

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт управления бизнес-процессами и экономики

Экономика и организация предприятий
энергетического и транспортного комплексов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е.В. Кашина
подпись
« ____ » _____ 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.02.09 «Экономика предприятий и организаций (энергетика)»
код – наименование направления

**ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ НА ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТОВ НА
ПРЕДПРИЯТИИ (НА ПРИМЕРЕ КРАСНОЯРСКАЯ ТЭЦ-2)**

Руководитель	_____	доцент к.э.н.	<u>Т.И.Поликарпова</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Е.Л.Панкратов</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>Е.В. Бочарова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2016

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Теоретические аспекты ремонтов энергетического оборудования	8
1.1 Техническая база электроэнергетики.....	8
1.2 Нормативная база ремонтов энергетического оборудования.....	17
1.3 Организация ремонтов на энергопредприятии	28
2 Анализ и оценка затрат на проведение ремонтных работ на объекте исследования.....	39
2.1 Характеристика ТЭЦ-2 как объекта хозяйствования и его производственной деятельности.....	39
2.2 Анализ состояния основных фондов на предприятии	47
2.3 Анализ затрат на ремонты на КТЭЦ-2.....	53
3 Разработка мероприятия по оптимизации затрат на ремонт	60
3.1 Оценка способов проведения ремонтов на ТЭЦ-2	60
3.2 Оценка замены электродвигателей	71
Заключение	77
Список использованных источников	80
Приложение А Структура компании	86

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика — базовая инфраструктурная отрасль, в которой реализуются процессы производства, передачи, распределения электроэнергии. Она имеет связи со всеми секторами экономики, снабжая их произведенными электричеством и теплом и получая от некоторых из них ресурсы для своего функционирования.

Машины подвергаются физическому и моральному износу, вследствие чего они перестают соответствовать предъявляемым к ним требованиям и выполнять заданные функции. Средством устранения физического износа является ремонт или замена детали или узла, а средством устранения морального износа реконструкция, модернизация, замена оборудования на более совершенное.

Благодаря модернизации электрооборудования удается увеличить сроки службы действующего оборудования. Затраты на устранение морального износа в этом случае будут заметно ниже затрат на его замену, нередко при достижении того же эффекта. Модернизации могут быть подвергнуты как отдельные устройства, так и агрегаты и электростанции в целом. Комплексная модернизация оборудования электростанций позволяет получить практически новую станцию, при этом затраты в несколько раз меньше, чем это потребовалось бы при полном обновлении оборудования, поскольку при модернизации большая часть узлов и деталей остаются прежними.

Современное энергетическое оборудование имеет достаточно высокие расчетные показатели надежности. Однако в процессе эксплуатации под воздействием различных факторов, условий и режимов работы исходное состояние оборудования непрерывно ухудшается, снижается эксплуатационная надежность и увеличивается опасность возникновения отказов. Надежность электрооборудования зависит не только от качества изготовления, но и от научно обоснованной эксплуатации, правильного

технического обслуживания и своевременного ремонта. В основе процесса эксплуатации электрооборудования лежат последовательные во времени смены состояний работы, резерва, ремонта, технического обслуживания, хранения и т. п.

В настоящее время в энергетике для ведения производственной эксплуатации и поддержания технического состояния оборудования в соответствии с требованиями нормативно-технической документации применяют систему планово-предупредительного ремонта (ППР). Основным технико-экономическим критерием системы ППР служит минимум простоев оборудования на основе жесткой регламентации ремонтных циклов. В соответствии с этим критерием периодичность и объем работ по техническому обслуживанию и ремонту определяются заранее установленными для всех видов оборудования типовыми нормативами. Такой подход способствует предупреждению прогрессирующего износа оборудования и снижает внезапность выхода его из строя. Система ППР дает возможность подготовить управляемую и прогнозируемую на длительный период ремонтную программу: по видам ремонтов, типам оборудования, электростанциям и отрасли в целом. Постоянство ремонтных циклов позволяет осуществлять долгосрочное планирование выработки энергии, а также прогнозировать материальные, финансовые и трудовые ресурсы, необходимые капитальные вложения в развитие производственной базы энергоремонта. Это упрощает планирование профилактических мероприятий, позволяет осуществить предварительную подготовку ремонтных работ, выполнять их в минимальные сроки, повышает качество ремонта и в конечном итоге увеличивает надежность энергоснабжения потребителей. Таким образом, система ППР предназначена для обеспечения надежности энергетического оборудования в условиях жесткого централизованного планирования и управления, стабильной загрузки генерирующих мощностей при минимальном их резерве.

Целью настоящего дипломного проекта является разработка путей оптимизации ремонтных работ энергопредприятий на примере Красноярской ТЭЦ-2.

Для реализации поставленной цели решены следующие задачи:

- исследование теоретических аспектов ремонтов;
- анализ состояния основных фондов Красноярской ТЭЦ-2;
- разработка и оценка предложений по совершенствованию проведения ремонтов на Красноярской ТЭЦ-2.

1 Теоретические аспекты ремонтов энергетического оборудования

1.1 Техническая база электроэнергетики

Для экономики России энергетика является ключевой отраслью. Это определяется приоритетным развитием отраслей энергетики, испытавших по сравнению с другими отраслями наименьший спад производства в период проведения экономической реформы, их высоким ресурсным потенциалом, определяющей ролью в обеспечении валютных и бюджетных поступлений. Стартовые условия вхождения энергетики в рынок были относительно благоприятными, однако она переживает кризис.

Две трети основных производственных фондов ТЭК выработали свой ресурс, что влечет за собой негативные тенденции: повышение уровня износа энергооборудования, рост потерь тепла в системах распределения, отсутствие экономических стимулов снижения издержек, загрязнение окружающей среды, низкая обеспеченность финансовыми ресурсами для замещения основных фондов электроэнергетики и внедрения энергосберегающих технологий, конечным результатом чего является нарушение энергетической безопасности страны. При этом внешние и внутриотраслевые факторы развития энергетики России складываются неблагоприятно. Современное состояние основного капитала энергетики требует технического перевооружения существующих основных фондов или создания новых, более прогрессивных и отвечающих всем современным требованиям. В случае дальнейшего бездействия как со стороны государства, так и со стороны предприятий это приведет к крупномасштабному выбытию основных фондов и производственных мощностей [1, с. 146].

Рост уровня физического износа мощностей в электроэнергетике России обусловлен следующими факторами:

- неэффективной моделью инвестиционного финансирования предприятий электроэнергетики: привлечение частных инвестиций для

строительства и модернизации генерирующих мощностей сопряжено со значительными ограничениями, а реализуемые за счет собственных средств энергетических компаний инвестиционные проекты зачастую недостаточно чувствительны к соотношению перспективного спроса и предложения электроэнергии и характеризуются низкой экономической эффективностью. По оценкам экспертов, резерв экономии средств при реализации инвестиционных проектов составляет от 15 до 30%;

- ограниченностью собственных финансовых средств, невозможностью привлечения значительных кредитных ресурсов энергетическими компаниями в рамках существующей в настоящее время структуры отрасли и модели регулирования тарифов на электроэнергию;

- неконкурентоспособностью по показателям эффективности и надежности продукции ряда предприятий энергетического машиностроения и электротехнической промышленности, а также недостаточным уровнем конкуренции на рынке инжиниринговых услуг;

- сравнительно низким уровнем цен на энергоресурсы, в первую очередь природный газ, доля которого в структуре используемого тепловыми электростанциями топлива составляет более 70%, в результате чего техническое перевооружение генерирующих мощностей характеризуется меньшей привлекательностью по сравнению с продлением срока эксплуатации, способствующим увеличению затрат на топливо и ремонт [2, с. 282].

Проблема физического износа генерирующих мощностей усугубляется высоким уровнем их морального износа. Например, в условиях, когда постоянный персонал российской типичной подстанции насчитывает тридцать человек, компания «Сименс» готова поставить оборудование с обслуживанием «по вызову» и гарантией на пятнадцать лет. Генерирующие мощности в России в основном представляют собой электростанции с паросиловым циклом, КПД которых на 40–45% ниже парогазовых или газотурбинных электростанций, используемых в большинстве развитых

стран [3, с. 45].

В связи с этим должны быть решены следующие отраслевые задачи:

- вывод из эксплуатации экономически неэффективного, физически и морально устаревшего энергетического оборудования с введением необходимого объема новых мощностей преимущественно на базе использования отечественных технологий и оборудования, и с сохранением приоритета выработки электрической и тепловой энергии в комбинированном режиме;

- оптимизация структуры и загрузки электро и теплогенерирующих мощностей по типам генерации (с учетом маневренности оборудования) и видам используемых энергоресурсов как основы совершенствования структуры ТЭБ страны и регионов;

- интеграция электроэнергетики в Едином экономическом пространстве ЕАЭС и увеличение экспорта электрической энергии и мощности (в 5–8 раз, до 32-74 млрд кВт-ч), особенно на востоке страны [4].

В решении поставленных отраслевых задач важную роль должно сыграть развитие конкуренции и методов государственного (в том числе антимонопольного) регулирования тарифов в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении.

Ключевым направлением преобразований станет изменение модели отношений в сфере теплоснабжения с ценообразованием на основе принципа «альтернативной котельной», развитие конкуренции и долгосрочных отношений на оптовом и розничном рынках электроэнергии, в том числе:

- модернизация конкурентных моделей оптового и розничного рынков в электроэнергетике с обеспечением равноправия поставщиков и потребителей в формировании рыночного равновесия и эффективных механизмов и ценовых сигналов для инвестиций;

- совершенствование конкурентных механизмов долгосрочной оптимизации баланса мощности, отбора и оплаты проектов в генерации, сетях и у потребителей по методам гарантирования доходности инвестиций

совместно с развитием практики двусторонних долгосрочных договоров и биржевых инструментов хеджирования рисков;

- обеспечение принципа единообразия правил тарифного регулирования в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии и разработка механизмов распределения и реализации ответственности за надежное энергоснабжение и качество услуг по передаче электрической энергии;

- разработка и реализация нового механизма привлечения инвестиций в электроэнергетику и теплоснабжение с целью упорядочивания инвестиционного процесса в 2016–2020 гг. и последующие годы (после реализации уже заключенных ДПМ в 2012–2015 гг.) и стимулирования инвестиций в модернизацию основных производственных фондов;

- усиление роли потребителей на рынках электрической энергии (мощности) и системных услуг путем дифференциации условий поставок электроэнергии с учетом эластичности спроса, требований по надежности и качеству энергоснабжения;

- стимулирование потребителей к развитию локальных и интегрируемых в ЕЭС распределенных источников энергоснабжения для обеспечения потребления электрической энергии в части пиковой нагрузки в энергосистеме как фактора повышения конкуренции на рынке электрической энергии и мощности, формирование с их участием локальных интеллектуальных энергосистем с автоматизированными торговыми площадками;

- создание оптового рынка электрической энергии (мощности) на территориях изолированных энергосистем Дальнего Востока при условии обеспечения конкуренции и экономической целесообразности;

- реализация моделей локальных рынков тепла, дающих потребителям реальную возможность выбора схем и способов теплоснабжения и стимулы для развития эффективных технологий, особенно когенерации;

- формирование на локальных рынках тепла единых теплоснабжающих

организаций, ответственных за надежное и экономически эффективное теплоснабжение потребителей;

- поддержка освоения технологий «чистого угля», экологически чистых угольных конденсационных энергоблоков [4].

Стратегическими задачами генерирующих компаний на ближайшие пять лет должны стать [5, с.42-46]: формирование единых операционных компаний с эффективной системой управления; сохранение доли рынка с помощью традиционных инструментов, характерных для тарифного регулирования отрасли; обеспечение прибыльной деятельности компаний при соблюдении условий надежного энергоснабжения потребителей [5, С. 43].

Целевыми задачами среднесрочной стратегии генерирующих энергетических предприятий в том или ином виде являются:

- расширение доли рынка посредством внедрения коммерческого ценообразования и стратегии фокусирования на минимизации издержек;

- усиление межсистемных связей в целях оптимизации загрузки мощностей;

- интенсивное техническое перевооружение с привлечением стороннего капитала;

- дальнейшее развертывание стратегии внешнего роста [5].

Возможность обеспечения генерирующими компаниями своих обязательств перед существующими и потенциальными потребителями по поставке энергетической продукции надлежащих параметров в значительной степени определяется состоянием основного и вспомогательного энергетического оборудования.

Во время кризиса нужно определить точки опоры, которые в будущем должны стать основой для формирования реалистичной и отвечающей на главные вызовы модели перспективного развития страны и роста экономики.

К проблемам, сдерживающим развитие отечественных энергетических предприятий, можно отнести следующие [5, с.98-103]:

- пересмотр объемов ввода новых энерго мощностей, неопределенность дальнейших перспектив энергокомпаний в части реализации намеченных инвестпрограмм, откладывание ввода новых энерго мощностей на более поздние сроки, перенос на неопределенные сроки запланированных конкурсов, не заключение договоров по части выигранных конкурсов – все это формирует основные проблемы, сдерживающие рост отечественных энергопредприятий;

- недостаток собственных средств предприятий является основной проблемой, сдерживающей на сегодняшний день развитие спроса на инжиниринговые услуги, при значительно возросшей стоимости решений и снижении инвестиционного потенциала самих предприятий;

- проблема роста цен. Инфляция влияет на издержки – увеличиваются затраты на различные строительные материалы, цемент, оборудование. Вместе с тем повышается и стоимость выполняемых работ. Данные факторы, естественно, отражаются на конечной цене реализованного проекта для генерирующей компании;

- увеличение стоимости работ за счет страхования;

- недостаток свободных мощностей подрядных организаций, связанный с тем, что, оказывая инжиниринговые услуги и выполняя инжиниринговые проекты, инжиниринговые компании привлекают к выполнению работ поставщиков оборудования и различные субподрядные организации. Таким образом, еще одним немаловажным сдерживающим фактором развития отечественного рынка инжиниринга становится недостаток свободных мощностей подрядных организаций. При увеличении количества заказов у инжиниринговых компаний, уменьшается и количество не занятых заказами подрядных структур;

- рост стоимости кредитов;

- дефицит основного энергетического оборудования. Если еще 30 лет назад советские заводы – изготовители экспортировали энергогенерирующее оборудование, а также на 99% обеспечивали рынок СССР, то сегодня

российские энергогенерирующие компании вынуждены закупать его у иностранных производителей. Лишь 35% оборудования, работающего на строящихся и реконструируемых энергообъектах, произведено в России, тогда как 65% производится и закупается за рубежом.

В соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2035 г. центральную роль в рационализации структуры энергобаланса будут играть инвестиционные решения в электроэнергетике, обеспечивающие снижение доминирующей доли газа за счет приоритетного развития атомной и угольной генерации [4, с.45].

Расчетный суммарный объем капиталовложений в отрасли ТЭК в итоговом периоде (2031-2035 гг.) на 12-35 % превышает уровень базового периода (2011-2015 гг., далее – базовый уровень). Объем капиталовложений в сферы энергоснабжения (возобновляемые источники энергии, централизованное теплоснабжение, автономная энергетика и энергосбережение) в итоговом периоде будет в 2-3 раза выше базового уровня.

В электроэнергетике объем необходимых капиталовложений итогового периода превысит базовый уровень более чем на 50 %. При этом в структуре капиталовложений в электроэнергетику доля ТЭС увеличится на 3-5 п.п. (с 33 до 35-37 %), доля АЭС вырастет на 2-5 п.п., доля ГЭС и НВИЭ не изменится, а доля сетей сократится на 6 п.п.

В целом доля электроэнергетики в общем объеме капиталовложений в отрасли ТЭК в консервативном сценарии сократится с 22 до 20 %, в целевом сценарии – увеличится с 22 до 25 %.

Объем капиталовложений в возобновляемые источники энергии итогового периода прогнозируется в 5-7 раз выше базового уровня. При этом доля возобновляемых источников энергии в общем объеме капиталовложений в сферы энергоснабжения увеличится с 4 до 10-12 %.

В сравнении с базовым уровнем требуемый в итоговом периоде объем инвестиций:

- в централизованное теплоснабжение будет выше на 3-17 %;
- в автономную энергетику будет выше в 3-4 раза, а ее доля в общем объеме капиталовложений в энергоснабжение увеличится с 10 до 16-20 %;
- в энергосбережение будет выше в 2-5 раз, а его доля в общем объеме капиталовложений в энергоснабжение увеличится с 29 до 34-49 %.

Доля инвестиций в энергетический сектор в общих инвестициях в экономику уменьшится с 25,9 % (базовый уровень) до 16-19 % в итоговом периоде, а их доля в ВВП – соответственно с 5,6 до 4,5–4,7 %.

В условиях усилившихся ограничений для российских компаний по привлечению средств на мировых рынках капитала основными источниками инвестиций будут собственные средства (прибыль, амортизация предприятий и целевые финансовые резервы) и привлеченные средства – кредиты (прежде всего российских финансовых учреждений) и средства от эмиссии акций [4].

При реализации сценария стратегии можно ожидать получения положительных результатов по многим направлениям.

Это и устойчивое, надежное и эффективное удовлетворение внутреннего спроса на энергию и топливо все более высокого качества при прогнозируемом росте внутреннего потребления первичной энергии на 17 %, электроэнергии на 36 % за счет увеличения производства первичной энергии на 22 % и опережающего развития переработки топлива с получением продукции с высокой добавленной стоимостью.

Снижение энергоемкости экономики в 1,6 раза и электроемкости ВВП в 1,4 раза, в том числе за счет уменьшения удельных расходов топлива на выработку электроэнергии и расходов энергии на собственные нужды отраслей ТЭК, особенно в электроэнергетике и газовой отрасли.

Сохранение Россией в предстоящие двадцать лет места в тройке мировых лидеров по производству и продаже энергоресурсов при существенном повышении гибкости экспортной политики за счет диверсификации экспорта – географической (достижение доли АТР в общем экспорте топлива и энергии в 39 %) и продуктовой (увеличение доли газа в

общем экспорте ТЭР до 34 %, в том числе сжиженного газа); увеличение объемов экспорта энергоресурсов на 20 %, в том числе в страны АТР в 2,5-3,1 раза.

Также к ним можно отнести создание новых энергоемких производств в энергоизбыточных восточных районах страны (с увеличением доли Сибирского и Дальневосточного федеральных округов в общероссийском объеме потребления ТЭР в 2015-2035 гг. с 21 % до 22-24 %).

В электроэнергетике – ускорение электрификации основных сфер деятельности с увеличением потребления электроэнергии на 36 %; обновление основных фондов отрасли, в том числе за счет вывода из эксплуатации экономически неэффективного, физически и морально устаревшего энергетического оборудования с введением необходимого объема новых мощностей, преимущественно нетепловых электростанций с ростом их установленной мощности в 1,5 раза; увеличение экспорта электрической энергии и мощности (в 5–8 раз, до 32-74 млрд кВт-ч), особенно на востоке страны.

Стоит отметить и увеличение доли отечественной продукции в закупках предприятий ТЭК до 60 % и более к концу первого этапа, и свыше 85 % к 2035 году. Увеличение объема среднегодовых заказов ТЭК на отечественное оборудование, материалы и строительные работы на 75 % (к среднегодовым объемам в 2011-2014 гг.).

Рост среднегодовых инвестиций в энергетический сектор в 1,2-1,5 раза после преодоления краткосрочного экономического спада.

При любых сценариях будет обеспечено эффективное использование природного, производственного и финансово-экономического потенциала ТЭК для максимального содействия преодолению замедления и последующему ускорению роста экономики России [4].

1.2 Нормативная база ремонтов энергетического оборудования

Техническое обслуживание и ремонт предусматривает выполнение комплекса работ, направленных на обеспечение исправного состояния оборудования, надежной и экономичной его эксплуатации, проводимых с определенной периодичностью и последовательностью, при оптимальных трудовых и материальных затратах.

Ремонт оборудования электростанций производится в соответствии с требованиями нормативно-технической и технологической документации.

При ремонте должны выполняться требования нормативных документов Госгортехнадзора, предписаний Госэнергоинспекции Российской Федерации, Правил Госнадзора по охране природы, пожарной безопасности и др., требования эксплуатационных и противоаварийных циркуляров, информационных сообщений и писем заводов-изготовителей оборудования.

Нормативно-техническая и технологическая документация на ремонт оборудования должна соответствовать требованиям государственных стандартов, нормативных документов Госгортехнадзора, стандартов и руководящих документов, действующих в отрасли, правил, норм и инструкций по безопасности труда.

К нормативно-технической документации (далее НТД) относятся действующие в отрасли стандарты, различные технические условия по ремонту, руководства по проведению ремонта, правила технической эксплуатации электрических станций и сетей российской федерации (далее ПТЭ), методические указания, нормы, правила, инструкции, эксплуатационные характеристики.

Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [6] предусмотрено, что на каждом энергетическом объекте должны быть организованы техническое обслуживание, плановые

ремонт и модернизация оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций энергоустановок. Правила распространяются на тепловые электростанции, работающие на органическом топливе, гидроэлектростанции, электрические и тепловые сети Российской Федерации и на организации, выполняющие работы применительно к этим объектам. В соответствии с данными правилами на каждом энергообъекте должны быть распределены границы и функции по обслуживанию оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций между производственными подразделениями (цехами, участками, лабораториями и т.д.), а также определены должностные функции персонала. Безопасная эксплуатация оборудования, зданий и сооружений обеспечивается положениями инструкций и других нормативно-технических документов. В соответствии с данными правилами каждый работник отрасли в пределах своих функций должен обеспечивать соответствие устройства и эксплуатации оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей правилам техники безопасности и пожарной безопасности [6].

Правила регулируют обязанности работников. Так, работники энергообъектов обязаны [6]:

- поддерживать качество отпускаемой энергии - нормированную частоту и напряжение электрического тока, давление и температуру теплоносителя;
- соблюдать оперативно-диспетчерскую дисциплину;
- содержать оборудование, здания и сооружения в состоянии эксплуатационной готовности;
- обеспечивать максимальную экономичность и надежность энергопроизводства;
- соблюдать правила промышленной и пожарной безопасности в процессе эксплуатации оборудования и сооружений;
- выполнять правила охраны труда;
- снижать вредное влияние производства на людей и окружающую среду;

- обеспечивать единство измерений при производстве, передаче и распределении энергии;

- использовать достижения научно-технического прогресса в целях повышения экономичности, надежности и безопасности, улучшения экологии энергообъекта и окружающей среды.

В соответствии с правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации энергосистемы должны осуществлять:

- развитие производства для удовлетворения потребностей в электрической энергии и тепле;

- эффективную работу электростанций и сетей путем снижения производственных затрат, повышения эффективности использования мощности установленного оборудования, выполнения мероприятий по энергосбережению и использованию вторичных энергоресурсов;

- повышение надежности и безопасности работы оборудования, зданий, сооружений, устройств, систем управления, коммуникаций;

- обновление основных производственных фондов путем технического перевооружения и реконструкции электростанций и сетей, модернизации оборудования;

- внедрение и освоение новой техники, технологии эксплуатации и ремонта, эффективных и безопасных методов организации производства и труда;

- повышение квалификации персонала, распространение передовых методов производства.

Организации, осуществляющие проектирование, наладку, эксплуатацию энергообъектов, связанных с повышенной промышленной опасностью, должны иметь разрешения (лицензии), выданные в установленном порядке.

На основе действующих "Правил технической эксплуатации электростанций и сетей Российской Федерации" (ПТЭ), разработанные с

учетом передового опыта ремонта основных производственных фондов энергопредприятий, а также происходящего углубления и расширения рыночных отношений в электроэнергетике.

Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей [7] устанавливают основные правила организации технического обслуживания и ремонта (ТОиР) основных производственных фондов тепловых и гидравлических электростанций, тепловых и электрических сетей, требования к порядку планирования и финансирования ТОиР, требования к подготовке и производству ремонта, приемке из ремонта, к оценке качества отремонтированного оборудования, зданий и сооружений и выполненных ремонтных работ.

Правила организации ТОиР оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей рекомендуются к применению электростанциями, предприятиями тепловых и электрических сетей, управляющими, генерирующими и сетевыми компаниями, а также всеми предприятиями и организациями, привлекаемыми к планированию, подготовке, организации и производству ремонтных работ, разработке технической документации на ремонт оборудования, зданий и сооружений.

Организация технического обслуживания и ремонта технологического оборудования, тепловой автоматики и средств измерений, релейной защиты и электроавтоматики, производственных зданий и технологических сооружений возлагается на тепловые и гидравлические электростанции, предприятия тепловых и электрических сетей. При этом энергопредприятия несут ответственность за:

- техническое состояние оборудования, зданий и сооружений;
- планирование и подготовку ТОиР;
- обеспечение ТОиР финансовыми, материальными и трудовыми ресурсами;
- выполнение необходимых объемов работ по ТОиР, обеспечивающих

надежность и эффективность эксплуатации;

- качество отремонтированного оборудования, зданий и сооружений, сроки и качество выполненных работ по ТОиР.

В соответствии с правилами структура организации ТОиР энергопредприятия должна обеспечивать системное и эффективное решение задач поддержания основных производственных фондов в исправном состоянии при оптимальных затратах на ТОиР, что может быть наиболее эффективно достигнуто за счет:

- структурной реорганизации действующей системы управления ТОиР, базирующейся на разделении труда и технической ответственности соответствующих специалистов и работников подразделений энергопредприятия за планирование, подготовку производства, финансовое и материально-техническое обеспечение ТОиР и их исполнение;

- создания интегрированной автоматизированной системы управления ТОиР, базирующейся на систематизированном подходе к выполнению работ по ТОиР так, чтобы их выполнение могло быть прослежено и, следовательно, заранее спланировано и всесторонне подготовлено;

- создания системы контроля ТОиР на стадиях подготовки, планирования, обеспечения, исполнения, контроля и анализа полученных результатов.

Для энергетических предприятий разработаны основные организационные и технические требования по пожарной безопасности при эксплуатации технологического оборудования электроэнергетических объектов Российского акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» [8]. В правилах учтены требования правил и инструкций к взрывопожарной и пожарной безопасности при эксплуатации технологического оборудования, а также предложения ряда энергетических предприятий и организаций и Главного управления Государственной противопожарной службы МВД Российской Федерации. Правила устанавливают основные требования пожарной безопасности на

действующих энергетических предприятиях и являются обязательными для всех инженерно-технических работников (ИТР), рабочих и служащих электростанций, электрических и тепловых сетей, а также ремонтных, наладочных, строительных, монтажных и других организаций, выполняющих эксплуатацию, ремонт(реконструкцию), наладку и испытание технологического оборудования основных производств и вспомогательных сооружений этих энергетических предприятий.

Периодичность, объем и нормы испытаний генераторов, электродвигателей, трансформаторов, выключателей и другого электрооборудования электрических станций и сетей устанавливаются в соответствии с [9]. Документ содержит требования, уточненные с учетом опыта энергосистем, наладочных организаций, ремонтных заводов и научно-исследовательских институтов. В него включены современные методы диагностики электрооборудования, оно дополнено также нормами контроля элегазовой аппаратуры, вакуумных выключателей, ограничителей перенапряжений, кабелей с полиэтиленовой изоляцией, предохранителей-разъединителей. Нормы предназначены для инженерно-технического персонала, занимающегося наладкой, эксплуатацией и ремонтом электрооборудования электрических станций и сетей. Нормами следует руководствоваться при вводе электрооборудования в работу и в процессе его эксплуатации. Наряду с Нормами следует руководствоваться действующими руководящими документами, а также инструкциями заводов - изготовителей электрооборудования, если они не противоречат требованиям Норм. Нормами предусматриваются как традиционные испытания, положительно зарекомендовавшие себя в течение многих лет, так и испытания, не предусмотренные предыдущим изданием, но широко применяемые в последние годы и подтвердившие свою эффективность (например, хроматографический анализ газов, растворенных в масле, инфракрасная диагностика, оценка старения бумажной изоляции и др.), как правило, не требующие вывода оборудования из работы и позволяющие определять

степень развития и опасность возможных дефектов на ранних стадиях. В Нормах приведен перечень испытаний и предельно допустимые значения контролируемых параметров. Техническое состояние электрооборудования определяется не только путем сравнения результатов конкретных испытаний с нормируемыми значениями, но и по совокупности результатов всех проведенных испытаний, осмотров и данных эксплуатации. Значения, полученные при испытаниях, во всех случаях должны быть сопоставлены с результатами измерений на других фазах электрооборудования и на однотипном оборудовании. Однако главным является сопоставление измеренных при испытаниях значений параметров электрооборудования с их исходными значениями и оценка имеющих место различий по указанным в Нормах допустимым изменениям. Выход значений параметров за установленные границы (предельные значения) следует рассматривать как признак наличия дефектов, которые могут привести к отказу оборудования. Кроме испытаний, предусмотренных Нормами, все электрооборудование должно пройти осмотр, проверку работы механической части и другие испытания согласно инструкциям по его эксплуатации и ремонту.

Техническим руководителям энергопредприятий рекомендуется обеспечивать внедрение предусмотренного Нормами контроля состояния электрооборудования под рабочим напряжением, позволяющего выявлять дефекты на ранних стадиях их развития, привлекая при необходимости организации, аккредитованные на право проведения соответствующих испытаний. По мере накопления опыта проведения контроля под рабочим напряжением решением технического руководителя энергопредприятия возможны переход к установлению очередных сроков ремонта электрооборудования по результатам диагностики его состояния и отказ от некоторых видов испытаний, выполняемых на отключенном электрооборудовании.

Тепловизионный контроль состояния электрооборудования рекомендуется производить для распределительных устройств в целом. Для

закрытых распределительных устройств контроль производится, если это позволяет их конструкция.

Оценка состояния резервного электрооборудования, а также его частей и деталей, находящихся в резерве, производится в объеме, указанном в Нормах. Периодичность контроля устанавливается техническим руководителем энергопредприятия в зависимости от условий хранения.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты обязательно для электрооборудования на напряжение до 35 кВ включительно.

При отсутствии необходимой испытательной аппаратуры переменного тока допускается испытывать электрооборудование распределительных устройств напряжением до 20 кВ повышенным выпрямленным напряжением, которое должно быть равно полторакратному значению испытательного напряжения промышленной частоты.

Электрооборудование и изоляторы на номинальное напряжение, превышающее номинальное напряжение электроустановки, в которой они эксплуатируются, могут испытываться приложенным напряжением, установленным для класса изоляции данной электроустановки.

Если испытание выпрямленным напряжением или напряжением промышленной частоты производится без отсоединения ошиновки электрооборудования распределительного устройства, то значение испытательного напряжения принимается по нормам для электрооборудования с самым низким уровнем испытательного напряжения.

Испытание повышенным напряжением изоляторов и трансформаторов тока, соединенных с силовыми кабелями 6-10 кВ, может производиться вместе с кабелями. Оценка состояния производится по нормам, принятым для силовых кабелей.

После полной замены масла в маслонаполненном электрооборудовании (кроме масляных выключателей всех напряжений) его изоляция должна быть подвергнута повторным испытаниям в соответствии с Нормами.

В случаях выхода значений определяемых при испытаниях параметров за установленные пределы для выявления причин этого, а также при необходимости более полной оценки состояния электрооборудования в целом и (или) его отдельных узлов, рекомендуется использовать дополнительные испытания и измерения, указанные в Нормах. Допускается также применение испытаний и измерений, не предусмотренных настоящими Нормами, при условии, что уровень испытательных воздействий не превысит указанного в Нормах.

В правилах устройства электроустановок [10] приведены требования к устройству электрической части освещения зданий, помещений и сооружений различного назначения, открытых пространств и улиц, а также требования к устройству рекламного освещения. Содержатся требования к электрооборудованию жилых и общественных зданий, зрелищных предприятий, клубных учреждений, спортивных сооружений. Требования Правил устройства электроустановок обязательны для всех организаций независимо от форм собственности и организационно-правовых форм, а также для физических лиц, занятых предпринимательской деятельностью без образования юридического лица. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) распространяются на вновь сооружаемые и реконструируемые электроустановки постоянного и переменного тока напряжением до 750 кВ, в том числе на специальные электроустановки. Применяемые в электроустановках электрооборудование, электротехнические изделия и материалы должны соответствовать требованиям государственных стандартов или технических условий, утвержденных в установленном порядке. Конструкция, исполнение, способ установки, класс и характеристики изоляции применяемых машин, аппаратов, и прочего электрооборудования, а также кабелей и проводов должны соответствовать параметрам сети или электроустановки, режимам работы, условиям окружающей среды и требованиям соответствующих глав ПУЭ. Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия

окружающей среды или защищенными от этого воздействия. Строительная и санитарно-техническая части электроустановок (конструкция здания и его элементов, отопление, вентиляция, водоснабжение и пр.) должны выполняться в соответствии с действующими строительными нормами и правилами (СНиП) при обязательном выполнении дополнительных требований, приведенных в ПУЭ.

В электроэнергетике действует еще один очень важный документ. «Методические указания. Проект производства работ для ремонта энергетического оборудования электростанций. Требования к составу, содержанию, оформлению» [11]. Методические указания устанавливают общие требования к разработке, составу, содержанию и оформлению проекта производства работ (ППР) для ремонта энергетического оборудования электростанций. Методические указания рекомендуются к применению акционерными обществами энергетики и электрификации, энергетическими и ремонтными предприятиями, а также всеми предприятиями (организациями), привлекаемыми для разработки ППР. Основными производственными факторами в совокупности или в отдельности, определяющими необходимость разработки ППР, являются:

- необходимость размещения составных частей оборудования, инвентарных устройств и организации временных рабочих мест ремонта за пределами площадок обслуживания ремонтируемой установки и размещения ремонтных площадок на отметках обслуживания находящегося в работе оборудования или других свободных площадках, не предназначенных согласно проектной документации энергопредприятия для использования при ремонте;

- необходимость перемещения в процессе ремонта составных частей ремонтируемого оборудования и других крупногабаритных и тяжелых грузов посредством грузоподъемных кранов по трассам, проходящим над эксплуатируемым оборудованием энергопредприятия;

- необходимость применения передвижных кранов для ремонта

трансформаторов, высоковольтных выключателей в условиях действующих распределительных устройств;

- необходимость в специальных проектных и конструкторских разработках на сооружение неинвентарных лесов, установку инвентарных лесов, временное закрепление конструкций, специальные грузоподъемные устройства и т.п. для обеспечения безопасного производства работ.

ППР состоит из комплекта технических и организационно-распорядительных документов, необходимых для подготовки и производства капитального или среднего ремонта, модернизации или технического перевооружения (далее в тексте - ремонт) оборудования энергопредприятий, в условиях безопасного выполнения работ.

ППР разрабатывается для ремонта основного и вспомогательного оборудования энергетических установок (котельной, турбинной, генераторной, трансформаторной, дизельной) и оборудования распределительных устройств, производимого на месте размещения в условиях существующей компоновки на электростанциях, котельных, подстанциях, ОРУ (энергопредприятиях) при наличии факторов, требующих обеспечения безопасного выполнения работ.

Основные положения и требования договора на выполнение работ по ремонту оборудования электростанций. Документ устанавливает основные положения и требования, включаемые в Договор между электростанциями и энергообъединениями (далее по тексту - Заказчик) и предприятиями и организациями (далее по тексту - Подрядчик) на выполнение работ по ремонту и модернизации энергооборудования.

Настоящие основные положения и требования подлежат применению Заказчиком и Подрядчиком при формировании организационно-технических требований к Подрядчику и Заказчику при заключении Договоров, в том числе и на конкурсной основе.

При заключении конкретного Договора Заказчики и Подрядчики в зависимости от местных условий и предмета Договора могут применять

настоящие основные положения и требования полностью или частично, конкретизируя или изменяя отдельные пункты, что фиксируется в условиях Договора.

Поскольку количество правовых актов, регулирующих ремонтную деятельность, достаточно большое, целесообразно рассмотрение вопроса о создании специализированной систематизированной нормативно-правовой базы, обеспечивающей эффективное регулирование отношений в сфере ремонта и модернизации энергетических объектов, при котором, должно соблюдаться соответствие энергетического законодательства природе деятельности в данной сфере и опосредующих ее общественных отношений.

Учитывая, что реализация Энергетической стратегии России на период до 2035 г. осуществляется определенными этапами, возможна постановка вопроса об актуализации специального законодательства, призванного регулировать соответствующие отношения устранения явных пробелов законодательства, дополнения некоторых норм с учетом конкретных этапов реализации Энергетической стратегии.

1.3 Организация ремонтов на энергопредприятии

Энергетическое оборудование электростанций всех видов являются составной частью основных фондов предприятия. Различают физический и моральный износ основных фондов.

Моральный износ – это устаревание исправного электрооборудования, дальнейшая эксплуатация которого нецелесообразна из-за создания нового, технически более совершенного или более экономичного электрооборудования аналогичного назначения. Однако иногда эксплуатация морально изношенного электрооборудования может быть технически и экономически целесообразной, если при его капитальном ремонте осуществляется модернизация.

Нормальный физический износ оборудования (химический, тепловой, усталостный, коррозионный) вызывается активной работой оборудования, физико-химическими процессами, связанными с производством. Износ может происходить под воздействием природных факторов (влаги, изменения температуры и т. п.), когда оборудование не работает. Физический износ вызывает ухудшение эксплуатационных качеств оборудования – снижение производительности (мощности), повышение расхода топлива и эксплуатационных материалов. При определенном уровне физического износа оборудования дальнейшая его эксплуатация становится экономически нецелесообразной. Появляется опасность внезапного (аварийного) выхода оборудования из рабочего состояния с вытекающими отсюда потерями от нарушений производственного режима и расходов на последующий ремонт. Ухудшение эксплуатационных качеств в результате физического износа энергетического оборудования может быть преодолено проведением ремонта. Физический износ оборудования происходит неравномерно: отдельные части машин служат разное время, и для обеспечения работоспособности машины в течение определенного срока службы приходится периодически заменять отдельные узлы и детали.

Все сменяемые и ремонтируемые детали машины могут быть сведены в группы, отличающиеся по срокам использования деталей до их замены или ремонта. При этом деталь может быть отнесена к ремонтной группе с несколько меньшим сроком службы, чем возможный срок ее использования. Такая группировка позволяет строить календарно-объемные графики ремонта оборудования, характеризующие необходимые затраты на ремонт в различные годы (периоды) его эксплуатации. Таким образом, ремонт оборудования и других элементов основных фондов является необходимым производственным процессом, обусловленным современным уровнем развития техники.

Следует различать следующие понятия: ремонт, модернизация, реконструкция.

Ремонт – комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделия и восстановлению ресурса изделий или их составных частей.

Модернизация – изменение конструкции действующего оборудования с целью приведения в соответствии с новыми требованиями, обеспечивающее рост его показателей, надежности, уменьшение энергетических, материальных затрат и трудовых ресурсов при эксплуатации, техническом обследовании и ремонте, уменьшению морального износа, а также применение при эксплуатации других видов топлива, сырья и материалов.

Реконструкция – комплекс мероприятий для улучшения функционирования оборудования или для использования его по новому назначению путем проведения значительных изменений, затрагивающих сущность конструкции.

Задача бесперебойного и качественного энергоснабжения в значительной и во все возрастающей степени определяется энергоремонтным производством.

В общем случае ремонтные работы призваны решать следующие задачи:

- совершенствование системы планирования управления и организации технического обслуживания;
- обеспечение высокого качества отремонтированного оборудования и качества выполняемых ремонтных работ;
- экономия и рациональное использование трудовых, материальных и финансовых ресурсов.

Ремонтное обслуживание по содержанию как функция производственного менеджмента энергетических предприятий включает [12, с.15]:

- планирование производственной программы;
- организацию ремонтных работ;

- учет и анализ производственных и стоимостных показателей;
- анализ основных технико-экономических показателей энергоремонтного производства.

Виды ремонтов энергооборудования представлены на рисунке 1.1.

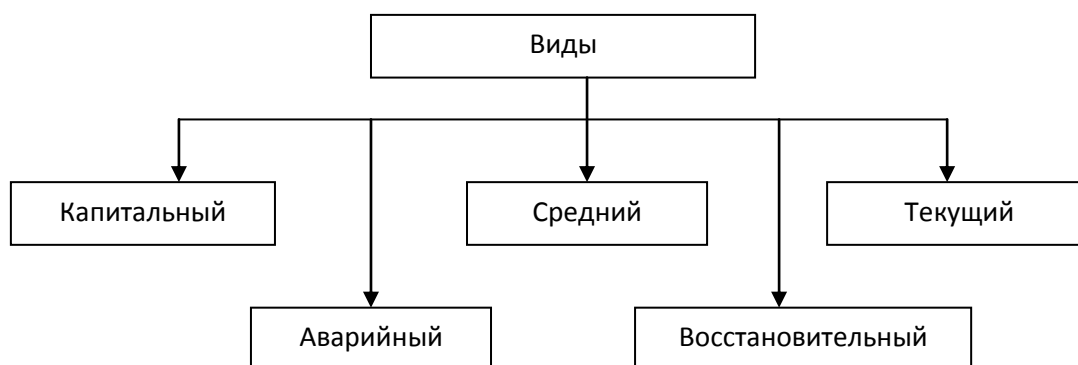


Рисунок 1.1 – Виды ремонтов энергооборудования

Текущий ремонт включает устранение дефектов в работе оборудования, выявленных на день останова агрегата для ремонта, замену быстроизнашивающихся деталей, выявление деталей, требующих замены или ремонта при среднем или капитальном ремонте: выполнение профилактических работ, обеспечивающих надежную эксплуатацию оборудования в период между очередными средним или капитальным ремонтами.

При среднем ремонте производится частичная разборка оборудования, замена изношенных деталей, проверка и чистка деталей и узлов, испытания и выявление работ, которые необходимо провести при очередном капитальном ремонте.

Капитальный ремонт включает полную разборку оборудования, осмотр всех деталей, замену отдельных деталей и узлов, устранение всех дефектов, испытание и опробование. Его цель не только обеспечить работоспособность

оборудования, но и полностью восстановить технико-экономические параметры агрегата. Затраты на капитальные и средние ремонты в электроэнергетике составляют 70% всех ремонтных затрат.

Капитальный и средний ремонты крупногабаритного основного и вспомогательного оборудования, а также специальные ремонтные работы оборудования отличаются, как правило, большой трудоемкостью и значительными затратами на материалы и запасные части. Такие работы планируются на несколько недель или месяцев (а реконструктивные работы — иногда даже до года).

Эти работы имеют обширную номенклатуру и большой объем. Их утверждение, планирование и контроль выполнения осуществляются в централизованном порядке администрацией либо руководством станции, ОГК, ТГК, т.е. лицами, облеченными достаточными полномочиями и ответственностью.

Капитальный ремонт отличается от текущего более большим межремонтным периодом между двумя капитальными ремонтами, чем между текущими ремонтами, большей длительностью ремонта, большим объёмом работ, меньшей частотой проведения, большей стоимостью.

Восстановительный ремонт осуществляется после стихийных бедствий и других экстраординарных ситуаций.

Наблюдение за состоянием оборудования, проведение ежедневных смазок и чисток, регулирование механизмов, устранение мелких неисправностей может осуществляться путем технического обслуживания.

Периодичность технического обслуживания – интервал времени или наработка между данным видом технического обслуживания и последующим таким же видом или другим большей сложности [13, с.42-48].

В зависимости от характера и объема проводимых работ предусматривается ежесменное техническое обслуживание и периодическое техническое обслуживание.

Главным методом технического обслуживания является осмотр, во

время которого определяется техническое состояние наиболее ответственных деталей и узлов и уточняется объем предстоящего ремонта.

Время между двумя последовательно проведенными ремонтами называется межремонтным периодом. Межремонтный период – определяется из условий обеспечения надёжной работы оборудования без заметного снижения экономичности эксплуатации.

Чередование ремонтов в определенной последовательности и через определенные промежутки времени представляет собой структуру ремонтного цикла.

Период времени между двумя капитальными ремонтами составляет продолжительность ремонтного цикла.

Рассмотрим способы и формы проведения ремонтов.

Ремонтные работы могут производиться собственными силами (ремонтным персоналом) и персоналом специализированных ремонтных предприятий. Ремонт, проводимый собственными силами, называется ремонтом, проводимым хозяйственным способом, а ремонт, проводимый с помощью подрядных организаций – подрядным способом.

В зависимости от значимости оборудования в технологическом процессе ремонт может проводится по методу планово-предупредительного ремонта и ремонта по техническому состоянию (послеосмотровому методу).

Система планово-предупредительных ремонтов (ППР) включает следующие виды ремонтов: капитальный, средний, текущий.

Сущность ППР заключается в том, что все виды ремонтов планируются и выполняются в строго установленные ремонтными нормативами сроки. Сущность ремонта по техническому состоянию заключается в том, что все виды и сроки ремонта устанавливаются в зависимости от технического состояния оборудования, определяемого во время проведения периодического технического осмотра.

До недавнего времени в нашей стране действовала только система планово-предупредительных ремонтов (ППР). Остановимся более подробно

на этих видах ремонтов.

Система планово-предупредительных ремонтов (ППР)

Достоинства системы ППР являются:

- простота и наглядность определения периодичности и продолжительности различных видов технического обслуживания и ремонта (ТОиР);

- возможность обеспечения высокого уровня надежности при минимизации производственных резервов;

- возможность долгосрочного планирования ремонтной площадки, материальных, трудовых, финансовых ресурсов.

Недостатки системы ППР следующие:

- затратная система финансирования;

- отсутствует гибкость планирования, возможность учета дополнительных условий;

- отсутствует накопление информации и анализа результатов системы ТОиР на уровне энергопредприятий и энергообъединений.

В мировой практике стратегия технического обслуживания и ремонта изменялась по мере совершенствования методов диагностирования и прогнозирования изменения технического состояния элементов, оборудования и технических систем, а также совершенствование программного обеспечения. Новейшей стратегией технического обслуживания и ремонта электростанций является система ремонта по техническому состоянию. Она направлена на обеспечение работоспособности энергообъектов путем проведения технического обслуживания и ремонта, объемы и сроки которого определяется на основании систематического контроля [14]:

- параметров функционирования технических систем электростанций;

- фактического технического состоянием энергоагрегатов и их элементов.

Фактические данные о техническом состоянии энергообъекта

сопоставляются с вероятностной оценкой возникновения отказов, вызванных изменением технического состояния энергообъектов.

Разработчиком и патентообладателем такой системы является Институт электроэнергетики США EPRI.

Применение такой системы технического обслуживания в практике отечественной электроэнергетики является, несомненно, перспективным, однако для перехода к ней требуется [14]:

- оснащение энергообъектов соответствующими системами технической диагностики;

- разработки программного обеспечения и методологии, позволяющей спрогнозировать изменение технического состояния, определить его критическое значение, сформировать соответствующий рекомендации по срокам и объемам ремонтных работ, которые необходимо выполнить для обеспечения работоспособности (безотказности) энергообъекта.

Требуется также создание и согласование новых нормативных документов, регламентирующих вопросы проведения технического обслуживания и ремонта. При этом следует учитывать, что в электроэнергетике наряду с требованиями надежности необходимо соблюдать также и требования к обеспечению безопасности энергопроизводства.

В российской энергетике в направлении к переходу к ремонту по техническому состоянию сделаны лишь первые шаги:

- создана методика оценки состояния основного оборудования ТЭС [15];

- внедрены отдельные локальные диагностические системы, которые разрабатывались применительно к контролю функционирования некоторых типов энергоустановок, и интегрированы в АСУ ТП энергоблоков;

- созданы и применяются в электроэнергетике системы контроля технического состояния энергоагрегатов и их отдельных элементов, например, на основе анализа вибросостояния.

В дальнейшем для перехода к ремонту по техническому состоянию необходима разработка и внедрение комплексных автоматизированных систем диагностики на первом этапе по наиболее значимым элементам энергоустановок с последующим расширением объектов диагностики. Одновременно требуется разработать основополагающие документы ремонтного обслуживания по техническому состоянию.

Переход к ремонту по техническому состоянию может существенно снизить сроки проведения ремонтных работ и затраты на них, повысить надёжность работы энергообъектов. Учитывая, что значительная часть оборудования энергообъектов типизирована, при разработке системы ремонта по техническому состоянию целесообразна консолидация заказа на эту важнейшую для электроэнергетики программу [14].

Энергоремонтное производство требует высокой организации производственного процесса, учитывающей координацию взаимодействия иногда десятков подрядных организаций, причем число одновременно занятых работников при ремонтах крупных энергоблоков, продолжающихся несколько месяцев, доходит до 500–600 человек. В процессе подготовки к ремонту разрабатываются достаточно сложный проект организации и сетевой график проведения ремонтных работ. При этом учитывается, что годовой график ремонта энергетического оборудования связан с балансами мощностей в энергосистеме (составляется таким образом, чтобы обеспечить покрытие годового графика месячных максимумов электрической нагрузки) и финансовыми возможностями. По этой причине капитальные ремонты проводятся, как правило, в весенне–летние месяцы – период спада нагрузки, а текущие ремонты – в выходные и праздничные дни.

При планировании ремонтов необходимо обеспечить максимум надежности и создать благоприятные условия для проведения ремонтов. Для соблюдения указанных условий рекомендуется:

- на ТЭЦ приурочивать ремонт к летнему времени, когда максимально снижается отопительная нагрузка;

- ремонт блочного оборудования производить одновременно с целью минимального снижения мощности, выводимой в ремонт;

- ГЭС с зарегулированным водотоком ремонтируют оборудование в любое время года, за исключением паводка, чтобы использовать мощность ГЭС и экономить топливо на ТЭС;

- ремонт оборудования на каждой станции проводить равномерно в течение года, чтобы обеспечить равномерную загрузку ресурсов.

Износ основных фондов представляет собой одну из важнейших проблем для энерго предприятий, решение которой необходимо направить по пути поиска компромисса между продлением ресурса существующего оборудования (ремонтами) и его модернизацией, реконструкцией, заменой и т.п.

В условиях ограниченности инвестиционных ресурсов задача определения целесообразности ремонта оборудования либо его замены особенно актуальна, поскольку в настоящее время разработано современное оборудование, превосходящее существующее по техническим характеристикам, массогабаритным показателям и показателям надежности. В связи с этим зачастую затраты на ремонт существующего оборудования соизмеримы со стоимостью нового оборудования.

Очень важным вопросом при решении задачи по замене оборудования является выбор производителя, поскольку стоимость оборудования и затраты на его дальнейшую эксплуатацию могут существенно различаться. В настоящее время большинство производителей предоставляют минимум информации по оборудованию. В основном это технические характеристики и нормативный срок службы, который, являясь очень важным показателем, должен определяться как экономически целесообразный период эксплуатации. Проведению капитального ремонта или приобретению нового оборудования должно предшествовать технико-экономическое обоснование. Основным критерием при принятии решения об экономической целесообразности проведения капитального ремонта или приобретения

нового оборудования должна являться экономическая эффективность предложенных мероприятий. С этой целью экономические службы предприятия должны произвести определенные расчеты и путем проведения сравнительного анализа установить, какой вариант обновления основных фондов наиболее предпочтителен.

2 Анализ и оценка затрат на проведение ремонтных работ на объекте исследования

2.1 Характеристика ТЭЦ-2 как объекта хозяйствования и его производственной деятельности

Предприятие Красноярская ТЭЦ-2 является филиалом ОАО «Енисейская ТГК (ТГК - 13)» - одной из крупнейших генерирующих компаний Сибири. Юридический адрес: 660021, г. Красноярск, ул. Богграда, 144 А. Фактический адрес: 660079, г. Красноярск, ул. Лесопильщиков, 156

Промплощадка Красноярской ТЭЦ-2 расположена в южной части города Красноярска, на правом берегу реки Енисей. С севера промплощадка граничит с территорией Химико-металлургического завода, СибВТИ, Асфальто-бетонного завода, с востока и запада с жилыми микрорайонами города. С южной стороны расположена горная гряда. В Приложении А представлена структура предприятия.

Общая площадь, занимаемая электростанцией, составляет 110,3га, в том числе:

- промплощадка – 74,6га;
- золоотвал №1 - 17,9га;
- золоотвал №2 - 15,4га;
- береговая насосная станция техводоснабжения – 2,4га.

Расширение станции возможно за счет сокращения площади стройдвора. Уровень сейсмичности на промплощадке ТЭЦ – 6 баллов. Расстояние от дымовых труб до жилой застройки ближайшего микрорайона составляет 600м, от дамбы золоотвала №1 - 700 м.

Вид деятельности ТЭЦ-2: производство и передача электрической и тепловой энергии.

Предприятие является источником теплоснабжения (отопление и горячее водоснабжение) для Свердловского, Центрального, Октябрьского и

Железнодорожного района г. Красноярска.

В состав ТЭЦ - 2 входят несколько крупных цехов:

- котельный;
- турбинный;
- автотранспортный;
- химический;
- топливно-транспортный;
- электрический;
- цех ТАИ;
- цех вспомогательного производства.

Оборудование ТЭЦ-2 старое, многократно модернизированное. Характерная черта его – отсутствие типовых инженерных решений, уникальная компоновка сложных технологических комплексов. От знания особенностей работы того или иного сложного оборудования зависит быстрота и правильность принимаемых решений в аварийной или предаварийной ситуации.

Главной задачей повышения эффективности эксплуатации энергопредприятия является снижение издержек производства электроэнергии и тепла на основе управления структурой затрат. Сегодня это – главная проблема в деятельности Красноярская ТЭЦ-2. Экономия, снижение издержек и рост эффективности производства при безусловном приоритете безопасности – это абсолютные приоритеты работы предприятия.

Формирование тарифа на продукцию в электроэнергетике в значительной мере обусловлены экономическими особенностями отрасли. Главными из этих особенностей являются неразрывность производства и потребления энергии и крайне высокая степень централизации производства.

Режим производства энергии зависит от режимов потребления. В отличие от других отраслей промышленности, могущих обеспечить рост прибыли путем расширения и обновления ассортимента продукции и других мероприятий, электроэнергетические системы подобными возможностями не

располагают. Следовательно, главным источником роста прибыли в данных конкретных условиях энергопотребления является снижение себестоимости электроэнергии и тепловой энергии и максимальное использование мощностей.

Годовые эксплуатационные затраты (издержки) на ТЭЦ-2 определяются по элементам и статьям затрат и основным стадиям производства. Элементы и статьи затрат на ТЭЦ-2 те же, что и на ТЭС, за исключением затрат на топливо и связанных с его транспортом и подготовкой.

Составляющие издержек производства на энергопредприятиях определяют:

- амортизационные отчисления. Расчет амортизации основных фондов (средств) на их полное восстановление (реновацию) производится по нормам амортизационных отчислений;

- затраты на оплату труда. Заработная плата на стадии проектирования определяется на основании штатного расписания, составляемого в соответствии с нормативами, в зависимости от единичной мощности агрегатов, их числа и индивидуальных особенностей эксплуатации, учитываемых поправочными коэффициентами;

- затраты на вспомогательные материалы. К ним относятся затраты на смазочные масла, изоляционные материалы, малоценные и быстроизнашивающиеся предметы, они составляют 1-2 % общих издержек ТЭЦ-2;

- услуги производственного характера. Расчет проводится исходя из необходимости выполнения регламентных (ремонтных и др.) работ с учетом прогнозируемых в период регулирования цен и тарифов на указанные услуги.

В структуре себестоимости наиболее высокие значения имеют составляющие на амортизацию, оплату труда и услуги производственного характера.

Известны две основные возможности увеличения прибыли: первая –

наращивание объема реализации товаров, вторая – уменьшение издержек. Первый путь для ТЭЦ-2 сложно осуществить, однако тщательный экономико-организационный анализ может помочь реализовать поставленные цели. Проанализировав ситуацию, необходимо создавать программу в комплексе для ее лучшей реализации. Главный упор делается на конкретное совершенствование хозяйствования, особенно на тех участках, которые приносили убыток (или были малорентабельны). В противном случае следует поставить вопрос об их ликвидации.

Анализ затрат на производство осуществляется сравнением удельного веса фактических затрат по элементам с плановыми данными или с данными за предыдущий (отчетный) период.

В таблице 2.1 представлена динамика основных экономических показателей ТЭЦ-2 за 2012-2014 гг.

Таблица 2.1 – Динамика основных экономических показателей ТЭЦ-2 за 2012-2014 гг.

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	темпы роста 2013/2012, %	темпы роста 2014/2013, %
Выручка (нетто) от реализации товаров, продукции, работ, услуг, тыс. руб.	658474	796198	1218375	120,92	153,02
Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг, тыс.руб.	441715	541916	900764	122,68	166,22
Прибыль (убыток) от продаж, тыс.руб.	132681	147315	194504	111,03	132,03
Рентабельность продаж, %	20,15	18,5	15,96	х	

Данные анализа представлены на рисунке 2.1

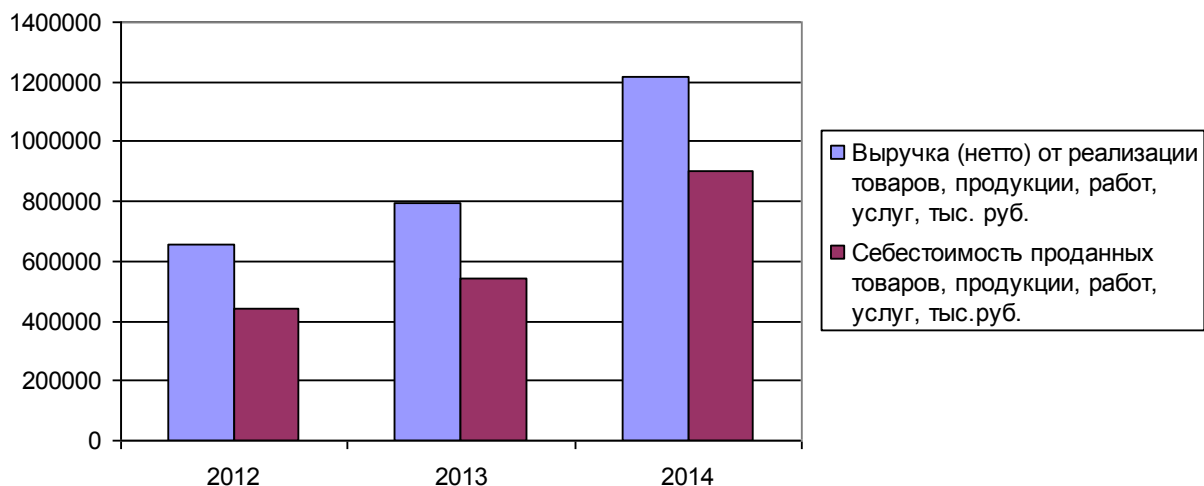


Рисунок 2.1 - Динамика основных экономических показателей ТЭС-2

Данные анализа показывают, что себестоимость имеет самые высокие темпы роста, а выручка и прибыль за исследуемый период выросла за счет роста тарифов. Это отражают показатели рентабельности продаж услуг, которые снижаются за период.

Структура затрат на производство и реализацию услуг рассмотрена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Анализ структуры затрат на производство и реализацию продукции

Показатель	Структура, %			Отклонение, %	
	2012 год	2013 год	2014 год	2013-2012	2014-2013
1	2	3	4	5	6
Материальные затраты	35,00	62,42	78,49	27,42	16,07
Затраты на оплату труда	6,96	3,86	2,61	-3,09	-1,25
Отчисления на социальные нужды	1,22	0,72	0,46	-0,50	-0,25
1	2	3	4	5	6

Амортизация	11,69	7,61	4,34	-4,08	-3,27
Прочие затраты	45,13	25,38	14,09	-19,75	-11,30
Полная себестоимость	100,00	100,00	100,00	0,00	0,00
В т.ч. переменные расходы	35,95	58,70	57,50	22,75	-1,20
постоянные расходы	64,05	41,30	42,50	-22,75	1,20

Из таблицы 2.2 мы видим, что наибольший удельный вес в 2014 году составляют материальные затраты (78,49% от общей себестоимости). В период 2012-2013 гг. «Материальные и прочие затраты» составляют большую часть себестоимости продукции (62,42% и 25,38% соответственно), что говорит о характере производства как материалоемкое, а «Прочим затратам» свойственно нестабильное значение. Снизился удельный вес затрат таких как: заработная плата (что повлекло за собой снижение удельного веса отчислений на социальные нужды в общем объеме себестоимости) и амортизация (удельный вес за 2014 составлял 4,34%, что ниже на 3,27% и 4,08% по отношению к 2013 и 2012 году соответственно).

На рисунке 2.2 представлена диаграмма структуры затрат на производство и реализацию тепла за три года.

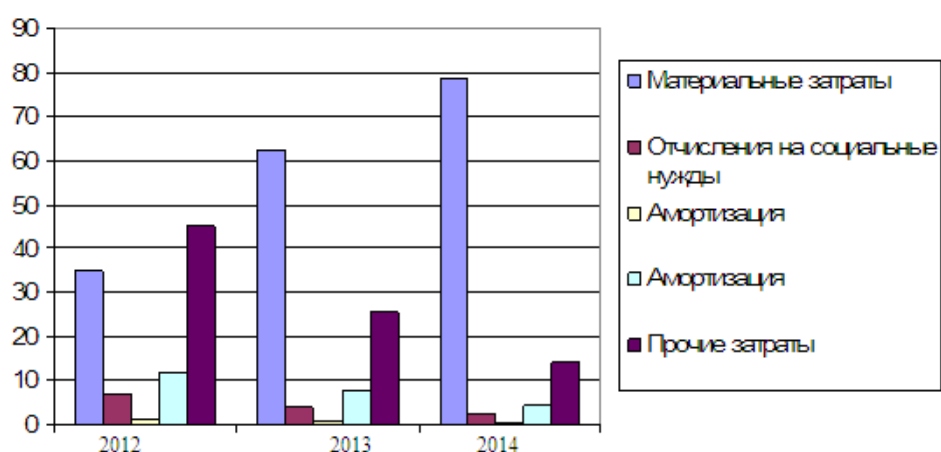


Рисунок 2.2 – Структура затрат на производство и реализацию продукции за три года

На рисунке 2.3 представлена структура постоянных и переменных затрат в общей себестоимости на 2012, 2013, 2014 года

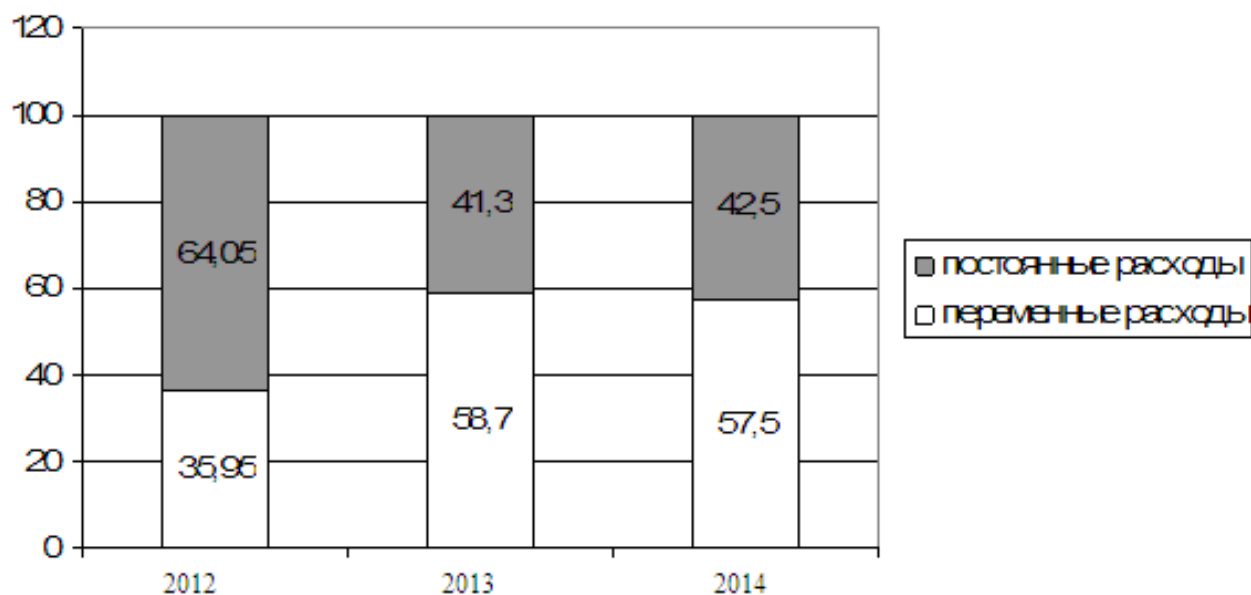


Рисунок 2.3 – Структура постоянных и переменных затрат в общей себестоимости на 2012, 2013, 2014 года

Основу переменных затрат, размер которых зависит от объема производства электроэнергии и теплоты, составляют топливные издержки, определяемые расходом топлива, затраченного на их производство. В составе переменных затрат учитываются и издержки на воду и некоторые другие виды материальных затрат.

К постоянным затратам относятся все эксплуатационные расходы, которые практически не зависят от количества производимой энергии. Это – амортизационные отчисления, затраты на заработную плату и начисления на нее, ремонтные затраты, прочие текущие расходы. Условно-постоянные затраты могут изменяться в зависимости от других факторов (не объема производства), например: от мощности, типа, состава оборудования, вида используемого топлива, района сооружения, технического состояния оборудования, системы налогообложения, взаимоотношений с поставщиками и потребителями, условий кредитования и др.

Проанализировав диаграммы, можно сделать вывод о снижении доли переменных затрат в общей себестоимости на 7% за анализируемый период. Снижение переменных затрат в основном связано с уменьшением прочих затрат, включающих в себя, к примеру, почтово-телеграфные, телефонные, командировочные, штрафы, пени, неустойки за нарушение условий договоров и др.

Уменьшение абсолютной величины постоянных расходов достигается путем рационализации производства, сокращения расходов по управлению, реализации излишних основных средств.

Затраты сырья, материала и других предметов труда имеют наибольший удельный вес в текущих затратах на производство в большинстве отраслей производственной сферы. От того, как на предприятии осуществляется процесс материально-технического снабжения и контроль за соблюдением режима экономии в каждом подразделении, на каждом рабочем месте, зависят наиболее важные показатели работы предприятия – объём производства, его рентабельность, а также финансовое состояние и ликвидность.

Значит ТЭЦ-2 необходимо провести ряд мероприятий по снижению материальных затрат на реализацию услуг, а главной задачей повышения эффективности эксплуатации ТЭЦ-2 является снижение издержек производства тепла на основе управления структурой затрат. Экономия, снижение издержек и рост эффективности производства при безусловном приоритете безопасности – это абсолютные приоритеты работы предприятия.

Концепция технического регулирования в энергетике определяет структуру и принципы классификации объектов технического регулирования, что позволит разработать единые правила установления требований к энергетическим объектам. Формирование отраслевого классификатора нормативно-технических документов обеспечит увязку

нормативной базы с объектами технического регулирования и удобство пользования системой документов.

2.2 Анализ состояния основных фондов на предприятии

ТЭЦ-2 является возрастной станцией (ввод в эксплуатацию 1979 г.). был проведен анализ возрастной структуры оборудования. Для анализа возрастной структуры оборудования было разделено на группы по фактическому сроку эксплуатации. Были выделены возрастные категории с пятилетним размахом диапазона: от 0 до 5, от 5 до 10, от 10 до 15, от 15 до 20, от 20 до 25 и свыше 25 лет. На рисунке 2.4 показана возрастная структура основных фондов ТЭЦ-2.

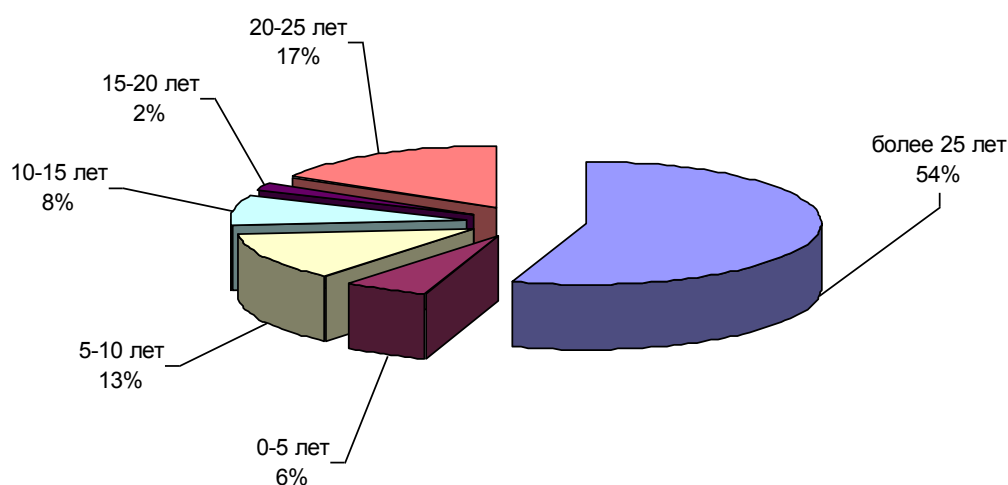


Рисунок 2.4 – Возрастная структура основных фондов ТЭЦ-2

Анализ возрастной структуры свидетельствует, что большая часть оборудования имеет фактический срок эксплуатации более 25 лет – 54%, от 20 до 25 – 17%. Средний возраст оборудования 16,6 года. Стоит отметить, что нормой для предприятия такого рода считается средний возраст, не превышающий 20 лет.

В ходе анализа выявлено преобладание (43 %) в структуре оборудования, имеющего износ менее 20 %. Однако немалую долю занимает и существенно изношенное оборудование со степенью износа “100 и более процентов” (24 %). Результаты анализа позволяют нам сделать вывод о необходимости взвешенного подхода к выбору стратегии проведения ремонтов и техобслуживания оборудования. Применение той или иной стратегии технического обслуживания и ремонта зависит также от специфики технологии.

В таблице 2.3 приведены данные по возрасту и составу котельного оборудования КТЭЦ-2

Таблица 2.3 – Возраст и состав котельного оборудования КТЭЦ-2

№ п/п	Наименование оборудования	Первоначальная стоимость ОС, тыс. руб.	Амортизация на конец отчетного года, тыс. руб.	Степень износа ОС, %
1	БКЗ-420-140 ПТ-1 ст. № 1	67 939	60 618	89,22
2	БКЗ-420-140 ПТ-1 ст. №2	65 203	60 591	87,87
3	БКЗ-420-140 ПТ-1 ст. №3	67 104	59 874	89,23
4	БКЗ-500-140-1 ст. №4	76 449	68 775	89,96
5	БКЗ-500-140-1 ст. №5	80 593	64 440	79,96
6	БКЗ-500-140-1 ст. № 6	86 595	69 746	80,54

Как видно из представленной таблицы большинство котлов на КТЭЦ-2 почти достигли 90% степени износа, наименее изношенный котел достиг уровня износа 79.96%. Данный факт свидетельствует о необходимости ремонта и модернизации котельного оборудования теплоэлектростанции в ближайшее время.

В таблице 2.4 приведены данные по возрасту и составу силовых трансформаторов КТЭЦ-2.

Таблица 2.4 – Состав и состояние парка трансформаторов и автотрансформаторов

Диспетчерское наименование	Тип (марка) трансформатора	Напряжение (кВ)		Мощность (МВА)	Год ввода	Завод изготовитель	Срок службы	
		низшее	высшее				норма	факт
1Т	ТДЦ-125000/110	10,5	121	125.00	1979	Трансформатор, АО, г. Тольятти	25	36
2Т	ТДЦ-125000/110	10,5	121	125.00	1980	Трансформатор, АО, г. Тольятти	25	35
3Т	ТДЦ-125000/110	10,5	121	125.00	1982	Трансформатор, АО, г. Тольятти	25	33
4Т	ТДЦ-200000/110	18	121	200.00	1984	Запорожтрансформатор, ОАО, г. Запорожье	25	31
1ТР	ТРДН-32000/110	6,3	115	32.00	1979	Трансформатор, АО, г. Тольятти	25	36
2ТР	ТРДН-40000/110	6,3	115	40.00	2002	Трансформатор, АО, г. Тольятти	25	13
31Т	ТДН-10000/110	6,3	115	10.00	1975	Запорожтрансформатор, ОАО, г. Запорожье	25	40
32Т	ТДН-10000/110	6,3	115	10.00	1975	Запорожтрансформатор, ОАО, г. Запорожье	25	40
33Т	ТДН-10000/110	6,3	115	10.00	1994	Запорожтрансформатор, ОАО, г. Запорожье	25	21
34Т	ТДН-10000/110	6,3	115	10.00	1994	Запорожтрансформатор, ОАО, г. Запорожье	25	21

Анализ таблицы 2.4 показывает, что 70% трансформаторов и автотрансформаторов красноярской ТЭЦ-2 фактически служат за пределами нормативного срока, еще 20%, трансформаторы ТДН-10000/110 изношены на

84% и только одна единица трансформаторного парка находится в середине предела нормативного срока службы.

В таблице 2.5 приведены состав, технические характеристики и срок службы парка генераторов красноярской ТЭЦ-2.

Таблица 2.5 - Состав и состояние парка генераторов

Турбогенератор	Тип (марка)	Номинальное напряжение (кВ)	Установленная мощность (МВт)	Год ввода	Завод изготовитель	Год модернизации	Срок		Тип системы возбуждения	
							норма	факт	основная	резервная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТГ-1	ТВ Ф-120-2-УЗ	10.5	125.00	1979	Сибэлектротяжмаш, г. Новосибирск	-	30	36	Высокочастотная полупроводниковая система возбуждения	Электромашинная система возбуждения с возбудителем постоянного тока
ТГ-2	ТВ Ф-120-2-УЗ	10.5	125.00	1980	Сибэлектротяжмаш, г. Новосибирск	-	30	35	Высокочастотная полупроводниковая система возбуждения	Электромашинная система возбуждения с возбудителем постоянного тока
ТГ-3	ТВ Ф-120-2-УЗ	10.5	125.00	1982	Сибэлектротяжмаш, г. Новосибирск	-	30	33	Высокочастотная полупроводниковая система возбуждения	Электромашинная система возбуждения с возбудителем постоянного тока
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

ТГ-4	ТВВ - 160- 2ЕУ 3	18.0	188.20	1984	Электроси ла, г. С.- Петербург	-	30	31	Система тиристорног о независимог о возбуждени я СТН-400- 2500-2	Электрома шинная система возбуждени я с возбудител ем постоянног о тока
------	------------------------------	------	--------	------	--------------------------------------	---	----	----	--	---

Как видно из таблица 2.5 все турбогенераторы предприятия работают с износом 100%, фактический срок службы превышает 30 лет.

Загрузка турбогенераторов Красноярской ТЭЦ-2 представлена в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Загрузка турбогенераторов КТЭЦ-2

Тип (марка) турбин ы	Дата ввода	Выработка эл.эн. в отчетном году, тыс. кВт.ч	Парковый ресурс (ПР), норма, час	Наработка с начала эксплуатации на конец года, час	Год достижения паркового ресурса	Количество пусков с начала эксплуатации, шт
Т- 110/120- 130	22.12.79 г	606943	220000	234263	2013	252
Т- 110/120- 130	21.12.80г	505358	220000	226664	2014	215
Т- 110/120- 130	07.09.82г	513672	220000	210470	2016	167
ПТ- 135/165- 130/15	28.12.84 г	975376	220000	177569	2021	158

Несмотря на высокий износ оборудования, турбинный парк предприятия работает с высокой степенью загрузки, что создает

дополнительные риски работы теплоэлектростанции и предъявляет дополнительные требования по ее эксплуатации. Также из таблицы 2.6 мы можем видеть, что у генераторов превышен, либо находится в непосредственной близости их парковый ресурс – наработка однотипных по конструкции, маркам стали и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, в пределах которой обеспечивается их безаварийная работа при соблюдении требований действующей нормативной документации [15, 16]. За рубежом, так же как и в России, уделяется большое внимание продлению ресурса энергооборудования, но там понятия "парковый ресурс" не существует. Решением о продлении срока эксплуатации конкретной энергоустановки начинают заниматься по мере исчерпания проектного ресурса. Эксплуатация большого количества однотипного оборудования позволила в отечественной энергетике решать проблему увеличения срока службы стареющего оборудования поэтапно. Введение понятия паркового ресурса в нашей стране позволило сократить затраты на исследование состояния и диагностику металла энергоустановок до исчерпания этого срока. Парковый ресурс для отдельных элементов котлов, турбин и паропроводов по результатам выполненных исследований составил от 70 до 300 тыс.ч. Ресурс энергоустановки в целом принято приравнивать к ресурсу турбины, так как замена ее или ее наиболее дорогостоящих деталей (роторов, корпусов цилиндров) приведет к резкому росту единовременных затрат. Для большей наглядности данные представим на рисунке 2.5.

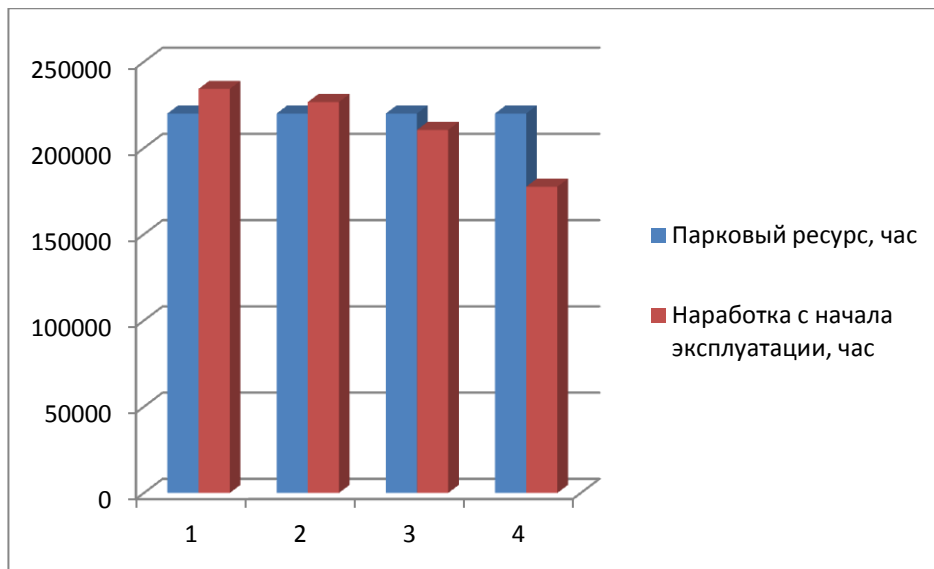


Рисунок 2.5 – Наработка генераторов с начала эксплуатации

Таким образом, проведенный анализ состава и состояния оборудования Красноярской ТЭЦ-2 показывает, что большинство оборудования изношено, что определяет особую актуальность эффективности ремонтных работ на предприятии, в силу чего последующая часть работы будет направлена на оценку организации и проведения ремонтов на КТЭЦ-2 а также анализ затрат на ремонт.

2.3 Анализ затрат на ремонты на КТЭЦ-2

Для определения составляющих ремонтных затрат была проанализирована их структура. Динамика затрат на ремонты оборудования ТЭЦ-2 по договорам представлена в таблице 2.7, а ремонты, проводимые хозяйством – таблица 2.8

Таблица 2.7 – Затраты на ремонты оборудования ТЭЦ-2 по договорам

Показатели в млн.руб.

Наименование	2013 г.	2014 г.
Расходы на вспомогательные материалы	6,96	7,84
Расходы на ГСМ	3,61	4,48
Расходы на запасные части, комплектующие, иные материалы для	3,47	3,77
Расходы на запчасти, комп-е, иные матер. для ремонта	2,29	2,33
Расходы (давальч.) на запчасти, комп-щие, иные матер. для ремонта	3,90	4,20
Расходы на прочие вспомогательные материалы	0,89	0,67
Итого материальные затраты	18,94	23,30
Затраты на оплату труда	58,66	58,48
Всего затраты на ремонт	77,595	81,78

Таблица 2.8 – Затраты на ремонты оборудования ТЭЦ-2 хозспособом

Показатели в млн.руб.

Наименование	2013 г.	2014 г.
1	2	3
Расходы на вспомогательные материалы	2,63	2,54
Расходы на ГСМ	0,88	0,89
Расходы на запасные части, комплектующие, иные материалы для	0,37	0,25

1	2	3
Расходы на запчасти,комп-е,иные матер.для ремонта	0,31	0,44
Расходы(давальч.)на запчасти,комп-щие,иные матер.для ремонта	0,36	0,53
Расходы на прочие вспомогательные материалы	0,29	0,35
Итого материальные затраты	4,84	5,13
Затраты на оплату труда	13,70	16,45
Всего затраты на ремонт	20,153	21,578

Из таблиц 2.10, 2.11 видно, что ремонт оборудования на ТЭЦ-2 проводится двумя способами: по договорам с подрядчиками и собственными силами предприятия (хозспособом) – что показано на рисунке 2.6

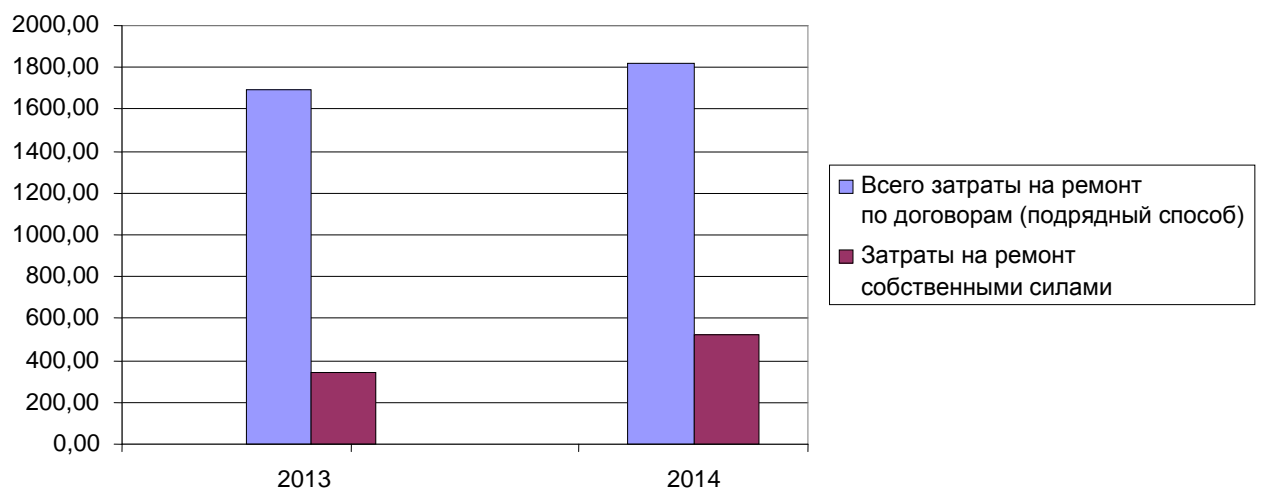


Рисунок 2.6 – Динамика и структура затрат на ремонт

Затраты на ремонт возрастают в 2014 году по сравнению с 2013 г. По хозспособу с 20,153 до 21,578 млн.руб., по договорам с 77,595 до 81,78 млн.руб. Основную долю затрат по ремонтам составляют затраты на оплату труда (71%). Наблюдается рост расходов на вспомогательные материалы (в районе 20%). Остальные показатели существенно не меняются.

Таким образом, в рассматриваемом периоде наблюдается рост затрат предприятия на ремонтные работы.

На рисунке 2.7 представлена структура затрат на ремонт в 2014 году.

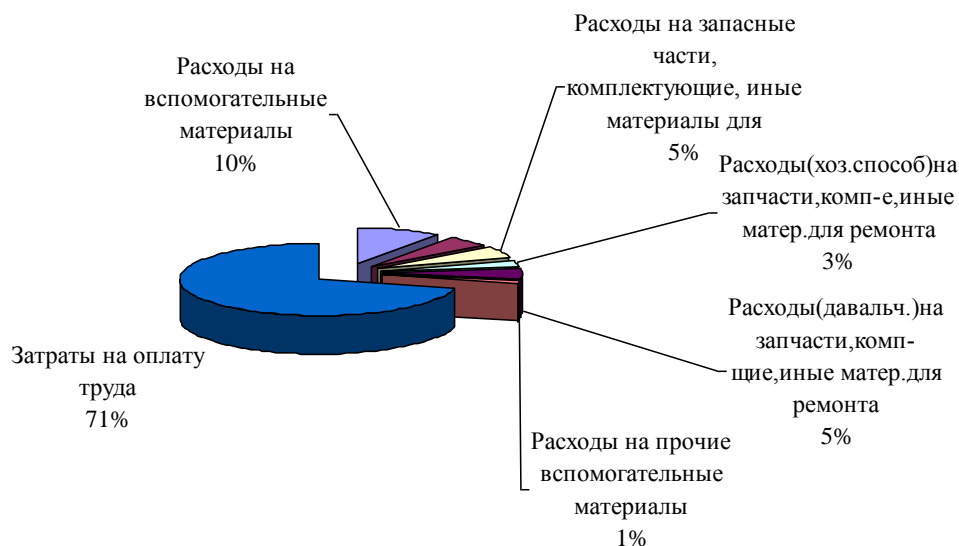


Рисунок 2.7 – Структура затрат на ремонт в 2014 году

На рисунке 2.8 отражена доля затрат на ремонт, осуществленный сторонними организациями в общей структуре затрат на ремонт Красноярской ТЭЦ-2.

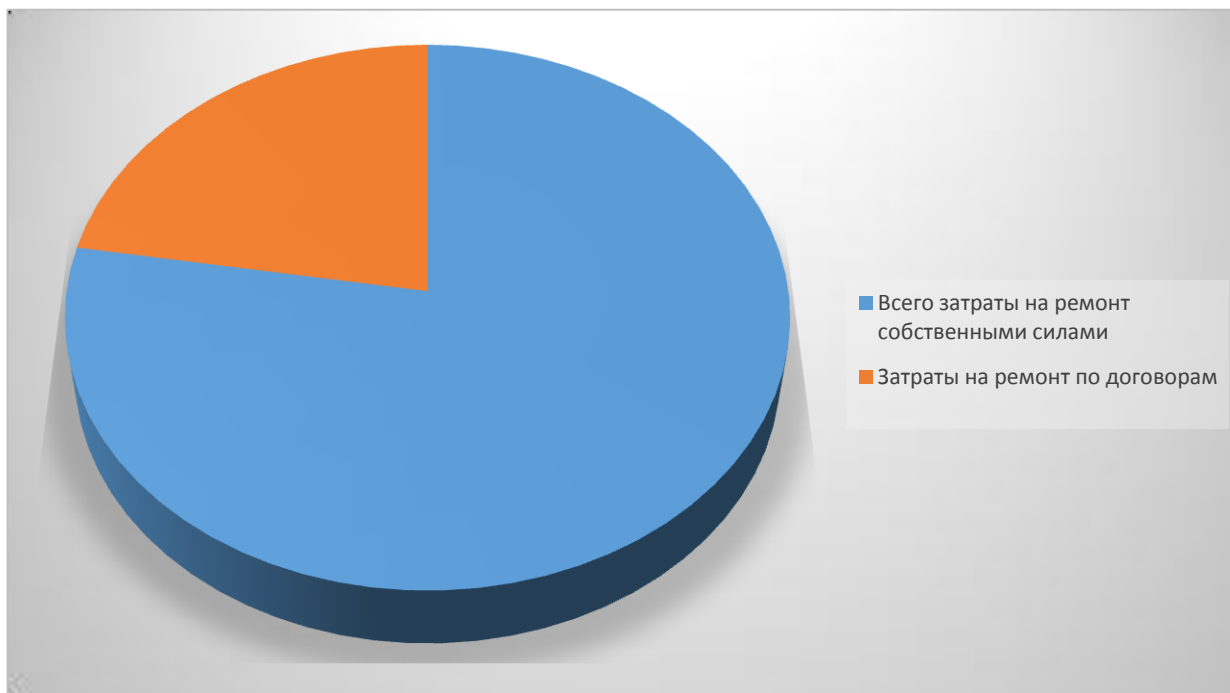


Рисунок 2.8 – Доля подрядчиков в ремонтных работах

Основная доля затрат на ремонт приходится на ремонт по договорам, высокий % сохраняется на всем анализируемом периоде (почти 80%).

В таблице 2.9 показаны затраты на ремонт и себестоимость. В рассматриваемом периоде затраты на ремонт хоть и выросли, но в отношении к затратам на производство электроэнергии их доля упала, и составила лишь 11,4% в 2014 году (рисунок 2.9). Данный факт безусловно оценивается негативно, так как не удастся в полном объеме провести грамотную и качественную ремонтную компанию, особенно если учесть высокий уровень износа оборудования предприятия.

Таблица 2.9 – Затраты на ремонт в структуре затрат на производство электроэнергии

Наименование показателя	2013 г.	2014 г.	темпы роста 2014/2013, %
Себестоимость тепловой и электроэнергии, тыс.руб.	541916	900764	166,22
Затраты на ремонт, тыс.руб.	97748	103358	115
Доля затрат на ремонт в затратах на производство электроэнергии, %	18	11,4	

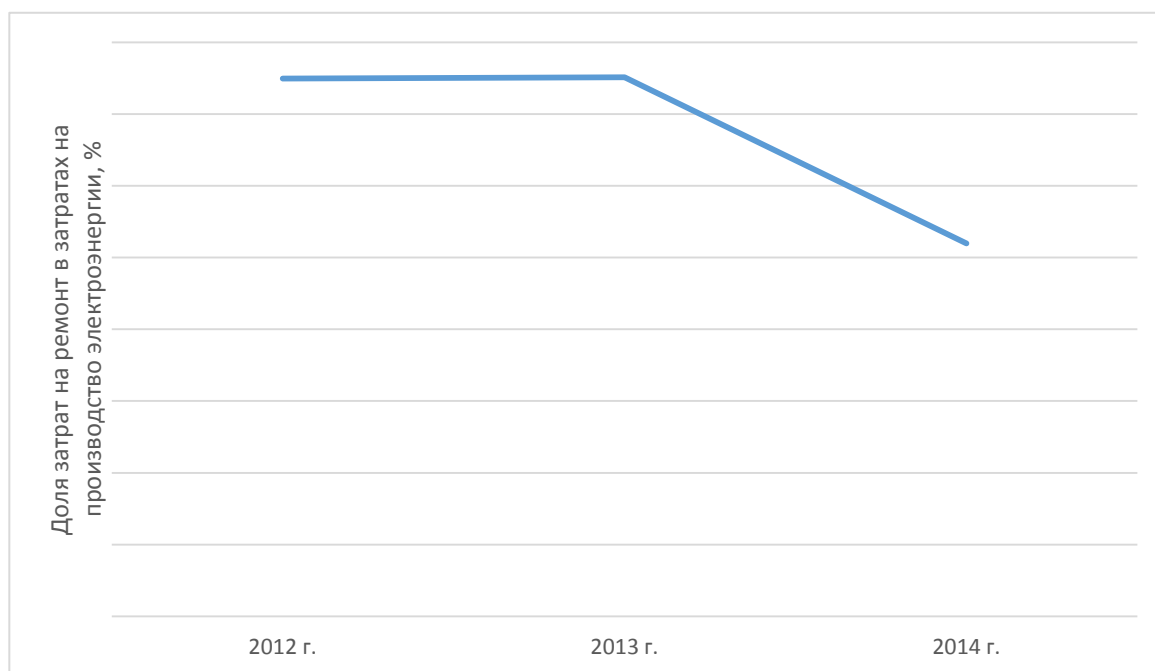


Рисунок 2.9 - Доля затрат на ремонт в затратах на производство электроэнергии, %

На предприятии можно выделить следующие основные проблемы в деятельности, влияющие на рост затрат на проведение ремонта:

- значительное увеличение материальных затрат в общей

себестоимости, то есть перерасход материальных ресурсов. Следовательно, необходим ряд мероприятий по снижению материальных затрат на производство;

- сравнительно небольшая доля активной части (в районе 40%) в общей стоимости основных фондов, что означает, что далеко не все основные средства используются предприятием в процессе производства. Многие из них нуждаются в обслуживании, либо в ремонте. В таком случае уменьшается производительность в то время, как на данные основные средства начисляется амортизация, то есть растут постоянные затраты;

- низкий процент коэффициента обновления (1,3%);

- изношенность и устаревание оборудования, о чем свидетельствует увеличение коэффициента износа и снижение коэффициента годности.

Основным ограничением в деятельности предприятия является значительный износ основных фондов. Этот недостаток характерен для отрасли в целом (порядка 70%).

3 Разработка мероприятия по оптимизации затрат на ремонт

3.1 Оценка способов проведения ремонтов на ТЭЦ-2

Для снижения издержек на производство ремонтных работ на ТЭЦ разрабатываются мероприятия по повышению эффективности затрат, которые ежегодно корректируются с учетом изменения обстоятельств на предприятии.

В общем случае мероприятия по снижению издержек производства зависят от специфики предприятия, текущего состояния и перспективы его развития. Современный уровень развития определяет необходимость проведения комплекса мероприятий по совершенствованию организации ремонтных работ, который достигается решением частных задач. Комплекс мероприятий учитывает все факторы, которые оказывают влияние на снижение затрат.

Пути оптимизации затрат на проведение ремонтных работ могут быть самые разнообразные (оптимизации численности ремонтного персонала, снижение материальных затрат). В дипломной работе рассмотрены следующие направления оптимизации ремонтных затрат:

- целесообразность ремонта маломощных электродвигателей;
- оценка проведения ремонтов подрядным и хозспособом (ремонт собственными силами предприятия).

В настоящее время организация планирования ремонтов в филиала «Красноярская ТЭЦ-2» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» основана на системе планово-предупредительных ремонтов, со строгой периодичностью ремонтов, утверждённой техническим руководителем.

В ходе реструктуризации энергетики ремонтные функции определённого вида деятельности были выведены в специализированное предприятие по ремонту энергооборудования. Большая доля ремонта

оборудования Красноярской ТЭЦ-2 производится силами выведенного в 2008 году из состава персонала филиала, в состав персонала вновь созданного Красноярского ремонтного предприятия (в данное время предприятие носит название «Сибирь энергоремонт» СибЭР).

Подрядчик, выполняющий ремонт определяется по результатам проведения торгово-закупочной компании ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)». Взаимоотношения с «СибЭР» строятся на договорной основе. Договор является завершающей стадией торгово-закупочной компании проводимой по видам ремонта, выносимым на торги. К договору прилагаются утверждённые графики ремонта (приложение В). Подрядная организация готовит конкурсную документацию, а сами торги проводятся силами РСК.

Специализированное ремонтное предприятие «СибЭР» с момента вывода до настоящего времени работает на давальческом сырье, что усложняет работу и увеличивает затратную часть филиала, так как товарно-материальные ценности должны быть предоставлены на рабочее место, а они в филиале «Красноярская ТЭЦ-2» приобретаются при наличии заявки, которая составляется на основе выявленных дефектов. Время поступления материалов для ремонтных работ увеличивается в разы, что может стать следствием увеличения износа оборудования или даже неотпуском тепловой и электрической энергии согласно установленным графикам. Последнее может навлечь наложение штрафных санкции на предприятие.

Для реализации ППР в течение года необходимо строгое соблюдение графика работы оборудования. В случае технологического нарушения или аварийной ситуации связанной с повреждением оборудования, возникают дополнительные затраты. В случае отказа от подрядной организации привлекают персонал станции, который остался на станции после реструктуризации. Данный персонал так же выполняет часть работ «в помощь» «СибЭР» в случае невыполнении необходимого объема работ подрядной организацией для окончания ремонта и вводе в работу оборудования в срок.

Почти 80% проводимых на станции ремонтов это ремонты по договорам с подрядчиками (рисунок 2.8). Данный вид ремонтов не всегда хорошо сказывается на его качестве и гарантии безотказного работы оборудования, поэтому стоит рассмотреть возможность перехода на ремонт хозспособом.

По словам специалистов такой шаг позволяет не только контролировать качество работ, но и серьезно влияет на снижение издержек. Анализ показывает, что кроме снижения общих затрат появляется возможность увеличивать физические объемы работ. Кроме того, возрастает оперативность, так как не нужно проводить длительные конкурсные процедуры по выбору подрядчика, и это тоже существенный фактор.

Как показывает практика, персонал, который эксплуатирует оборудование, как никто другой заинтересован в качественном выполнении работ. Грамотно и качественно обслужить силовое оборудование может только высококвалифицированный электромонтер, чего нельзя с гарантией сказать о подрядных организациях.

Стоимость ремонта, проводимого подрядным способом, определяется исходя из цены за ремонт, указанной в перечне базовых цен на ремонт [18]. Также стоимость ремонта включает стоимость материалов. Формула для расчет стоимости ремонта, проводимого подрядным способом, имеет следующий вид [18]:

$$C_d = [(1000 \times 1,011) + (1000 \times 0,04)] \times i, \quad (3.1)$$

где C_d - договорная цена ;

1000- базовая цена (руб.);

1,011 - коэффициент, учитывающий доплату за выполнение работ с вредными условиями труда, в размере 1,1 % (средняя величина) к базовой цене;

0,04 - доплата в связи с выплатой единовременного вознаграждения за выслугу лет в размере 4 % к базовой цене;

i - поправочный индекс, разработанный согласно «Общих положений».

Стоимость ремонта, проводимого хозспособом определяется по следующей формуле:

$$C = \left(\frac{O}{H}\right) * (Kc + Kn + Kv) * T; \quad (3.2)$$

где O – средний оклад, руб (14229,33 для КТЭЦ-2);

H – средняя норма рабочего времени, час (164,5)

Kc – северная надбавка;

Kn – премирование по итогам работы;

Kv – вредность;

T – трудозатраты по видам работ.

Для проведения сравнительного анализа стоимости ремонтных работ рассмотрим по отдельности стоимость ремонта различного вида электрооборудования: трансформаторы; распределительные устройства;

генераторы и электродвигатели; электрофильтра, сеть освещения, вспомогательное оборудование, компрессорная и электролизерная.

Трансформаторы. Силовые трансформаторы, установленные на станции предназначены для преобразования электроэнергии с одного напряжения на другое. На станции применяются трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12-15% ниже, а расход активных материалов и стоимость на 20-25% меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности (таблицы 3.1).

Таблица 3.1 – Ремонт трансформаторов

Показатели в тыс.руб.

Вид оборудования	Стоимость ремонта, проводимого подрядным способом	Стоимость ремонта, проводимого хозспособом	Разница стоимости между ремонтами
ТР трансформатора (тип ТДЦ-125000/110 кВ) ст.№ 1Т	178,848	164,466	14,382
ТР ТСН 10кВ	63,298	59,486	3,812
ТР трансформатора 33Т,34Т ТДН-10000/110кВ БНС	66,357	60,164	6,193
ТР ТСН 10кВ	64,107	63,156	0,951
ТР трансформаторов СН	64,146	54,349	9,797
СР трансформатора (тип ТДЦ-125000/110 кВ) ст.№3Т	145,900	130,948	14,952
ТР трансформатора 31Т,32Т ТДН-10000/110кВ	373,068	304,156	68,912
Ремонт отпаечных ТСН 35кВ	337,528	300,464	37,064
Итого:	1293,252	1137,189	156,063

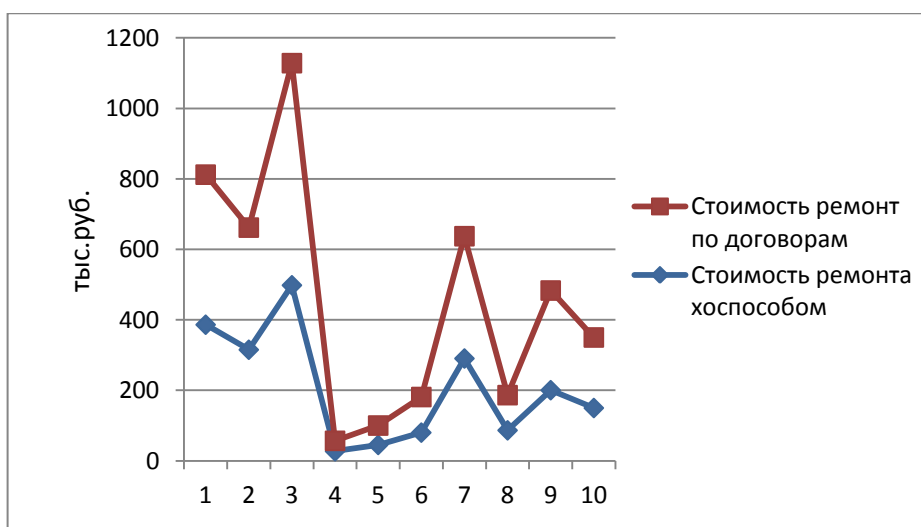


Рисунок 3.1 – Цена за ремонт трансформаторов

Общая экономия при проведении ремонта трансформаторов хозспособом может составить 156,063 тыс.руб., т.е. около 15%.

Распределительное устройство. Распределительное устройство – это электроустановка для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства [19]. Различают открытые, закрытые и комплектные распределительные устройства. На ТЭЦ-2 установлены все виды распределительных устройств (таблицы 3.2).

Таблица 3.2 – ремонт распределительных устройств

Показатели в тыс.руб.

Вид ремонта	Стоимость ремонта, проводимого подрядным способом	Стоимость ремонта, проводимого хозспособом	Разница стоимости между ремонтами
1	2	3	4
СР коммутационных аппаратов свыше 1000В	79,162	70,496	8,666
ТР коммутационных аппаратов свыше 1000В	55,667	47,497	8,17
СР коммутационных аппаратов напряжением 0,4 кВ	15,479	12,1	3,379
1	2	3	4

РУ - 0,4 кВ	80,468	77,467	3,001
ЗРУ -110 кВ средний ремонт ЗРУ	102,312	80,498	21,814
ТР ЗРУ-110кВ, КТПБ-110кВ	273,907	250,46	23,447
КРУ (ГРУ) - 6 кВ	43,834	38,98	4,854
РУ - 0,4 кВ	10,485	8,6	1,885
ТР электрооборудования БНС- 110кВ	61,641	56,59	5,051
Замена опорно-стержневых изоляторов разъединителей ЗРУ-110 кВ I СШ 1-ой секции	338,000	305,51	32,49
Итого:	1060,955	948,198	112,757

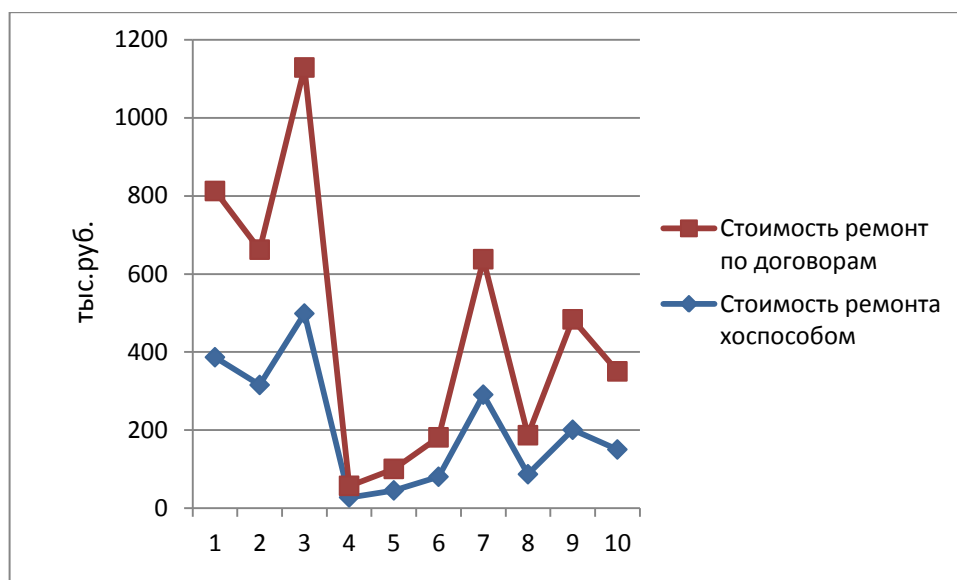


Рисунок 3.2 – Цена за ремонт распределительных устройств

Также как и в случае с трансформаторами имеется видимая выгода от смены способа проведения ремонта. При ремонте распределительных устройств экономия составляет около 10%.

Для выработки электроэнергии на электростанции применяют синхронные генераторы трехфазного переменного тока. На ТЭЦ-2 установлено 4 турбогенератора. Технические характеристики представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Турбогенераторы

Ст. №	Тип	Напряж., кВ	Мощность активная МВт/полная МВА	Год ввода	Завод изготови тель	Срок службы (лет)	
						норма	факт
ТГ-1	ТВФ-120-2	10,5	120/141,2*	1979	СЭТМ	30	30
ТГ-2	ТВФ-120-2	10,5	120/141,2*	1980	СЭТМ	30	29
ТГ-3	ТВФ-120-2	10,5	120/141,2*	1982	СЭТМ	30	27
ТГ-4	ТВВ-160-2ЕУЗ	18.00	160/188,2	1984	Эл.сила	30	25

Электродвигатели на ТЭЦ-2 применяются для привода различного технологического оборудования, систем вентиляции, станков и т.д. разницу стоимости ремонтов генераторов и электродвигателей рассмотрим в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Ремонт генераторов и электродвигателей

Показатели в тыс.руб.

Вид ремонта	Стоимость ремонта, проводимого подрядным способом	Стоимость ремонта, проводимого хозспособом	Разница стоимости между ремонтами
1	2	3	4
ТР турбогенератора ТВФ-120-2 ст.№ 3	126,556	110,65	15,906
Ремонт турбогенератора ТВФ- 120-2 ст.№ 3 (проточка колец)	48,595	38,65	9,945
Ремонт эл.двигателей 6 кВ и 0,4кВ вспомогательного эл.оборудования ТЭЦ-2 (база)	224,433	198,78	25,653
1	2	3	4
СР турбогенератора ТВФ-120-2 ст.№ 3	550,633	450,84	99,793
ТР турбогенератора	73,367	56,68	16,687

ТВФ-120-2 ст.№ 1			
ТР турбогенератора ТВВ-160 ст.№ 4	99,119	83,68	15,439
СР турбогенератора ТВФ-120-2 ст.№ 3	126,556	100,6	25,956
Аварийно- восстановительный ремонт турбогенератора ТВФ-120-2 ст.№2	67,731	56,98	10,751
Итого:	1316,99	1096,86	220,13

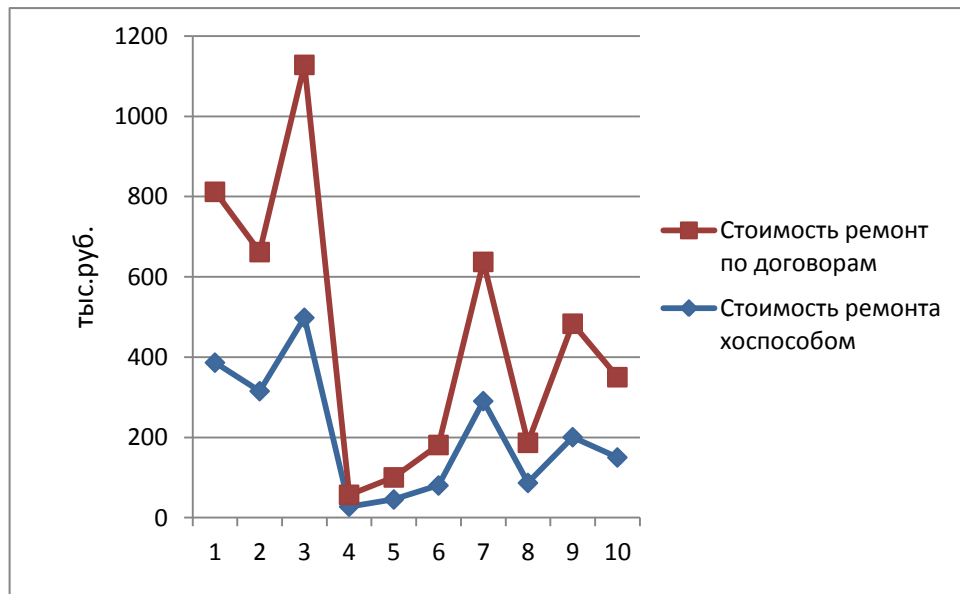


Рисунок 3.3 – Цена за ремонт электродвигателей и генераторов

В данном случае выгода составляет более скромные показатели (около 20%), но при том положительная динамика сохраняется по всем строкам.

Для очистки дымовых газов за котлоагрегатами БКЗ-420-140 ПТ1 ст. № 1-3 установлены электрофильтры типа УГ2-4-74 с проектным КПД 98,0%. За котлоагрегатами БКЗ-500-140 ст. № 4,5,6 - электрофильтры ЭГА-88-12-6-4 с проектным КПД 98,8%. Компрессорные установки предназначены как подачи воздуха в котельный цех, воздушные выключатели, для подачи азота для нужд электроцеха. Электролизерная установка используется для выработки водорода, которым охлаждаются турбогенераторы, установленные на ТЭЦ-2. Разницу в стоимости ремонта данного оборудования рассмотрим в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Ремонт электрофильтров, сети освещения, вспомогательного оборудования, компрессорной и электролизерной

Показатели в тыс.руб.

Вид ремонта	Стоимость ремонта, проводимого подрядным способом	Стоимость ремонта, проводимого хозспособом	Разница стоимости между ремонтами
СР Котла БКЗ 420-140 ст. №2 (Осв., ЭФК) (ТНР)	425,719	386,65	39,069
ТР вспомогательного эл оборудования и сети освещения турбины ПТ-135 ст.№ 4	346,594	315,59	31,004
ТР Котла БКЗ 500-140 ст. №4 (Осв., ЭФК, ЭД) (ТНР)	630,124	498,53	131,594
СР вспомогательного эл оборудования и сети освещения турбины Т-110 ст.№ 3	29,594	27,65	1,944
ТР вспомогательного оборудования ЭФК-1,2,3,4,5,6	55,028	45,6	9,428
КР компрессоров № 1,2,3 ВШВ-3/100 ЗРУ-110 кВ	100,956	80,54	20,416
Текущий ремонт электрооборудования и сети освещения электрокотельной Левобережная.	346,914	290,79	56,124
Подготовительные работы к проведению экспертизы промышленной безопасности ресиверов азота № 1,2	99,946	86,98	12,966
Вспомогательное оборудов. ЭФК (эл. мех часть)	282,749	200,89	81,859
Сети освещения цехов и территории	200,074	150,36	49,714
Итого:	2517,698	2083,58	434,118

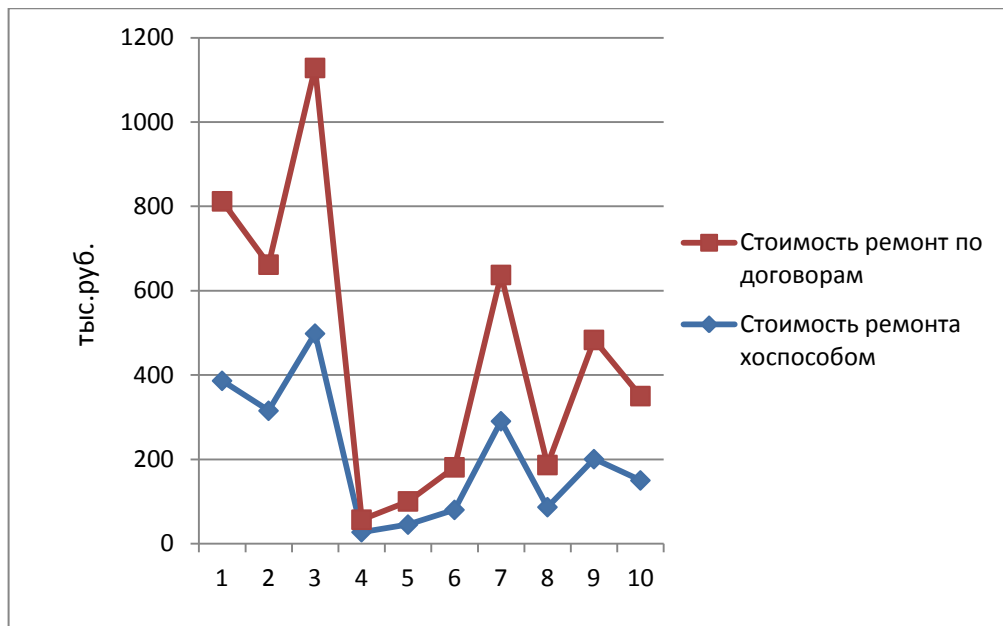


Рисунок 3.4 – Цена за ремонт вспомогательного оборудования

Как и при сравнении способов проведения ремонтов другого электрооборудования наблюдается экономический эффект от проведения ремонта хозспособом. Согласно таблице 3.5 выгода может составить около 20%.

Экономия при переходе на хозспособ может составить 923,068 тыс.руб. для большей наглядности данные представим виде гистограммы (рисунок 3.6).

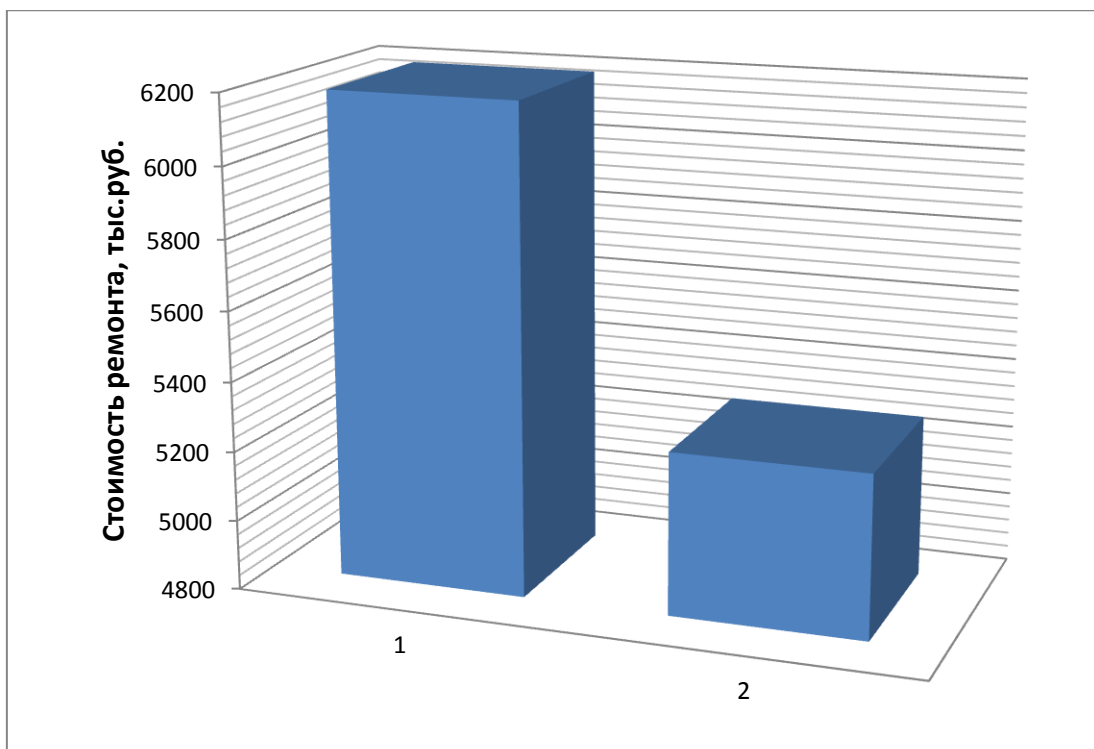


Рисунок 3.5

На основе приведенных данных в качестве одного из путей оптимизации ремонтных работ предлагается возвращение к проведению ремонтов хозспособом.

3.2 Оценка замены электродвигателей

Рассмотрим целесообразность ремонта маломощных электродвигателей (мощность менее 5 кВт).

Маломощные электродвигатели, установленные на ТЭЦ-2 служат для привода различного технологического оборудовании (таблица 3.6).

В котельном цехе:

- маслонасосы мельниц молотковых тангенциальных – (3кВт) – используются для смазки подшипников электродвигателей;

- маслонасосы дымососов – (2,2 кВт) – используются для смазки подшипников электродвигателей;

- пылепитатели – (2,4 кВт) – через форсунки подают угольную пыль в топку котла;

- шнековый транспортер – (5,5 кВт) – используются для транспортировки шлака;

- фосфатные насосы – (1,1кВт) – с их помощью дозируется подача фосфато-водяной смеси в котел.

В турбинном цехе:

- эксгаустеры – (1,5 кВт) - вентилятор системы водородного охлаждения. Эксгаустеры предназначены для вентиляции главного маслобака турбины и сливных маслопроводов;

- маслонасосы питательных насосов – (2,2 кВт) – используются для смазки подшипников скольжения питательных насосов.

Таблица 3.6 – Маломощные электродвигатели, установленные на ТЭЦ-2

Электродвигатели	Мощность электродвигателя, кВт	Количество, шт	Применение
Маслонасосы мельниц молотковых тангенциальных	3	10	Используются для смазки подшипников электродвигателей
Маслонасосы дымососов	2,2	4	Используются для смазки подшипников электродвигателей
Пылепитатели	2,4	48	Через форсунки подают угольную пыль в топку котла
Шнековый транспортер	5,5	15	Используются для транспортировки шлака
Фосфатные насосы	1,1	12	С их помощью дозируется подача фосфато-водяной смеси в котел
Эксгаустеры	1,5	8	Предназначены для вентиляции главного маслобака турбины и сливных маслопроводов
Маслонасосы питательных насосов	2,2	12	Смазка подшипников скольжения питательных насосов

На основе данных эксплуатации за последние пять лет было посчитано число отказов в работе данного оборудования, требующее капитального ремонта (таблица 3.7).

Таблица 3.7 – Частота отказов маломощных электродвигателей

Тип электродвигателя	Количество электродвигателей	Среднее число отказов в среднем за год
Маслонасосы мельниц молотковых тангенциальных	10	2
Маслонасосы дымососов	4	2,3
Пылепитатели	48	8
Шнековый транспортер	15	4,5
Фосфатные насосы	12	7
Экспаустеры	8	0,8
Маслонасосы питательных насосов	14	8

число отказов напрямую не зависит от типа электродвигателей и их количества (таблица 3.7). Число отказов в большей степени зависит от условий эксплуатации, так для примера маслонасосы питательных насосов находятся в неблагоприятных условиях: повышенная влажность, частый пуск, повышенная вибрация – все это и ведет к частым отказам электродвигателей (в среднем 8 отказов за год). Напротив экспаустеры находятся в более благоприятных условиях эксплуатации, отсюда всего 0,8 отказов в среднем за год.

Капитальный ремонт электродвигателя включает в себя следующие виды работ:

- полная разборка электродвигателя, и последующая диагностика с выявлением дефектов;
- выемка и ремонт роторов электродвигателя;
- проверка статора, чистка, восстановление и обновление статорных обмоток;
- ремонт, промывка или замена подшипниковых узлов электродвигателя;

- сборка с испытанием двигателя в работе;

Заплатив немалые деньги за ремонт, потребитель получает электродвигатель, имеющий более низкий (в среднем менее на 5 - 40 %) КПД, более высокое (до 25 %) энергопотребление и существенно более высокий риск выхода из строя, что зависит от качества проведения ремонта.

Проведем сравнительную оценку затрат на капитальный ремонт маломощных электродвигателей и стоимости замены новым.

Стоимость капитального ремонта взята из справочника базовых цен, и суммируются все проведенные работы. Затраты на ремонт получаются перемножением стоимости капитального ремонта и среднего числа отказов электродвигателей (формула 3.3). Полученное значение сравнивается со стоимостью нового оборудования.

$$Ц=КР *КО; \quad (3.3)$$

где КР – стоимость капитального ремонта;

КО – среднее количество отказов.

В таблице 3.8 сравним стоимость капитального ремонта электродвигателей и покупке нового.

Таблица 3.8 – экономия при покупке новых электродвигателей

Тип электродвигателя	Среднее число отказов электродвигателей, шт	Мощность электродвигателя, кВт	Стоимость капитального ремонта, руб.	Стоимость нового электродвигателя, руб.	Экономия, руб.
1	2	3	4	5	6
Маслонасосы мельниц	2	3	6640	3144	6992
Маслонасосы дымососов	2,3	2,2	8416	5631,76	6403

1	2	3	4	5	6
Пылепитатель и	8,7	2,4	8456	5435	24009
Шнековый транспортер	5	5,5	9564	4895,22	21009
Фосфатные насосы	7	1,1	8649	7620	7203
Экспаустеры	0,8	1,5	6697	4624	1658
Маслонасосы питательных насосов	8	2,2	8497	6154,6	18739
Итого		-	56919	37504	86173

Для большей наглядности представим результаты расчетов в виде графика (рисунок – 3.6).

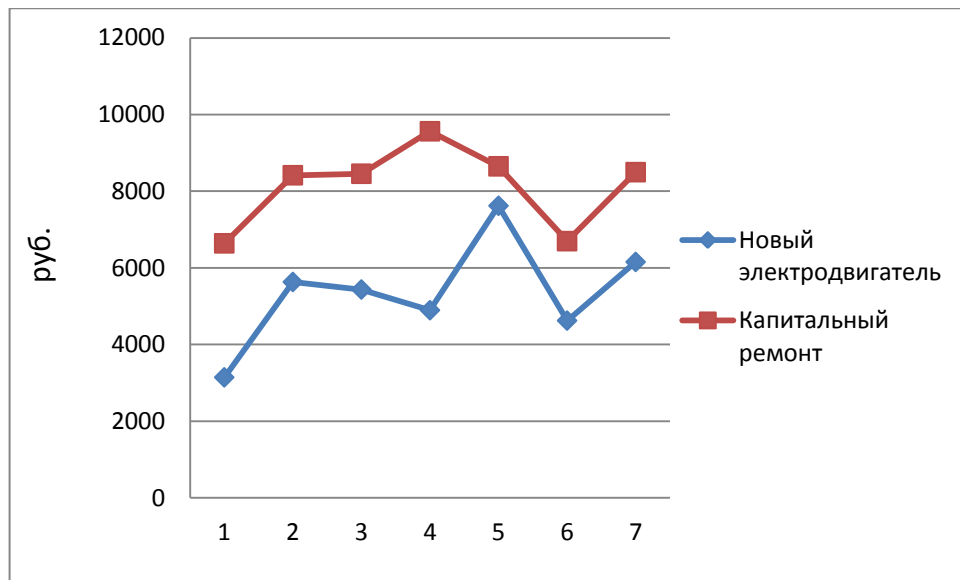


Рисунок 3.6 – Сравнение цены за ремонт и новый электродвигатель

Как мы видим из рисунка 3.6 независимо от типа электродвигателя стоимость нового электродвигателя меньше затрат на проведение капитального ремонта.

Конечно, не всегда необходимо производство всего спектра работ по капитальному ремонту. В этих случаях необходим индивидуальный технико-экономический анализ каждого случая в отдельности (например, не всегда может потребоваться замена подшипниковых узлов).

На зарубежных предприятиях считается нецелесообразным проведение ремонтных работ, если их стоимость превышает 60% изначальной цены электродвигателя. При этом надо учитывать, сколько времени проработает электродвигатель до проведения следующего ремонта. Технология проведения капитального ремонта электродвигателя физически не может обеспечить выход из ремонта качественного электродвигателя. Это объясняется следующим:

- удаление сгоревших обмоток методом «выжига» при температуре 200-250°C в течение 2-3 часов, нагрев статора до предельно высокой температуры, приводящие к потере магнитных свойств электротехнической стали, что снижает КПД двигателя;

- подшипниковые щиты и крышки подшипников, которые имеют зачастую недопустимый износ посадочных поверхностей, а также неоднократная напрессовка и распрессовка деталей приводного механизма вызывает повышенное радиальное биение выходного конца вала;

Можно сделать вывод, что целесообразным является покупка нового электродвигателя, нежели капитальный ремонт отказавшего. Безусловно, целесообразность покупки нового или ремонта ранее приобретенного электродвигателя, должны определять специалисты предприятия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итак, в заключении можно говорить о том, что современная энергетика – наиболее перспективное направление развития экономики России. Это один из главных поставщиков системных услуг: резервирования энергии и мощности, поддержания частоты и напряжения в Единой энергосистеме России. Энергетика дополнительно решает ряд других важнейших задач.

Энергетика является инфраструктурой для деятельности и развития целого ряда важнейших отраслей экономики и страны в целом.

Вместе с тем, крупная энергетика России имеет определенные ограничения из-за территориально-инфраструктурных и графических особенностей страны. Это, прежде всего, удаленность основной части энергетического потенциала, сконцентрированной в Центральной и Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, от основных потребителей электроэнергии. Огромные расстояния и значительные транспортные расходы приводят к тому, что в некоторых из них стоимость привозного топлива и выработанной на его основе электроэнергии становится настолько высокой, что делает использование малых рек, а также других технологий нетрадиционных ВИЭ экономически целесообразными.

Развитие энергетики на основе возобновляемых источников, в частности энергетики, рассматривается сегодня как способ достижения основных государственных приоритетов в электроэнергетической сфере. Модернизация, переход на новый технологический уровень, повышение энергоэффективности и экологичности должны обеспечивать надежность Единой энергетической системы и при этом соответствовать высоким требованиям, которые предъявляются сейчас к объектам ЕЭС России. Чтобы эти требования способствовали переходу энергетики в качественно новое состояние, необходимо детализировать и сбалансировать существующую систему технического регулирования.

Учитывая, что реализация Энергетической стратегии России на период

до 2035 г. осуществляется определенными этапами, возможна постановка вопроса об актуализации специального законодательства, призванного регулировать соответствующие отношения устранения явных пробелов законодательства, дополнения некоторых норм с учетом конкретных этапов реализации Энергетической стратегии.

В условиях ограниченности инвестиционных ресурсов задача определения целесообразности ремонта оборудования либо его замены особенно актуальна, поскольку в настоящее время разработано современное оборудование, превосходящее существующее по техническим характеристикам, массогабаритным показателям и показателям надежности. В связи с этим зачастую затраты на ремонт существующего оборудования соизмеримы со стоимостью нового оборудования.

По результатам анализа основных показателей рентабельности были сделаны выводы о том, что по всем показателям рентабельности ТЭЦ-2 за анализируемый период наблюдается спад.

Снижение показателей рентабельности вызвано тем, что прибыль увеличивалась непропорционально росту себестоимости, то есть выручка от реализации товаров (работ, услуг) в анализируемом периоде (с 2012 по 2014 гг.) увеличивалась главным образом за счет увеличения цены и объема реализации продукции.

Анализ возрастной структуры свидетельствует, что большая часть оборудования имеет фактический срок эксплуатации более 25 лет – 54%, от 20 до 25 – 17%. Средний возраст оборудования 16,6 года. Стоит отметить, что нормой для предприятия такого рода считается средний возраст, не превышающий 20 лет. Большинство оборудования изношено, что определяет особую актуальность эффективности ремонтных работ на предприятии.

В работе особое внимание уделено затратам на ремонты. Затраты на ремонт возрастают в 2014 году по сравнению с 2013 г. По хозяйственному способу с 20,153 до 21,578 млн.руб., по договорам с 77,595 до 81,78 млн.руб. Основную долю затрат по ремонтам составляют затраты на оплату труда (71%).

Наблюдается рост расходов на вспомогательные материалы (в районе 20%). Остальные показатели существенно не меняются. Основная доля затрат на ремонт приходится на ремонт по договорам, высокий % сохраняется на всем анализируемом периоде (почти 80%). Было предложены два пути оптимизации ремонтных работ.

Первый путь оптимизации связан со способом выполнения ремонта – переход от подрядного, к хозяйственному способу ремонта. В настоящее время большую часть ремонтов на предприятии производится подрядной организации «СибЭР» - в районе 80%. Наличие собственной отлаженной системы приобретения и поставки материалов, сохранение минимального числа специалистов может послужить хорошей перспективой для перехода к хозяйственному способу выполнения ремонта.

Второй путь – это приобретение новых маломощных электродвигателей взамен проведения их капитального ремонта. Можно сделать вывод, что целесообразным является покупка нового электродвигателя, нежели капитальный ремонт отказавшего. Безусловно, целесообразность покупки нового или ремонта ранее приобретенного электродвигателя, должны определять специалисты предприятия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Трифонов Ю.В. Воспроизводство основного капитала электроэнергетики // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. – 2008. – № 1.
- 2 Деменев И.В. Управление воспроизводством основных фондов предприятий энергетической инфраструктуры в условиях экономической нестабильности. – Нижний Новгород: ВВАГС, 2008. – 282 с.
- 3 Русских А.Д. Состояние генерирующих мощностей в электроэнергетике России // Инновации, технологии, решения. – 2007. – № 5
- 4 Проект Министерства энергетики Российской Федерации «Энергетическая стратегия на период до 2035 года», Инвестиции в ТЭК. // Энергетический бюллетень, № 14, 2014 г.
- 5 Александров С. Принципы стратегического управления ТГК // Энергорынок. — 2012. — № 6 (19). — С. 42-46
- 6 Правила Технической Эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / Министерство энергетики РФ, РАО «ЕЭС России»: - Москва.: СПО ОРГРЭС, 2003.- 284 с.
- 7 СО 34.04.181-2003 Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. – ВЗАМЕН РДПр 34-38-030-92. – Введ. 01.01.2004 г. – Москва: 2004. – 443стр.
- 8 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – ВЗАМЕН ВППБ 01-02-95. - Введ. 01.06.2000 г. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС 2004. – 259 стр.

- 9 РД 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытаний электрооборудования. – Введ. 08.05.1997 г. – Москва: НЦ ЭНАС 1998. – 359 стр.
- 10 ПУЭ, изд. седьмое, разд 6, Электрическое освещение, разд 7 Эл. оборудование специальных установок, гл. 7.1 Эл уст-ки жилых, обществ., административных и бытовых зданий, гл. 7.2 Эл. уст-ки зрелищных предприятий, клубных учрежд. и спортивных сооруж., НЦ ЭНАС, Москва, 2004 (621.31, П-683).
- 11 СО 34.20.608-2003 (РД 153-34.0-20.608-2003). Проект производства работ для ремонта энергетического оборудования электростанций требования к составу, содержанию и оформлению.
- 12 Китушин В.Г., Иванова Е.В. Оценка эффективного срока реконструкции, замены оборудования // Проблемы современной экономики. 2014.- № 4(28)
- 13 Анцев В.Ю., Федоров А.В., Федоров А.В. Стандартизация взаимодействий подразделений ремонтной службы машиностроительного предприятия // Ремонт, восстановление и модернизация. 2008. № 5. С. 42-48
- 14 Экономика и управление в современной электроэнергетике России: пособие / под ред. Чубайса А.Б. - Москва.: НП "КОНЦ ЕЭС", 2009. - 615 с.
- 15 СТО ОАО РАО "ЕЭС России" 17330282.27.01–2006
- 16 РД 10-577-03. Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций. Москва., ФГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2004.
- 17 СТО 17230282.27.100.005-2008. Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. Контроль состояния металла. Нормы и требования. Москва., НП «ИНВЭЛ», 2009.

- 18 Базовые цены на работы по ремонту энергетического оборудования, адекватные условиям функционирования конкурентного рынка услуг по ремонту и техперевооружению [Электронный ресурс]: содержит базовые цена по ремонту энергетического оборудования – Москва. 24.05.2004г. –Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/data2/1/4293831/4293831748.htm>
- 19 А.Д. Рожкова, В.С. Козулин “Электрооборудование станции и подстанции”- Москва.; Энергоиздат, 1987
- 20 Поликарпова, Т. И. Основы экономики. Материальная база предприятия : Метод.указания / Т. И. Поликарпова. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2004. – 32 с.
- 21 Рубан, Т. П. Экономика предприятия : учеб.пособие / Т. П. Рубан, Л. В. Ходыкина. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2001. – 228 с.
- 22 Ящура, А. И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования : справочник / А. И. Ящура. – Москва : НЦ ЭНАС, 2006. – 504 с.
- 23 Бернстайн, Л. А. Анализ финансовой отчетности / Л. А. Бернстайн. Москва: Финансы и статистика, 1996. – 70 с.
- 24 Бригхем Ю.М. Финансовый менеджмент: Полный курс: В 2-х т. / Пер. с англ. Под ред. В. В. Ковалева/ Ю.М. Бригхем, Л.В. Гапенски. –Санкт Петербург: Экономическая школа, 1997.
- 25 Положение об обеспечении безопасности производственного оборудования № ПОТРО-14000-002-98, утверждено Департаментом экономики машиностроения Министерства экономики Российской Федерации 20.01.1998 г.
- 26 Волков, Н.Г. Надежность электроснабжения : учеб. Пособие / Н. Г. Волков. – Томск : Томский политехнический университет, 2003. – 140 с.

- 27 Липсиц, И. В. Инвестиционный проект: методы подготовки и анализа. учеб. пособие / И. В. Липсиц, В. В. Косов. – Москва : БЕК, 2006. – 304 с.
- 28 Эльрих, Ю. Применение метода «дерево решений» в целях оптимизации ремонтных программ предприятий электроэнергетики РФ / Ю. Эльрих, Э. Петровский // РИСК: ресурсы, информация, снабжение, конкуренция. – 2012. – № 1. – С. 5–8.
- 29 Инструкция по планированию, учёту и калькулированию затрат на производство и поставку электрической и тепловой энергии на электростанциях, в электрических и тепловых сетях и в целом энергоснабжающих организациях. – Москва :1998. –132 с.
- 30 Назарычев, А. Н. Совершенствование системы ремонтов электрооборудования электростанций и подстанций с учетом технического состояния :дис. д-ра тех. наук : 05.14.02 / Назарычев Александр Николаевич. – Иваново, 2005. – 390 с.
- 31 Капельян, С.Н. Основы коммерческих и финансовых расчётов/ С.Н. Капельян, О.А. Левкович. –Москва: НТЦ «АПИ», 1999. – 224 с.
- 32 Ковалёв, В.В. Финансовый анализ: управление капиталом, выбор инвестиций, анализ отчётности/ В.В. Ковалев. – Москва: Финансы и статистика, 2008. – 516 с.
- 33 Колчина, Н. В. Финансы предприятий / Н. В. Колчина – Москва: ЮНИТИ, 2007. – 413 с.
- 34 Аврова, И.А. Основные средства предприятия : учеб. / И.А. Аврова. – Москва: Эскаорт, 2002. – 321 с.
- 35 Баканов, М.И. Теория экономического анализа: учеб. / М. И. Баканов, А. Д. Шеремет. – Москва: Финансы и статистика, 2000. – 340 с.
- 36 Балабанов, И. Т. Основы финансового менеджмента[текст]: учеб. / И. Т. Балабанов. – Москва: Финансы и статистика, 2000. – 242 с.
- 37 Волков, О. И. Экономика предприятия: учеб. / О. И. Волков. – Москва: ИНФРА – М, 1999.– 520 с.

- 38 Гаврилова, А. Н. Финансы организаций : учеб. / А. Н. Гаврилова, А. А. Попов. – Москва: КНОРУС, 2005. – 576 с.
- 39 Распоряжение Правительства РФ от 22 февраля 2008 г. № 215-р
- 40 Талицкая, Т.В. Переоценка основных фондов : учеб. / Т.В. Талицкая. – Москва: ИНФРА - М, 2002. – 253 с.
- 41 Самсонов, В. С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учеб. / В. С. Самсонов, М. А. Вяткин. – Москва: Высш. шк., 2001. – 416 с.
- 42 Кононов, Ю. Д. Особенности прогнозирования развития энергетики в новых социально-экономических условиях/Ю.Д. Кононов. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1997
- 43 Чубайс, А. Б. Приоритеты «новой энергетической политики» Промышленная энергетика/А.Б. Чубайс. – Москва: 1999. – 2 с.
- 44 Джангиров, В. А. Рыночные отношения и системы управления в электроэнергетике. Электрические станции/ В.А. Джангиров, В. А. Баринов. – Москва: 2007. – 2 с.
- 45 Самочкин, В.Н. Гибкое развитие предприятия. Анализ и планирование/В.Н. Самочкин. – Москва: Дело, 2008. – 336с.
- 46 Кныш, М.И. Стратегическое планирование инвестиционной деятельности: учеб. пособие/ М.И. Кныш, Б.А. Перекатов, Ю.П. Тютиков. – Санкт Петербург: Изд. Дом Бизнес – Пресса, 2008. – 315 с.
- 47 Шим, Д. К. Методы управления стоимостью и анализа затрат / Д. К. Шим, Д. Г. Сигел – Москва: ФИЛИНЪ, 2006. – 240 с.
- 48 Сегединов, А. А. Проблемы экономики развития инфраструктуры города / А. А. Сегединов. – Москва: Стройиздат, 2008. – 300 с.
- 49 Григорьев, В. В. Методические положения по переоценке основных фондов / В. В. Григорьев – Москва: Центр социально-экономической реконструкции предприятий, 1995. – 48 с.
- 50 СТО 4.2-07-2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной

деятельности. Текстовые материалы и иллюстрации. –Красноярск :
ИПК СФУ, 2014. – 57 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(рекомендуемое)

Структура компании

