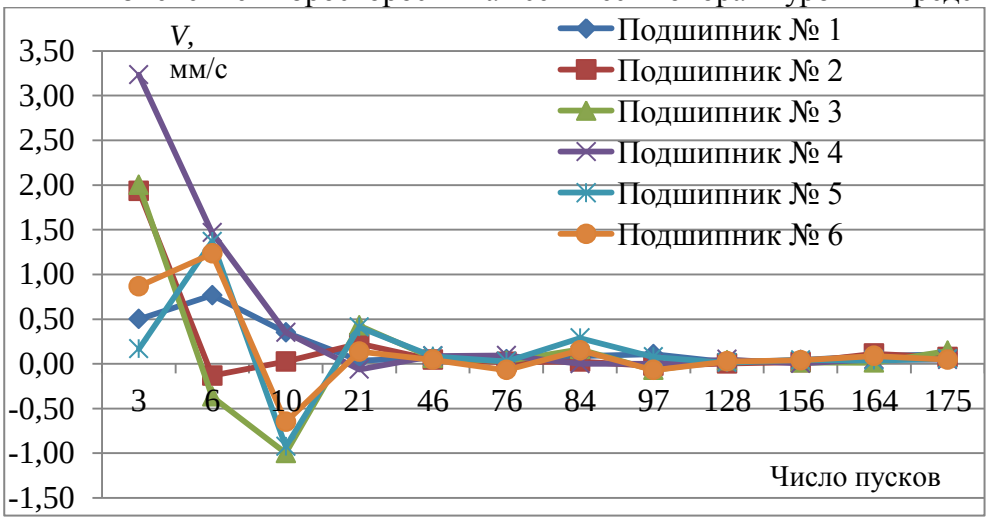


Рисунок 4.3 – Изменение виброскорости от числа пусков

Со всей очевидностью здесь проявляется эффект приработки – при малом числе пусков после ремонта размах изменений виброскорости значителен и заметен, а затем происходит стабилизация и при большом числе пусков виброскорость изменяется незначительно.

Знание среднего прироста виброскорости позволяет оценить остаточный ресурс паровой турбины по пускам. Иначе говоря, можно определить количество пусков турбины, которое доведёт уровень вибрации до предельно допустимого: $t_k^{\text{п}} = \frac{[\text{A}]-\text{A}_i}{\gamma}$, где: γ – средний прирост виброскорости по пускам-остановам турбины.

Остаточный ресурс подшипников по пускам составляет: $t_k^{\text{п}} = \frac{4{,}5-2{,}3}{0{,}205} = 10{,}73$

При средней наработке на пуск 1474 часов (табл. 4.2) остаточный ресурс соответствует 10,73×1474=15816 час. Эта величина хорошо корреспондируется с остаточным ресурсом, вычисленным по наработке.

Ещё более заметен остаточный ресурс подшипников при уровне вибрации, разрешённом ПТЭ в условиях ограниченной продолжительности работы установки. Так при уровне виброскорости 4,5 мм/с разрешённый резерв наработки до уровня виброскорости 7,1 мм/с составляет:

$$t_k^{\text{п}} = \frac{7{,}1-4{,}5}{0{,}205} \times 1474 = 18694{,}6 \text{ час},$$

а аварийный резерв до уровня вибрации 11,2 мм/с достигает: $t_k^{\text{п}} = \frac{11{,}2-7{,}1}{0{,}205} \times 1474 = 29480$ час.

Анализ вибросостояния всей совокупности обследованных паровых турбин показал, что изменение уровня вибрации по каждому из них имеет существенные отличия по сравнению с изменением вибрации турбоагрегата № 13 Омской ТЭЦ-3.

Для проверки достоверности разработанной математической модели проведены расчеты остаточного ресурса для каждого производственного цикла турбины. Для примера в таблицах 4.8-4.9 приведены данные о фактическом времени работы и расчетном остаточном времени двух турбин.

Таблица 4.8 – Показатели остаточного ресурса турбины для каждого производственного цикла на примере турбины ПТ-25-90/10 ст.№ 2 Омской ТЭЦ-3

№ цикла	Наработка за цикл	Количество пусков за цикл	Фактический срок службы до следующего ремонта	Расчетный срок службы до следующего ремонта
1	86548	77	32 918	94 848
2	24735	23	24 735	189 834
3	37166	29	38 096	179 615
4	65380	49	57 553	301 920
5	17352	14	17 352	161 533
6	3641	3	3 641	16 624
7	32873	29	32 873	16 342
8	29750	26	29 750	16 516
9	32081	27	32 081	18 982
10	37466	22	27 279	21 351

Из таблицы 4.10 видно, что три цикла турбина работала с превышением остаточного ресурса, однако основное количество циклов турбина проработала с большим запасом наработки.

Рисунок 4.4 – Сравнение фактического и расчётного остаточного ресурса турбины ПТ-25-90/10 ст. № 2 Омской ТЭЦ-3 для каждого производственного цикла

Таблица 4.9 – Временны́е показатели турбины после каждого производственного цикла на примере турбины ПТ-60-90-13 ст.№ 9 Омской ТЭЦ-3

№ цикла	Наработка за цикл	Количество пусков за цикл	Фактическое время работы до следующего ремонта	Расчетное время работы до следующего ремонта
1	28515	17	28 515	96 369
2	16537	5	16 647	76 603
3	15988	6	15 988	37 255
4	15150	6	15 150	27 950
5	16723	10	15 979	102 880
6	8807	5	8 807	26 277
7	15120	14	15 120	35 872
8	30614	21	30 614	35 480
9	32770	18	32 770	33 771
10	15169	7	15 169	37 788
11	13321	10	13 321	37 142
12	32186	25	32 186	40 599
13	23094	18	23 094	41 572
14	28892	27	28 892	44 591

Анализируя данные таблицы 4.9 можно сказать, что турбина после каждого производственного цикла имела достаточный запас остаточного ресурса.

Рисунок 4.5 – Сравнение фактического и расчётного остаточного ресурса турбины ПТ-60-90-13 ст. № 9 Омской ТЭЦ-3 для каждого производственного цикла

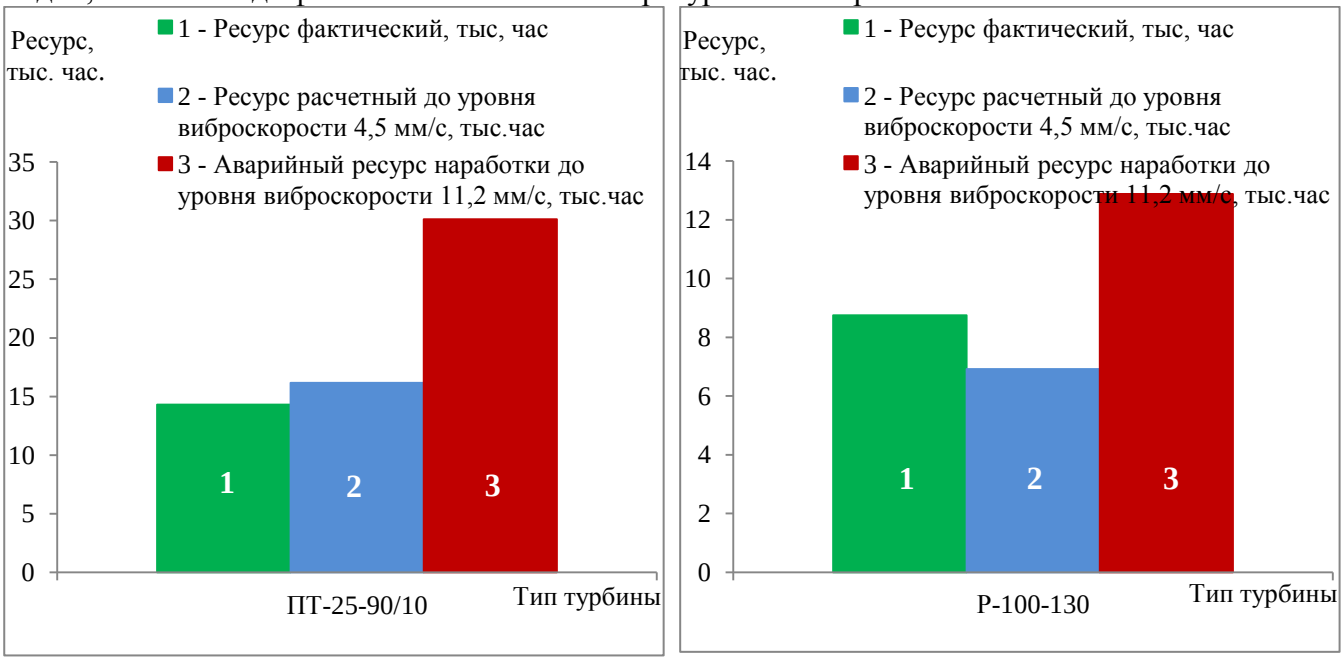
В результате обработки ремонтных материалов по всем рассматриваемым турбинам и экспериментальным расчетам получены данные о фактическом времени работы и расчетном остаточном ресурсе турбин. Результаты приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Показатели остаточного ресурса работы турбин

№	Тип турбины	Ресурс фактический	Ресурс расчетный до уровня виброскорости 4,5 мм/с, тыс.час	Разрешенный ресурс наработки до уровня виброскорости 7,1 мм/с, тыс.час	Аварийный ресурс наработки до уровня виброскорости 11,2 мм/с, тыс.час
1.	ВПТ-25-3	Нет данных в ремонтной документации			
2.	ПТ-25-90/10	14,302	21,351	25,233	39,790
3.	Р-25-90	1,891	714,579	844,502	1 331,715
4.	Р-25-90	13,350	1 320,357	1 560,421	2 460,665
5.	ПТ-25-90	40,687	3 717,604	4 393,532	6 928,263
6.	ПТ-25-90	31,801	48,040	56,774	89,529
7.	Р-25/90/15	14,991	252,776	298,735	471,082
8.	ПТ-60-90-13	15,632	44,591	52,698	83,101
9.	ПТ-60-130	31,509	254,902	301,248	475,045
10.	ПТ-65/75-130	30,251	18,675	22,070	34,803
11.	ПТ-65/75-130	23,149	81,371	96,166	151,646
12.	Р-50-130	28,721	16,191	19,135	30,174
13.	Р-50/130/15	42,298	78,617	92,911	146,513
14.	Р-50/130/15	581,208	78,768	93,090	146,796

15.	Т-100-130	17,515	826,069	976,263	1 539,492
16.	Т-100-130	20,352	20,071	23,720	37,405
17.	Р-100-130	8,752	6,915	8,172	12,887
18.	Р-100-130	10,987	7,753	9,162	14,448
19.	ПТ-80-130	33,690	600,4	709,563	1 118,927
20.	ПТ-80-130	31,973	38,553	45,562	71,848
21.	Т-175/210-130	10,910	33,888	40,046	63,150
22.	Т-175/210-130	25,421	40,916	48,355	76,253
23.	Т-185/220-130	25,670	24,722	29,217	46,074
24.	К-100-90	13,803	236,204	279,150	440,199
25.	К-100-90	36,973	26,274	31,051	48,966
26.	К-100-90	15,954	27,075	31,998	50,459
27.	К-100-90	14,567	6,528	7,714	12,165
28.	К-210-130	В ремонтной документации нет данных по вибрации			
29.	К-210-130	18,435	9,883	11,680	18,419
30.	К-210-130	12,307	22,819	26,968	42,527
31.	К-210-130	23,260	68,529	80,988	127,713
32.	К-215-130	20,781	237,391	280,553	442,410
33.	Т-50/60-8,8	В ремонтной документации нет данных по вибрации			
34.	Т-43-90-2М	25,507	8,152	9,634	15,192
35.	Т-43-90-2М	24,284	33,621	39,735	62,659
36.	ПТ-25-90/10	19,644	114,795	135,667	213,937
37.	ПТ-60-90/13	10,982	128,607	151,990	239,677
38.	Т-118/125/130-8	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации			
39.	ПТ-140/165-130/15	21,064	179,564	212,211	334,641
40.	ПР-25/30-90/10/0,9	В ремонтной документации нет данных по вибрации			
41.	ПТ-25-90	15,410	237,927	281,187	443,411
42.	ПР-25-90	В ремонтной документации нет данных по вибрации			
43.	Т-25-90	В ремонтной документации нет данных по вибрации			
44.	Т-25-90	В ремонтной документации нет данных по вибрации			
45.	ПТ-60-90/13	В ремонтной документации нет данных по вибрации			
46.	Т-100-130	28,403	54,385	64,274	101,355
47.	Т-100-130	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации			
48.	Т-100/120-130	6,805	157,208	185,791	292,979
49.	Т-180/210-130-1	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации			
50.	Т-180/210-130-1	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации			
51.	Т-180/210-130-1	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации			
52.	Т-180/210-130-1	В ремонтной документации недостаточно данных по вибрации			

На рисунке 4.6 приведено сравнение остаточного ресурса нескольких турбин. Из графиков видно, что не всегда фактический остаточный ресурс меньше расчётного.



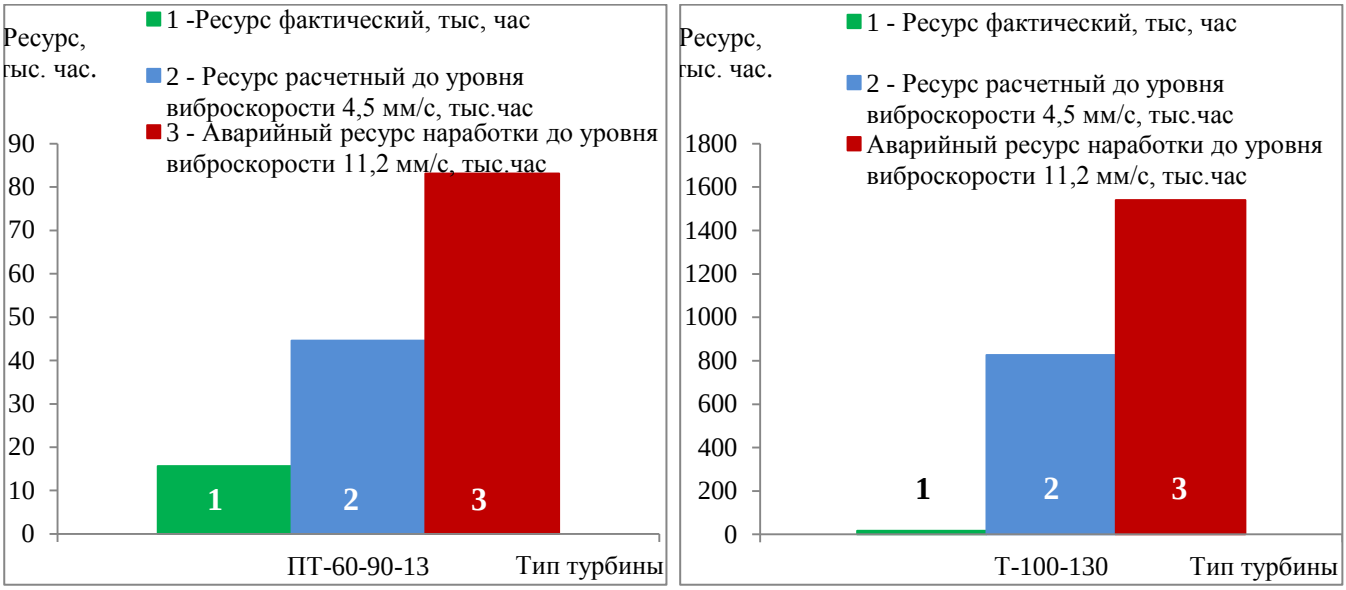


Рисунок 4.6 – Сравнение остаточного ресурса турбин

Из графика, приведённого на рисунке 4.7 видно, что 28% исследуемых паровых турбин работает с превышением индивидуального ресурса.

В разделе диссертации также приведена методика расчета остаточного ресурса турбоустановки, проведена проверка проверка погрешностей расчёта разработанной модели.

В результате анализа фактического и расчетного ресурсов турбоустановок, можно сделать вывод, что около 70% времени работы от начала эксплуатации турбоустановки работали с запасом индивидуального ресурса.

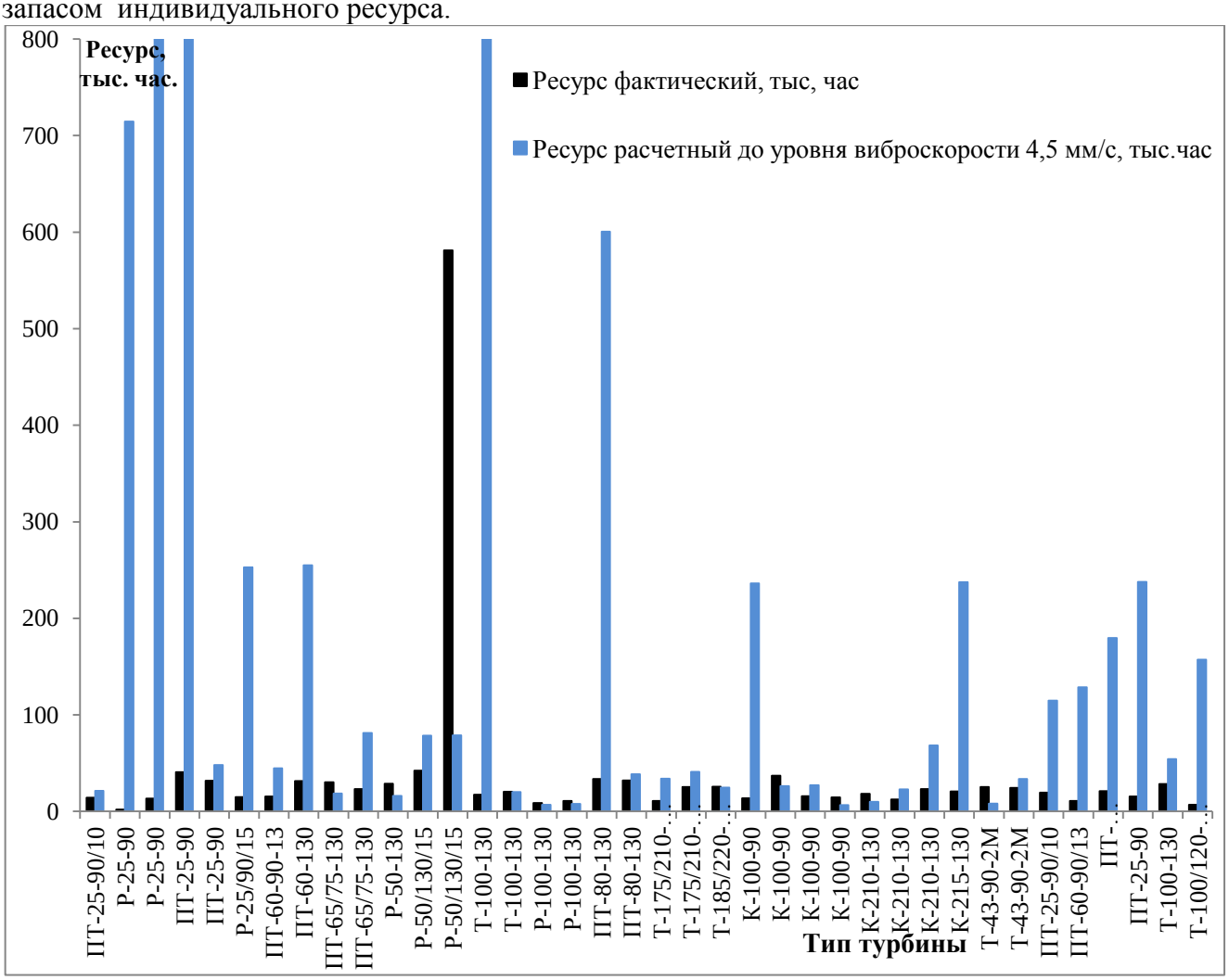


Рисунок 4.7 – Сравнение остаточного ресурса работы турбин

В приложениях приведены фотографии с повреждениями и дефектами агрегатов, узлов, деталей турбоагрегатов. На примере турбины Т-175/210-130 станционный номер 4 Омской ТЭЦ-5 описана история ремонтов турбины, рассчитаны ресурсные характеристики и определен остаточный ресурс работы. Также представлены копии документов, свидетельствующие факт использования результатов научно-исследовательской работы в учебной работе и на энергетических предприятиях. Копия свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Заключение

1. В результате проведенных работ создан массив данных, классифицированы и проанализированы сведения, содержащиеся в ремонтных материалах, об образовании дефектов в элементах, узлах и деталей паровых турбин. В результате чего показано, что по материалам ремонтной документации паровых турбин возможно вычисление характеристик образования дефектов и прогнозирование остаточного ресурса.
2. Применение разработанной методики сбора информации по эксплуатации и ремонтам позволило создать информационную модель индивидуального срока службы для 52 турбин, установленных на 7 ТЭЦ и ГРЭС Сибири и Дальнего Востока. С помощью информационной модели эффективно определяются ресурсные характеристики работы турбоагрегата, в том числе: рекомендуемый межремонтный период, средняя наработка на ремонт, фактическое число пусков, продолжительность производственного цикла, характеристики виброскорости и т.д.
3. Разработан алгоритм расчета характеристик процесса образования дефектов в узлах турбины в виде базы хранения, обработки и анализа данных о произведённых ремонтных работах паровой турбины, что позволяет провести содержательное описание процесса образования дефектов по обследованным турбинам. На основе созданного алгоритма расчета разработан программный продукт для сбора, хранения и обработки и анализа данных о пусках и наработке турбоустановки, обеспечивающий получение оперативных данных о ресурсных характеристиках. Получено свидетельство о государственной регистрации программного продукта. Получен акт об использовании результатов.
4. Впервые по материалам ремонтной документации паровых турбин, работающих длительный период времени, проведена классификация ремонтных узлов и блоков паровой турбины, для выбора наиболее представительных элементов. Разработана методика определения показателей производственных циклов турбины, которая показала, что использование этих данных для определения индивидуального срока службы обеспечивает проведение расчетов показателей надёжности эксплуатируемых турбин и прогнозирование остаточного ресурса. Соответственно результаты расчета можно использовать в качестве прогнозирования времени работы турбины.
5. Разработана методика расчета остаточного ресурса паровой турбины с использованием данных, сведения о которых сосредоточены в ремонтной документации: результатов измерения вибраций, наработки, пусков и вероятности безотказной работы. На основе данных ремонтной документации спрогнозирован остаточный ресурс исследуемых паровых турбин. Из результатов, приведенных в таблице 4.10 видно, что 28% исследуемых паровых турбин работает с превышением индивидуального ресурса.
6. Результаты научно-исследовательской работы используются на энергетических предприятиях.
7. Результаты исследований индивидуального ресурса паровой турбины на основе ремонтной документации используются в учебном процессе Томского политехнического университета для магистрантов по направлению 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» профиль «Технология производства электрической и тепловой энергии».

Основное содержание диссертации отражено в публикациях:
статьи, опубликованные в изданиях из перечня, рекомендованного ВАК:

1. Савостьянова, Л. В. Двухстадийная модель текущего ресурса турбоустановки по ремонтной предыстории / В. В. Литвак, Л. В. Савостьянова // Промышленная энергетика. – 2012. №2. – с. 6 – 11.
2. Савостьянова, Л. В. Анализ ресурсов паровых турбин на основе производственных циклов / Л. В. Савостьянова, В. В. Литвак / Известия Томского политехнического университета / Томский политехнический университет (ТПУ). – 2012. – Т. 321, № 4: Энергетика. – С. 11-15.
3. Савостьянова, Л. В. Программа расчета износа узлов паротурбинной установки по материалам ремонтной истории / В. В. Литвак, Л. В. Савостьянова, С. А. Шевелёв Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013612678 от 11.03.2013 г.

монографии:

1. Савостьянова, Л. В. Оценка индивидуального ресурса паровой турбины на основе ремонтной истории / В. В. Литвак, Л. В. Савостьянова. – Томск: STT, 2013. – 158 с.
2. Савостьянова, Л. В. Оценка индивидуального ресурса паровой турбины на основе ремонтной истории = Estimation of individual resource of steam turbine based on repair history: монография / В. В. Литвак, Л. В. Савостьянова // Регистрационное свидетельство обязательного федерального экземпляра электронного издания № 31763 от 24.09.2013 г.

публикации в материалах научно-технических конференций:

1. Савостьянова, Л.В. Об остаточном ресурсе действующей энергетической установки / В. В. Литвак, Л. В. Савостьянова //Энергетика: экология, надёжность, безопасность: Материалы докладов XIII Всероссийской научно-технической конференции - Томск, ТПУ, 5-7 декабря 2007 г. - Томск: Изд. ТПУ, 2007. - с. 141-144.
2. Savostyanova, L. V. Estimation of thermal power plant reliability on the indicator of defect process duration / V. V. Litvak, A. S. Matveev, L. V. Savostyanova //The 2009 International Forum on Strategic Technologies (IFOST 2009) - Ho Chi Minh City University of Technology, 21-23 October, 2009. - Hochiminh City: Ho Chi Minh City Publishing House, 2009. - с. 220-223.
3. Савостьянова, Л.В. Оценка надежности ТЭЦ по показателю продолжительности дефектообразования / В. В. Литвак, А. С. Матвеев, Л. В. Савостьянова //Теплофизические основы энергетических технологий: Материалы региональной научно-практической конференции. - Томск, ТПУ, 25-27 июня 2009. - Томск: Изд. ТПУ, 2009. - с. 120-128.
4. Савостьянова, Л.В. Проблемы и пути технического перевооружения тепловых электростанций / В. В. Литвак, Л. В. Савостьянова, И. А. Степанов //Теплофизические основы энергетических технологий: Сборник научных трудов Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. - Томск, ТПУ, 24-26 июня 2010. - Томск: Изд. ТПУ, 2010. - с. 171-180.
5. Савостьянова, Л.В. Показатели надёжности на примере оборудования Томь-Усинской ГРЭС / Л. В. Савостьянова, И. А. Степанов // Теплофизические основы энергетических технологий: Сборник научных трудов Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. - Томск, ТПУ, 24-26 июня 2010. - Томск: Изд. ТПУ, 2010. - с. 180-187.
6. Савостьянова, Л.В. Анализ расчётно-технического обслуживания турбоустановки / И. Л. Москалёв, Л. В. Савостьянова // Ресурсоэффективные технологии для будущих поколений. Сборник трудов II Международной научно-практической конференции молодых учёных. 23-25 ноября 2010 г. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – с. 218-219.
7. Савостьянова, Л.В. Анализ системы технического обслуживания и ремонта оборудования электростанций / И. Л. Москалёв, Л. В. Савостьянова // Ресурсоэффективные технологии для будущих поколений. Сборник трудов II Международной научно-практической конференции молодых учёных. 23-25 ноября 2010 г. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – с. 220-221.
8. Савостьянова, Л.В. Проблемы повышения надёжности работы турбоустановок / В. В. Литвак, Л. В. Савостьянова // Энергетика: экология, надёжность, безопасность: Материалы докладов

XVI Всероссийской научно-технической конференции - Томск, Изд-во Томского политехнического университета, 2010. - с. 104-106.
9. Савостьянова, Л.В. Модель текущего ресурса турбоустановки по ремонтной предыстории / Л. В. Савостьянова // Комплексное решение проблем энергосбережения в промышленной и коммунальной энергетике: Материалы докладов Международной конференции «UKR-POWER 2011» - Ялта, 2011.
10. Савостьянова, Л. В. Анализ повреждений элементов турбоустановок / Л. В. Савостьянова // UKR-POWER 2012. Комплексное решение проблем энергосбережения в промышленной и коммунальной энергетике. Инвестиции и инновации: XXXI Международная научно-практическая конференция, Ялта, 28 Мая-1 Июня 2012. - Киев: Изд-во ИТТ НАНУ, 2012 - С. 48-50.
11. Савостьянова, Л.В. Временные показатели производственного цикла турбоустановки / Базыкин Я.В., Савостьянова Л.В. // Интеллектуальные энергосистемы: труды IV Международного молодёжного форума, 10-14 октября 2016 г., г. Томск в 3 т. Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Энергетический институт (ЭНИН). — 2016. — Т. 1. — [С. 224-228].
12. Savostyanova L.V. Indicators the time production cycle turbine / L.V. Savostyanova, V.V. Litvak // MATEC Web of Conferences. – 2017. – Vol. 91 : Smart Grids 2017. – [01010, 4 p.].