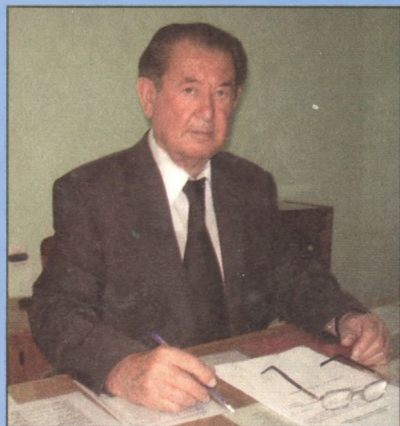




Юнусов Тимур Юнусович, заслуженный энергетик Узбекистана, кандидат экономических наук, в 1956 году окончил Среднеазиатский политехнический институт по специальности «инженер-гидроэнергетик».

В 1981 году защитил кандидатскую диссертацию в НИИ стандартизации (г.Москва) на тему «Экономические вопросы в управлении качеством ремонта оборудования (на примере ремонта оборудования энергетических систем)».

Т.Ю. Юнусов является одним из основоположников создания и развития энерго-ремонтного производства в Центральной Азии. За 55 лет работы в энергосистеме Узбекистана и

Центральной Азии, он внес огромный вклад в создание энергоремонтной базы, модернизацию производства, внедрение новых технологий, освоение выпуска новых видов продукции.

Им опубликовано порядка 50 научных работ и статей, посвященных проблемным вопросам в различных областях энергетики:

- системы управления качеством продукции, роль специализации в данном направлении;
- развитие и совершенствование технологий индустриально-заводского ремонта энергооборудования, освоение выпуска импортозамещающей продукции;
- внедрение «Автоматизированной системы производственной информации ремонта энергетического оборудования» АСПИРЭО;
- развитие методов сетевого планирования и управления;
- внедрение стратегии планового технического обслуживания и ремонта оборудования(ТОиР) путем ранней диагностики электрооборудования электрических систем.

Монография, опубликованная Т.Ю. Юнусовым совместно с Ващенко В.К. «Динамическая оптимизация капитальных вложений на создание новой техники», позволила решить проблему капитальных вложений в новую технику с современных позиций.

Т.Ю. Юнусов является автором идеи и научным консультантом изданной в 2009 году книги «Узбекэнерготаймир. Очерки из истории предприятия». Книга посвящена становлению и развитию энергоремонтного производства Узбекистана.

Он успешно окончил специальный курс «Менеджер предприятия по Системе менеджмента качества» по версии ISO 9001:2008 и получил соответствующий сертификат.

В настоящее время Т.Ю. Юнусов является директором ОАО «Узбекэнерготаймир».



Т.Ю. ЮНУСОВ

РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ



Ташкент - 2010

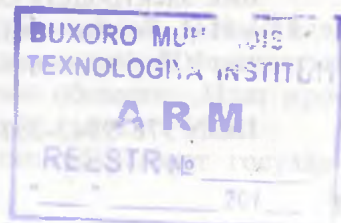
**ГОСУДАРСТВЕННАЯ АКЦИОНЕРНАЯ КОМПАНИЯ
«УЗБЕКЭНЕРГО»
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«УЗБЕКЭНЕРГОТАЪМИР»**

Т.Ю. ЮНУСОВ

**РЕМОНТ
ОБОРУДОВАНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

Под редакцией К.Р. АЛЛАЕВА

**ООО «Мехридарье»
Ташкент - 2010**



31.27

Ю56

Юнусов, Т.Ю.

Ремонт оборудования энергетических систем./Т.Ю. Юнусов; под. ред. К.Р.Аллаева ; Государственная акционерная компания «Узбекэнерго», Открытое акционерное общество «Узбекэнерготашмир»- Т. «Мехридарё», 2010, 324.с.

ББК 31.27-08

В книге изложены основы организации ремонтной службы электроэнергетических систем. Приводятся характеристики эксплуатируемого оборудования по системе ГАК «Узбекэнерго», научные основы, виды и методы проведения ремонта. Широко освещена практика работы крупнейшего предприятия в Узбекистане по ремонту оборудования энергетических систем «Узбекэнерготашмир».

В книге также кратко изложены перспективы развития стратегии и диагностики ремонтного производства в современных электрических системах зарубежных энергокомпаний.

Книга рассчитана для слушателей института высшей инженерной педагогики при Ташкентском государственном техническом университете, руководителей и менеджеров энергетических служб предприятий и отраслей экономики, а также специалистов, эксплуатирующих и ремонтирующих электро- и теплоэнергетическое оборудование. Приведен современный словарь (глоссарий) используемых терминов.

Пособие может быть полезным для научных работников, проектировщиков энергетического оборудования и использовано в качестве учебного пособия для студентов энергетического направления высших учебных заведений и колледжей.

*Печатается на основе решения Ученого
Совета института высшей инженерной педагогики
при Ташкентском государственном
техническом университете*

Рецензенты:

- Р.А. Захидов, академик АН РУз, профессор кафедры «Тепловые электрические станции» ТашГТУ;
- Х.М. Муратов, доктор технических наук, профессор, начальник электроцеха ОАО ОРГРЭС
- И.С. Лейтес, кандидат технических наук, генеральный директор УП «Узэнергоналадка».

ISBN 978-9943-351-17-2

ПРЕДИСЛОВИЕ

Электроэнергетическая система (ЭЭС), в том числе ЭЭС Узбекистана, представляет собой объединение электростанций и подстанций, электрических сетей различных напряжений, предназначенное для производства, преобразования, передачи электроэнергии и теплоты и снабжения ими потребителей [1-9, 10-21].

Узбекистан - крупнейшая энергетическая держава в Центрально-Азиатском регионе. Электроэнергетика Узбекистана является базовой отраслью экономики республики и, обладает значительным производственным и научно-техническим потенциалом. Электроэнергетика обеспечивает развитие промышленности, транспорта, производственной и социальной инфраструктуры городов и сельских районов Узбекистана [11-18].

Развитие ЭЭС сопровождается усложнением структуры электрических сетей, повышением их пропускной способности, ухудшением (в ряде случаев) электрических и электромеханических характеристик оборудования, увеличением напряженности режимов системы.

За последние 30 лет производство электроэнергии в республике выросло более чем в 3 раза, с возможностью выработки электроэнергии до 55-60 млрд. кВт. ч [20,30].

С 2001 года энергосистема функционирует в рамках Государственно-акционерной компании (ГАК) «Узбекэнерго», образованной в форме открытого акционерного общества (ОАО) с включением в ее состав предприятий угольной промышленности. Компания «Узбекэнерго» является основным производителем и поставщиком электроэнергии в республике [11,20].

На сегодня в состав компании входят 52 предприятия и организаций, в том числе 39 ОАО, 11 унитарных предприятий и 2 общества с ограниченной ответственностью. Электроэнергетика Узбекистана представляет собой комплексную организацию, включающую в себя, кроме электрических станций и сетей, также проектные, строительно-монтажные, наладочные, ремонтные и прочие предприятия.

На данном этапе 8 тепловых электростанций, в том числе самая крупная Сырдарьинская ТЭС установленной мощностью 3000 МВт, преобразованы в акционерные общества. Идет процесс акционирования остальных станций.

Все гидравлические электростанции сохраняют государ-

ственную форму собственности и функционируют в качестве унитарных предприятий. Самые крупные ГЭС расположены в верховьях реки Чирчик (Чарвакская, Ходжикентская, Газалкентская) и имеют водохранилища, позволяющие работать им в режиме регулирования мощности. Остальные ГЭС, объединенные в основном в каскады, работают по водотoku, определяемому требованиями ирригации.

Установленная мощность электростанций ГЭК «Узбекэнерго» превышает 12,0 млн. кВт, в том числе ТЭС - 10,6 млн. кВт, ГЭС - 1,4 млн. кВт. Доля ведомственных электростанций в структуре генерирующих мощностей составляет менее 3% [20, 27].

Электроэнергетика Узбекистана имеет в большинстве своем энергоемкое генерирующее оборудование, введенное в 60-80-х годах прошлого столетия [20,30]. В связи с этим наработка значительной силовой части электрических станций и высоковольтного оборудования электрических сетей ЭЭС приближается к предельным срокам эксплуатации. Увеличивается выбывающая мощность генерирующего оборудования тепловых электростанций, отработавшая ресурс и подлежащего демонтажу или техническому перевооружению. Аналогичная ситуация наблюдается и в гидроэнергетике [20]. Потому, проблема оптимальной организации деятельности ремонтной службы электрической системы Узбекистана приобретает определяющее значение в деле надежного обеспечения потребителей качественной электрической и тепловой энергией в долгосрочной перспективе [59,61].

Важнейшими проблемами, возникающими при эксплуатации оборудования ЭЭС, являются планирование и оперативное руководство ремонтными работами [65]. Существенной особенностью проведения ремонтных работ в настоящее время является жесткий регламент, диктуемый руководящими материалами. Важно также отметить, что эта деятельность осуществляется в условиях острого дефицита финансовых и трудовых ресурсов.

Автор надеется, что данная работа позволит раскрыть громадную роль, ремонтной службы энергетического оборудования электрической системы в поддержании надежности электроэнергетики страны в современных условиях, и окажет содействие в дальнейшем развитии весьма необходимой инфраструктуры электроэнергетики Узбекистана.

В заключении хочу выразить благодарность всем сотрудни-

кам подразделений ГАК «Узбекэнерго» и служащим «Узбекэнерго-гатамир» за поддержку и помощь в сборе и обработке необходимых материалов для данной работы. Также искренне благодарю редактора и рецензентов книги за их труд, существенно улучшивший содержание и изложение материала.

Автор

1. ОСНОВЫ ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНОГО ПРОИЗВОДСТВА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

1.1. Основные параметры оптимальной работы энергосистем.

Эксплуатация энергосистемы как правило организуется в двух направлениях: технической эксплуатации оборудования и оперативного управления работой энергосистемы в целом.

Под **технической эксплуатацией** понимается процесс оптимального использования электрической части станции и сетей для производства, передачи и распределения электрической энергии. Прямое участие в этом принимает ремонтный и эксплуатационный персонал предприятий, а также производственные службы, лаборатории и т. д [1-2, 11-14, 37-65].

Под **оперативным управлением** понимается процесс непрерывного руководства согласованной и наиболее эффективной работой электрических станций и сетей, объединенных в энергосистему [2].

ЭЭС обеспечивает повышение бесперебойности, надежности и качества электроснабжения потребителей при одновременном повышении его экономичности. Повышение надежности и качества электроснабжения достигается в основном за счет расширения возможностей взаимопомощи отдельных районов системы при нарушении в них баланса между производством и потреблением электроэнергии, вызываемом различными причинами, включая аварии.

Бесперебойность — это наиболее полное и непрерывное снабжение потребителей электрической и тепловой энергии. Нарушение бесперебойности электроснабжения может произойти вследствие недостаточного резерва мощности в энергосистеме; дефицита энергии, т. е. невозможности по тем или иным причинам выработать на электростанциях нужное количество электроэнергии; различных аварийных ситуаций, например отключения питающей линии и т. д [67, 72-73].

Надежность — это комплексный параметр, показывающий способность энергосистемы обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией и теплотой соответствующего качества при всех режимах работы энергосистемы. Надежность обеспечивается безошибочной работой персонала, своевременным ремонтом оборудования, правильным ведением

режима работы оборудования, достаточно высокими темпами развития энергосистемы и т. д.

Экономичность — это эффективное использование всех производственных возможностей энергосистемы и доведение суммарных ежегодных расходов на производство и реализацию электрической энергии и теплоты до оптимального значения. При этом наименьшими должны быть и потери электроэнергии в оборудовании, и размер возможного ущерба у потребителей.

Поддержание нормального качества электроэнергии означает обеспечение на вводах у потребителей частоты, напряжения и других параметров, установленных государственными нормами. При понижении частоты электрического тока уменьшается частота вращения электродвигателей, снижается производительность машин, уменьшается выпуск продукции. На электростанциях снижается производительность механизмов и установок собственных нужд (дутьевых вентиляторов, дымососов, питательных электронасосов и пр.), что может привести к нарушению баланса активной мощности и даже полному прекращению выработки электроэнергии. Во избежание указанных последствий частота электрического тока в энергосистеме должна непрерывно поддерживаться на уровне 50 Гц с отклонениями $\pm 0,1$ Гц [1-2].

При понижении напряжения увеличивается скольжение и уменьшается вращающий момент асинхронных двигателей, являющихся двигателями массового применения. Отрицательно сказывается на работе электрических установок и повышение напряжения сверх номинального значения, так как приемники электроэнергии рассчитаны и выполняются для работы при номинальном напряжении.

Для обеспечения нормального напряжения у потребителей его уровни на шинах станций и узловых подстанций энергосистемы поддерживаются в соответствии с задаваемыми графиками.

Необходимым условием нормального функционирования ЭЭС является также обеспечение безопасности эксплуатации оборудования системы, подразумевающее соответствующую ремонтную службу с квалифицированным персоналом [69-71].

Безопасность — это одно из свойств комплексного понятия «надежность» и характеризует также основополагающую функцию энергетики: бесперебойное снабжение потребителей соот-

ветствующей продукцией требуемого качества и недопущение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды [72]. Поэтому одной из задач, решаемых в процессе управления ЭЭС, является обеспечение требуемых показателей безопасности и формирование решений, необходимых для поддержания уровня безопасности энергетических объектов.

Обеспечение перечисленных параметров работы энергосистем - это исключительно важная цель руководителей, инженерного состава и всего персонала предприятий ГЭК «Узбекэнерго». Её невозможно достичь без рационального, научно обоснованного подхода к вопросу ремонта всех видов оборудования энергосистем и линий электропередач.

1.2 Виды и методы проведения ремонтов

Общим критерием эффективности (оптимальности) планирования и проведения ремонтной стратегии в современных электроэнергетических системах является минимум затрат, включающих затраты на первичные энергоресурсы и минимум ущерба [1-2]:

$$\Sigma Z \rightarrow \min, \quad (1.1)$$

при рациональной системе ремонтов элементов ЭЭС.

Выбор рациональной системы ремонта электрооборудования представляет собой комплексную проблему со многими переменными, основанную на теории надежности, старения, восстановления и технической диагностики. Сущность такой системы технического обслуживания и ремонта заключается в том, что по истечении определенного отработанного времени в момент ожидаемого отказа производят различного вида профилактические работы по восстановлению работоспособного состояния оборудования. Правило, однозначно устанавливающее выбор ремонтного воздействия на техническую систему в течение всего времени ее эксплуатации, принято называть стратегией ремонта. Известны следующие три стратегии ремонта оборудования [1,85,86,89].

Стратегия 1 - стратегия аварийных ремонтов (САР), при которой плановые профилактические ремонты не проводят, а аварийные восстановительные работы осуществляют лишь после отказа электрооборудования.

Стратегия 2 - стратегия планово-предупредительных ремонтов (ППР), согласно которой работы по техническому обслуживанию и ремонту проводят периодически в плановые сроки, независимо от технического состояния электрооборудования, а в случае его отказа осуществляют его восстановление или замену.

Стратегия 3 - стратегия ремонта по техническому состоянию (СТС), когда мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту проводят с учетом фактического состояния электрооборудования, определяемого методами технической диагностики.

Стратегия аварийных ремонтов позволяет наиболее полно расходовать заложенный в оборудование ресурс, но она приводит к частым длительным остановкам технологических процессов, что обуславливает большой ущерб и значительные затраты на аварийно-восстановительный ремонт. Поэтому в энергетике САР может применяться только для не ответственного оборудования, отказ которого не сопровождается потерей генерирующих мощностей и не нарушает ритм производственного процесса. Наиболее перспективным направлением в совершенствовании системы ППР в дальнейшем должно быть использование стратегии ремонтов по техническому состоянию. Основа для построения СТС - методы и средства технической диагностики, позволяющие определить техническое состояние путем непрерывного или дискретного контроля за изменением параметров оборудования, которые определяют его работоспособность. При достижении этими параметрами предельного (с точки зрения надежности) значения осуществляется **предупредительный ремонт**. Такая стратегия эффективна при эксплуатации сложного оборудования, ремонт которого связан с большими затратами. Это позволяет более полно использовать технический ресурс в целом и обеспечивать надежную работу электрооборудования при минимальных затратах.

В настоящее время в энергетике вывод электрооборудования в ремонт осуществляется на основе принципов действующей системы ППР и нормативных документов [65].

В процессе эксплуатации электрооборудования с течением времени портится изоляция, изнашиваются токоведущие части, обмотки и подшипники электрических машин, отдельные механические детали. В результате этого, а также из-за заводских дефектов, неправильных действий персонала, загрязнения, неблагоприятных атмосферных условий и других причин проис-

ходят износ и повреждение электрооборудования. Поэтому на электростанциях и в электрических сетях периодически проводят ППР оборудования.

Планово-предупредительный ремонт представляет собой комплекс работ, направленных на поддержание и восстановление работоспособности оборудования путем обслуживания, ремонта и замены изношенных деталей и узлов с тем, чтобы в дальнейшем обеспечить его надежную и экономичную работу. Он состоит из межремонтного обслуживания, текущего, среднего и капитального ремонта.

Межремонтное обслуживание выполняют, как правило, без остановки оборудования. В него входят: регулярная чистка и смазка оборудования, осмотр и регулировка его работы, замена деталей с непродолжительным сроком службы, устранение незначительных дефектов и неисправностей.

Текущий ремонт в большинстве случаев проводят без вскрытия оборудования с кратковременной его остановкой. Он направлен на устранение неисправностей, возникающих в процессе работы: осмотр, чистка, смазка деталей и устранение обнаруженных неисправностей, ремонт (замена) быстроизнашивающихся узлов и отдельных деталей.

При текущем ремонте, предшествующем капитальному, выполняют необходимые измерения и испытания, позволяющие выявить дефекты оборудования на ранней стадии их развития. На основании измерений и испытаний уточняют объем капитального ремонта. После сборки оборудования выполняют его наладку и испытания.

Заключение о пригодности оборудования к последующей работе делается на основании сравнения результатов испытаний с действующими нормами, результатами предыдущих испытаний, а также измерениями, полученными на однотипном оборудовании. Испытания нетранспортабельного оборудования выполняют от передвижные электротехнические лаборатории.

Наряду с ППР для устранения различных нарушений в работе проводят внеплановые работы, выполняемые после использования ресурса оборудования, а также **аварийно-восстановительный ремонт**, выполняемый при ликвидации последствий аварий или при получении повреждений, требующих немедленной остановки оборудования. При чрезвычайных обстоятельствах (возгорание, перекрытие изоляции и др.) оборудование останавливается без получения разрешения диспетчера.

Внеплановый ремонт согласуют с диспетчером энергосистемы и оформляют соответствующей заявкой. Его проводят для устранения различных неполадок в работе оборудования, а также после использования им ресурса аппаратов.

Средний и капитальный ремонт в отличие от текущего ремонта предназначены для восстановления частично или полностью израсходованного ресурса (механического, коммутационного).

Средний ремонт предусматривает разборку отдельных узлов для осмотра, чистки деталей и устранения обнаруженных дефектов, замены быстроизнашивающихся деталей и узлов, не обеспечивающих нормальную эксплуатацию оборудования до очередного капитального ремонта. Средний ремонт проводят не чаще одного раза в год.

Капитальный ремонт производят с вскрытием оборудования. Он включает в себя ревизию оборудования с тщательным внутренним осмотром, измерениями, испытаниями и устранением выявленных неисправностей. В ходе него обеспечивается восстановление первоначальных технических характеристик и проводится модернизация оборудования.

Капитальный ремонт производится по окончании срока межремонтного периода, устанавливаемого для каждого вида оборудования. Выводу оборудования в капитальный ремонт предшествует тщательная подготовка: составляются ведомости намеченных работ и графики их выполнения; проводятся предварительные осмотры и испытания, измерения и проверки; подготавливается необходимая ремонтная документация; заготавливаются запасные части, инструменты, подъемно-транспортные средства; выполняются противопожарные мероприятия и мероприятия по требованиям безопасности.

В ходе ремонта необходимо соблюдать требования нормативных документов по охране природы, требования эксплуатационных и противоаварийных циркуляров и рекомендаций заводов-изготовителей оборудования.

При капитальном ремонте заменяют или восстанавливают все износившиеся детали, модернизируют отдельные элементы и узлы оборудования, выполняют профилактические проверки и измерения, производят работы по устранению небольших повреждений и неисправностей.

Моделирование процессов капитального ремонта позволяет имитировать процесс ремонта оборудования, получать и анали-

зировать соответствующие показатели и на этой основе принимать решения, направленные на оптимизацию объемов и сроков производства работ.

К профилактическим измерениям и проверкам, в частности на воздушных линиях, относятся работы по измерению сопротивления заземленных опор и тросов, по проверке электрической прочности подвесных изоляторов, степени загнивания деревянных деталей опор и т.д. Дефекты, обнаруженные при осмотре и проверках, устраняются при очередном капитальном ремонте. Повреждения аварийного характера устраняют немедленно. Обнаруженные при осмотрах и испытаниях неисправности устраняются в кратчайший срок.

Для каждого вида оборудования периодичность ППР устанавливается правилами технической эксплуатации (ПТЭ). Однако энергосистемам разрешается изменять периодичность ремонта в зависимости от состояния оборудования.

Увеличение межремонтных периодов сокращает затраты и является значительным резервом сокращения времени простоя оборудования в ремонте. Другим источником экономии является сокращение времени простоя оборудования непосредственно в ремонте. Для этого внедряют агрегатно-узловые и индустриально-заводские способы ремонта.

При агрегатно-узловом способе ремонта отдельные агрегаты или узлы демонтируют и заменяют заранее отремонтированными из обменного фонда. При индустриально-заводском способе однотипное оборудование ремонтируют на заводе или в специализированных мастерских, а затем устанавливают взамен выведенного в ремонт.

Преобладающей формой организации ППР на электрических станциях и в сетях является централизованный капитальный ремонт.

При централизации ремонта все работы или основную их часть выполняют специализированные ремонтные цеха или предприятия. По сравнению с децентрализованной формой организации ППР преимущества централизованной формы заключаются в следующем:

- на ремонтном предприятии, производящем централизованный ремонт, могут быть созданы мощные специализированные бригады по ремонту генераторов, синхронных компенсаторов, трансформаторов, коммутационных аппаратов и другого оборудования. Специализация персонала приводит к повышению качества ремонтных работ;

- снижается общая численность ремонтного персонала за счет лучшего использования его в течение года;
- сокращаются сроки простоя оборудования в ремонте благодаря более совершенной организации ремонтных работ;
- появляются более широкие возможности для обмена передовым опытом, внедрения прогрессивных методов труда, применения новейшего оборудования, инструмента и приспособлений.

В зависимости от сложившихся условий на электростанциях централизованный ремонт выполняют с различной степенью централизации. На крупных электростанциях (с круглогодичным ремонтом оборудования) применяется полностью централизованный ремонт, выполняемый специализированными ремонтными предприятиями энергосистемы.

Ремонтные предприятия не только выполняют все виды ремонтных работ, но и обеспечивают обслуживаемые объекты материалами, запасными частями, транспортными средствами и т.п. На электростанциях, имеющих сравнительно небольшой штат ремонтного персонала, текущий и внеплановый ремонт выполняют собственными силами, а для проведения капитального ремонта привлекают на договорных условиях предприятия, выполняющие централизованный ремонт.

К работам по капитальному ремонту также привлекается свободный от текущих работ персонал электростанций. Такая смешанная форма организации ремонтных работ, если она исключает простой рабочих, может оказаться более экономичной, чем первая.

На электростанциях, располагающих достаточным количеством квалифицированного ремонтного персонала, капитальный, текущий и внеплановый ремонт выполняют хозяйственным способом с централизацией работ в пределах электростанции.

В электрических сетях лучшей формой организации ППР является комплексный ремонт, представляющий собой централизованный капитальный ремонт в сочетании с комплексным способом выполнения работ (одновременный ремонт всего оборудования подстанции или распреустройства). При такой форме организации ППР в ремонт поочередно выводится все оборудование подстанции напряжением 35 кВ и выше, в ходе которого ремонтируют всё находящееся на подстанции основное и вспомогательное оборудование. Организация работ может быть комплексной (выполняют все виды работ при ремонте подстан-

ции) или специализированной (ремонт сложного оборудования выполняют специализированные бригады). Все виды работ выполняют в соответствии с проектом производства работ, предусматривающим применение эффективных средств механизации и способов управления.

При комплексном способе в ремонт поочередно выводят-ся все электрическое оборудование подстанции, ремонтируют здания и сооружения, производят реконструктивные работы по благоустройству территории.

Комплексный ремонт воздушных линий обычно выполняют подрядным способом на основании договора, заключаемого предприятием с организациями, ведущими ремонт. Объем ремонта определяется в зависимости от результатов проведенных проверок, измерений, верховых осмотров, испытаний, исследований и наблюдений.

Электрические станции и предприятия электрических сетей, участвующие в едином процессе производства и передачи электроэнергии, не могут по своему желанию планировать и выводить в ремонт основное оборудование.

Капитальный ремонт основного оборудования **планируется в целом по энергосистеме**. Планирование заключается в составлении перспективных, годовых и месячных планов ремонта. Перспективные планы, предусматривающие объемы ремонтных работ, их продолжительность и трудозатраты, составляются сроком на 5 лет. На их основе разрабатывают годовые планы ремонта, которые согласовывают с оперативно-диспетчерским управлением и привлекаемыми к ремонту подрядными организациями. После утверждения годовых планов ремонта предприятия приступают к составлению графиков ремонта и проведению подготовительных мероприятий.

Качество ремонта и время простоя оборудования зависят от своевременного и полного проведения подготовительных мероприятий. Поэтому до вывода оборудования в ремонт заготавливают необходимые материалы и запасные части, проверяют и приводят в исправное состояние инструменты, приспособления и средства механизации, т.е. подготавливают материально-техническую базу ремонта. В то же время планируют проведение необходимых мероприятий по требованиям безопасности и противопожарной защите. До начала работ укомплектовывают всем необходимым ремонтные бригады.

Не менее важным является документально-техническое

оформление предстоящего ремонта. В подготовительный период составляют ведомости объектов работ, разрабатывают технологические графики и проекты организации работ. Большое значение имеют технологические графики. При ремонте несложного оборудования применяют **линейные методы**. При ремонте современного мощного энергетического оборудования используют более совершенные **сетевые методы**.

Система сетевого планирования и управления позволяет активно управлять ремонтом: анализировать ход ремонтных работ, обосновывать организационно-технические решения, обеспечивать выполнение работ в плановые сроки и с наименьшими затратами.

Руководство ремонтом осуществляет специально назначенное ответственное лицо, которое координирует работу всех ремонтных бригад, отвечает за качество ремонта, производственную дисциплину, начало и окончание работ, обеспечивает безопасные условия труда, ведет учет трудовых и материальных затрат. Ремонт выполняют согласно проекту организации работ.

При ремонте широко используют средства механизации. В выполнении ремонтных работ важное значение имеют ремонтно-производственные базы. На электростанциях — это центральные и цеховые мастерские, оснащенные необходимым инструментом, приспособлениями, разводками сжатого воздуха, кислорода и ацетилена, постоянной электрической сетью для сварочных работ и электропривода инструмента; в электрических сетях — это ремонтно-производственные бригады, оснащенные необходимым для работ транспортными механизмами, инструментом, приспособлениями и устройствами. В зависимости от организационной структуры предприятий электрических сетей технологические комплекты средств механизации закрепляют за производственными службами или за входящими в состав предприятия районами электрических сетей.

Приемка из ремонта отдельных узлов оборудования начинается до окончания всего комплекса ремонтных работ, т. е. в процессе их выполнения. Такой вид приемки из ремонта называется **поузловым**. При поузловой приемке составляется акт и подписываются протоколы контрольных измерений, относящихся к принимаемому узлу. После окончания всех запланированных работ производится предварительная приемка оборудования. При этом

проверяется общее состояние отремонтированного оборудования, техническая документация по ремонту: ведомости объема работ, технологические графики, акты поузловых приемок, а также составляется протокол произведенных измерений. Окончательная оценка проведенным работам дается после 30 дней работы оборудования под нагрузкой, в течение которых должны быть проведены эксплуатационные испытания и измерения, если в этом есть необходимость. Временем окончания ремонта считается момент включения электрооборудования в сеть.

1.3. Планирование ремонта оборудования ЭЭС

При проведении ремонта оборудования ЭЭС характерны следующие основные особенности [1-2, 86,88]:

1. Динамичность производства ремонтных работ, проявляющаяся в необходимости высокого их темпа, привлечения значительного количества ремонтного персонала на широком фронте параллельно ведущихся работ, непрерывного поступления информации о вновь выявленных дефектах оборудования и изменении объемов (ремонтным работам присущ вероятностный характер планируемого объема работ и строгая определенность сроков выполнения всего комплекса работ).

2. Многочисленность технологических связей и зависимостей между различными работами по ремонту отдельных агрегатов в пределах ремонтируемого оборудования, а также между узлами каждого агрегата.

3. Нестандартность многих ремонтных процессов (каждый ремонт отличается от предыдущего своими объемами и условиями производства работ).

4. Различные ограничения в материальных и людских ресурсах. В период производства работ достаточно часто приходится отвлекать персонал и материальные ресурсы для неотложных нужд действующего производства.

5. Жесткие сроки выполнения ремонтных работ.

Все перечисленные особенности ремонта энергетического оборудования приводят к необходимости рационального планирования и управления ходом ремонтных работ, обеспечивающими выполнение основной задачи [61].

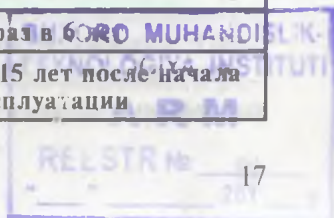
При планировании ремонтов необходимо учитывать большое число разнообразных факторов, определяющих условия

проведения ремонтов оборудования, что делает достаточно сложным формулировку и решение соответствующей задачи. Требуемый объем плановых ремонтов зависит от установленной периодичности их проведения и длительности простоя агрегатов в плановых ремонтах, определяемых типом оборудования, его единичной мощностью, параметрами первичной энергии, отдельными конструктивными особенностями. Рекомендуемые нормативы длительности капитальных и текущих ремонтов генерирующего оборудования приведены в табл.1.1.

Сроки проведения капитального ремонта основного электрооборудования [81,86].

Таблица 1.1.

№ п/п	Вид электрооборудования	Срок проведения
1	Турбогенераторы до 100 МВт	1 раз в 4 - 5 лет
2	Турбогенераторы свыше 100 МВт	1 раз в 3 - 4 года
3	Гидрогенераторы	1 раз в 4 - 6 лет
4	Синхронные компенсаторы	1 раз в 4 - 5 лет
5	Главные трансформаторы, реакторы и трансформаторы собственных нужд	Первый раз не позже чем через 8 лет после включения в эксплуатацию, в дальнейшем - по мере надобности, в зависимости от результатов измерений их состояния
6	Масляные выключатели	1 раз в 6 - 8 лет
7	Выключатели нагрузки, разъединители, заземляющие ножи	1 раз в 4 - 8 лет
8	Воздушные выключатели и их приводы	1 раз в 4 - 6 лет
9	Компрессоры для воздушных выключателей	1 раз в 2 - 3 года
10	Отделители и короткозамыкатели с приводами	1 раз в 2 - 3 года
11	Конденсаторная установка	1 раз в 6-8 лет
12	Аккумуляторные батареи	Не позднее 15 лет после начала эксплуатации



Следует отметить, что фактическая продолжительность простоя оборудования в плановых ремонтах достаточно часто превышает (до 1,5—2 раз) нормативные сроки [72].

При проведении ремонтных работ на уровне ЭЭС в качестве подсистемы выступают отдельные станции. При планировании годового баланса мощности и энергии требуются данные по годовым объемам плановых ремонтов ТЭС и их распределению внутри года по месяцам или неделям [1-2,85-89].

При этом может быть четыре подхода к таким ремонтам (на уровне годовых объемов):

- прогноз годовых объемов ремонтов;
- объемы ремонтов по нормативам (ремонты по каждому агрегату электростанций подсчитывают, исходя из нормативной периодичности и продолжительности ремонтов);
- объемы ремонтов по фактическим заявкам на ремонты;
- остаточные объемы ремонтов, т.е. те объемы, которые определены расчетом обратного баланса мощности.

Распределение ремонтов внутри года хорошо описывается статистическими методами, использующими обработку данных о реальных ремонтах за ряд предшествующих лет.

Совместное рассмотрение указанных выше четырех подходов к ремонтам позволяет иметь наиболее полный материал для принятия технологом решения и проведения работ. На начальном этапе годового планирования (начало предшествующего года), когда еще нет заявок на ремонт, то третий подход отпадает. Здесь расчет нормативного объема ремонтов трудоемок и не всегда используется, поэтому для ориентировочных расчетов наиболее удобен прогнозный план.

Такой подход к прогнозированию баланса мощности и энергии, когда раздельно прогнозируются годовые объемы и их распределение по интервалам года, очень удобен и широко используется в разработанных комплексах программ [2].

Обычно при планировании ремонтов применяют методы прогнозирования балансов мощности и энергии. Наиболее часто прогнозируются [1-2]:

- текущие ремонты при годовом планировании;
- аварийные ремонты при годовом планировании;
- эксплуатационные недоиспользования мощности (часть разрывов и ограничений мощности);

- рабочие мощности и выработка энергии блок-станциями;
- минимально допустимые нагрузки ТЭС (технические минимумы) и т.п.

Для прогнозирования используются архивные данные, дифференцированные по годам, месяцам, (неделям), среднесуточным и внутрисуточным показателям.

Наличие разнообразия методов прогнозирования позволяет подобрать наиболее приемлемый для каждого конкретного случая вариант проведения ремонтных работ с учетом возможных ограничений.

Определенные сложности связаны с учетом ограничений, накладываемых возможностями ремонтных организаций по обеспечению ремонтов рабочей силой, запасными частями и материалами. В частности, в проведении ремонтов наряду с ремонтными подразделениями районных энергетических управлений участвуют специализированные ремонтные организации.

Ряд ограничений, учитываемых при планировании ремонтов оборудования, накладывают технологические особенности производства электроэнергии на электростанциях различного типа. К их числу относятся сезонные ограничения, запрещающие вывод в ремонт агрегатов ГЭС в период паводка во избежание дополнительных холостых сливов воды и теплофикационных агрегатов в осенне-зимний период по условиям обеспечения покрытия тепловой нагрузки. Для сетевого оборудования такие ограничения связаны с грозовым периодом, периодами низких температур или гололеда. Возможны также ограничения на число одновременно ремонтируемых агрегатов на электростанции или в некотором районе ЭС по условиям организации ремонта или режимным соображениям. Однако последние ограничения в определенной мере могут быть учтены на стадии анализа эксплуатационным персоналом рассчитанных графиков ремонтов при выработке окончательного решения по обоснованию принимаемого к практической реализации плана ремонтов.

Сроки вывода оборудования ЭС в плановые ремонты определяются календарными графиками, которые могут характеризоваться двумя основными показателями: уровнем надежности электроснабжения потребителей и затратами на топливо. Первым из них целесообразно руководствоваться при выделении ремонтных площадей, составляемых на основе сезонных графиков

нагрузок по энергосистеме (рис.1.1), а вторым — при размещении в выделенной площадке плановых ремонтов агрегатов.

Ремонтная площадка представляет собой площадь, ограниченную кривой ремонтного резерва, а каждый заявленный ремонт можно представить в виде прямоугольника, абсциссой которого является заявленная продолжительность ремонта, а ординатой — снижение мощности в ЭЭС от вывода в ремонт данной единицы оборудования. Снижение мощности считается неизменным на все время ремонта.

В последнем случае учет экономики ремонтов может быть осуществлен и косвенным образом. Для этого в алгоритме планирования ремонтов следует использовать принцип, предусматривающий выбор сроков проведения наиболее длительных плановых ремонтов экономических агрегатов в период наименьших значений нагрузки. Этот принцип позволяет обеспечить максимальное годовое использование мощности наиболее экономических агрегатов и принять в качестве критерия условие максимального заполнения ремонтной площадки.

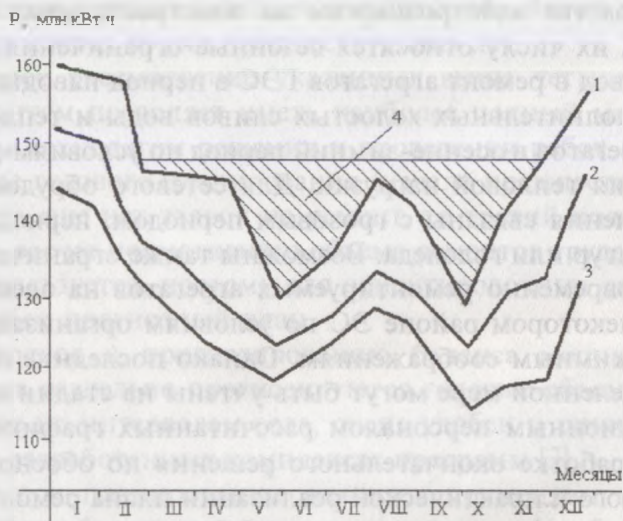


Рис. 1.1. Сезонные графики нагрузок по «Узбекэнерго» на 2009 г. Суммарная выработка электроэнергии 49,93 млрд.кВт.ч.
1- вечерний максимум нагрузок, 2- утренний максимум нагрузок, 3-дневной минимум нагрузок, 4-ремонтная площадка.

Задача планирования ремонтов решается совместно с за-

дачей распределения резерва мощности между концентрированными подсистемами (узлами), для которых на этом этапе определяются ремонтные площадки. Для принимающих подсистем, получающих мощность из соседних, ремонтные площадки выделяются с учетом размещения в них ремонтов не только генерирующего оборудования, но и сетевого оборудования линий электропередачи.

Рекомендуемый резерв для текущего ремонта агрегатов ТЭС [81]

Таблица 1.2

Тип станции	Мощность агрегата, МВт	$P_{\text{РТР}}$, % суммарной располагаемой мощности оборудования
ТЭС	100 – 300 500 – 800	5,0 – 5,5 6,0 – 7,0

Ремонтный резерв $P_{\text{РР}}$ должен обеспечивать возможность проведения необходимого планово-предупредительного (текущего и капитального) ремонта оборудования электростанций.

Резерв для текущего ремонта агрегатов $P_{\text{РТР}}$ в период прохождения максимума нагрузки определяется исходя из нормативов, приведенных в табл. 1.2.

Резерв для проведения капитального ремонта $P_{\text{РКР}}$ определяется из выражения [88-89]:

$$P_{\text{РКР}} = \left(\sum_{i=1}^n P_i t_{\text{кр}i} - S_{\text{пр}} k_{\text{пр}} \right) / 365, \quad (1.2)$$

где P_i — мощность i -го агрегата в энергосистеме, МВт; $t_{\text{кр}i}$ — норма простоя в капитальном ремонте, дни; n — количество агрегатов в энергосистеме; $S_{\text{пр}}$ — площадь провала графика месячных максимумов нагрузки энергосистемы, МВт-дни; $k_{\text{пр}}$ — коэффициент использования площади провала графика (принимается равным 0,9—0,95).

Ориентировочная продолжительность простоя агрегатов в капитальном ремонте приведена ниже в табл.1.3.

Ориентировочная продолжительность простоя агрегатов в капитальном ремонте [81]

Таблица 1.3

Тип станции	Мощность агрегата, МВт	Среднегодовой простой в капитальном ремонте, дни
ТЭС	50 – 200	18
	300	24
	500-800	30
ГЭС		15

Площадь провала графика нагрузки для крупных энергосистем и объединений определяется как разность между располагаемой (используемой) мощностью системы и ее максимальной нагрузкой за каждый месяц года. Располагаемая мощность за каждый месяц определяется, исходя из предпосылки, что из общего прироста располагаемой мощности системы за рассматриваемый год 35% производится в I квартале, 15% — во II, 20% — в III и 30% — в IV.

Если $S_{\text{пр}}$ оказывается больше площади, необходимой для проведения капитальных ремонтов, то специального резерва для проведения капитальных ремонтов в период прохождения максимума не предусматривается. Полная мощность ремонтного резерва определяется как сумма мощностей капитального и текущего ремонтов.

Аварийный резерв $P_{\text{рра}}$ предназначен для замены агрегатов, выбывших из работы в результате аварии. Определение необходимого аварийного резерва основано на методах теории вероятностей. Задача формулируется следующим образом: необходимо найти такое количество резервных агрегатов m , при котором надежность электроснабжения, т. е. вероятная относительная продолжительность нахождения в исправном состоянии p рабочих агрегатов, необходимых для полного покрытия нагрузки системы. Значение надежности электроснабжения обосновывается экономически, исходя из соотношения удельных затрат на увеличение резервной мощности в энергосистеме и удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям. При этом в качестве критерия экономичности установки дополнительного резервного агрегата принимается величина

$$\alpha(1 - Y) 8760 > \sigma, \quad (1.2a)$$

где Y - надежность электроснабжения; σ - расчетные затраты на единицу дополнительного резерва, долл/кВт; α - коэффициент ущерба потребителей, долл/(кВт.ч), 8760 — число часов в году.

Экономически обоснованная величина надежности электроснабжения должна составлять величину 0,999. Указанная величина нормативной надежности электроснабжения принимается также в ряде зарубежных стран.

При одной и той же расчетной надежности электроснабжения значение необходимого аварийного резерва мощности зависит от структуры генерирующих мощностей, среднегодовой продолжительности внеплановых простоев («аварийности») оборудования и конфигурации графика электрической нагрузки энергосистемы.

Структура генерирующих мощностей при расчете аварийного резерва является заданной. Значение средней аварийности агрегатов q определяется как отношение среднего времени аварийного простоя агрегатов в течение года к календарному времени работы агрегата (за вычетом простоев в плановых ремонтах). Обработанные статистические данные значения q приведены в табл. 1.4.

**Ориентировочные значения средней
аварийности агрегатов [67]**

Таблица 1.4

Тип станции	Мощность агрегата, МВт	Аварийность агрегата, q %
ТЭС	150 — 200	4,0 — 6,0
	250 — 300	5,0 — 9,0
	500 — 800	7,0 — 12,0
ГЭС		0,5

Большая из указанных для блоков величин относится к первым серийным агрегатам данного типа, меньшая — к агрегатам, выпущенным через 5 лет и более после начала выпуска серии.

Задача планирования ремонтов основного оборудования решается последовательно для каждого концентрированного узла ЭЭС. Она формулируется следующим образом [1-2,88-89]. Задается список агрегатов, подлежащих плановому ремонту в расчетный период. Для каждого элемента списка определяется требуе-

мая продолжительность ремонта, условия его проведения, а также снижение располагаемой мощности системы или пропускной способности линий электропередачи, связывающих систему с соседними. Требуется выбрать оптимальные сроки проведения плановых ремонтов элементов списка с учетом обеспечения баланса мощности в узлах, ремонтных и сезонных ограничений. Оптимальность сроков определяется минимизацией нарушения располагаемой ремонтной площадки, найденной в результате распределения полного резерва мощности между составляющими, при вписывании в нее требуемых ремонтных площадок элементов.

Решение задачи основывается на следующих исходных положениях.

1. При планировании ремонтов на уровне центрального диспетчерского управления (ЦДУ) сроки проведения ремонтов крупного оборудования считаются заданными.

2. При годовом планировании расчетный период времени, равный году, разбивается на недели, при месячном — месяц разбивается на сутки.

3. При годовом планировании строится график капитальных, средних и длительных текущих ремонтов. Прочие текущие ремонты не планируются, их требуемый объем учитывается интегрально выделением в заданной ремонтной площадке «полосы» с учетом возможности их выполнения частично за счет недельной неравномерности графика нагрузки.

4. При месячном планировании составляется график текущих ремонтов. При этом ремонты длительностью меньше суток не планируются из соображений, что они могут быть выполнены за счет суточной неравномерности графика нагрузки. Капитальные ремонты не планируются, т.к., график их проведения составлен при годовом планировании и при переходе на уровень месячного планирования уточнен с учетом фактических выводов оборудования в ремонт в предыдущие месяцы.

5. Основной исходной информацией при составлении графиков ремонтов являются заявки, разрабатываемые на основе нормативных документов, регламентирующих периодичность проведения ремонтов, и фактического состояния оборудования. Длительности ремонтов, указанные в заявках, заменяются длительностями, кратными продолжительности дискретных интервалов, на которые разбивается расчетный период времени.

1.4. Обоснование необходимости совершенствования системы планово-предупредительного ремонта

Основной задачей технического обслуживания и ремонта является поддержание работоспособного технического состояния электрооборудования в течение межремонтного периода на заданном уровне, установленном технической документацией. Существующая система ППР позволяет [2,86-89]:

- снижать вероятность внезапного отказа оборудования и минимизировать время его простоя в ремонтах;
- подготавливать управляемую и прогнозируемую долгосрочную ремонтную программу: по типам оборудования, энергообъектам и отрасли в целом;
- осуществлять долгосрочное планирование профилактических мероприятий и предварительную подготовку ремонтных работ, прогнозируя материальные, финансовые и трудовые ресурсы, необходимые капитальные вложения в развитие производственной базы энергоремонта.

Несмотря на отмеченные положительные стороны система ППР имеет следующие недостатки:

- планирование профилактических работ осуществляется регламентно и не всегда зависит от фактического технического состояния электрооборудования к моменту начала ремонта;
- планы-графики профилактических работ не устанавливают приоритета вывода в ремонт различных видов электрооборудования;
- хотя система ППР не исключает возможности применения диагностики, она не решает задачу учета ее результатов;
- при составлении планов-графиков не учитывается ряд ограничений (технологических, материальных, временных, трудовых), а также не предусматривается их оптимизация с позиции рационального управления эксплуатацией и более полного расходования ресурса каждой единицы электрооборудования;
- пропорционально росту количества электрооборудования увеличивается и общая трудоемкость профилактических работ, что требует значительного увеличения численности ремонтного персонала;
- при проведении профилактических работ через полученные статистическим путем усредненные периоды, даже при наличии поправочных коэффициентов на условия и режимы эксплуатации, без точного определения технического состояния

нельзя гарантировать, что в межремонтный период не будут возникать отказы отдельных сборочных единиц электрооборудования;

- в структуре ремонтных циклов не учитывается фактическое время работы электрооборудования.

Принципиальные положения системы ППР не изменялись на протяжении нескольких десятилетий, хотя в существующих нормативных документах [81,86] уточняются нормативы периодичности и объема профилактических работ, в зависимости от изменения режимов использования и конструкции электрооборудования, а также указывается на возможность использования результатов технической диагностики.

Неадекватность существующей системы ППР в энергетике изменившимся условиям перехода к рыночной экономике можно оценить путем сравнения факторов, характеризующих изменения в сфере экономики, электроэнергетики и энергоремонта. Указанные сравнения с учетом ретроспективных и современных условий [67,88] приведены в табл.1.5.

Изменение условий функционирования электроэнергетики [86]

Таблица 1.5

№ п/п	Ретроспективные условия	Современные условия
1	Плановая экономика. Административные методы управления	Рыночная экономика. Экономические методы управления
2	Стабильная нагрузка всех генерирующих источников	Участие ТЭС в снятии пиковых нагрузок
3	Ярко выраженная неравномерность сезонных графиков нагрузок. Предельная напряженность осеннезимнего максимума нагрузок. Низкий уровень резервов генерирующих мощностей	Сохранение относительной неравномерности сезонных графиков нагрузок. Относительно медленный рост резервса генерирующих мощностей
4	Относительно высокий коэффициент заполнения суточных графиков нагрузок. Наличие значительной величины базовых нагрузок.	Снижение коэффициента заполнения суточных графиков нагрузок. Увеличение среднегодового диапазона регулирования мощности

Изменения общей ситуации в экономике наложили свой отпечаток на условия функционирования электроэнергетики по основным факторам, связанным с экономикой и методами управления. Значительное влияние на энергетику оказывают новые отношения между производителями и потребителями энергии, существующие условия загрузки энергоблоков, характеристики качества энергопроизводства по степени пиковости его сезонных и суточных нагрузок.

Указанные факторы непосредственно повлияли на изменение условий проведения ремонта энергооборудования, основных принципов его организации, планирования и управления (табл.1.6).

Изменение условий ремонта энергооборудования [81,86,89]

Таблица 1.6

№ п/п	Ретроспективные условия	Современные условия
1	Жесткие ограничения по величине ремонтной площадки и сезонной продолжительности ремонта	Возможность проведения ремонта в течении года со снятием вынужденной пиковости и ограничений
2	Сезонная пиковость использования материальных, трудовых и финансовых ресурсов, приводящая к необходимости их концентрации, в том числе ремонтного персонала	Создания условий для равномерного использования материальных, трудовых и финансовых ресурсов, изменение функций подрядных ремонтных организаций и собственного ремонтного персонала
3	Необходимость создания и содержания значительных запасов материалов и запасных частей	Отсутствие объективной необходимости в содержании длительных запасов материалов и запасных частей
4	Наличие дефицитных и фондируемых материалов и запасных частей	Более широкие возможности приобретения необходимых материалов и запасных частей
5	Затратная система финансирования ремонтных работ, определяемая нормой амортизационных отчислений от величины основных производственных фондов	Объективная необходимость применения противозатратных методов управления и финансирования ремонтных работ

Методы диагностирования электрооборудования [2,81,86,88]

Таблица 1.7.

Электрооборудование	Методы диагностирования
Турбогенераторы	Диагностика теплового состояния обмотки ротора Диагностика неисправностей обмотки статора Диагностика системы охлаждения стержней обмотки статора Контроль вибрации и диагностика механического об. состояния Диагностика щеточно- контактного аппарата Контроль электромагнитного излучения Диагностика уплотнений и подшипников Диагностика системы возбуждения
Силовые трансформаторы	Хроматографический анализ газов, растворенных в тр. масле Температурный контроль Контроль износа контактов РПН Тепловизионный контроль трансформатора. Регистрация частичных разрядов в изоляции Контроль содержания фурановых соединений в масле Контроль степени полимеризации изоляции
Выключатели высокого напряжения	Контроль коммутационного и механического ресурса Оценка состояния контактной системы характеристик привода Контроль состояния фарфоровых изоляторов Контроль утечек дугогасительной среды (воздух, элегаз)
Высоковольтные электродвигатели	Диагностика обрыва стержней короткозамкнутого ст. ротора Контроль витковых замыканий Вибрационный контроль обмотки статора Контроль подшипникового узла Контроль и защита от неуспешных пусков Контроль эксцентриситета воздушного зазора между ротором и статором Контроль неполнофазных режимов Контроль направления вращения Непрерывный селективный контроль активного сопротивления изоляции Температурный контроль Оценка расхода ресурса на основе контроля пусковых и длительных режимов работы
КРУ и токопроводы	Дуговая защита Тепловизионный контроль состояния электрических контактов и контактов и изоляторов
Воздушные и кабельные линии	Дистанционная тепловизионная диагностика контактов и воздушной изоляции Контроль частичных разрядов Диагностика опор ЛЭП Контроль состояния изоляции кабелей

1.5. Компоненты работоспособности оборудования

Устойчивая и надежная работа энергооборудования в процессе ее эксплуатации в различных режимах ЭЭС обеспечивается прочностью, износостойкостью, надежностью и другими свойствами оборудования. Каждому из этих свойств следует дать краткую характеристику [70,73,74].

Прочность. Применительно к циклическому характеру нагрузок прочность того или иного элемента оборудования заключается в его способности устойчиво, без разрушения, нести рабочие нагрузки, статические и динамические.

Жесткость. Требования жесткости предусматривают ограничения деформаций некоторых элементов оборудования под действием внешних сил, возникающих в аварийных режимах, таких, как короткие замыкания, асинхронные режимы и т.д. Особенно чувствительны к таким нарушениям режима жесткость валов вращающихся механизмов (роторов генераторов, турбин, рабочих механизмов собственных нужд и т. д.). При изгибе вала не исключена возможность заклинивания тел качения в подшипниках. В зубчатых колесах изгиб вала вызывает кромочное давление и повышенный местный износ. Требуемая жесткость валов обеспечивается расчетами на прочность.

Устойчивость. Характеризуется способностью ЭЭС сохранять работоспособное состояние, обеспечивая нормальный режим, а для рабочего элемента сопротивляться изменению первоначальной формы.

В механическом отношении потерять устойчивость могут например, ротора агрегатов при угонных скоростях; несущие элементы, у которых один или два габаритных размера во много раз меньше третьего (например, балка, длина которой в десятки раз больше ее высоты или ширины). Как правило [70], на устойчивость проверяются несущие элементы, сжатые вдоль оси: колонны, подкосы кронштейнов и т. д. При утрате устойчивости резко снижается несущая способность рабочего элемента, что может привести к ускоренному, и даже к мгновенному, разрушению. Устойчивость обеспечивается расчетами на прочность.

Износостойкость. Заключается в способности рабочего элемента сопротивляться износному изменению размеров, массы, формы или нарушению целостности элемента. Некоторые элементы проявляют повышенную чувствительность к износному истиранию. Жесткие требования к зазорам подшипников каче-

ния предопределяют их повышенную чувствительность к износу. Для теплоэнергетики существенное значение имеет износостойкость против абразивно-эрозионного истирания элементов золой, пылевидным или кусковым топливом.

Теплостойкость. Состоит в способности элементов энергоагрегата сохранять работоспособность в условиях высокотемпературного нагрева. Для энергооборудования это требование имеет первостепенное значение, поскольку его элементы выполняют технологические функции в широком диапазоне температур, от комнатной до факельной. Теплостойкость обеспечивается регламентацией расчетов. Применительно к поверхностям нагрева котлоагрегатов наивысшая расчетная температура стенки, предусмотренная нормами, составляет 700°C . По отдельным маркам сталей она снижается до 560, 500 и 300°C . При этом по каждой отдельной марке имеет место обратно пропорциональная зависимость. Чем выше расчетная температура стенки, тем ниже допускаемое напряжение металла [70].

Обеспечение теплостойкости в ряде случаев достигается не только применением жаростойких и жаропрочных сталей, но также и принудительным охлаждением несущих элементов (подвесная охлаждаемая система конвективной шахты, защитные экраны и т. д.). Ограниченная теплостойкость лимитирует допустимую температуру перегрева пара, которая характеризует одно из главных направлений поступательного развития теплоэнергетики, т.е. здесь непосредственно переплетаются пути технического прогресса теплоэнергетики, энергомашиностроения и металлургии.

Стойкость против ползучести. Состоит в способности материала сопротивляться медленной пластической деформации, развивающейся при силовых воздействиях, уровень которых ниже напряжений, способных вызвать остаточную деформацию. Явления ползучести могут иметь место в трубах поверхности нагрева, трубопроводах, подвесках, болтах и т. д. Шпильки, скрепляющие разъемы турбин и насосов высокого давления, должны удовлетворять повышенным требованиям к крипоустойчивости, поскольку в противном случае могут ослабнуть связи соединений. Для труб пароперегревателя из углеродистой стали допускается увеличение диаметра не более чем на 3,5%, для труб из легированных сталей — не более чем на 2,5% [70], для трубопроводов — не более чем на 1 % за 100 тыс. ч. Крипоустойчивость обеспечивается надлежащим подбором материала.

Вибростойкость. Обеспечивается специальными мерами, способными предотвратить вибрацию вращающихся механизмов и несущих конструкций. Вибрация вала характеризуется амплитудой (мм), замеренной на уровне оси вала на рабочей частоте вращения. При увеличении частоты вращения с 750 до 3000 об/мин допускаемая вибрация снижается от 0,16 до 0,05 мм [70,71].

Повышенная вибрация вызывается динамической или статической неуравновешенностью ротора, неправильной центровкой, искривлением вала, дефектами сборки подшипников, ослабленной затяжкой фундаментных болтов и т. д. Устранение повышенной вибрации достигается исправлением перечисленных неисправностей.

Коррозионная стойкость. Заключается в способности оборудования противостоять кислородной, углекислотной и другим видам коррозии. Ограничение и предотвращение наружной коррозии (высоко- и низкотемпературной) достигается наладкой оптимальных тепловых режимов, снижением избытка воздуха (применительно к случаю сжигания мазута) и т. д. Защита поверхностей нагрева котлоагрегатов от внутренней коррозии осуществляется посредством деаэрации питательной воды. Применительно к простояному режиму предписывается специальная защитная консервация.

Усталостная стойкость (выносливость). Состоит в способности частей оборудования, работающих в режиме переменных силовых или тепловых нагрузок, противостоять преждевременному разрушению (при действующем напряжении меньше допустимого значения).

Надежность характеризуется как способность оборудования выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания и ремонта. Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения того или иного элемента может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость (в простояном режиме) в отдельности или в определенном сочетании этих свойств.

Численно надежность оценивается вероятностью безотказной работы и другими характеристиками. Надежность того или иного узла обеспечивается высоким качеством изготовления,

монтажа и ремонта оборудования.

Неисправность оборудования. При вскрытии агрегата, выводимого в ремонт, в ходе дефектации обычно обнаруживаются различные износые дефекты частей: коробление, смятие, трещины, утончение в результате истирания и т. д. Неисправности оборудования характеризуются широким разнообразием, из которых следует отметить **ресурс, износ и нарушение**.

В практике проведения мониторинга диагностирования электрооборудования и проведении ремонта выделяют следующие особенности ресурса и износа:

- ресурс и физический износ действующего оборудования - это рабочий ресурс и износ;
- ресурс и физический износ бездействующего оборудования - это простой ресурс и износ;
- наличие и утрата моральной ценности действующего и бездействующего оборудования - это моральный ресурс и износ.

Износ заключается в изменении размеров, формы или физических свойств рабочих частей, в утрате их целостности, плотности или в нарушении первоначальной взаимосвязи между частями. Численно износ измеряется степенью истощения ресурса:

$$i = \Delta u \quad (1.3)$$

или в безразмерной форме

$$I = \Delta u / u \quad (1.4)$$

где: i — износ (часы, тонна, m^3 и т. д.), Δu — израсходованная часть ресурса, I — безразмерный износ.

Несмотря на широкое разнообразие износов, они отчетливо подразделяются на две обособленные разновидности. Одни из них отличаются внезапностью возникновения, непредвиденностью проявления. Их отличительная черта — случайность, за которой кроются какие-то внутренние пороки металла или изготовления. Нередко нагрузки эксплуатационного процесса ускоряют раскрытие внутренних дефектов. Непровар сварного стыка может привести к разрыву трубы, работающей под давлением. Но произойдет ли разрыв данного стыка на сотый или двухсотый день эксплуатации, предсказать невозможно. Итак, первая группа неисправностей охватывает круг случайных явлений.

Вторая группа неисправностей отличается плавным нара-

танием износowych явлений. Истирание пылепроводов, элементов мельничного оборудования характеризуется монотонной пологой функцией времени. Итак, вторая группа неисправностей охватывает круг явлений, для которых элемент случайности не типичен.

Случайные повреждения своей прерывистостью, дискретностью коренным образом отличаются от монотонного износа. Тем не менее в ряде случаев может идти речь о потоке внезапных отказов, о среднем их числе в течение определенного интервала времени. Применительно к данному случаю теория вероятностей позволяет предсказать с желательным приближением ожидаемое число отказов за определенный промежуток времени. При этом остается непредсказуемым, какой именно элемент будет затронут повреждением.

Практически не всегда можно проложить отчетливую границу между «чисто случайными» и «чисто износowymi» неисправностями. Тем не менее преобладание тех или иных элементов может служить различительным признаком. Отличительной чертой «чисто случайных» неисправностей является их объемный характер и одновременность разрушения в толще изделия. Такая ситуация складывается при высокой концентрации напряжений, в случае образования трещин, при усталостных переломах. Для устранения таких неисправностей предусматривается наладка теплового и механического режима, снижение концентрации напряжений и усилий за счет устранения резких переходов в режимах и в конструктивном исполнении элемента и др.

Нарушением является такой вид утраты работоспособности, при котором возникает временная невозможность использования ресурса. Характерным примером нарушения может служить занос золой и шлакование поверхностей нагрева, а также отложения солей на внутренней стороне котельных труб. Восстановление работоспособности в этом случае достигается не ремонтом, а котлоочистительными работами, промывкой пароводяного тракта и т. д. Нарушение является качественной характеристикой.

Износостойкость заключается в способности рабочего элемента сопротивляться износу в течение эксплуатационного процесса. Численно износостойкость оценивается в ресурсо-часах.

Равноизносность является таким свойством набора рабочих элементов, при котором их ресурсы равны. Следует отметить

весьма низкую равноизносность ряда энергоузлов и агрегатов. На протяжении полного срока службы котлоагрегата (примерно, 250 тыс. ч) его каркас обычно не нуждается в каком-либо ремонтном вмешательстве (если исключить случаи местного перегрева балок, которые могут явиться только результатом нарушения ПТЭ).

Необходимо отметить, что работоспособность является качественной характеристикой, а ресурс — количественной.

Технический ресурс предусматривает идентичность условий его формирования и траты. Но при формировании ресурса некоторые вероятностные факторы не поддаются учету. Назначенный ресурс может в известной степени покрыть неучтенные вероятностные факторы и нельзя многократно допускать предельное состояние, при наступлении которого эксплуатация должна быть прекращена.

Для специфических условий теплоэнергетики существенное значение имеет контрольное продление ресурса, когда истекает назначенный срок, а предельное состояние еще не наступило.

Расчетный ресурс паропроводов, работающих в условиях ползучести, принят 100 тыс. час. допустимой остаточной деформацией за этот период 1% диаметра труб [70]. Указанной деформацией определяется предельное состояние, при котором дальнейшая эксплуатация должна быть прекращена. Например, привлекает внимание кажущееся противоречие: ресурс паропроводов тепловой электростанции использован, а эксплуатация продолжается.

Возможность контролируемого продленного использования оборудования определяется его предельным состоянием [70]. Например, в паропроводах из стали 15 ХМ и 12 МХ, работающих при параметрах перегретого пара 9,8 МПа и 510° С, суммарная остаточная деформация труб за время эксплуатации 130 тыс. ч. бывает от 0,15 до 0,41%, т. е. она намного меньше допустимой. Дело в повышенной толщине стенки труб (по сравнению с расчетной) и, следовательно, в пониженном напряжении примерно $(34-49)10^4$ Па. Применительно к паропроводам предельное состояние заключается в достижении допустимого уровня деформации за 100 тыс. ч. работы (1 %).

В заключении можно отметить, что в современных условиях, достижения информационных технологий, теории надежности, теории восстановления, исследования операций [2,74,81,85-

86] и др., можно весьма успешно использовать в энергоремонтном производстве вследствие учета уникальности оборудования, индивидуальных особенностей компоновки, своеобразия климатических условий, а также специфических особенностей обеспечения электростанции топливом и питательной водой. К числу рассматриваемых задач можно отнести все исследования и решения, связанные с оптимизацией энергоремонтного производства.

При более точном и строгом подходе вырисовываются три группы задач собственно ремонтной стратегии (табл.1.8), обеспечивающие работоспособность энергооборудования ЭЭС. Не исключая возможности последующего расширения приведенного перечня, следует дать краткую характеристику задач, подсказанных эксплуатационной практикой.

**Характеристика основных ремонтно-стратегических задач,
обеспечивающих работоспособность
электрооборудования [70,74,81,86]**

Таблица 1.8

Группа задач	Возможный альтернативный критерий оптимизации
Первая группа Допустимый износ в качестве исходной величины в обосновании ресурса. Соотношение объема профилактики с послеотказным восстановлением. Выбор оптимального способа ремонта	Ремонтоемкость, надежность. То же То же
Вторая группа Соотношение поэлементного ремонта с блочной заменой. Выбор размеров заменяемого блока.	То же То же
Третья группа Оптимизация состава пристанционных участков. Оптимизация наборов пристанционного инвентаря (ремонтного оборудования, оснастки). Оптимальное распределение ремонтного персонала при недостаточной численности по объектам.	Число перемещений. То же Себестоимость кВт.час.

Логической осью задач первой группы является допустимый износ, поскольку он может служить не только в качестве основы для разработки ресурсных нормативов, но вместе с тем определять момент необходимого профилактического восстановления. Принятие более жестких нормативов допустимого износа предопределяет более ранние сроки вывода оборудования в ремонт, насыщение производства профилактикой и вероятное уменьшение отказов.

Задачи, связанные с блочной заменой (вторая группа), относятся к наиболее перспективному направлению индустриализации ремонтного производства, поскольку предусматривают перемещение центра тяжести восстановительных работ в мастерскую, на завод, на производственную базу. Основным объемом восстановления переходит в межремонтный интервал, при сохранении в составе ремонтного простоя лишь операции замены.

Задачи третьей группы объединяют их назначение (оптимальное распределение по объектам ремонтного персонала и оборудования), а также методика их решения (например, диагностирование, оптимизация, линейное программирование и т.д.).

1.6. Элементы надежности электрооборудования и вероятностный подход к проведению ремонтов

Как известно [2,74,86], принцип технической эксплуатации, состоящий из трех пунктов стратегии обслуживания и ремонта электрооборудования (ТОиР), является основой оптимизации периодичности и объема ремонтных работ:

- по регламенту - стратегия планово-предупредительного ремонта (ППР);
- по отказам - стратегия аварийного ремонта (САР);
- по состоянию - стратегия ремонта по техническому состоянию (СТС)).

Если принять ремонтно - эксплуатационные затраты, в случае выполнения ТОиР по стратегии ППР за 100 %, то ремонтно-эксплуатационные затраты по САР будут составлять 130 %, а по СТС -70% .

Принципиальным различием стратегии ТОиР электрооборудования, характеризующим принципы проведения ремонтных работ и устанавливающим нормативные параметры каждой стратегии, является отношение к определению и использованию

информации о техническом состоянии электрооборудования.

В общем случае стратегия ТОиР включает осмотр и оперативное обслуживание, контроль и диагностику, ремонт и восстановление:

- оперативное профилактическое обслуживание связано с осмотрами, чисткой, смазкой регулировкой или опробованием оборудования;

- контроль и диагностика позволяют установить в конкретный момент времени фактическое техническое состояние электрооборудования, на основе проверки соответствия значения параметров оборудования требованиям нормативно-технической документации;

- профилактический ремонт выявляет неисправности и устраняет снижение уровня технического состояния, т.е. предупреждает возникновение отказов и повреждений оборудования или его составных частей. Как правило, профилактический ремонт выполняется по плану в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

В результате ремонта происходит восстановление технических ресурсов оборудования до значений близких к полному ресурсу. Ремонт по техническому состоянию назначается по результатам технической диагностики, причем периодичность и объем ремонта определяется техническим состоянием оборудования. Аварийный ремонт восстанавливает работоспособность оборудования после отказа. Для продления нормативного срока службы после длительной эксплуатации электрооборудования может проводиться восстановительный ремонт.

Для повышения надежности электрооборудования, а также снижения затрат на его эксплуатацию, широкое распространение получают системы контроля состояния и диагностики. Контроль состояния представляет собой слежение за параметрами режимов эксплуатации электрооборудования в пределах установленных норм. Система контроля состояния может выполнять постоянный или периодический мониторинг параметров. Диагностика предназначена для выявления и прогнозирования развития дефектов, общей оценки состояния и подготовки рекомендаций по управлению состояниями процесса эксплуатации электрооборудования. На базе этой информации устанавливаются сроки и объемы проведения ТОиР по фактическому техническому состоянию.

Под техническим состоянием понимается совокупность параметров, характеризующих изменение свойств оборудования в процессе эксплуатации, установленных нормативно-технической документацией [81].

Показатели надежности элементов энергосистем предназначены для сравнительных расчетов и оценок надежности энергосистем, электрических станций, электрических сетей, систем электроснабжения потребителей и узлов нагрузки, сравнительной оценки уровня надежности электроустановок и линий электропередач в различных схемах и условиях эксплуатации, определения целесообразности и эффективности мероприятий и средств повышения надежности и совершенствования системы планово-предупредительных ремонтов, нормирования резервов оборудования, материалов, запасных частей.

Оборудование электроэнергетических установок относится к восстанавливаемым. Основными показателями надежности являются частота отказов и среднее время восстановления. С течением времени оборудование отказывает, т. е. его работоспособность становится равной нулю.

Различают отказы устойчивые и неустойчивые. Устойчивый отказ — при котором для восстановления работоспособности требуется вмешательство обслуживающего персонала. Неустойчивый отказ — который самоустраняется или устраняется автоматически (например, переходящие к.з. на воздушных линиях). Процесс восстановления и профилактики оборудования не исключает полностью возможности отказов установки, но в значительной степени снижает их вероятность, т. е. повышает надежность.

На рис.1.2 показана кривая зависимости интенсивности отказов $\lambda(t)$ от времени эксплуатации, типичная для многих элементов электротехнического оборудования. Характер этой кривой сильно зависит от периода эксплуатации. Из графика видно, что весь интервал времени работы можно разбить на три участка. На первом интервале функция $\lambda(t)$ имеет повышенные значения. Это связано с тем, что в большой партии элементов всегда имеются элементы со скрытыми дефектами, которые выходят из строя вскоре после начала работы. По этой причине первый период (1) называют периодом приработки (1-2 год) или периодом «выжигания» дефектных элементов. Второй интервал (2) называется периодом нормальной работы. Он характеризует-

ся постоянным (или приближенно постоянным) значением интенсивности отказов.

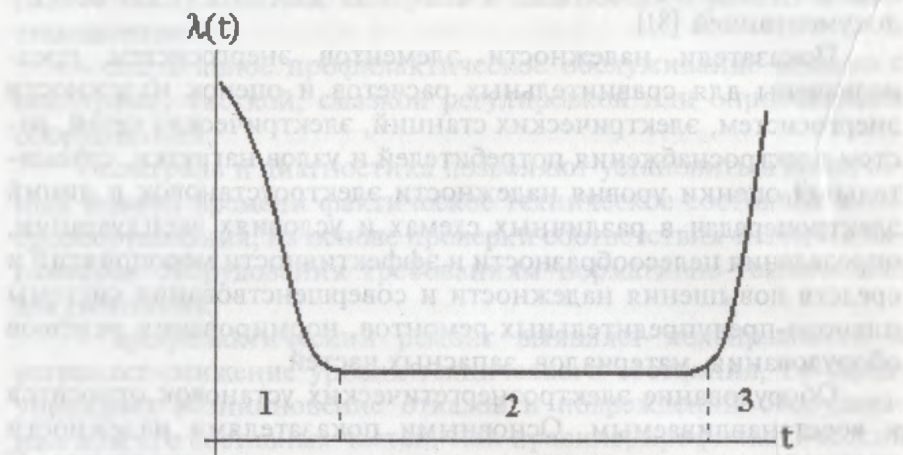


Рис. 1.2. Зависимость частоты отказов от времени эксплуатации оборудования

Последний интервал — период старения (3). Необратимые физико-химические явления приводят к ухудшению качества деталей, элемент «стареет». В этот период интенсивность отказов возрастает.

Данная картина изменения интенсивности отказов является универсальной. Есть оборудование, у которого система контроля перед вводом в эксплуатацию отсеивает все дефектные элементы. Есть элементы, которые практически не стареют. У большинства элементов имеется длительный период, на котором интенсивность отказа практически постоянна. В этом случае можно принять $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$. Периодом приработки можно пренебречь, считая, что работа начинается после окончания этого периода. С другой стороны, можно выводить оборудования из работы раньше, чем начинается заметное старение его элементов.

При расчетах надежности конкретных энергосистем и электростанций в качестве основных показателей надежности приняты:

- **параметр потока отказов ω , 1/год**, определяемое на основе соотношения:

$$\omega(t) = \lambda(t) \cong m(t)/n(t)\Delta t, \quad (1.5)$$

где $m(t)$ — число отказов в интервале $(t - \Delta t/2, t + \Delta t/2)$; $n(t)$ — среднее число единиц оборудования, работающего в этом интервале.

- **среднее время восстановления** T_B , ч, определяется на основе формулы:

$$T_B = (1/m(t)) \sum_{i=1}^m t_i, \quad (1.6)$$

- **продолжительность межремонтного периода**, T_{MP} , год, определяется формулой:

$$T_{MP} = 1/\mu, \quad (1.7)$$

где μ — частота ремонтов соответствующего оборудования, 1/год.

- **продолжительность ремонтов** (планового, капитального, текущего) T_p , ч;

- **среднее время плановых простоев** $T_{пл}$, ч.

- **продолжительность текущего ремонта** $T_{рт}$, ч.

Коэффициент готовности — вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается.

$$K_z = \frac{\sum_i T_i}{\sum_i T_i + \sum_i T_{di}} \cdot 100\%,$$

где T_i — наработка объекта на отказ; T_{di} — время восстановления объекта после i -го отказа.

Коэффициент неплановых простоев — отношение суммы продолжительности простоя объекта в вынужденном (аварийном) ремонте и простоя, зависящего от других объектов, к календарной продолжительности отчетного года:

$$K_{нп} = \frac{\sum_i T_{di} + \sum_{ii} T_{ii}}{T_z} \cdot 100\%,$$

где T_k - время простоя объекта, вызванного m -м отказом другого объекта;

T_k - календарная продолжительность отчетного года.

Другие показатели надежности оборудования, такие как, коэффициент вынужденного простоя и т. д., определяются на основе приведенных соотношений и они даны в известных источниках [66-68,73,74,81 и т.д.].

Важными характеристиками надежности оборудования являются свойства безотказности и долговечности. Безотказность определяется следующими показателями [66-67]: вероятностью безотказной работы $P(t)$, средней наработкой до отказа T_{0cp} , и средним сроком службы T_{cp} и вышеприведенными параметрами. Значения вероятности безотказной работы и технического ресурса могут быть интегральными характеристиками уровня технического состояния оборудования в процессе эксплуатации.

Необходимо отметить, что по данным [2,3,86] истинные удельные ущербы в промышленности и торговле в зависимости от страны и условий в секторе потребления составляют на один отказ в питании по мощности от 0,2 до 10 долл/кВт, по электроэнергии 3—50 долл/(кВт.ч) при продолжительности аварийного перерыва питания до 1 ч и 0,5—5,0 долл/(кВт.ч) при времени перерыва 1 сутки. В сельском хозяйстве — ориентировочно 0,55 долл/(кВт.ч).

В основе оптимизации периодичности ремонтов электрооборудования лежит закономерность изменения его технического состояния, связанная с конкретными суммарными затратами на эксплуатацию.

Модели оптимизации межремонтных периодов электрооборудования с учетом технического состояния, определяемого с помощью средств технической диагностики, основаны на следующих принципах [81,86]:

- электрооборудование подвергается в процессе эксплуатации периодическому техническому обслуживанию, совместно с которым проводится техническая диагностика;
- по результатам технической диагностики принимается решение о целесообразности проведения предупредительных ремонтов;
- после отказа проводится послеаварийный ремонт.

Как было отмечено выше, в качестве характеристики техни-

ческого состояния электрооборудования примем интегральный параметр - сработанный ресурс, а в качестве показателя надежности - вероятность отказа $Q(T)$ как функцию изменения технического состояния за межремонтный период и корректируемую по результатам технической диагностики.

После проведения каждого планового ремонта ресурс электрооборудования не может быть восстановлен до начального уровня и падает на величину $\Delta r = \text{const}$.

Принимая закон распределения вероятности безотказной работы электрооборудования экспоненциальным, можно записать следующие выражения для определения вероятности безотказной работы и вероятности отказа:

$$P(t) = e^{-(\lambda_0 + \lambda')t}, \quad P_1(t)P(t) \quad (1.10)$$

$$Q(t), \quad 1 - P_1(t)P(t) \quad (1.11)$$

где $P_1(t) = \exp(-\lambda_0 t)$ - вероятность внезапных отказов; $P_2(t) = \exp(-\lambda' t^2)$ - вероятность постепенных (износных) отказов за счет величины $\Delta r = \text{const} > 0$; λ_0 - базисная интенсивность отказов; λ' - удельный прирост интенсивности отказов за счет сработки ресурса электрооборудования после каждого ремонта на величину Δr .

Необходимо отметить, что основное свойство экспоненциального характера вероятности безотказной работы состоит в том, что вероятность безотказной работы на данном интервале не зависит от времени предшествующей работы, а зависит только от длины интервала. Это значит, что будущее поведение элемента не зависит от прошлого, если в данный момент он исправен. Это свойство является характеристическим, т.е. если оно выполняется, то закон обязательно экспоненциальный.

В качестве критерия оптимизации периодичности ремонтов обычно выбирают минимум функции средних суммарных затрат $Z(t)$ на эксплуатацию электрооборудования на энергообъекте [86]:

$$Z(t) = C_p(T_{cl} - t)/t + (1 - f(t) + kf(t))C_{ав}(\lambda_0 t + 0,5\lambda' t^2) + C_d f(t) + Z_{то}, \quad (1.12)$$

где C_p - средняя стоимость планового ремонта электрооборудования; $C_{ав}$ - средняя стоимость аварийного ремонта элек-

трооборудования; S_d — средняя стоимость диагностики электрооборудования; T_{cl} — срок службы электрооборудования, лет; k — численная величина вероятности технического состояния электрооборудования $0 \leq k \leq 1$; $f(t)$ — вероятности проведения диагностирования к моменту времени t , $0 \leq f(t) \leq 1$; $Z_{то}$ — затраты на техническое обслуживание электрооборудования и средств диагностики; $C_p/C_{ав}$ — соотношение затрат между профилактическими и аварийными ремонтами, принимается в пределах $(0-1,5)$.

Целевая функция $Z(t)$ при реализации стратегии ремонтов электрооборудования по указанным принципам учитывает изменение технического состояния.

При расчетах необходимо иметь ввиду следующее. Срок службы T_{cl} для большинства типов электрооборудования принимается равным 25 годам. Однако, с учетом реальных режимов эксплуатации и возникающих при этом факторов, срок службы T_{cl} электрооборудования может достигать как 30 - 40 лет, так и всего лишь 10-15 лет. Поэтому значение $T_{cl}=25$ лет является средним и учитывает различные группы оборудования различных типов и классов напряжения, а также нормативные условия эксплуатации.

Средняя стоимость профилактического ремонта электрооборудования C_p , как правило, меньше стоимости аварийного ремонта $C_{ав}$. Это связано с тем, что при отказе ремонт обычно не ограничивается заменой одного, двух узлов. Приходится заменять многие смежные узлы, пострадавшие в результате аварийного отказа изношенного узла, а иногда и всю сборочную единицу. Поэтому задавшись границами изменения соотношения $C_p/C_{ав}$ в пределах $(0-1,5)$, определяют всевозможные варианты соотношения между профилактическими и аварийными ремонтами.

Базисная интенсивность отказов λ_0 для электрооборудования различных типов и классов напряжения известна и приведена в специальной справочной литературе, например, в [66-67]. Кроме того, известно [73-74], что в стационарных режимах при условии идеального аварийного ремонта справедливо допущение о постоянстве параметра потока отказов $\omega(t) = \text{const}$, т.е. в этом случае, для большинства сборочных единиц электрооборудования с предупредительным ремонтом можно записать $\lambda_0 = \lambda(t) = \omega(t) = \text{const}$. Для элементов ЭЭС значения параметра потока отказов со приведены в табл.1.9.-1.13.

Показатели надежности генераторов [67]

Таблица 1.9

Отключения из-за повреждений	Параметр потока отказов, $\gamma(t)$, 1/год	Средняя длительность аварийного простоя, час	Средняя продолжительность плановых простоев, $T_{пл}$, ч/год
Генератор	0,05-1,5	50-120	Одновременно с турбиной 200-800
Цепь возбуждения	0,01-0,05	2	
Гидротехническое и гидросиловое оборудование	0,03-0,05	360	
Турбина и оборудование машинного зала	0,1-1,5	80-200	600-1600
Парогенератор и оборудование котельного цеха	1-8	100-300	300-1000
Ложные отключения от РЗ	0,02	0,1	
Ошибочные отключения персоналом	0,03	0,1	
Другие повреждения, требующие отключений	0,03		

Показатели надежности трансформаторов [71]

Таблица 1.10

Номинальное напряжение, кВ	Параметр потока отказов $\gamma(t)$, 1/год	Время восстановления, ТВ, ч.	Частота ремонтов, $\mu(t)$, 1/год	Продолжительность текущего ремонта, ч.
6-20	0,16	50	0,25	6
35	0,012	70	0,25	6
110	0,014	70	0,75	28
220	0,025	60	1,0	30
500	0,05	220	1,0	50

Показатели надежности сборных шин [71]

Таблица 1.11

Номинальное напряжение, кВ	Параметр потока отказов $\gamma(t)$, 1/год	Время восстановления, ТВ, ч.	Частота ремонтов, $\mu(t)$, 1/год	Продолжительность текущего ремонта, ч.
6	0,03	5	0,166	5
10	0,03	7	0,166	5
20-35	0,02	7	0,166	4
110-150	0,016	5	0,166	4
220	0,013	5	0,166	3
500	0,013	5	0,166	5

Показатели надежности выключателей [71]

Таблица 1.12

Выключатели	Номинальное напряжение, кВ	Параметр потока отказов $\lambda(t)$, 1/год	Время восстановления ТВ, ч.	Частота ремонтов, $\mu(t)$, 1/год	Продолжительность текущего ремонта, ч.
Автоматические	До 1	0,05	4	0,33	10
Электромагнитные	6-10	0,022	11	0,2	24
Маломасляные	10-110	0,009-0,06	20-26	0,14	8-30
Масляные баковые	35	0,01	30	0,14	12
	110	0,016	40	0,14	23
	220	0,055	50	0,14	43
Воздушные	15-20	0,04	20	0,2	40
	35	0,02	40	0,2	29
	110	0,02	20	0,2	45
	220	0,02	55	0,2	122
	500	0,15	60	0,2	113

Показатели надежности разъединителей, отделителей, короткозамыкателей [71]

Таблица 1.13.

Аппараты	Номинальное напряжение, кВ	Параметр потока отказов $\lambda(t)$, 1/год	Время восстановления ТВ, ч.	Частота ремонтов, $\mu(t)$, 1/год	Продолжительность текущего ремонта, ч.
Разъединители	6-10	0,1	7	0,166	4
	35	0,1	6	0,166	6
	110	0,1	11	0,166	8
	150	0,1	15	0,166	11
	220	0,1	7	0,166	13
	500	0,1	14	0,166	31
Отделители	35	0,015	3	0,33	7
	110	0,1	3,5	0,33	10
	220	0,1	3,5	0,33	16
Короткозамыкатели	35	0,1	4	0,33	8
	110	0,1	6	0,33	6
	220	0,1	6	0,33	8

Основываясь на опыте эксплуатации отечественного и зарубежного оборудования, а также экспертных оценках специалистов, можно утверждать, что износ электрооборудования на участке нормальной эксплуатации незначителен и не превышает 2 - 10 %. Поэтому в расчетах принимается удельный прирост интенсивности износных отказов за счет сработки ресурса оборудования равный величине $\lambda' = 0,15\lambda_0$.

На рис.1.3 приведены характеристики вероятности безотказной работы и вероятности отказа электрооборудования

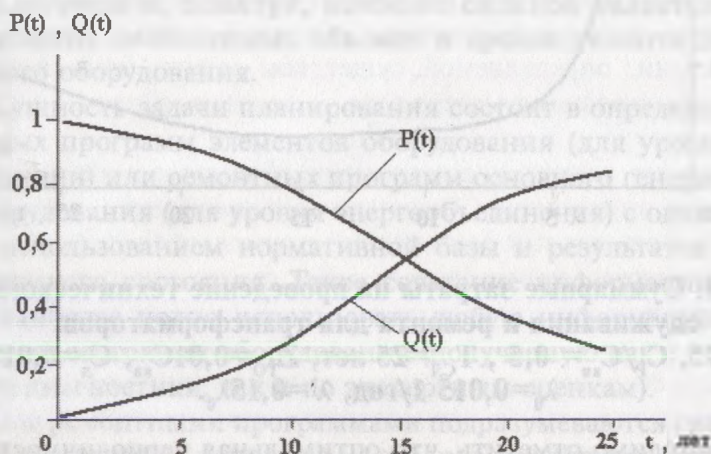


Рис.1.3. Характеристики вероятности безотказной работы $P(t)$ и вероятности отказа $Q(t)$ трансформатора, при $\lambda_0 = 0,015$ 1/год и $\lambda' = 0,15\lambda_0$.

На рис.1.4. приведена характеристика относительных затрат, о.е., на проведение ТОиР для трансформатора и период оптимального межремонтного периода 16,7 лет, рассчитанная по формуле (1.12). Дальнейшее эксплуатация приводит к увеличению затрат, связанных с эксплуатацией трансформатора, так как, происходит больший расход ресурса, по сравнению с оптимальным.

Суммарные
затраты, о.е

$Z(t)$

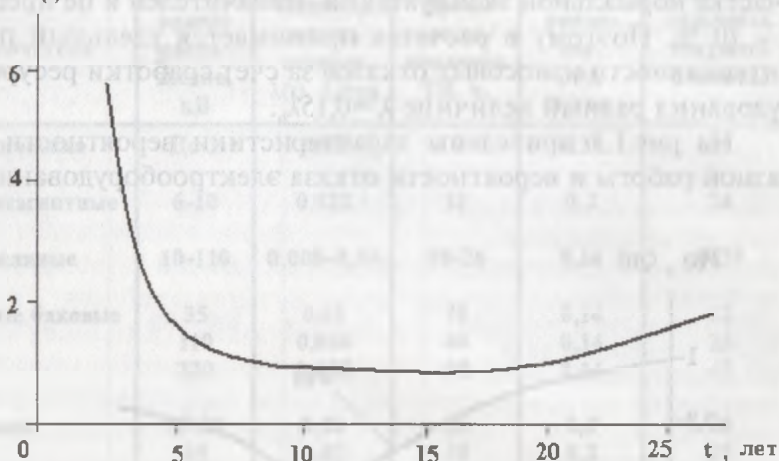


Рис. 1.4. Суммарные затраты на проведение технического обслуживания и ремонта для трансформаторов:

$$k = 0,75, C_p/C_{ав} = 0,5, T_{ср} = 25 \text{ лет}, Z_{ТО} = 0,01C_{ав}, C_d = 0,01C_{ав}, \lambda_0 = 0,015 \text{ 1/год}, \lambda' = 0,15\lambda_0.$$

Необходимо отметить, что оптимальная периодичность ремонта электрооборудования наиболее чувствительна к изменению интенсивности отказов λ_0 (или параметру потока отказов ω) и к значению эксплуатационной вероятности отказов Q . Продолжительность межремонтного периода минимальна при отсутствии диагностирования ($f(t)=0$) и максимальна при его наличии ($f(t)=1$).

С увеличением стоимости аварийного ремонта по отношению к стоимости планового ремонта оптимальный межремонтный период увеличивается, а с увеличением λ_0 уменьшается. Эта взаимосвязь подтверждается известными из практики (статистике измерений) возрастания потерь и ухудшения других параметров электрооборудования с течением времени.

1.7. Научные основы организации ремонтов

В общем виде задача определения времени вывода в ремонт основного оборудования включает в себя следующие стадии:

- определение состава выводимого в ремонт оборудования с учетом технологических возможностей;
- определение внешних (системных) ограничений;
- определение потребности конкретного оборудования в объеме и сроке ремонта;
- определение внутренних ограничений по срокам и затратам (включая все виды обеспечений ремонта);
- согласование внешних и внутренних ограничений;
- подготовка графика вывода в ремонт по станциям и ЭЭС, включающего в себя сроки остановов и их продолжительность.

Ключевой и, пожалуй, наиболее сложной является стадия определения необходимых объемов и сроков ремонта для конкретного оборудования.

Сущность задачи планирования состоит в определении ремонтных программ элементов оборудования (для уровня электростанции) или ремонтных программ основного генерирующего оборудования (для уровня энергообъединения) с одновременным использованием нормативной базы и результатов оценок технического состояния. Такое сочетание информации позволяет наиболее полно использовать любую информацию о техническом состоянии оборудования (получаемую как с помощью систем диагностики, так и по экспертным оценкам).

Под ремонтными программами подразумеваются графики и сроки выполнения конкретных наборов ремонтных работ, наиболее полно отражающих динамику изменения технического состояния оборудования. Наиболее сложным является определение ремонтных программ элементов оборудования для задач станционного уровня.

В указанной задаче весь парк оборудования электростанции разбивается на ремонтные элементы. Наименьшим наблюдаемым ремонтным элементом может быть единица оборудования (например, конкретный теплообменник) или его составная часть. Элементы могут быть сгруппированы по признакам принадлежности к одной технологической системе, технологическому комплексу (например, котельная установка, турбинная установка и т.д.), по функциональному назначению (например, группы насосов, электродвигателей), конструктивно-компоновочным особенностям или принадлежности к одному заводу-изготовителю. Такие группировки необходимы для решения на станционном

уровне задач подготовки ремонта, оценки надежности и др.

Каждый ремонтный элемент характеризуется своей ремонтной программой, определенной временной и количественной закономерностью выполнения ремонтных воздействий. При этом ремонтная программа отражает реальное техническое состояние элемента и может изменяться во времени.

Совокупность ремонтных программ элементов образует ремонтную программу энергоблока, а совокупность ремонтных программ основного генерирующего оборудования — ремонтную программу ЭЭС.

Каждому ремонтному элементу придается его адрес (наименование, условия входимости в другие элементы) и массив информации, определяемой существом задачи (например, для задачи планирования материалов — перечень и расход материалов).

Решение задачи планирования объемов ремонтных работ сводится к определению базовых точек последнего выполнения известных ремонтных воздействий нормального и переменного объемов и определению состава работ, попадающих в планируемый период.

Зная межремонтный интервал, дату окончания последнего ремонта и его номер в ремонтном цикле, можно определить вид ремонта, календарную дату его проведения и длительность (из нормативных значений) на любом заданном интервале времени. Для упрощения расчетов при годовом и перспективном планировании можно принять, что дата выполнения работ по видам ремонта определяется с точностью до одного месяца.

Таким образом, все работы, планируемые для выполнения на выделенном ремонтном элементе можно представить как комбинацию работ, входящих в состав ремонтного цикла.

После того как сформирован объем ремонтных работ, рассчитываются все виды затрат с использованием нормативной базы. Материальные и трудовые затраты могут быть сгруппированы по различным признакам в зависимости от интересов конкретного пользователя.

Рассмотрим математические основы решения этой задачи.

Совершенствование управления ремонтно-производственной стратегией энергосистем является одним из наиболее перспективных направлений его развития и тесно связано с исполь-

зованием информационных технологий на основе современных методов математического моделирования [85].

Важнейшая проблема, возникающая при эксплуатации оборудования энергосистем, является планирование и оперативное руководство ремонтными работами. Как известно [85-89], планирование ремонтной стратегии ЭЭС состоит из двух составляющих:

- на разделение полного резерва мощности на оперативную и ремонтную составляющие и выбор оптимальной площадки в годовом графике нагрузки;

- на оптимизацию проведения непосредственно ремонта оборудования ЭЭС, на основе математических методов и сетевых графиков.

При разработке современной системы планирования и оперативного управления ремонтными работами возникают задачи, математическая постановка которых не укладывается в традиционные рамки, а поэтому требуют для своего решения развития новых методов. Одним из важнейших факторов, побудивших к поискам новых подходов, явилось наличие недостаточной априорной информации об исследуемом объекте для математической постановки задачи [85]. Это особенно важно, когда на производстве имеются разнотипные энергоблоки и другое оборудование. Здесь целесообразно при оперативном управлении ремонтными работами использовать теорию адаптивных и обучающихся систем, которая позволяет восполнять недостаток знания о процессе на начальном ее этапе. В этом случае естественно задачи идентификации, управления и принятия решения в стохастических системах рассматриваются в условиях неопределенности, т.е. когда неизвестна параметрическая структура модели исследуемого процесса [2,85,99].

1.7.1. Оценка расхода ресурса электрооборудования

При эксплуатации оборудования и проведении ремонтной стратегии весьма важной является определение ресурса электрооборудования ЭЭС, математическая модель планирования ремонтов, и их проведение. Вкратце рассмотрим их содержание.

Оценка технического состояния электрооборудования, с учетом влияющих режимных и внешних условий является важной задачей и позволяет заранее определить вид профилактики

или ремонта какого-то элемента или целиком электрооборудования. Как известно [1-2, 85-86], в качестве интегральной характеристики определяющей техническое состояние электрооборудования принято значение сработанного ресурса. Сравнивая полученное значение с допустимыми границами его изменения, можно дать рекомендации о необходимости вывода электрооборудования в ремонт или о продолжении его эксплуатации. Не менее важной проблемой является задача прогнозирования остаточного ресурса электрооборудования.

Наработка электрооборудования может быть определена в дискретных или временных единицах. Временные единицы наработки являются универсальными, так как, например, зная частоту коммутации выключателей всегда можно перейти от дискретных (количество раз) к временным единицам измерения наработки. Если используются временные единицы измерения ресурса, то нормативный ресурс соответствует установленному сроку службы, а фактический ресурс - фактическому сроку службы.

При нормативных условиях эксплуатации фактический ресурс электрооборудования принимается равным нормативному, установленному в его паспортных данных. При повышенной интенсивности действия эксплуатационных факторов фактический ресурс электрооборудования будет больше установленного, а при пониженной - меньше.

В процессе эксплуатации электрооборудование подвергается воздействию различных эксплуатационных факторов, каждый из которых в определенной степени влияет на изменение его технического состояния, например, пуски теплотехнического оборудования или число коммутаций выключателей, которые могут превышать допустимое по нормативу их число.

Предположим, что при работе электрооборудования в реальных условиях на него оказывают действие N различных эксплуатационных факторов, характеризующихся величиной X_i (далее фактор X_i). Фактор X_i может характеризоваться как единичным измеряемым параметром, так и комплексом величин, отражающих природу исследуемого эксплуатационного воздействия на электрооборудование.

Допустим, что на электрооборудование действует фактор X_i . При увеличении фактора X_i на величину ΔX_i , фактический

ресурс R электрооборудования изменяется. В [86] для вычисления этого показателя в зависимости от изменения величины X_i предложено выражение:

$$R = R_0 e^{((X_i - X_{0i})/\Delta X_i)}, \quad (1.13)$$

где R - фактический ресурс электрооборудования, $\Delta X_i = \text{const}$ - абсолютное отклонение фактора X_i . При $X_i = X_{0i}$ электрооборудование работает в нормативных условиях. В качестве абсолютной величины R_0 обычно принимают нормативное значение, соответствующее известному совместному воздействию нескольких эксплуатационных факторов. Например, для выключателей в качестве R_0 можно взять допустимое количество коммутаций, соответствующее определенному значению коммутируемого тока. Данное выражение приводится в именованных единицах, что представляет определенную трудность при вычислениях. Обычно [86], это выражение составляется в относительных величинах, для чего обе части делят на R_0 , а числитель на X_{0i} , после чего выражение в относительных единицах имеет вид:

$$R^* = e^H, \quad H = (X^* - 1)/\Delta X^*, \quad (1.14)$$

где R^* , X^* , ΔX^* - величины в относительных единицах. В дальнейшем при вычислениях будем пользоваться формулой (1.14).

Зависимость (1.14) показывает фактический сработанный ресурс электрооборудования на интервале наработки в объеме нормативного установленного ресурса при постоянной величине фактора. На рис.1.5 приведены характеристики относительного ресурса эксплуатируемого объекта при изменении относительного отклонения воздействующего фактора ΔX_i . Из них ясно, что чем выше интенсивность воздействия эксплуатационных факторов, тем выше будет расход фактического ресурса электрооборудования при постоянном значении ΔX_i .

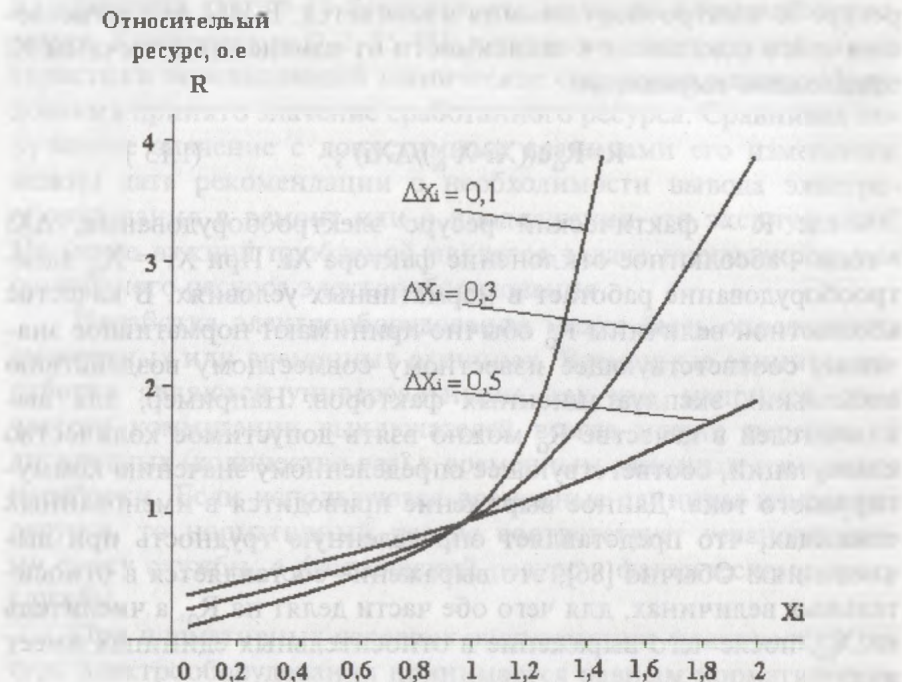


Рис. 1.5. Относительный фактический ресурс электрооборудования при изменении фактора ΔX_i

Формула (1.14) справедлива для случая, когда на электрооборудование оказывает воздействие один единственный i -й фактор X_i . Если на оборудование действует N эксплуатационных факторов, то для определения относительного фактического ресурса необходимо воспользоваться принципом суперпозиции, по которому считается, что воздействие нескольких факторов на оборудование не зависят друг от друга. Все эксплуатационные факторы по их физической природе могут быть подразделены на четыре основные группы: тепловые (связанные с нагревом); электрические (связанные с изменением напряженности электрического поля); механические (связанные с механическими повреждениями); химические (связанные с химическими процессами, протекающими в материалах, из которых изготовлено электрооборудование). Поэтому формулу (1.14) с учетом действия N эксплуатационных факторов можно записать в виде

$$R^*_{\Phi} = R_0 + \sum_{j=1}^N \left(\int_0^{R_j} \exp^{H_1} dr - R_j \right), \quad (1.15)$$

$$H_1 = \sum_{T=1}^{NT} ((X_{iT_T} - 1)/\Delta X_{iT_T}) + \sum_{\varepsilon=1}^{N\varepsilon} ((X_{i\varepsilon_T} - 1)/\Delta X_{i\varepsilon_T}) + \\ + \sum_{iM=1}^{NM} ((X_{iM_j} - 1)/\Delta X_{iM_j}) + \sum_{iX=1}^{NX} ((X_{iX_j} - 1)/\Delta X_{iX_j}),$$

где $iT = 1 - N_{\varepsilon}$ - количество электрических факторов; $i_T = 1 - N_T$ - количество тепловых факторов; $i_M = 1 - N_M$ - количество механических факторов; $i_x = 1 \dots N_x$ - количество химических факторов; X_{iT} - кратность i_T -го теплового фактора; ΔX_{iT} - относительное отклонение i_T -го теплового фактора; $X_{i\varepsilon}$ - кратность i_{ε} -го электрического фактора; $\Delta X_{i\varepsilon}$ - относительное отклонение i_{ε} -го электрического фактора; X_{iM} - кратность i_M -го механического фактора; ΔX_{iM} - относительное отклонение i_M -го механического фактора; X_{iX} - кратность i_x -го химического фактора; ΔX_{iX} - относительное отклонение i_x -го химического фактора.

В общем случае за факторы X , можно принимать величины, изменение которых оказывает существенное влияние на фактический ресурс электрооборудования. Для выключателей в качестве величины X_i может быть принят коммутируемый ток, для трансформаторов - температура работы изоляции, для электродвигателей - пусковой ток и т.д. Очевидно, что такие величины обычно характеризуют все группы факторов и при таком подходе при определении фактического ресурса электрооборудования можно учитывать только их действие. Это особенно справедливо, если известна сила их влияния на значение фактического ресурса. Под силой влияния фактора X_i на значение фактического ресурса электрооборудования можно понимать степень корреляции двух наборов данных: значений фактора X_i и соответствующих значений фактического ресурса при условии постоянного воздействия данного фактора ($X_i = \text{const}$) на интервале наработки в объеме R_0 . Если степень корреляции по модулю близка к 1, то данный фактор является определяющим в расчете фактического ресурса электрооборудования. Если степень корреляция принимает значение близкое к 0, то сила влияния данного фактора мала.

Данная методика повсеместно применяется для определения

фактически сработанного ресурса различных видов электрооборудования электрических систем [85,86]. Применим данную методику для оценки фактического ресурса электрооборудования, эксплуатируемого в электрических сетях Узбекистана.

Пример 1. Расчет ресурса для выключателя ВВБ – 220 – 12 установленного на подстанции Ташкентской ТЭС (табл.1.14).

Предположим, что на выключатель оказывает влияние один эксплуатационный фактор – коммутируемый ток. На основе выражения (1.14) и паспортных данных найдем относительный ресурс выключателя при номинальном токе отключения $I_{откл} = 31,5$ кА, и относительном отклонении коммутируемого тока $\Delta I_{откл} = 0,73$, найденного как среднее на каждом отрезке коммутируемого тока из табл.1.14.

Паспортные данные воздушного выключателя ВВБ – 220 - 12 на напряжение 220 кВ [81]

Таблица 1.14

Номинальный ток, $I_{ном}$, А	Мощность отключения, МВА	Номинальный ток отключения, $I_{откл}$, кА	Коммутируемый ток I	Допуст. кол-во коммутац., $N_{доп}$
2000	12000	31,5	$0,6 I_{откл} < I < I_{откл}$	10
			$0,3 I_{откл} < I < 0,6 I_{откл}$	12
			$I < 0,3 I_{откл}$	16
			$I = I_{откл}$	150

На рис.1.16. приведена характеристика фактического ресурса диагностируемого выключателя. Пользуясь формулой (1.15) и этой характеристикой можно определить сработанный ресурс выключателя $R_{сраб}$ и далее определить остаточный ресурс $R_{ост} = 1 - R_{сраб}$. Расчеты показывают, что для выбранных режимов коммутаций (табл.1.14) остаточный ресурс равен соответственно режиму:

Режим	Остаточный ресурс, о.е
1	0,042
2	0,074
3	0,118
4	0,342

Приведенные данные показывают известное из практики положение о том, что частые коммутации с большими токами, близкими к нормативному и более, уменьшают ресурс выключателя.

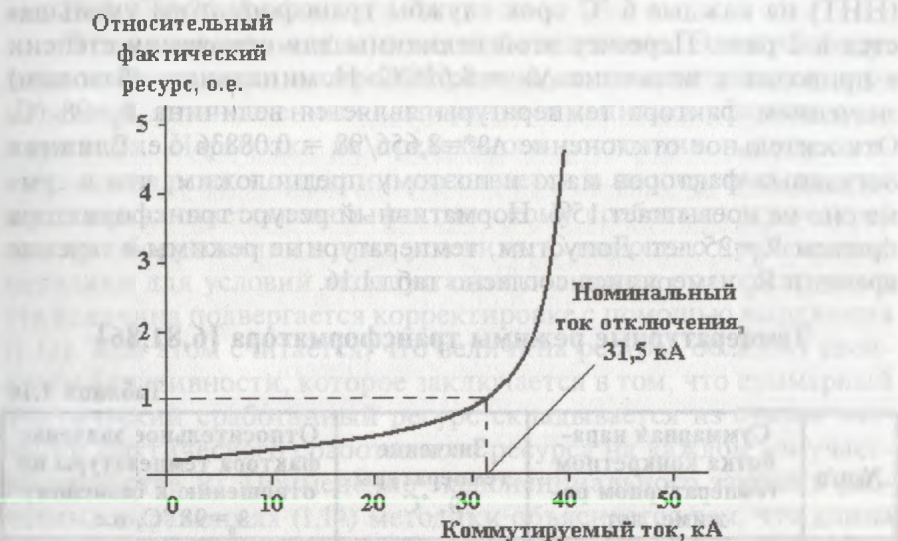


Рис.1.6. Относительный фактический ресурс выключателя ВВБ-220-12 от величины коммутируемого тока 31,5 кА и $\Delta I^* = 0,73$ (Установлен на подстанции Ташкентской ТЭС)

Пример 2. Расчет ресурса трансформатора. Рассмотрим трансформатор марки ТДЦ-200000/500 У0/Δ-11, установленный на подстанции Ташкентской ТЭС в 1986 году.

Паспортные данные трансформатора ТДЦ-200000/500 [81]

Таблица 1.15

Номинальная мощность, МВА	Номинальное Напряжение, кВ		Напряжение короткого замыкания, u_k , %	Ток холостого хода, %
	ВН	НН		
200	525	15,75	12,5	0,35

Наработка трансформаторов обычно измеряется во временных единицах, поэтому понятие ресурса эквивалентно понятию срока службы. Согласно [81,86], основным эксплуатационным

ков мощности по связям и оперативного резерва мощности. Выражениями (1.24) и (1.25) определяется дополнительная составляющая ремонтного резерва мощности R_{PTij} для интегрального учета части текущих ремонтов.

Неизвестными параметрами модели являются: R_{Oij} , R_{Pij} , N_{CBj} , π_{ij} , A_{ij} , V_{Hij} , исходными — M , L , J , T , L_{μ} , ΔT_j , N_{Pij} , N_{ij} , W_{ij} , V_{Pij} , Q_{Pij} , N_{CBj} , R_{Oij} , R_{Pij} , V_{PTij} , V_{PTij}'' .

Решение задачи, описанной математической моделью, осуществляется по алгоритму метода внутренних точек [85], с использованием основных положений и приемов теории вероятностей. Метод внутренних точек, позволяющий эффективно учитывать ограничения в форме равенств и неравенств, основан на выборе последовательности векторов, монотонно изменяющих функцию цели, исходя из начального приближения.

б). Минимизация ремонтной площадки. Задачи, сформулированные выше, на уровне электрической системы математически требуют минимизации ремонтной площадки (рис.1.1) и формально могут быть записаны следующим образом [2,85]:

$$\sum_j \Delta S_j^2 \rightarrow \min \quad (1.27)$$

при ограничениях:

$$\Delta S_j \leq \Delta F_j; \quad (1.28)$$

$$(1.29)$$

$$\sum_j N_{Pij} \delta_{ij} \leq Q_i; \quad (1.30)$$

$$T_{Hij} \leq t_i \leq T_{Kij} - t_i; \quad (1.31)$$

где $t_i > \theta_h \vee \theta_i < t_h$,

$$R_{Pij} - R_{Pij}, \text{ если } R_{Pij} > R_{Pij}; \quad (1.32)$$

$$\Delta S_j = \begin{cases} 0, & \text{если } R_{Pij} \leq R_{Pij}; \end{cases}$$

$$R_{pi} = \sum_{i=1}^I N_{ci} \delta_{ij}; \quad (1.33)$$

$$\delta_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{если } j \in [t_i, \theta_i]; \\ 0, & \text{если } j \notin [t_i, \theta_i]; \end{cases} \quad (1.34)$$

$$\tau_i = \theta_i - t_i \quad (1.35)$$

$j = 1, G; i = 1, I; \beta = 1, B_i; h \in H_i.$

Здесь j, G — текущий номер и число дискретных интервалов периода T длительностью ΔT^1 ; δ_{ij} — логическая переменная; i, I — текущий номер и число элементов списка оборудования, подлежащего плановому ремонту в расчетный период времени; $t_i, t_h, \theta_i, \theta_h, \tau_i, \tau_h$ — начало, окончание и длительность ремонтов i -го и h -го элементов списка соответственно; N_{pi}, N_{ci} — располагаемая мощность (пропускная способность) i -го элемента списка и снижение располагаемой мощности системы или пропускной способности связи из-за вывода i -го элемента в плановый ремонт; R_{pi}, R'_{pi} — располагаемый ремонтный резерв мощности и мощность, подлежащая выводу в плановый ремонт в j -м интервале времени в соответствии с полученным графиком; $\Delta S_j, \Delta F_j$ — превышение ремонтной площадки, полученное в результате размещения в ней плановых ремонтов, и его максимально допустимое значение в j -м интервале; Q_j — мощность ремонтных предприятий в j -м интервале; $T_{H\beta}, T_{K\beta}$ — границы (начало и конец) временного интервала, в котором разрешен ремонт i -го элемента;

βB_i — текущий индекс и число интервалов, в которых возможно проведение планового ремонта i -го элемента списка; H_i — множество элементов списка, сроки проведения ремонтов которых не должны совпадать с ремонтом i -го элемента; h — элемент множества H_i .

По критерию (1.27) минимизируется суммарное (на всех интервалах периода T) нарушение границ ремонтной площадки суммарной мощностью размещаемого в ней ремонтируемого оборудования. Допустимые значения этого нарушения в каждом интервале времени задаются неравенством (1.28). Возможности

ремонтных предприятий, сезонные ограничения и несовместимость сроков отдельных ремонтов учитываются условиями (1.29) — (1.31). Превышения ремонтной площадки, мощность, выводимая в ремонт в соответствии с формируемым графиком, и связь между длительностью, началом и окончанием ремонтов определяются по формулам (1.32) — (1.35).

1.7.3. Научные основы планирование ремонтов основного оборудования электрических станций

Приведенные выше соотношения (1.27-1.35) позволяют минимизировать ремонтную площадку по энергосистеме и соответственно позволяют оптимизировать ремонтный режим, что приведет к минимизации расхода первичных энергоресурсов. Общим критерием оптимальности является минимизация затрат, включающих затраты на расходуемое топливо по ЭЭС и ущерба от возможных аварийных дефицитов, зависящих от резерва мощности [1,85].

а). Математические основы ремонтов основного оборудования станций [1,85-89]. Здесь решается задача годового планирования капитальных и средних ремонтов и месячного планирования текущих ремонтов основного оборудования.

На этом уровне главное — это деление ремонтного резерва между электрическими станциями, агрегаты которой выводятся в ремонт.

В ЦДУ ремонтный резерв и его распределение планируют, исходя главным образом из необходимости обеспечения баланса мощности в ЭЭС. Обеспеченность ремонтов энергетического оборудования ресурсами (рабочей силой, запасными частями, финансами) планируют электростанции в контакте с ремонтными предприятиями. Задача планирования ремонта осуществляется на основе многократных уточняющих расчетов [1-2].

В существующих условиях основным критерием оптимальности планирования ремонтов является максимальное заполнение ремонтной площадки, т.е. наиболее эффективное использование ремонтного резерва по ЭЭС, с учетом ограничений на ремонты.

Ремонтная площадка (рис.1.1) $S_{\text{рп}}$ определяется для энергопотребления с учетом внешних перетоков, эффективных значений установленных мощностей электростанций и значений разрывов и ограничений с учетом консервации и реконструкции и аварийных ремонтов.

Всю задачу планирования ремонтов можно условно разделить на три части:

- определение ремонтной площадки;
- обработка ремонтных заявок (формирование заявочного плана);
- собственно планирование ремонтов, т.е. размещение ремонтных заявок в пределах ремонтной площадки с учетом критерия оптимальности и заданной системы ограничений.

Задача определения ремонтной площадки была рассмотрена выше.

Как уже отмечалось, периодичность и продолжительность планово-предупредительных ремонтов устанавливается нормативными документами. В зависимости от фактического состояния оборудования в заявках на ремонты возможны отклонения от нормативных периодичности и продолжительности в ту и иную сторону. С учетом этого электростанции разрабатывают свои предложения к плану-графику ремонтов. На уровне ЭЭС ремонтные заявки электростанций увязываются между собой исходя из наличия ресурсов, и согласуются с ремонтными предприятиями.

Содержанием задачи обработки ремонтных заявок является приведение в соответствие заявленных объемов ремонтов по объектам нормативным, формирование приоритетного списка ремонтов, а также установление некоторых ограничений на сроки, комбинации ремонтов и ресурсы. Для каждого заявленного в ремонт агрегата задается соответствующее

снижение мощности.

Как известно [1-2], календарное планирование ремонтов предназначено для определения допустимого и наилучшего (по принятому критерию) плана-графика вывода в ремонт основного оборудования электростанций. При этом решаются также вопросы планирования сроков ремонтов электротехнического и общестанционного оборудования ЭЭС.

Критерий максимального заполнения ремонтной площадки обусловлен тем, что заявленный суммарный объем ремонтов часто превышает заданную ремонтную площадку

$$\sum_{j=1}^m \Delta N_j^3 L_j^3 > \sum_{i=1}^n N_{pni}, \quad (1.36)$$

где m — число единиц оборудования, заявленных в ре-

монт на плановый период; N_j^3 - заявленное снижение мощности в системе от вывода в ремонт j -го агрегата; L_j^3 - заявленная продолжительность ремонта j -го агрегата; n — число расчетных интервалов; N_{pni} - ордината ремонтной площадки (ремонтный резерв) в i -м интервале для ЭЭС в целом.

В этом случае неизбежны сокращения продолжительности некоторых ремонтов и исключение части ремонтов из плана. При максимальном заполнении ремонтной площадки объем сокращений и отказов сводится к минимуму. В случае, когда

$$\sum_{j=1}^m \Delta N_j^3 L_j^3 \leq \sum_{i=1}^n N_{pni}, \quad (1.37)$$

конфигурация ремонтной площадки, как правило, не позволяет принять в качестве допустимых сроки вывода в ремонт в соответствии с заявками ЭЭС, что вызвано требованием непрерывности ремонтов, дискретным снижением мощности и дискретной продолжительностью ремонтов.

Считается, что задана ремонтная площадка ЭЭС по интервалам планового периода. Также могут быть заданы ремонтные площадки отдельных узлов расчетной схемы энергооборудования, имеющего слабые связи. Необходимо определить календарные даты начала и окончания ремонтов оборудования, заявленного в ремонт ЭЭС, в соответствии с приведенным выше критерием. Математически эта задача является целочисленной и заключается в наиболее плотном заполнении ремонтной площадки ремонтными прямоугольниками.

Задача имеет большую размерность и значительное число плохо формализуемых комбинаторных ограничений, что приводит к использованию элементов метода ветвей и границ для учета таких ограничений и сокращения

размерности задачи. В соответствии с критерием оптимальности используется целевая функция

$$F = \sum_{i=1}^n N_{pni} - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \Delta N_{ij}^{pem} \rightarrow \min, \quad (1.38)$$

где ΔN_{ij}^{pem} - снижение мощности в системе от ремонта j -го агрегата в i -м интервале, при наличии ограничения, обеспечивающего баланс мощности:

$$\sum_{j=1}^m \Delta N_j^{pem} r_{ij} \leq N_{pni}. \quad (1.39)$$

где $0 \leq F \leq 1$, а $r_{ij} = 1$ — булева переменная, если $T_i^H \leq T_j^K$; T_i^H , T_j^K — даты начала и окончания ремонта j -го агрегата, при $i < T_i^H$, или $r_{ij} = 0$, если $i > T_j^K$. При этом систему ограничений составляют:

- ограничение по ремонтной площадке;
- ограничение по балансу мощности в системе;
- ограничение по непрерывности ремонтов;
- ограничение по запретным срокам ремонтов;
- запрет одновременного ремонта некоторых агрегатов;
- обязательность одновременного ремонта некоторых агрегатов;
- ограничение на заданный временной сдвиг интервалов начала ремонтов;
- ограничение по ремонтным ресурсам (любым).

Алгоритм, основные принципы которого изложены выше, успешно применяется для создания программ месячного и годового планирования графиков ремонтов основного оборудования [1,85].

За рубежом все большее распространение приобретают экспертные системы технической диагностики, которые в совокупности с базами знаний используются для информационной поддержки решений по планированию и подготовке ремонта оборудования в разрезе не только менее года, но и с упреждением свыше года [1,85]. В этом случае существенно меняется подход к использованию нормативной базы в сочетании с информацией о техническом состоянии оборудования. Применение указанных систем позволяет значительно повысить готовность и коэффициент технического использования основного оборудования при сокращении всех видов затрат на ремонт.

Рассматривая проблему использования информации о техническом состоянии оборудования для принятия решений по ремонтным воздействиям, целесообразно выделить три уровня точности (адекватности) оценок.

Первый уровень — идентификация технического состояния по показателям надежности, т.е. по параметру потока отказов или интенсивности восстановлений.

Второй уровень — идентификация технического состояния по вероятностным характеристикам дефектов и повреждений, выявленных в дискретные моменты времени.

Третий уровень — идентификация состояния по непрерыв-

но контролируемым технологическим (выходным) параметрам, характеризующим техническое состояние элементов оборудования.

Как отмечается [1,2], реализация третьего уровня возможна лишь при условии наличия совершенных диагностических систем и адекватных математических моделей корреляционных связей между выходными параметрами и техническим состоянием оборудования. Второй уровень более доступен и требует достаточной информации по выявленным дефектам и повреждениям, а также моделей динамики их развития. Реализация первого уровня связана лишь с достаточностью статистического материала.

Перечисленные выше три уровня идентификации технического состояния являются, в сущности, тремя уровнями апостериорного прогнозирования (оценки) функции надежности. Первый уровень соответствует нулевому приближению, когда априорная информация отсутствует. Второй уровень соответствует случаю, когда задан априорный случайный процесс накопления повреждений данного типа. Третий уровень относится к случаю, когда прогноз осуществляется для каждой отдельно взятой траектории (реализации) случайного процесса развития отказа. Использование того или иного уровня определяется необходимой точностью прогноза и наличием соответствующих технических средств, программного и информационного обеспечения.

Ремонт таких сверхбольших систем, как генерирующее оборудование (например, турбоагрегат), связан со значительным объемом ремонтных работ и затратами всех видов ресурсов и длительным отключением энергоблока. Для реализации каждого ремонтного воздействия необходимо заранее планировать время его проведения (как правило, весенне-летний период), материальные и людские ресурсы. Для планирования таких работ обычно достаточно точности примерно 0,5 года и, следовательно, достаточно первого или второго уровня точности идентификации технического состояния генерирующего оборудования и усредненных оценок времени, трудоемкости и стоимости ремонтных работ. В то же время задача уточнения состава работ и планирования в рамках календарного года (месяца) с учетом технического состояния требует третьего уровня его идентификации.

В заключении можно отметить, что после того как сформи-

рован объем ремонтных работ, рассчитываются все виды затрат с использованием нормативной базы. Материальные и трудовые затраты могут быть сгруппированы по различным признакам в зависимости от интересов конкретного пользователя. Потребность оборудования в ремонтных воздействиях рассчитывается и уточняется с учетом любых сведений, дополняющих нормативную базу и характеризующих реальное техническое состояние. Имеется достаточно много программных комплексов, которые позволяют планировать ремонтные воздействия с учетом изменения во времени надежности оборудования [1,85]. В Узбекистане успешно применяется сетевой метод планирования ремонтов оборудования ЭЭС. Рассмотрим его сущность.

б). Сетевое планирование и управление ремонтом. Важное значение имеет проведение ремонтного цикла по ЭЭС в установленные сроки и при минимальных затратах расходных материалов и трудовых ресурсов. Этого можно достичь применяя современные методы организации ремонтных работ, к которым относятся линейные и сетевые модели [69]. Основы этих методов приведены ниже.

Линейный метод — это последовательный (и параллельный, если работы независимы) набор всех работ, который позволяет подсчетом по горизонтали определить продолжительность всего комплекса работ, а подсчетом по вертикали — календарную потребность в персонале, оборудовании и материалах. Получаемый в целом линейный график представляет собой графическую модель решаемой задачи и относится к группе аналоговых моделей. Метод линейного моделирования применяется при ремонте сравнительно несложного оборудования или при производстве небольших объемов работ (например, текущих ремонтов) на сложном оборудовании.

Линейные модели не способны отразить основные свойства моделируемой ремонтной системы, так как в них отсутствуют связи, определяющие зависимости одной работы от другой. В случае любого изменения ситуации в ходе производства работ линейная модель перестает отображать реальный ход событий и в нее невозможно внести существенные изменения. В этом случае линейную модель необходимо строить заново. Линейные модели не могут быть использованы в качестве инструмента управления при производстве сложных комплексов работ, к которым относятся ремонты силовых оборудования электрической системы.

Сетевой метод. В целях оптимальной организации комплексных и сложных работ, например, при строительстве крупных объектов типа — тепловых и атомных станции, подводных лодок и т.д., в которых участвуют много организаций и предприятий, разработаны и успешно применяются системы планирования и управления (СПУ). В основе этих систем лежат сетевые графики. Этот же метод применяется и при ремонтах оборудования электрических систем.

Сетевой график — это особый вид операционной модели, обеспечивающей с любой необходимой точностью детализации отображение состава и взаимосвязи всего комплекса работ во времени. Сетевая модель поддается математическому анализу, позволяет определять реальный календарный план, решать задачи рационального использования ресурсов, оценивать эффективность решений еще до того, как они будут переданы для исполнения, оценивать фактическое состояние комплекса работ, прогнозировать будущее состояние, своевременно обнаруживать «узкие места» [69,70]. Составными частями сетевой модели являются сетевой график, представляющий собой графическое отображение технологического процесса ремонта, и информация о ходе ремонтных работ.

Всякий намеченный комплекс работ, необходимых для достижения некоторой цели, называют **проектом**. Проект (или комплекс работ) подразделяется на отдельные **работы**. Каждая отдельная работа, входящая в комплекс (проект), требует затраты времени. Некоторые работы могут выполняться только в определенном порядке. При выполнении комплекса работ всегда можно выделить ряд **событий**, то есть итогов какой-то деятельности, позволяющих приступить к выполнению следующих работ. Если каждому событию поставить в соответствие вершину графа, а каждой работе — ориентированное ребро, то получится **некоторый граф**. Он будет отражать последовательность выполнения отдельных работ и наступление событий в едином комплексе. Если над ребрами проставить время, необходимое для завершения соответствующей работы, то получится сеть. Изображение такой сети называют **сетевым графиком**. Сетевой график состоит из **двух типов основных элементов: работ и событий**. Работа представляет собой выполнение некоторого мероприятия и этот элемент сетевого графика связан с затратой времен и расходом ресурсов. Поэтому работа всегда имеет **начало и конец**. Кроме

того, каждая работа должна иметь определение, раскрывающее ее содержание (например, ремонт какого-то узла и т.д.).

На сетевом графике работа изображается стрелкой, над которой проставляется ее продолжительность или затрачиваемые ресурсы, или то и другое одновременно. Работа, отражающая только зависимость одного мероприятия от другого, называется фиктивной работой. Такая работа имеет нулевую продолжительность (или нулевой расход ресурсов) и обозначается пунктирной стрелкой.

Начальная и конечная точки работы, то есть начало и окончание некоторого мероприятия (например, окончание подготовки блока к пуску), называются **событиями**. Следовательно, событие, в отличие от работы, не является процессом и не сопровождается никакими затратами времени или ресурсов.

Событие, следующее непосредственно за данной работой, называется **последующим событием** по отношению к рассматриваемой работе. **Событие**, непосредственно предшествующее рассматриваемой работе, называется **предшествующим**.

Наименования «предшествующий» и «последующий» относятся также и к работам. Каждая входящая в данное событие **работа** считается предшествующей каждой выходящей работе, и наоборот, каждая выходящая **работа** считается **последующей** для каждой входящей. Из определения отношения «предшествующий—последующий» вытекают свойства сетевого графика.

Во-первых, ни одно событие не может произойти до тех пор, пока не будут закончены все входящие в него работы. Во-вторых, ни одна работа, выходящая из данного события, не может начаться до тех пор, пока не произойдет данное событие. И, наконец, ни одна последующая работа не может начаться раньше, чем будут закончены все предшествующие ей.

Событие **обозначается кружком с цифрой внутри**, определяющей его **номер**. Из всех событий, входящих в планируемый процесс, можно выделить два специфических — событие начала процесса, получившее название **исходного события**, которому присваивается **нулевой номер**, и событие конца процесса (**завершающее событие**), которому присваивается **последний номер**. Остальные события нумеруются так, чтобы номер предыдущего события был меньше номера последующего.

Правила построения сетевого графика. Обычно сетевой гра-

фик строится от исходного события к завершающему, слева направо, то есть каждое последующее событие изображается несколько правее предыдущего.

В планируемых процессах часто встречаются сложные комплексные связи, когда две или более работ выполняются параллельно, но имеют общее конечное событие, или когда для выполнения одной из работ необходимо предварительно выполнить несколько работ, а для другой, выходящей из общего для них события, предварительным условием является выполнение только одной из предшествующих работ и т.д. Изображение в сетевой модели подобных параллельных или дифференцированно зависимых работ выполняется следующим образом:

В случае, когда наступление события (например, 3 на рис. 1.7) возможно в результате завершения двух работ (1 — 3) и (2 — 4), но в то же время существует событие 4, зависящее от завершения только одной из этих работ (например, (2 — 4)), вводится фиктивная работа (4-3).

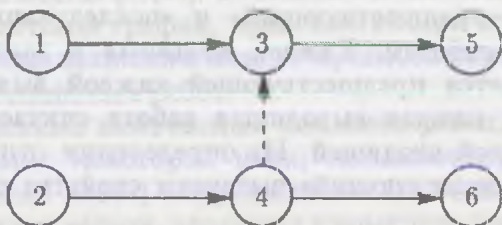


Рис. 1.7.

Если одно событие (например, 1 на рис. 1.8) служит началом двух (например, (1-2) и (1-3) или нескольких работ, заканчивающихся в другом событии (3 на рис. 1.8)), то для их различия также вводится фиктивная работа (2-3) (рис. 1.8). С помощью фиктивной работы в сетевом графике могут быть отражены и двусторонние связи (зависимости).

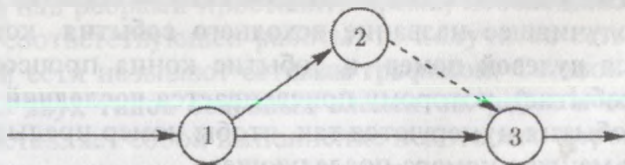


Рис. 1.8.

Пусть, например, имеются три процесса А, В, С. При этом окончание процесса С зависит от результатов процессов А и В. В этом случае возникают двусторонние зависимости, которые можно изобразить так, как показано на (рис. 1.9).

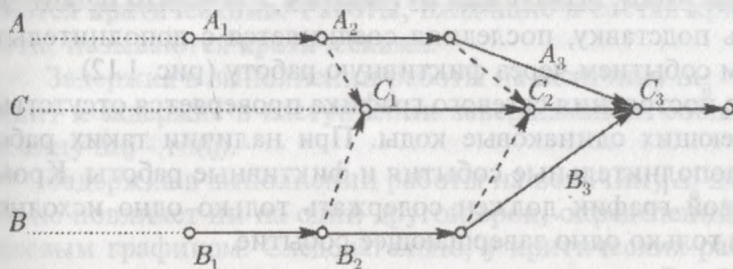


Рис. 1.9.

Другое правило построения сетевого графика заключается в том, что если несколько работ может начаться не после полного, а после частичного выполнения определенной работы, то последнюю работу целесообразно представить как сумму ее частей, расчлененных событиями (1, 2, 3, 4 и 5 на рис. 1.10). И в то же время, группу работ целесообразно представить одной работой, если в этой группе имеется по одному начальному и конечному событию (1 и 4 на рис. 1.11).

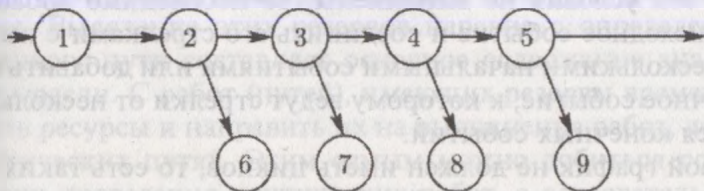


Рис. 1.10.

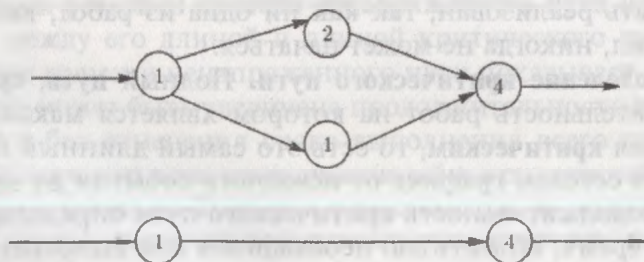


Рис. 1.11.

фик строится от исходного события к завершающему, слева направо, то есть каждое последующее событие изображается несколько правее предыдущего.

В планируемых процессах часто встречаются сложные комплексные связи, когда две или более работ выполняются параллельно, но имеют общее конечное событие, или когда для выполнения одной из работ необходимо предварительно выполнить несколько работ, а для другой, выходящей из общего для них события, предварительным условием является выполнение только одной из предшествующих работ и т.д. Изображение в сетевой модели подобных параллельных или дифференцированно зависимых работ выполняется следующим образом:

В случае, когда наступление события (например, 3 на рис. 1.7) возможно в результате завершения двух работ (1 — 3) и (2 — 4), но в то же время существует событие 4, зависящее от завершения только одной из этих работ (например, (2 — 4)), вводится фиктивная работа (4-3).

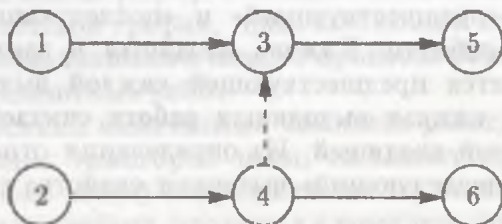


Рис. 1.7.

Если одно событие (например, 1 на рис. 1.8) служит началом двух (например, (1-2) и (1-3) или нескольких работ, заканчивающихся в другом событии (3 на рис. 1.8)), то для их различия также вводится фиктивная работа (2-3) (рис. 1.8). С помощью фиктивной работы в сетевом графике могут быть отражены и двусторонние связи (зависимости).

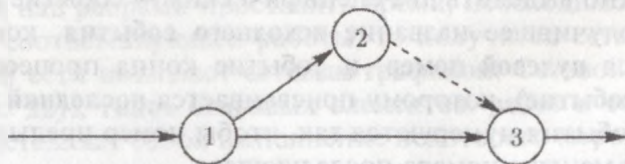


Рис. 1.8.

Пусть, например, имеются три процесса А, В, С. При этом окончание процесса С зависит от результатов процессов А и В. В этом случае возникают двусторонние зависимости, которые можно изобразить так, как показано на (рис. 1.9).

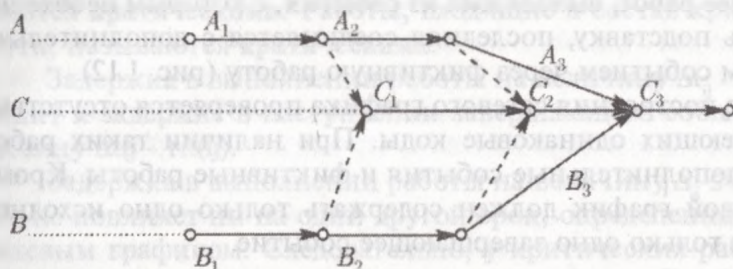


Рис. 1.9.

Другое правило построения сетевого графика заключается в том, что если несколько работ может начаться не после полного, а после частичного выполнения определенной работы, то последнюю работу целесообразно представить как сумму ее частей, расчлененных событиями (1,2,3,4 и 5 на рис. 1.10). И в то же время, группу работ целесообразно представить одной работой, если в этой группе имеется по одному начальному и конечному событию (1 и 4 на рис. 1.11).

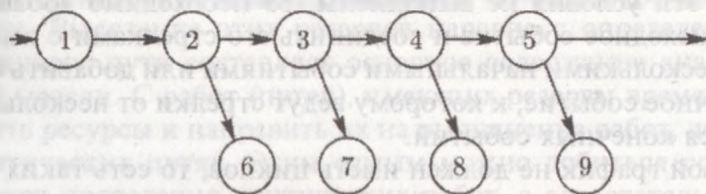


Рис. 1.10.

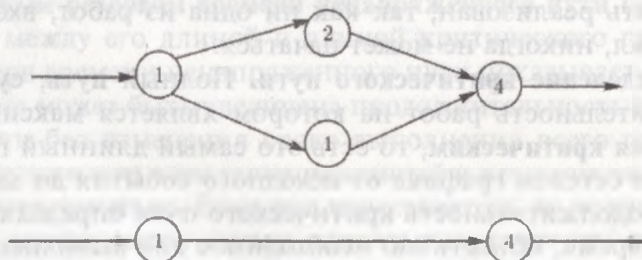


Рис. 1.11.

фик строится от исходного события к завершающему, слева направо, то есть каждое последующее событие изображается несколько правее предыдущего.

В планируемых процессах часто встречаются сложные комплексные связи, когда две или более работ выполняются параллельно, но имеют общее конечное событие, или когда для выполнения одной из работ необходимо предварительно выполнить несколько работ, а для другой, выходящей из общего для них события, предварительным условием является выполнение только одной из предшествующих работ и т.д. Изображение в сетевой модели подобных параллельных или дифференцированно зависимых работ выполняется следующим образом:

В случае, когда наступление события (например, 3 на рис. 1.7) возможно в результате завершения двух работ (1 — 3) и (2 — 4), но в то же время существует событие 4, зависящее от завершения только одной из этих работ (например, (2 — 4)), вводится фиктивная работа (4-3).

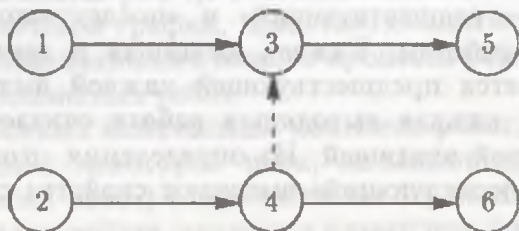


Рис. 1.7.

Если одно событие (например, 1 на рис. 1.8) служит началом двух (например, (1-2) и (1-3) или нескольких работ, заканчивающихся в другом событии (3 на рис. 1.8)), то для их различия также вводится фиктивная работа (2-3) (рис. 1.8). С помощью фиктивной работы в сетевом графике могут быть отражены и двусторонние связи (зависимости).

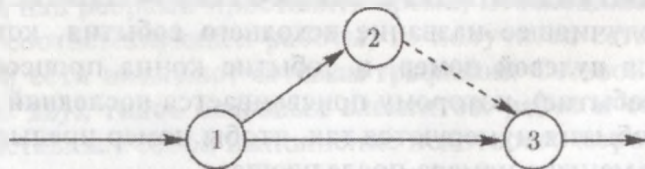


Рис. 1.8.

Пусть, например, имеются три процесса А, В, С. При этом окончание процесса С зависит от результатов процессов А и В. В этом случае возникают двусторонние зависимости, которые можно изобразить так, как показано на (рис. 1.9).

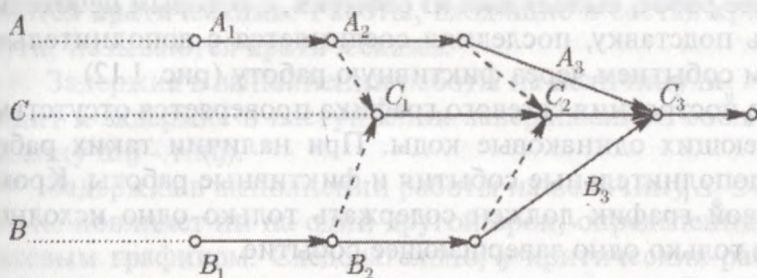


Рис. 1.9.

Другое правило построения сетевого графика заключается в том, что если несколько работ может начаться не после полного, а после частичного выполнения определенной работы, то последнюю работу целесообразно представить как сумму ее частей, расчлененных событиями (1,2,3,4 и 5 на рис. 1.10). И в то же время, группу работ целесообразно представить одной работой, если в этой группе имеется по одному начальному и конечному событию (1 и 4 на рис. 1.11).

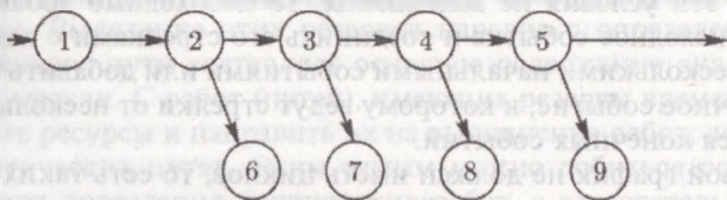


Рис. 1.10.

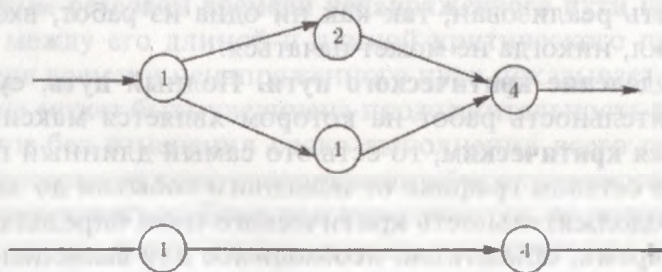


Рис. 1.11.

информации на сетевом графике закрашенным кружком изображаются так называемые подставки (рис. 1.12). При наличии двух и более работ, выходящих из события, с которым необходимо связать подставку, последняя соединяется с дополнительно введенным событием через фиктивную работу (рис. 1.12).

После построения сетевого графика проверяется отсутствие работ, имеющих одинаковые коды. При наличии таких работ вводятся дополнительные события и фиктивные работы. Кроме того, сетевой график должен содержать только одно исходное событие и только одно завершающее событие.

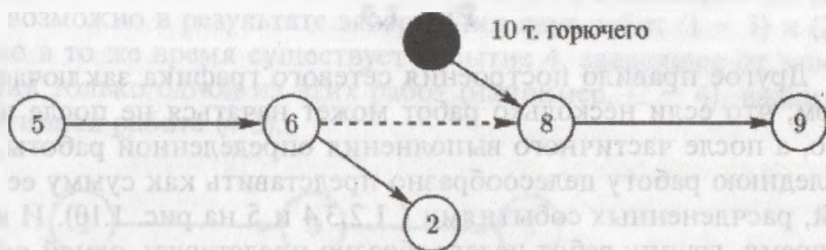


Рис. 1.12.

Если эти условия не выполнены, то необходимо добавить еще одно исходное событие и соединить его стрелками с имеющимися несколькими начальными событиями или добавить еще одно конечное событие, к которому ведут стрелки от нескольких имеющихся конечных событий.

Сетевой график не должен иметь циклов, то есть таких путей, в которых конец последней работы совпадает с началом первой работы. Сетевой график, имеющий хотя бы один цикл, не может быть реализован, так как ни одна из работ, входящих в такой цикл, никогда не может начаться.

Определение критического пути. Полный путь, суммарная продолжительность работ на котором является максимальной, называется **критическим**, то есть это самый длинный по времени путь в сетевом графике от исходного события до завершающего. Продолжительность критического пути определяет минимальное время, объективно необходимое для выполнения всего комплекса мероприятий, входящих в планируемый процесс. За время, меньше времени критического пути, весь комплекс ме-

го процесса.

События, через которые проходит критический путь, называются **критическими**. **Работы**, входящие в состав критического пути, называются **критическими**.

Задержка в выполнении работы на величину $\Delta t_{ij} > r_n(ij)$ приводит к задержке в наступлении завершающего события на величину $\Delta t_{ij} - r_n(ij)$.

Задержка в выполнении работы на величину $\Delta t_{ij} \leq r_n(ij)$ вообще не повлияет ни на один другой срок, определенный данным сетевым графиком. Следовательно, у критических работ и полные, и свободные резервы времени равны нулю. Вообще говоря, равенство нулю полного резервного времени работы является необходимым и достаточным признаком того, что данная работа критическая. Свободный резерв времени может быть равным нулю и у некритических работ.

Таким образом, критический путь находится посредством определения работ, полные резервы времени которых равны нулю.

Определение полного резерва времени ненапряженного пути. **События и работы**, лежащие не на критических путях (такие пути называются **ненапряженными**), обладают резервами времени. Выявление этих резервов наравне с определением критического пути составляет основное содержание анализа сетевой модели. С работ (путей), имеющих резервы времени, можно снять ресурсы и направить их на выполнение работ, лежащих на критических путях. Этим самым можно добиться сокращения сроков проведения критических работ, а следовательно, и всей операции в целом, используя только внутренние резервы.

Полным резервом времени ненапряженного пути называется разница между его длиной и длиной критического пути. Полный резерв времени ненапряженного пути показывает, насколько в сумме может быть увеличена продолжительность всех работ этого пути без изменения срока выполнения всего процесса в целом. Однако при этом ненапряженный и критический пути не должны пересекаться. Если они пересекаются, то полный резерв времени определяется самым длительным участком напряженного пути, заключенным между соответствующими парами событий критического пути.

Для отображения времени и места поступления дополнительных ресурсов (например, пополнение топлива и т.д.) и другой информации на сетевом графике закрашенным кружком изображаются так называемые подставки (рис. 1.12). При наличии двух и более работ, выходящих из события, с которым необходимо связать подставку, последняя соединяется с дополнительно введенным событием через фиктивную работу (рис. 1.12).

После построения сетевого графика проверяется отсутствие работ, имеющих одинаковые коды. При наличии таких работ вводятся дополнительные события и фиктивные работы. Кроме того, сетевой график должен содержать только одно исходное событие и только одно завершающее событие.

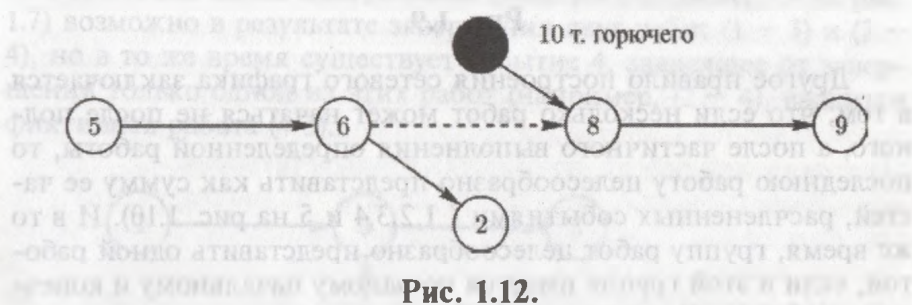


Рис. 1.12.

Если эти условия не выполнены, то необходимо добавить еще одно исходное событие и соединить его стрелками с имеющимися несколькими начальными событиями или добавить еще одно конечное событие, к которому ведут стрелки от нескольких имеющихся конечных событий.

Сетевой график не должен иметь циклов, то есть таких путей, в которых конец последней работы совпадает с началом первой работы. Сетевой график, имеющий хотя бы один цикл, не может быть реализован, так как ни одна из работ, входящих в такой цикл, никогда не может начаться.

Определение критического пути. Полный путь, суммарная продолжительность работ на котором является максимальной, называется **критическим**, то есть это самый длинный по времени путь в сетевом графике от исходного события до завершающего. Продолжительность критического пути определяет минимальное время, объективно необходимое для выполнения всего комплекса мероприятий, входящих в планируемый процесс. За время, меньше времени критического пути, весь комплекс ме-

роприятий совершиться не может. Поэтому любая задержка на работах критического пути увеличивает время выполнения всего процесса.

События, через которые проходит критический путь, называются **критическими**. **Работы**, входящие в состав критического пути, называются **критическими**.

Задержка в выполнении работы на величину $\Delta t_j > r_n(ij)$ приводит к задержке в наступлении завершающего события на величину $\Delta t_{ij} - r_n(ij)$.

Задержка в выполнении работы на величину $\Delta t_j \leq r_n(ij)$ вообще не повлияет ни на один другой срок, определенный данным сетевым графиком. Следовательно, у критических работ и полные, и свободные резервы времени равны нулю. Вообще говоря, равенство нулю полного резервного времени работы является необходимым и достаточным признаком того, что данная работа критическая. Свободный резерв времени может быть равным нулю и у некритических работ.

Таким образом, критический путь находится посредством определения работ, полные резервы времени которых равны нулю.

Определение полного резерва времени ненапряженного пути. **События и работы**, лежащие не на критических путях (такие пути называются **ненапряженными**), обладают резервами времени. Выявление этих резервов наравне с определением критического пути составляет основное содержание анализа сетевой модели. С работ (путей), имеющих резервы времени, можно снять ресурсы и направить их на выполнение работ, лежащих на критических путях. Этим самым можно добиться сокращения сроков проведения критических работ, а следовательно, и всей операции в целом, используя только внутренние резервы.

Полным резервом времени ненапряженного пути называется разница между его длиной и длиной критического пути. Полный резерв времени ненапряженного пути показывает, насколько в сумме может быть увеличена продолжительность всех работ этого пути без изменения срока выполнения всего процесса в целом. Однако при этом ненапряженный и критический пути не должны пересекаться. Если они пересекаются, то полный резерв времени определяется самым длительным участком напряженного пути, заключенным между соответствующими парами событий критического пути.

Формирование временных оценок работ. Адекватность сетевой модели отображаемому реальному процессу и, соответственно, оперативность руководства процессом во многом зависят от правильности временных оценок выполняемых работ. Если, например, продолжительность работ будет занижена, то это вызовет поспешность в подготовке всей операции в целом, что, в свою очередь, может привести к срыву и цель не будет достигнута. А завышение сроков выполнения отдельных работ может привести к потере времени, что также, как правило, ведет к срыву.

Для определения временных и других характеристик, необходимых для оценки длительности работ или расхода ресурсов, могут использоваться статистические данные, полученные опытным путем. Такие оценки однозначно определяются из нормативов. Если такие нормативы отсутствуют, то разработчиками сетевого графика даются три оценки времени:

- оптимистическая ($t_{\min}$);
- пессимистическая ($t_{\max}$);
- наиболее вероятная ($t_{\text{нв}}$).

Оптимистическая оценка — продолжительность работы в наиболее благоприятных условиях.

Пессимистическая оценка — продолжительность работы при самом неблагоприятном стечении обстоятельств.

Наиболее вероятная оценка — продолжительность работы при условии, что не возникнет никаких неожиданных трудностей.

На основании этих оценок вычисляются оценки t_{ij}^c и их дисперсии σ_{ij}^2 по следующим эмпирическим формулам:

$$t_{ij}^c = (t_{\min} + t_{\text{нв}} + t_{\max}) / 6 ; \quad (1.40)$$

$$\sigma_{ij}^2 = ((t_{\min} - t_{\max}) / 6)^2 . \quad (1.41)$$

В этом случае все расчеты проводятся так, как было рассмотрено выше. Затем рассчитываются вероятности того, что полученные параметры сетевой модели (ранние сроки, поздние сроки, резервы и т.д.) действительно будут находиться в тех или иных числовых границах. При этом вводится допущение, что продолжительности двух любых работ являются независимыми величинами, а величина t_{ij} , определенная формулой (1.40), при-

нимается равной математическому ожиданию продолжительности данной работы. Тогда математическое ожидание любого параметра сетевой модели, являющегося суммой величин вида, t_{ij} есть сумма математических ожиданий слагаемых, то есть $\sum t_{ij}$. Точнее, это оценка снизу, так как все параметры сетевой модели носят, так сказать, экстремальный характер. Соответственно, дисперсия параметра будет $\sum \sigma_{ij}^2$.

Если считать, что время выполнения работ подчиняется нормальному закону, вероятность совершения j -го события в расчетный срок можно определить по следующей формуле:

$$P_i = \Phi((T_{зд} - T_p(j)) / \sqrt{\sigma_{ij}^2}), \quad (1.42)$$

где Φ — функция Лапласа; $T_{зд}$ — директивный срок; $T_p(j)$ — время раннего свершения j -го события; $\sqrt{\sigma_{ij}^2}$ — сумма дисперсий работ, которые использовались при вычислении раннего срока наступления j -го события.

Нижеследующие формулы позволяют рассчитать параметры сетевого графика ремонтируемого объекта произвольной сложности:

1. Критический путь:

$$t(L_{кр}) = (\sum_{i=J}^c t_{ij})_{\max}, \quad (1.43)$$

где J — начальное событие, c — завершающее событие, t_{ij} — продолжительность данной работы.

2.Срок свершения события:

$$\text{- ранний } TP_i = t[L(J-i)_{\max}], \quad (1.44)$$

$$\text{- поздний } T_{pi} = t(L_{кр}) - t[L(i-c)_{\max}],$$

где $L(J-i)_{\max}$, $L(i-c)_{\max}$ — максимальные пути соответственно от исходного до данного события и от данного до завершающего.

3. Резерв времени события:

$$R_i = T_{pi} - TP_i, \quad (1.45)$$

где T_{pi} , TP_i — поздний и ранний срок свершения события.

Формирование временных оценок работ. Адекватность сетевой модели отображаемому реальному процессу и, соответственно, оперативность руководства процессом во многом зависят от правильности временных оценок выполняемых работ. Если, например, продолжительность работ будет занижена, то это вызовет поспешность в подготовке всей операции в целом, что, в свою очередь, может привести к срыву и цель не будет достигнута. А завышение сроков выполнения отдельных работ может привести к потере времени, что также, как правило, ведет к срыву.

Для определения временных и других характеристик, необходимых для оценки длительности работ или расхода ресурсов, могут использоваться статистические данные, полученные опытным путем. Такие оценки однозначно определяются из нормативов. Если такие нормативы отсутствуют, то разработчиками сетевого графика даются три оценки времени:

- оптимистическая ($t_{\min}$);
- пессимистическая ($t_{\max}$);
- наиболее вероятная ($t_{\text{НВ}}$).

Оптимистическая оценка — продолжительность работы в наиболее благоприятных условиях.

Пессимистическая оценка — продолжительность работы при самом неблагоприятном стечении обстоятельств.

Наиболее вероятная оценка — продолжительность работы при условии, что не возникнет никаких неожиданных трудностей.

На основании этих оценок вычисляются оценки t_{ij}^c и их дисперсии σ_{ij}^2 по следующим эмпирическим формулам:

$$t_{ij}^c = (t_{\min} + t_{\text{НВ}} + t_{\max}) / 6 ; \quad (1.40)$$

$$\sigma_{ij}^2 = ((t_{\min} - t_{\max}) / 6)^2 . \quad (1.41)$$

В этом случае все расчеты проводятся так, как было рассмотрено выше. Затем рассчитываются вероятности того, что полученные параметры сетевой модели (ранние сроки, поздние сроки, резервы и т.д.) действительно будут находиться в тех или иных числовых границах. При этом вводится допущение, что продолжительности двух любых работ являются независимыми величинами, а величина t_{ij} , определенная формулой (1.40), при-

нимается равной математическому ожиданию продолжительности данной работы. Тогда математическое ожидание любого параметра сетевой модели, являющегося суммой величин вида, t_j есть сумма математических ожиданий слагаемых, то есть $\sum t_j$. Точнее, это оценка снизу, так как все параметры сетевой модели носят, так сказать, экстремальный характер. Соответственно, дисперсия параметра будет $\sum \sigma_j^2$.

Если считать, что время выполнения работ подчиняется нормальному закону, вероятность совершения j -го события в расчетный срок можно определить по следующей формуле:

$$P_i = \Phi((T_{зд} - T_p(j))/\sqrt{\sigma_j^2}), \quad (1.42)$$

где Φ — функция Лапласа; $T_{зд}$ — директивный срок; $T_p(j)$ — время раннего свершения j -го события; $\sqrt{\sigma_j^2}$ — сумма дисперсий работ, которые использовались при вычислении раннего срока наступления j -го события.

Нижеследующие формулы позволяют рассчитать параметры сетевого графика ремонтируемого объекта произвольной сложности:

1. Критический путь:

$$t(L_{кр}) = (\sum_{i=J}^c t_{ij})_{\max}, \quad (1.43)$$

где J — начальное событие, c — завершающее событие, t_{ij} — продолжительность данной работы.

2.Срок свершения события:

$$\text{— ранний } TP_i = t[L(J-i)_{\max}], \quad (1.44)$$

$$\text{— поздний } T_{ni} = t(L_{кр}) - t[L(i-c)_{\max}],$$

где $L(J-i)_{\max}$, $L(i-c)_{\max}$ — максимальные пути соответственно от исходного до данного события и от данного до завершающего.

3. Резерв времени события:

$$R_i = T_{ni} - TP_i, \quad (1.45)$$

где T_{ni} , TP_i — поздний и ранний срок свершения события.

В сетевых графиках ремонта энергооборудования не должно быть циклов, так как циклы свидетельствуют об искажении взаимосвязи между работами, поскольку каждая из этих работ оказывается предшествующей самой себе. Пример такого цикла приведен ниже на рис.1.16:

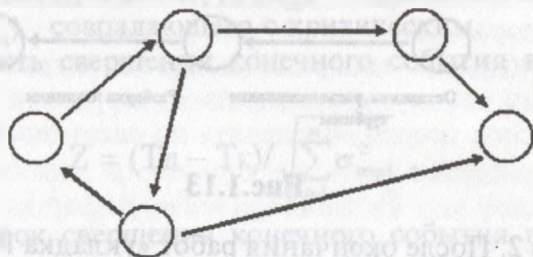


Рис.1.16

В сетевых графиках не должно быть ошибок типа:

- тупики первого рода — наличие событий, не являющихся исходными и не имеющих входящих работ (рис.1.17):

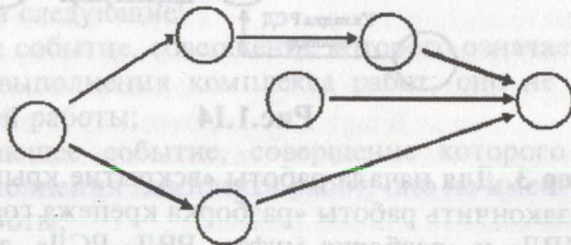


Рис.1.17

- тупики второго рода - наличие событий, не являющихся завершающими и не имеющих выходящих работ (рис.1.18):

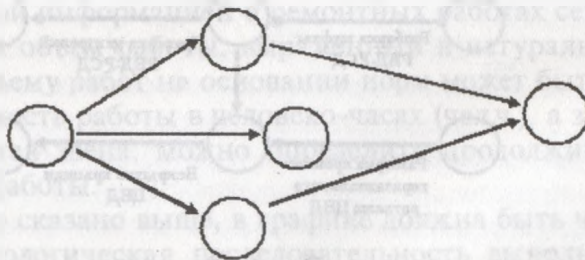


Рис.1.18

Все события сетевого графика должны быть пронумерованы.

К нумерации событий предъявляются следующие требования:

- нумерация должна производиться последовательно, числами натурального ряда, начиная с единицы;
- номер конечного события каждой работы должен быть больше номера начального события; выполнение этого требования достигается тем, что событию присваивается номер только после того, как будут пронумерованы начальные события всех входящих в него работ;
- нумерация должна производиться по цепочкам слева направо, в пределах графика сверху вниз (рис.1.19); шифр работы графика определен номером начального и конечного событий.

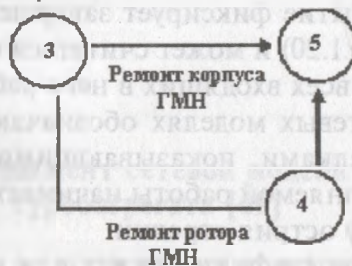


Рис.1.19

В сетевом графике каждое событие может быть изображено только один раз. Каждый из номеров может быть присвоен только одному конкретному событию. Аналогично, каждая работа в сетевом графике может быть изображена только один раз, а каждый шифр может быть присвоен только одной работе. Если по технологическим причинам две или несколько работ имеют общие начальное и конечное событие, то, чтобы исключить одинаковое обозначение работ, вводится дополнительное событие и фиктивная работа.

Построение сетевых моделей ремонта — это достаточно трудоемкая задача, поэтому в последние годы выполнен ряд работ по созданию компьютерных программ, предназначенных для построения сетевых графиков [99,102-104].

В заключении еще раз приведем основные правила построения сетевых графиков ремонта энергооборудования ЭЭС [69,70].

Правило первое. Сетевые графики могут быть одноцелевыми и многоцелевыми. Одноцелевые графики служат для моделирования комплексов работ, представляющих одну технологическую задачу.

В одноцелевых графиках должно быть только одно исходное событие, из которого работы только выходят, и только одно завершающее событие, в которое работы только входят. Все остальные события являются промежуточными и имеют как входящие, так и выходящие работы. Наличие двух или более начальных или конечных событий свидетельствует о допущенной ошибке при составлении графика.

Событие, являющееся результатом окончания одной работы, называется простым событием, в него входит только одна работа (события Б, Д, Е, Ж, З, И на фрагменте сетевой модели рис.1.20).

Сложное событие фиксирует завершение нескольких работ (событие Г на рис.1.20) и может считаться свершившимся только после окончания всех входящих в него работ.

Работы в сетевых моделях обозначаются безмасштабными линиями со стрелками, показывающими их направление. Запись текста выполняемой работы начинается у основания линии и заканчивается у острия стрелки.

Многоцелевые графики служат для изображения нескольких, технологически не связанных между собой комплексов работ.

Правило второе. При построении сетевого графика исходное событие следует размещать слева и построение планируемого комплекса работ вести вправо, располагая линии работ горизонтально или наклонно, но всегда в направлении слева направо. Ни одна работа из тех, которые в соответствии с технологией не должны входить в события, не должна пересекать эти события.

Пересечения работ между собой допускаются. Однако для наглядности графической модели и уменьшения вероятности ошибок при расчетах количество пересечений должно быть сведено к минимуму путем рационального построения графика.

Правило третье. Все события сетевой модели нумеруются, благодаря чему оказываются зашифрованными все работы. Шифр каждой работы состоит из двух номеров: первый номер обозначает предыдущее событие (стоящее у основания работы), второй — последующее событие (стоящего у острия стрелки работы).

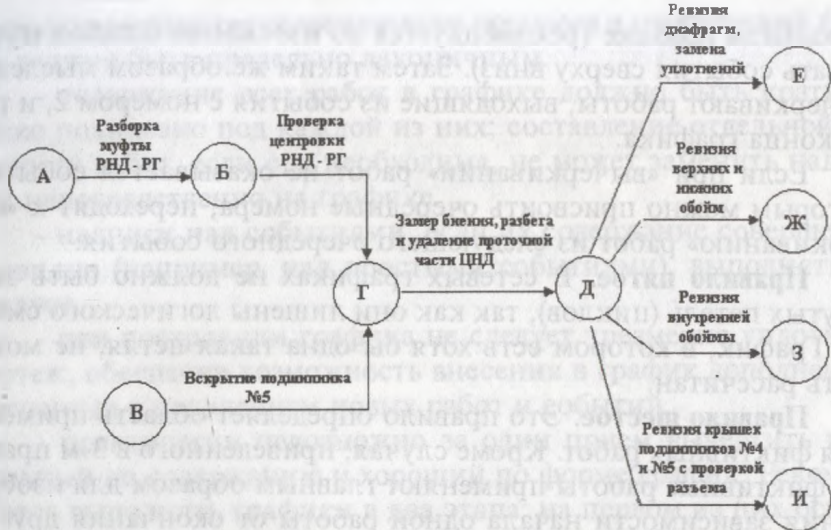


Рис. 1.20. Фрагмент сетевой модели ремонта турбоагрегата [69]

В сетевой модели не допускается присвоение одного и того же номера двум различным событиям, равно как и повторное изображение одного и того же события.

Ошибкой является присвоение одного и того же шифра двум или более работам. Как события, так и работы при одинаковых номерах и шифрах исключают возможность их распознавания, и расчеты таких графиков будут ошибочны. Когда в соответствии с технологией две работы имеют общие предшествующее и последующее события, для исключения их одинаковой шифровки вводится дополнительное событие и дополнительная фиктивная работа.

Правило четвертое. Нумерация событий сетевого графика производится в произвольном порядке без нарушения предыдущего правила; для любой работы номер предыдущего события всегда окажется меньшим, чем номер последующего события, а в выделяемых для событий номерах не будет пропусков. Данное правило определяет порядок производства упорядоченной нумерации событий.

Начальному событию графика присваивается первый номер. Затем вычеркиваются все работы, выходящие из этого события, и находятся события без входящих невычеркнутых работ. Этим событиям присваиваются следующие очередные номера в про-

извольном порядке (рекомендуется во избежание ошибок нумеровать события сверху вниз). Затем таким же образом мысленно вычеркивают работы, выходящие из события с номером 2, и т. д. до конца графика.

Если при «вычеркивании» работ не оказывается событий, которым можно присвоить очередные номера, переходят к «вычеркиванию» работ из следующего очередного события.

Правило пятое. В сетевых графиках не должно быть замкнутых петель (циклов), так как они лишены логического смысла. График, в котором есть хотя бы одна такая петля, не может быть рассчитан.

Правило шестое. Это правило определяет область применения фиктивных работ. Кроме случая, приведенного в 3-м правиле, фиктивные работы применяют главным образом для изображения зависимости начала одной работы от окончания другой. Такие зависимости в основном являются технологическими, например зависимость остановки дымососа от завершения работы по очистке котла. Могут иметь место также и организационные зависимости, определяемые, например, загрузкой оборудования и приспособлений или недопустимостью одновременного проведения двух различных работ на одном рабочем месте.

При построении сетевых графиков могут возникнуть неясности в привязке к графику работ, которые по существу не зависят от какого-либо события графика. Это относится к работам, которые могли бы быть выполнены и до начала ремонта, но по каким-либо причинам не производились (например, внешние поставки запасных частей или материалов). Такие работы изображают с предшествующим событием, к которому проводят фиктивную работу от исходного события.

Аналогично поступают по отношению к работам, имеющим неявную связь с конечным событием графика. В этом случае последующее событие данной работы соединяют фиктивной работой с конечным событием графика. Фиктивные работы применяют также при сшивке узловых графиков.

Правило седьмое. Это правило относится к сетевому графику в целом как к графическому способу изображения комплекса работ и содержит в себе несколько практических рекомендаций:

- в графике не должно быть лишних событий и работ, т. е. таких, без которых можно обойтись. Изображение любого

организационно-технологического процесса в графической форме должно быть предельно лаконичным.

- содержание всех работ в графике должно быть кратко и четко подписано под каждой из них; составление отдельной ведомости работ, если она необходима, не может заменить надписей непосредственно на графике.

- надписи над событиями, если их содержание совершенно очевидно (например, над простыми событиями), выполнять не следует.

- при построении графика не следует чрезмерно уплотнять чертеж, обеспечив возможность внесения в график дополнений, связанных с появлением новых работ и событий.

- практически невозможно за один прием вычертить правильный по содержанию и хороший по форме график. Рекомендуется выполнять графики в два этапа: на первом из них основное внимание следует уделить правильному и полноценному отражению проектируемого комплекса работ; на втором этапе график корректируют и перечерчивают со всеми изменениями, соблюдая надлежащую форму и качество.

В приложении приведены сетевые графики выполнения ремонта различного оборудования ЭЭС Узбекистана.

II. ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ УЗБЕКИСТАНА

2.1. Общие сведения об элементах и параметрах режима электрических систем

К вышеперечисленным требованиям, предъявляемым к электрическим системам необходимо добавить еще одно - качество энергии, которое определяется: уровнем напряжения и частоты, симметрией и формой кривой трехфазного напряжения и другим параметрами [1,3,72].

Уровень напряжения. Как понижение напряжения, так и его повышение нежелательно. Изменения напряжения могут вызываться изменением э.д.с. генераторов или изменением потерь напряжения в сетях, обусловленным изменением нагрузок. Уменьшение напряжения вызывает уменьшение производительности труда и приводит к другим неприятным последствиям. Повышение напряжения вызывает уменьшение срока службы электрооборудования.

Для уменьшения отклонения напряжения, вызывающего нежелательные последствия, применяются специальные меры, например, применение трансформаторов с РПН (регулирование под нагрузкой), установка специальных компенсирующих устройств (КУ) и др.

Уровень частоты. Отклонение частоты в ту или другую сторону вызывает соответствующее изменение частоты вращения двигателей и связанных с ними механизмов, что не всегда допустимо по условиям технологического процесса. Значительное понижение частоты может привести к системной аварии.

Симметрия трехфазного напряжения. Нарушение симметрии напряжений может вызываться наличием однофазных неравномерно распределенных по фазам нагрузок и несимметрией параметров фаз сети.

При нарушении симметрии появляются составляющие обратной или нулевой последовательности, или то и другое одновременно. Напряжение обратной последовательности вызывает токи обратной последовательности, которые приводят к торможению трехфазных двигателей, увеличению потерь мощности и дополнительному нагреву роторов генераторов токами, наведенными полем обратной последовательности.

Напряжение нулевой последовательности может вызвать

токи нулевой последовательности, которые также увеличивают потери мощности. Появление в нормальном режиме токов и напряжений нулевой и обратной последовательности может приводить к неселективной работе релейной защиты при несимметричных коротких замыканиях.

Форма кривой напряжения. Отклонение формы кривой от синусоидальной вызывается несинусоидальностью э.д.с. генераторов и наличием нелинейных элементов системы, например, насыщенной стали, выпрямительных устройств и т. д. Так, для двигателей отклонение от синусоидальности, т. е. появление гармоник, приводит к дополнительным потерям мощности и вибрации, не давая полезного эффекта, так как средний вращающий момент двигателя создается только первой (основной) гармоникой. При функционировании ЭЭС в нормальном режиме параметры не должны отклоняться от номинальных или, по крайней мере отклоняться в допустимых пределах.

Электроэнергетическая система состоит из электрических станций, линий электропередач, трансформаторных подстанций и распределительных сетей. На электрических станциях энергия топлива, а также энергия воды преобразуются в механическую, а затем - в электрическую. Преобразование тепловой энергии в электрическую происходит в турбогенераторах, состоящих из паровых турбин и электрических генераторов.

По своему исполнению генераторы - синхронные машины переменного трехфазного тока. Номинальная (синхронная) скорость вращения машины (n , об/мин) жестко связана с частотой сети f , Гц, и числом p пар полюсов машины:

$$n = 60f/p \quad (2.1)$$

В табл.2.1 приведены некоторые из возможных значений скорости синхронных машин при частоте $f_1 = 50$ гц.

Таблица 2.1

p	1	2	3	4	5	6	12	24	48
$n, \frac{\text{об}}{\text{мин}}$	3000	1500	1000	750	600	500	250	125	62,5

Электрические станции, электроприемники и связывающие их электрические сети участвуют в общем технологическом процессе превращения энергии из одной формы в другую. Отличительными особенностями электроэнергетического производства

являются: совпадение во времени выработки электроэнергии и ее потребления, непрерывность и автоматическое протекание всего технологического процесса; тесная связь электроэнергетических предприятий с промышленностью, транспортом, сельским и коммунальным хозяйством.

Совпадение во времени процессов производства и потребления электрической энергии требует постоянного поддержания равенства между суммарной генерируемой и потребляемой мощностями. Небаланс между этими величинами недопустим. Поэтому выработка электроэнергии в каждый отрезок времени производится в размерах фактического потребления.

Непрерывность технологического процесса приводит к полной зависимости режимов работы всех энергетических установок: вырабатывающих, распределяющих и преобразующих электрическую энергию. Поэтому всякое изменение режима производства электроэнергии автоматически отражается на ее распределении и дальнейшем преобразовании. В равной мере и изменение режима потребления практически мгновенно влияет на выработку электроэнергии.

Нормальная форма исполнения синхронной машины характеризуется тем, что ее неподвижная часть — статор — выполняет функции якоря, а с помощью вращающейся части — ротора — создается магнитное поле возбуждения. Такое распределение электромагнитных функций между статором и ротором принято в подавляющем числе синхронных машин. Оно обусловлено главным образом конструктивными соображениями. Так, для машин большой мощности, работающих при значительном напряжении обмотки якоря (1 - 20 кВ), весьма затруднительно осуществить надежное контактное устройство в случае, если якорь выполнить вращающимся. Синхронная машина нормального исполнения имеет контактное устройство на роторе, предназначенное для соединения обмотки возбуждения с источником постоянного тока — возбудителем. Напряжение, подводимое к обмотке возбуждения, обычно не превосходит 200—400 В постоянного тока, а мощность, потребляемая ею, составляет всего 0,25—2,5% от номинальной мощности синхронной машины. Поэтому указанное контактное устройство вполне осуществимо.

Скорость вращения синхронных машин, как это следует из (2.1), зависит от числа полюсов в ней, поскольку частота сети переменного тока, на которую включается обмотка якоря, является заданной и представляет постоянную величину.

В зависимости от скорости вращения синхронные машины имеют два типа исполнения: неявнополюсный ($p \leq 2$) и явнополюсный ($p \geq 2$).

В качестве первичных двигателей, вращающих синхронные генераторы, применяются обычно гидравлические и паровые турбины и дизельные двигатели. Синхронные генераторы, работающие с ними в агрегате, соответственно называют гидро- и турбогенераторами и дизельными генераторами. В качестве первичных двигателей для турбогенераторов используются также газовые турбины.

К электрической части энергосистемы помимо генераторов электростанций относят воздушные и кабельные линии электропередачи, повышающие и понижающие подстанции и установки потребителей электрической энергии. Повышающие подстанции 110—500 кВ и выше сооружаются на электростанциях и служат для преобразования (трансформации) выработанной генераторами электроэнергии в энергию более высокого напряжения.

Воздушные и кабельные линии 35 кВ и ниже относятся к распределительным (местным) электросетям, обслуживающим небольшие районы сельской местности и города.

Понижающие подстанции предназначены для преобразования получаемой ими электроэнергии в энергию более низкого напряжения и распределения ее между потребителями на напряжении присоединенной к подстанции распределительной сети.

В ряде случаев распределительные кабельные сети 6-10 кВ питаются непосредственно от шин генераторного напряжения станций, так как последние сооружаются вблизи приемников электрической энергии и теплоты.

Установленная мощность электрических станций стран ЦА, 2005 г

Таблица 2.2

Страна	Установленная мощность	
	Млн. кВт.	% от общего
Казахстан	18,46	44,36
Узбекистан	12,24	29,42
Таджикистан	4,35	10,45
Кыргызстан	3,66	8,8
Туркменистан	2,9	6,97
ЦАР	41,61	100

Электрооборудование ЭЭС Узбекистана, в том числе силовое, установлено в 60-80-х годах XX столетия и сроки их эксплуатации приближаются к нормативным.

Мощность электрических станций ЭЭС Узбекистана составляет около 30% установленной мощности энергосистем стран Центральной Азии (табл.2.2). Энергетика республики является самодостаточной.

Ниже дается оценка их состояния и задачи, требующие решения по поддержанию надежности обеспечения потребителей электро — и теплоэнергией соответствующего качества.

2.2. Оборудование электрических станций

При частоте сети 50 Гц, принятой в СНГ, в странах Западной Европы и в некоторых других, двухполюсному исполнению соответствует номинальная скорость вращения 3000 об/мин, а четырехполюсному 1500 об/мин. В ряде других стран, например в США и в Японии, распространена преимущественно сеть с частотой 60 Гц, с соответствующими номинальными скоростями вращения 3600 и 1800 об/мин. Скорости вращения гидрогенераторов зависят от числа пар полюсов и они, как правило, изготавливаются по заказу. Учитывая определяющую роль генерирующих элементов в производстве электрической энергии, кратко рассмотрим их конструктивные особенности, что важно знать при организации ремонтных работ.

а). Турбогенераторы [5]. Турбогенератор состоит из неподвижной части (статор), на которой расположена трехфазная обмотка, присоединяемая к внешней сети, и вращающейся части (ротора), на которой размещена обмотка возбуждения, питаемая постоянным током.

Преобразование турбогенератором механической энергии (мощности) в электрическую происходит электромагнитным путем: возбуждается магнитный поток, связывающий вращающийся ротор со статором, наводятся электродвижущая сила и ток в обмотке статора.

Во всех установившихся синхронных режимах скорость вращения турбогенератора — номинальная. Эти генераторы выполняются с горизонтальным валом. Самой напряженной частью турбогенератора в отношении механических и тепловых нагрузок является ротор. Он изготавливается из поковки специальной стали, обладающей высокими магнитными и механическими

свойствами (предел текучести примерно 55—65 кГ/мм²). Вследствие значительной скорости вращения ($n_1 = 3000$ об/мин) величина диаметра ротора ограничена по соображениям механической прочности: при современном уровне развития металлургии она составляет около 1,1—1,2 м (скорость на поверхности ротора при этом 170—190 м/сек).

Размеры двухполюсного турбогенератора по данным о диаметре (D_2) и активной части ротора (L_A) при заданном зазоре δ (мм)[5]

Таблица 2.3

Размер	Примерный размер, м
D_1 — внутренний диаметр активной стали статора («расточки»)	$D_2 + 2(\delta/1000)$
D_2 — внешний диаметр активной стали статора	$(2,5 \pm 0,3) D_2$
D_k — диаметр корпуса статора	$(3,75 \pm 0,25) D_2$
$L_{\text{ЛОБ}}$ — вылет лобовых частей обмотки статора	$(0,9 \pm 0,1) D_2$
$L_{\text{БАНД}}$ — длина стального бандажа ротора	$(0,65 + 0,05) D_2$
$D_{\text{Ш}}$ — диаметр шейки ротора во вкладыше подшипника	$(0,40 \pm 0,05) D_2$
D_0 — диаметр центрального отверстия ротора	
$L_{\text{ПДШ}}$ — расстояние между серединами подшипников ротора	$(0,11 \pm 0,01) D_2$
$L_{\text{РОТ}}$ — полная длина ротора	$L_A + (3,5 \pm 0,5) D_2$ $L_A + (5,5 \pm 0,5) D_2$

Длина активной части ротора также имеет предельное значение, равное 6—6,5 м и определяемое возможностями металлургической промышленности (максимальный вес поковок 55—60 т), а также условиями транспортировки по железной дороге. Отношение активной длины к полюсному делению в турбогенераторах находится в пределах 1,3—3,8. В табл.2.3 приведены соотношения основных размеров двухполюсного турбогенератора.

В активной части ротора, по которой проходит основной магнитный поток, фрезеруются пазы, заполняемые обмоткой возбуждения.

В пазовой части обмотка возбуждения закрепляется с помощью клиньев. Для уменьшения механических напряжений в основании зубцов ротора клинья выполняются из легкого, но прочного материала — дюралюминия. Только у машин с относительно небольшим зазором между статором и ротором клин

делается составным — из магнитного и немагнитного материалов, что уменьшает добавочные потери в турбогенераторах. От смещения, под действием центробежных сил, лобовая часть обмотки возбуждения удерживается посредством бандажа, представляющего массивный цилиндр, насаженный у края на специальное (центрирующее) кольцо. Бандажи являются наиболее напряженными в механическом отношении частями ротора. Они обычно выполняются из немагнитной высокопрочной стали (предел текучести 80 - 95 кГ/мм²). Применение немагнитной стали позволяет уменьшить добавочные потери от полей лобового рассеяния машины.

По обеим сторонам ротора на его валу устанавливаются вентиляторы, обеспечивающие циркуляцию охлаждающего газа в машине.

На валу ротора со стороны возбудителя размещаются стальные контактные кольца. Токоподводы от обмотки возбуждения к контактным кольцам проходят через канал вдоль оси ротора, называемый центральным отверстием.

Ротор вращается в подшипниках скольжения, расположенных, либо на отдельных стойках (выносные подшипники), либо в торцевых щитах статора (встроенные подшипники). Последняя конструкция предпочтительна для машин со значительной активной длиной ротора, у которых рабочая скорость может оказаться вблизи так называемой критической скорости, сопровождаемой недопустимыми вибрациями ротора. Машина с встроенными подшипниками обладает меньшим расстоянием между опорами ротора и поэтому при заданной величине критической скорости допускает большую активную длину ротора, чем машина с выносными подшипниками. Смазка подшипников генератора принудительная, от масляной системы турбины.

Статор турбогенератора состоит из корпуса и сердечника. Корпус изготавливается сварным. В турбогенераторах мощностью 100 МВт и выше, имеющих водородное охлаждение, он обладает не только значительной прочностью, но и газонепроницаемостью. С торцов корпус закрывается щитами с уплотнениями в местах стыка с другими частями. Сердечник статора набирается из изолированных листов электротехнической стали и имеет радиальные вентиляционные каналы. Для уменьшения вибрации корпуса и фундамента применяется эластичное крепление сердечника к корпусу.

В турбогенераторах значительной мощности обмотка статора выполняется стержневой (из одновитковых секций). Поскольку поперечное сечение стержня достаточно велико, то из конструктивных соображений и для уменьшения добавочных потерь он составляется из большого числа проводников, изолированных друг от друга и соединенных в параллель по концам стержня. Без применения специальных мер в таком стержне ток будет распределяться неравномерно и потери в обмотке существенно возрастут. Для предотвращения этого отдельные проводники стержня транспонируют, т. е. укладывают таким образом, что по длине стержня они занимают в пазу различное положение.

Для высоковольтных обмоток применяется непрерывная изоляция класса В с предельно допустимой температурой обмотки 100—105° С. Крепление обмотки статора имеет важное значение для ее лобовых частей, которые могут деформироваться при протекании значительных токов (например, при внезапных коротких замыканиях в цепи якоря). Обычно лобовые части прикрепляются к нескольким бандажным кольцам, охватывающим их снаружи и препятствующим отгибу лобовых частей в сторону сердечника статора. Все детали крепления обмотки и сердечника статора, расположенные в зоне лобовых частей, выполняют из немагнитных материалов с целью уменьшения добавочных потерь в них. Особое значение имеют потери в торцевых частях сердечника, обуславливающие местный нагрев. Для ограничения последнего в турбогенераторах большой мощности с торцов сердечника статора устанавливается медный экран.

Турбогенераторы приводятся во вращение паровыми турбинами. Особенностью паровой турбины является ее быстроходность: чем больше скорость вращения, тем турбина компактнее, а при высоком давлении и большем перегреве пара — экономичнее.

Дело в том, что для обеспечения достаточно высокого коэффициента полезного действия ступени высокого давления турбины необходимо, чтобы скорость пара, поступающего на лопатки, находилась в определенном соответствии с окружной скоростью лопаток. Переход на повышенное давление и повышенный перегрев пара повышает скорость входа пара на лопатки. В таких условиях требуется повышенная окружная скорость. Для этого применяют более быстроходную турбину. Непосредственным

делается составным — из магнитного и немагнитного материалов, что уменьшает добавочные потери в турбогенераторах. От смещения, под действием центробежных сил, лобовая часть обмотки возбуждения удерживается посредством бандажа, представляющего массивный цилиндр, насаженный у края на специальное (центрирующее) кольцо. Бандажи являются наиболее напряженными в механическом отношении частями ротора. Они обычно выполняются из немагнитной высокопрочной стали (предел текучести 80 - 95 кГ/мм²). Применение немагнитной стали позволяет уменьшить добавочные потери от полей лобового рассеяния машины.

По обеим сторонам ротора на его валу устанавливаются вентиляторы, обеспечивающие циркуляцию охлаждающего газа в машине.

На валу ротора со стороны возбудителя размещаются стальные контактные кольца. Токоподводы от обмотки возбуждения к контактным кольцам проходят через канал вдоль оси ротора, называемый центральным отверстием.

Ротор вращается в подшипниках скольжения, расположенных, либо на отдельных стойках (выносные подшипники), либо в торцевых щитах статора (встроенные подшипники). Последняя конструкция предпочтительна для машин со значительной активной длиной ротора, у которых рабочая скорость может оказаться вблизи так называемой критической скорости, сопровождаемой недопустимыми вибрациями ротора. Машина с встроенными подшипниками обладает меньшим расстоянием между опорами ротора и поэтому при заданной величине критической скорости допускает большую активную длину ротора, чем машина с выносными подшипниками. Смазка подшипников генератора принудительная, от масляной системы турбины.

Статор турбогенератора состоит из корпуса и сердечника. Корпус изготавливается сварным. В турбогенераторах мощностью 100 МВт и выше, имеющих водородное охлаждение, он обладает не только значительной прочностью, но и газонепроницаемостью. С торцов корпус закрывается щитами с уплотнениями в местах стыка с другими частями. Сердечник статора набирается из изолированных листов электротехнической стали и имеет радиальные вентиляционные каналы. Для уменьшения вибрации корпуса и фундамента применяется эластичное крепление сердечника к корпусу.

В турбогенераторах значительной мощности обмотка статора выполняется стержневой (из одновитковых секций). Поскольку поперечное сечение стержня достаточно велико, то из конструктивных соображений и для уменьшения добавочных потерь он составляется из большого числа проводников, изолированных друг от друга и соединенных в параллель по концам стержня. Без применения специальных мер в таком стержне ток будет распределяться неравномерно и потери в обмотке существенно возрастут. Для предотвращения этого отдельные проводники стержня транспонируют, т. е. укладывают таким образом, что по длине стержня они занимают в пазу различное положение.

Для высоковольтных обмоток применяется непрерывная изоляция класса В с предельно допустимой температурой обмотки 100—105° С. Крепление обмотки статора имеет важное значение для ее лобовых частей, которые могут деформироваться при протекании значительных токов (например, при внезапных коротких замыканиях в цепи якоря). Обычно лобовые части прикрепляются к нескольким бандажным кольцам, охватывающим их снаружи и препятствующим отгибу лобовых частей в сторону сердечника статора. Все детали крепления обмотки и сердечника статора, расположенные в зоне лобовых частей, выполняют из немагнитных материалов с целью уменьшения добавочных потерь в них. Особое значение имеют потери в торцевых частях сердечника, обуславливающие местный нагрев. Для ограничения последнего в турбогенераторах большой мощности с торцов сердечника статора устанавливается медный экран.

Турбогенераторы приводятся во вращение паровыми турбинами. Особенностью паровой турбины является ее быстроходность: чем больше скорость вращения, тем турбина компактнее, а при высоком давлении и большем перегреве пара — экономичнее.

Дело в том, что для обеспечения достаточно высокого коэффициента полезного действия ступени высокого давления турбины необходимо, чтобы скорость пара, поступающего на лопатки, находилась в определенном соответствии с окружной скоростью лопаток. Переход на повышенное давление и повышенный перегрев пара повышает скорость входа пара на лопатки. В таких условиях требуется повышенная окружная скорость. Для этого применяют более быстроходную турбину. Непосредственным

которые вызывают циркуляцию охлаждающего газа, чаще всего — водорода. При водородном охлаждении компенсатор имеет газонепроницаемый корпус с встроенными в него газоохладителями. Компенсатор имеет принципиально ту же конструкцию статора, что и турбогенератор.

Синхронные двигатели в подавляющем числе случаев строятся в горизонтальном исполнении. Те из них, которые имеют скорость $n_1 = 3000$ об/мин (их называют турбомоторами), конструктивно выполняются в таком же виде, как и турбогенераторы. Двигатели со скоростями вращения от 100 до 1000 об/мин объединены в единую серию с диапазоном мощности машин 320—10 000 кВт.

Роторы быстроходных двигателей в конструктивном отношении аналогичны роторам компенсаторов. У тихоходных двигателей сердечник ротора представляет массивное кольцо, привариваемое к диску, который, в свою очередь, крепится на втулке, насаживаемой на вал.

2.3. Некоторые сведения о режимах работы синхронных генераторов, определяющих их работоспособность

а). Нормальный режим [1,5,6,72,85]. Нормальными режимами генератора являются такие, при которых он работает с номинальными параметрами, указанными на заводской таблице и в паспорте, или с отклонениями, допустимыми в соответствии с нормативными документами. Работа генератора точно с номинальными параметрами называется, кроме того, номинальным режимом. К основным параметрам генератора относятся: полная мощность, напряжение и ток статора, ток ротора, коэффициент мощности, частота, температура и давление охлаждающей среды.

Длительно допустимые значения тока статора и ротора генератора в зависимости от конкретных значений давления газа и температуры охлаждающей среды, а также от значения рабочего напряжения на выводах статора обычно указываются в так называемой режимной карте генератора, которой пользуются при его эксплуатации.

При составлении режимных карт руководствуются следующими соображениями. Длительно допустимые токи статора и ротора должны быть снижены, если температура охлаждающей среды или давление газа отличаются от номинального в сторону

ухудшения условий охлаждения. Если температура охлаждающего газа ниже номинальной, то мощность генератора разрешается повысить.

Допустимые при пониженной температуре холодного газа токи ротора и статора, если они не указаны заводом-изготовителем, устанавливаются на основании испытания на нагрев. При этом не должны быть превышены наибольшие допустимые в эксплуатации температуры, определенные при номинальном режиме. Не допускается увеличивать мощность при снижении температуры входящей в обмотку воды для генераторов с водяным охлаждением обмотки статора.

Если температура охлаждающего газа выше номинальной, то допустимые токи статора и ротора уменьшаются до значений, при которых температуры обмоток не будут превышать наибольших допустимых в эксплуатации. При температуре входящего газа выше 55°C работа генераторов не допускается.

Для генераторов с водяным охлаждением обмотки статора снижение нагрузки в случае повышения температуры входящей в обмотку воды выше номинальной должно быть таким, чтобы температура выходящей из обмотки воды не превышала 85°C.

б). Включение генератора в сеть. Схемы и методы включения синхронных генераторов в сеть определяют надежность их эксплуатации в долгосрочной перспективе. Включение генератора в сеть может быть выполнено по способу точной синхронизации или самосинхронизации.

Для включения генератора по способу точной синхронизации без броска тока в статоре и без резкого изменения вращающего момента ротора должны быть соблюдены три условия:

- равенство значений напряжений генератора и сети;
- совпадение этих напряжений по фазе;
- равенство частот генератора и сети.

Включение генератора в сеть при значительном неравенстве напряжений по значению и/или при большом угле расхождения по фазе вызовет появление в генераторе уравнительных токов и связанных с ними последствий. Особенно опасно включение генератора при несовпадении напряжений по фазе. В наиболее тяжелом случае, когда напряжения генератора и сети сдвинуты по фазе на 180°, а мощность системы во много раз превышает мощность генератора, уравнительный ток в момент включения в 2 раза превысит ток трехфазного КЗ на выводах генератора. От

такого тока могут разрушиться лобовые части обмотки статора генератора или обмотки трансформатора. При значительной разности частот трудно безошибочно выбрать момент для включения генератора.

Однако точное соблюдение трех вышеуказанных условий, особенно двух последних, замедлило бы процесс синхронизации. Поэтому практически допускается возможность появления незначительных, неопасных толчков при включении генератора и синхронизации с соблюдением следующих, несколько отличающихся от указанных выше идеальных условий:

- напряжение генератора должно быть выше напряжения сети, но не более чем на 5%, с тем чтобы он после включения принял на себя реактивную нагрузку;
- частота вращения генератора должна быть близкой к частоте сети, чтобы стрелка синхроноскопа вращалась с частотой не более 2—3 об/мин.

Точная синхронизация проводится при помощи автоматического синхронизатора.

По способу самосинхронизации генератор включается в сеть без возбуждения при частоте вращения, близкой к синхронной (скольжение $\pm 2\%$), после чего включается автомат гашения поля (АГП), генератор возбуждается и в течение 1—2 с стягивается в синхронизм. Во избежание пробоя изоляции обмотки ротора из-за появления перенапряжений, должна быть замкнута до включения АГП на резистор самосинхронизации.

Если при неудачной точной синхронизации механические усилия на вал ротора, обусловленные так называемым синхронным моментом, могут в несколько раз превысить усилия от номинального момента, то при самосинхронизации синхронный момент отсутствует, так как генератор включается невозбужденным. Кроме того, достоинства способа самосинхронизации состоят в простоте, позволяющей полностью автоматизировать включение генератора в сеть и быстроте включения.

Включение турбогенераторов, имеющих косвенное охлаждение обмоток и работающих на шины генераторного напряжения, а также генераторов с непосредственным охлаждением обмоток в нормальных условиях должно осуществляться, как правило, способом точной синхронизации. Для турбогенераторов, работающих на шины генераторного напряжения, это связано с нежелательностью значительного понижения напряжения у по-

требителей в момент включения генератора из-за броска тока, превышающего 3,5 номинального значения.

Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением, несмотря на то, что симметричная составляющая тока в начальный момент их самосинхронизации обычно не превышает трехкратного номинального значения, ограничения по применению способа самосинхронизации вызваны меньшей стойкостью этих генераторов и блочных трансформаторов большой мощности к динамическим воздействиям по сравнению со стойкостью турбогенераторов с косвенным охлаждением и трансформаторов меньшей мощности.

В аварийных условиях, когда напряжение и частота в сети могут сильно колебаться, операция по включению генератора способом точной синхронизации может затянуться на продолжительное время или сопровождаться включением с большим углом расхождения векторов напряжения генератора и сети. В этих условиях турбогенераторы мощностью до 200 МВт включительно и гидрогенераторы мощностью до 500 МВт включительно разрешается включать на параллельную работу способом самосинхронизации. Генераторы большей мощности разрешается включать этим способом при условии, что кратность симметричной составляющей тока самосинхронизации к номинальному току не превышает 3,0.

в). Набор нагрузки. Скорость подъема активной нагрузки после включения турбогенератора в сеть определяется допустимой скоростью набора нагрузки на турбину и котлоагрегат. Нарушение этого требования недопустимо. Например, чрезмерно быстрый набор нагрузки может привести к большему удлинению ротора турбины по сравнению с удлинением корпуса турбины и отключению ее защитой от осевого сдвига, а в худшем случае и к задеванию лопаток ротора за диафрагмы. Поэтому скорость подъема нагрузки должна быть указана в местных инструкциях для каждого типа турбогенератора.

Скорость набора реактивной нагрузки генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток, а также гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток не ограничивается. У турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток скорость набора реактивной нагрузки в нормальных условиях не должна превышать скорости набора активной нагрузки, а в аварийных условиях не ограничивается.

Ограничение скорости набора реактивной нагрузки (скорости повышения токов статора и ротора) в турбогенераторах с непосредственным охлаждением вызвано тем, что обмотки в них достигают установившейся температуры в 10—15 раз быстрее, чем сердечник. Без ограничения скорости повышения тока разность температур в стали и меди обмотки ротора может стать весьма большой, что при значительной длине активных частей турбогенераторов приведет к значительной разнице в тепловом расширении обмоток и стальных частей и, как следствие, к перемещению обмоток относительно сердечников, к появлению механических напряжений в меди обмотки ротора, превышающих предел ее текучести. Перемещения обмоток или чрезмерные усилия в меди при частых повторениях могут вызвать повреждение изоляции или деформацию меди.

г). Отклонения напряжения. Длительно допустимое отклонение напряжения не должно превышать $\pm 10\%$ номинального. При отклонении напряжения свыше $\pm 5\%$ номинального полная мощность генератора уменьшается согласно указанию завода-изготовителя или на основании испытания.

Повышение напряжения свыше 105% номинального связано с повышением тока возбуждения и магнитной индукции генератора, что вызывает повышенный нагрев стали статора, возрастание дополнительных потерь в роторе и конструктивных элементах статора. Чтобы не превысить температуру нагрева обмотки ротора и стали статора сверх допустимой в эксплуатации, нагрузка генератора при повышении напряжения сверх 105% должна понижаться. Уменьшение же мощности генератора при снижении напряжения ниже 95% номинального значения вызывается тем, что повышать ток свыше 105% номинального недопустимо. Повышение напряжения свыше 110% недопустимо из-за резкого усиления местных перегревов активной стали сердечника статора в результате роста при этом магнитного потока рассеивания.

д). Режимы недовозбуждения и перевозбуждения. Рассмотрим работу генератора с различными коэффициентами мощности. Полная мощность генератора ограничивается:

- в зоне перевозбуждения при коэффициенте мощности менее номинального — нагревом обмотки ротора, так как для увеличения реактивной нагрузки необходимо увеличивать ток ротора. При номинальном токе ротора из-за размагничивающе-

го действия реакции реактивного тока статора наибольшее значение тока статора составит всего около 80 % номинального;

- в зоне от номинального значения коэффициента мощности до значения, равного единице, — нагревом обмотки статора или допустимой мощностью турбины;

- в зоне недовозбуждения (коэффициент мощности менее единицы) — мощностью турбины, током статора, нагревом торцевых элементов сердечника статора.

В режиме недовозбуждения из-за подмагничивающего характера реакции тока статора заметно возрастает аксиальная составляющая магнитного поля рассеивания в зубцовой зоне торцевых пакетов сердечника (в основном в трех крайних пакетах), в результате чего резко увеличиваются вихревые токи в листах активной стали, в нажимных плитах и пальцах, вызывающие сильный нагрев этих элементов. Для обмотки статора особенно опасен нагрев активной стали в зоне под пазами и в зубцах, с которыми обмотка непосредственно соприкасается.

Уровень нагрева концевых элементов сердечника статора особенно значителен в генераторах с непосредственным охлаждением, имеющих повышенные электромагнитные нагрузки. Несмотря на меры, принимаемые по снижению нагрева (выполнение разрезов в зубцах крайних пакетов, усиление охлаждения этих пакетов и т.д.), торцевые элементы статора этих машин нагреваются до высоких температур не только в режимах недовозбуждения, но и при их работе с отстающим током при коэффициенте мощности, близком к единице. Поэтому допустимая длительная нагрузка в режиме недовозбуждения, а также при повышении коэффициента мощности от номинального до единицы для генераторов с непосредственным охлаждением должна определяться на основании специальных испытаний или директивных материалов с учетом обеспечения устойчивости параллельной работы в сети.

Для генераторов с косвенным охлаждением разрешается длительная работа при повышении коэффициента мощности от номинального до единицы с сохранением номинального значения полной мощности. При регулярной работе генератора в режимах недовозбуждения должно быть обеспечено автоматическое ограничение минимального тока возбуждения для исключения потери устойчивости в случаях внезапного повышения напряжения в сети.

ж). Несимметричный режим. Несимметричный режим, характеризующийся неравенством токов в фазах обмотки статора генератора, вызывается наличием мощных однофазных нагрузок, например однофазных печей, электротяговых нагрузок, или возникает при обрыве провода линии электропередачи, а также ошиновки ОРУ, при отключении или неотключении одной фазы выключателя с пофазным управлением, при работе генератора через неполнофазную трансформаторную группу и при несимметричных КЗ.

При несимметричном режиме в токе статора появляется составляющая обратной последовательности, которая вызывает магнитный поток, вращающийся относительно ротора с двойной угловой частотой. Этот поток наводит в бочке ротора токи двойной частоты, вызывающие дополнительные потери в элементах ротора и их нагрев. Магнитное поле обратной последовательности вызывает также повышение вибрации.

Эквивалентная глубина проникновения в бочку ротора вихревых токов с частотой 100 Гц невелика и составляет несколько миллиметров в зубцах и около 10—17 мм в клиньях. По этой причине эквивалентное активное сопротивление ротора току двойной частоты значительно и дополнительные потери в бочке ротора от несимметрии тока статора могут достигнуть больших значений. Для ряда турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток эти потери соизмеримы с номинальными потерями на возбуждение и превышают их в 15—20 раз, К тому же дополнительные потери распределяются вдоль ротора неравномерно. Наиболее высокий нагрев зубцов и клиньев они вызывают в зонах, ближайших к торцам ротора, и бандажах. Поэтому длительная работа с несимметричной нагрузкой допустима, если разность тока в фазах не превышает 10 % номинального тока для турбогенераторов и 20 % для синхронных компенсаторов.

Продолжительность воздействия больших токов обратной последовательности должна быть строго ограничена и в зависимости от типа генератора определяться критерием термической стойкости ротора, равным: 30 с. - для генераторов ТВ2; 15 - для ТВФ; 8 - (в отдельных случаях 5) для ТВВ и ТГВ; 40 - для гидрогенераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением; 20 - для гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки статора.

Для предотвращения повреждения генераторов в случае не-

полнофазных отключений выключателей блоков, как правило, предусматривается устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ), действующее при отказе любой фазы выключателя блока на отключение смежных выключателей секции или всех выключателей системы шин, на которую работает блок.

Если во время плановых остановок блоков одновременно с отключением выключателя производится гашение поля генератора, то при неполнофазном отключении выключателя генератор переходит в режим двигателя без возбуждения с потреблением реактивной мощности из сети. При этом ток обратной последовательности может достичь 0,3—0,5 номинального. Во избежание подобных тяжелых последствий недопустимо при плановых остановках генераторов отключать АГП сразу же после отключения выключателя. При возбуждении, обеспечивающем при х.х. номинальное напряжение, и при отсутствии пара в турбине даже при неполнофазном отключении выключателя ток обратной последовательности будет невелик и опасности для генератора представлять не будет. Длительность такого режима будет определяться работой турбины в беспаровом режиме по условию нагрева лопаток и, как правило, не должна превышать 4 мин. За это время должен быть подан пар в турбину.

е). Асинхронные режимы. При потере возбуждения из-за неисправности возбудителя, расцепления полумуфт между ротором и возбудителем, обрыва в цепи ротора, случайного отключения АГП и по любой другой причине генератор переходит в асинхронный режим. При этом по мере снижения магнитного потока, создававшегося до этого током в обмотке ротора, генератор начинает потреблять реактивную мощность из сети.

Равновесие между уменьшающимся до нуля синхронным электромагнитным моментом и вращающим моментом турбины нарушается, и частота вращения генератора начинает возрастать сверх синхронной. Под воздействием магнитного поля тока статора, в зубцах и клиньях ротора и в его обмотке, если она остается замкнутой на возбудитель или замкнется на резистор самосинхронизации, появятся токи с частотой скольжения. Магнитный поток от этих токов, взаимодействуя с магнитным полем статора, создает тормозящий асинхронный момент, что обеспечивает выдачу генератором активной мощности в сеть при асинхронном режиме. Асинхронный тормозящий момент с увеличением скольжения ротора возрастает. Когда он станет

равным вращающему моменту турбины, дальнейшее повышение скольжения прекратится. Наступит установившийся асинхронный режим.

Реагируя на увеличение частоты вращения, регулятор частоты вращения турбины сокращает поступление пара (воды) и тем самым уменьшает активную мощность. Поэтому, как правило, в результате потери возбуждения активная мощность на генераторе снижается.

Если при увеличении асинхронного тормозящего момента скольжение изменяется мало (жесткая кривая асинхронного момента), а максимальный асинхронный момент, развиваемый генератором, достаточно велик, то установившийся асинхронный режим наступает при небольшом скольжении и уменьшение активной мощности невелико.

Турбогенераторы ТВФ, ТВВ и ТГВ в области малых скольжений имеют достаточно жесткую кривую асинхронного момента. При работе без возбуждения с активной нагрузкой 0,5—0,6 номинальной, даже при разомкнутой обмотке ротора, скольжение у них не превышает 0,3—0,8%. Потери в роторе при этом составляют 0,3—0,9 номинальных потерь на возбуждение, а ток статора около 1,0—1,15 номинального. Но максимальный асинхронный момент у турбогенераторов с непосредственным охлаждением значительно ниже, чем у машин с косвенным охлаждением. Поэтому потеря возбуждения у них при нагрузках, близких к номинальным, сопровождается повышенным скольжением и током статора. Из-за повышения частоты вращения до недопустимых пределов может произойти отключение турбины действием автомата безопасности. Для исключения этого на турбинах 300 МВт начали применять быстродействующие электрогидравлические приставки к регуляторам, удерживающие частоту вращения в допустимых пределах и автоматически разгружающие турбогенераторы до допустимых пределов.

Токи, появляющиеся в зубцах, клиньях и бочке ротора, при асинхронном режиме турбогенератора вызывают нагрев ротора.

При повышенном скольжении ток статора может значительно превышать номинальное значение, что может привести к перегреву обмотки статора. Из-за возрастания результирующей магнитной индукции в торцевых областях турбогенератора при потере возбуждения увеличивается нагрев крайних пакетов стали и конструктивных элементов торцевых зон статора.

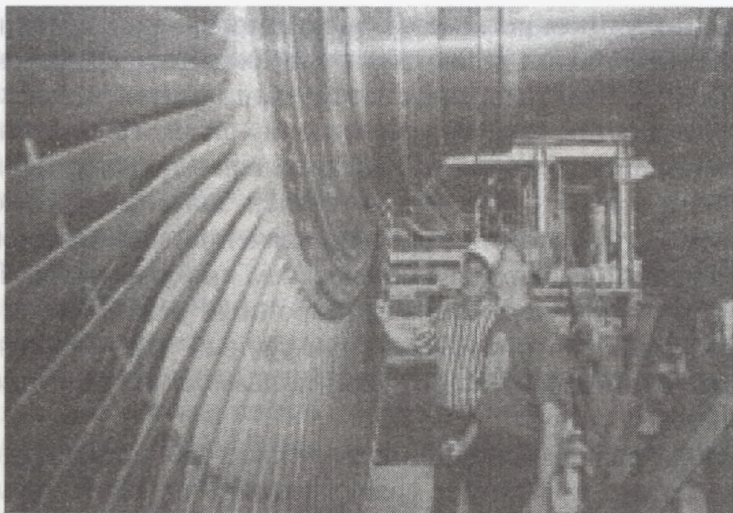
В асинхронном режиме в обмотке ротора наводится напряжение. Если обмотка разомкнута или включена не на электромашинный возбудитель, а на систему выпрямителей, исключающую прохождение тока обратной полярности, то при больших скольжениях наведенное напряжение может достигнуть опасного для обмотки ротора и выпрямителей значения. Кроме того, при разомкнутой обмотке среднее значение асинхронного момента меньше, а скольжение больше, чем при замкнутой. Поэтому при переводе генератора в асинхронный режим обмотку ротора необходимо автоматически или ручным отключением АГП замыкать на активное сопротивление (самосинхронизации или гасительное).

Использование асинхронного режима для оставления в работе генератора при потере возбуждения хотя бы на время, необходимое для перевода на резервное возбуждение, позволяет в большинстве случаев избежать аварийных остановок генераторов. Но при этом необходимо соблюдать следующие условия.

Для турбогенераторов с косвенным охлаждением активная нагрузка должна быть не выше 60 % номинальной, а продолжительность режима не более 30 мин.

Турбогенераторы с непосредственным охлаждением мощностью до 300 МВт включительно по условию нагрева элементов торцевых зон статора, особенно крайних пакетов активной стали, непосредственно соприкасающихся с обмоткой, могут работать без возбуждения 15 мин. (генераторы ТВФ — 30 мин.) с нагрузкой не более 40 % номинальной. Разгрузка до допустимого предела должна производиться вручную или автоматически в течение 2 мин. При этом время разгрузки до 60 % номинальной для турбогенераторов менее 150 МВт не должно превышать 60 сек., а для турбогенераторов большей мощности — 30 сек.

В гидрогенераторах из-за большого скольжения (3-5%), обусловленного меньшим, чем в турбогенераторах, асинхронным моментом, при асинхронном режиме быстро перегревается успокоительная обмотка. Поэтому работа гидрогенераторов в асинхронном режиме не допускается, и при потере возбуждения они отключаются специальной защитой от токовой перегрузки статора.



**Рис. 2.1. Осмотр последней ступени РНД турбины К-800-240
Талимарджанской ТЭС**

При потере возбуждения необходимо снизить активную нагрузку до допустимых значений (если нет автоматики) и попытаться восстановить возбуждение. Если сделать это не удастся, следует перейти на резервное возбуждение с отключением на время перехода АГП.

Генератор может выпасть из синхронизма при недостаточном возбуждении или в результате аварии в системе. Для восстановления синхронизма увеличивают ток возбуждения и снижают активную нагрузку. Если генератор не войдет в синхронизм, он должен быть отключен от сети.

2.4. Генерирующее оборудование, используемое в электрической системе Узбекистана и перспективы их обновления

На 01.01.2010 года в составе ЭЭС Узбекистана функционировали 10 тепловых станций и теплоэлектроцентралей с общим количеством 68 агрегатов единичной мощностью от 25 МВт до 800 МВт и около 30 ГЭС с суммарной установленной мощностью более 12000 МВт. В табл.2.4-2.6 приведены данные об установленной мощности и года ввода в эксплуатацию станций или агрегатов. Из приведенных данных видно, что в основном агрегаты ТЭС и, в особенности ГЭС, с установленной мощностью 1414 МВт, более чем на половину отработали свой срок службы и в этих условиях требуется напряженная работа по модернизации и вводу силового оборудования, а также ремонтная стратегия,

включающая диагностику, реконструкцию для поддержания их надежности на требуемом уровне.

Количество ТЭС и ТЭЦ в ЭЭС Узбекистана

Таблица 2.4

Станции	Установленная мощность, МВт	Годы ввода агрегатов
Талимарджанская ТЭС	800	2004
Ташкентская ТЭС	1960	1963-1971
Сырдарьинская ТЭС	3000	1972-1981
Ново-Ангренская ТЭС	2160	1984-1995
Навоийская ТЭС	1490	1963-1980
Тахиаташская ТЭС	1000	1967-1990
Ангренская ТЭС	610	1957-1963
Ферганская ТЭЦ	480	1956-1966
Ташкентская ТЭЦ	25	1954
Мубаракская ТЭЦ	126	1985
Итого	11626	1957-2004

Синхронные компенсаторы в ЭЭС Узбекистана

Таблица 2.5

Объект	Мощность, МВАр	Количество, шт.	Год ввода
ПС «Фергана»	100	2	1970
ПС «Узбекистанская»	50	1	1988
ПС «Самарканд»	50	1	1985
ПС «Хорезм»	175	4	1969-1994
ПС «Ўзгариш»	80	2	1986
Итого	455	10	1969-1994

Количество ГЭС Узбекистана

Таблица 2.6

Станции	Установленная мощность, МВт	Годы ввода агрегатов
Каскады:		
Урта-Чирчикских ГЭС	905,5	1970-1980
Чирчикских ГЭС	190,7	1940-1943
Кадириных ГЭС	44,6	1933-1946
Ташкентских ГЭС	29,0	1926-1943
Нижнее-Бозсуйских ГЭС	50,9	1943-1960
Фархадская ГЭС	126,0	1943
Самаркандских ГЭС	40,1	1957-1962
Шахриханских ГЭС	27,9	1943-1965
Итого	1414,7	1926-1980

Ведутся работы по вводу до 2025 года нового генерирующего оборудования на тепловых и гидравлических станциях [11,12,20,30].

а) Тепловые электрические станции. В рассматриваемый период в энергетике Узбекистана возникла проблема, связанная со старением оборудования тепловых электростанций.

Проблема старения оборудования решается как за счет демонтажа, так и за счет продления срока эксплуатации путем замены основных узлов и элементов (модернизация, реконструкция и восстановительный ремонт генерирующего оборудования). В рассматриваемый период до 2025 г. будут произведены демонтаж оборудования суммарной мощностью по вариантам от 1707 до 2779 МВт [20].

На расчетный период до 2025 г. с учетом роста нагрузок, требуемого резерва и предлагаемого объема демонтажа оборудования, а также с учетом экспортной ориентации, в энергосистеме необходимо осуществить ввод новых генерирующих мощностей по вариантам в размере 4932-8382 МВт (табл. 2.7). В табл.2.7 приводится структура и динамика ввода генерирующих мощностей в республике, формирующих перспективные балансы мощности и энергии.

В результате осуществления ввода новых мощностей и проведения демонтажа устаревшего оборудования на электростанциях, установленная мощность на электростанциях Узбекистана увеличится к 2015г. до 13273 МВт в минимальном варианте и до 14560 МВт в максимальном, к 2020г. соответственно до 14148 МВт и 16205МВт.

В первом варианте в период до 2015 г. намечается осуществить вводы ПГУ 376 МВт на Ташкентской ТЭС.

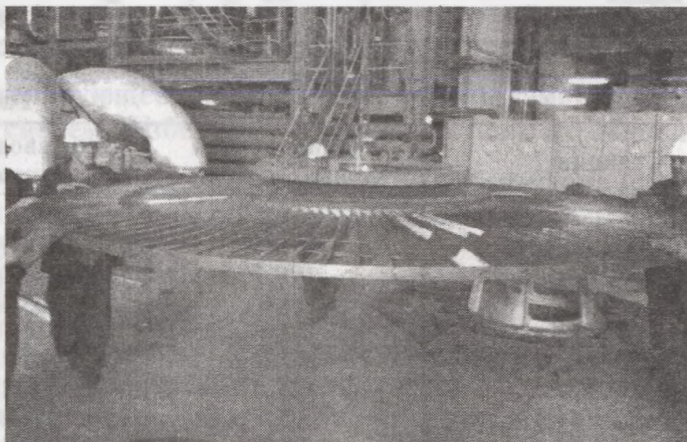


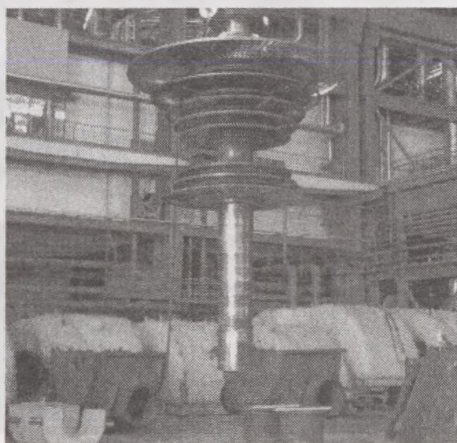
Рис. 2.2. Транспортировка диска последней ступени РНД турбины К-800-240 Талимарджанской ТЭС

Вводы генерирующих мощностей в ЭЭС Узбекистана, МВт

Таблица 2.7

	2007- 2010гг.	2011- 2015гг.	2016- 2020гг.	2021- 2025гг.	Всего
Вариант минимальный (I)					
Введено					
ГЭС	132	645	244	386	1438
КЭС	-	300	800		1100
ПГУ	426	371	476	1097	2370
ГТУ	20		5		25
Итого по варианту 1	578	1316	1525	1483	4932

	2007- 2010гг.	2011- 2015гг.	2016- 2020гг.	2021- 2025гг.	Всего
Вариант максимальный (II)					
Введено					
ГЭС	132	764	404	121	1421
КЭС		1100			
ПГУ	772	25	1752	2707	5256
ГТУ	180	215	185	25	605
Итого по варианту 2	1084	2104	2341	2853	8382



**Рис. 2.3. Транспортировка РНД. Снятие дисков РНД турбины
К-800-240 ТГ-1 Талимарджанской ТЭС**

На Сырдарьинской и Талимарджанской ТЭС будут введены турбо-детандерные установки общей мощностью 20 МВт.

В период до 2015 г. предусматриваются ввод ПГУ 346 МВт на Навоийской ТЭС, а на Ново-Ангренской ТЭС намечается ввод 8 блока мощностью 300 МВт, после чего установленная мощность станции достигнет 2400 МВт.

На Сырдарьинской ТЭС необходимо осуществить модернизацию очередных двух блоков.

В период за 2020 г. необходимо будет устанавливать ПГУ на Ташкентской, Навоийской и Тахиаташской ТЭС, взамен выходящего оборудования.

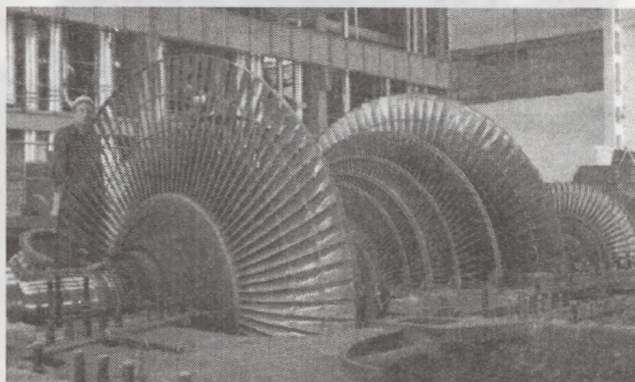
В период до 2020г. необходимо осуществить вводы ПГУ 376 МВт на Ташкентской ТЭС, ПГУ 346 МВт на Навоийской ТЭС и начать сооружение второй очереди Талимарджанской ТЭС: ввести два ПГУ общей мощностью 750 МВт.

В период до 2020 г. будет продолжена замена различного устаревшего оборудования на Ташкентской, Навоийской и Тахиаташской ТЭС.

б) Гидроэлектрические станции [13,20]. Общий валовый гидроэнергетический потенциал речного стока Узбекистана определен в размере 88,5 млрд. кВт.ч в год [20,34].

Технический гидроэнергетический потенциал республики оценивается в 27,4 млрд. кВт.ч в год, из которого в настоящее время освоено 6,27 млрд. кВт.ч в год (22,9%).

Остро стоит вопрос со старением оборудования на ряде гидроэлектростанций, где в рассматриваемый период необходима реконструкция и техперевооружение.



**Рис. 2.4. Цилиндр низкого давления турбины К-800-240
Талимарджанской ТЭС**

Установленная мощность работающих ГЭС в системе ГАК «Узбекэнерго» составляет 1419,7 МВт, установленная мощность ГЭС в системе Минсельводхоза РУз составляет 322 МВт, в процессе строительства находятся еще 6 станций. Самая крупная из них ГЭС при Туполангском водохранилище мощностью 175 МВт с выработкой электроэнергии 514 млн. кВт.ч, первая очередь которой, мощностью 30 МВт, вошла в 2006 г.

В области развития гидроэнергетики на период до 2025 г. предполагается ввести три крупных ГЭС: Пскемская - 404 МВт, Муллалакская - 240 МВт, Акбулакская - 100 МВт и ряд мелких ГЭС. Общая мощность вводимых ГЭС составит 1466 МВт.

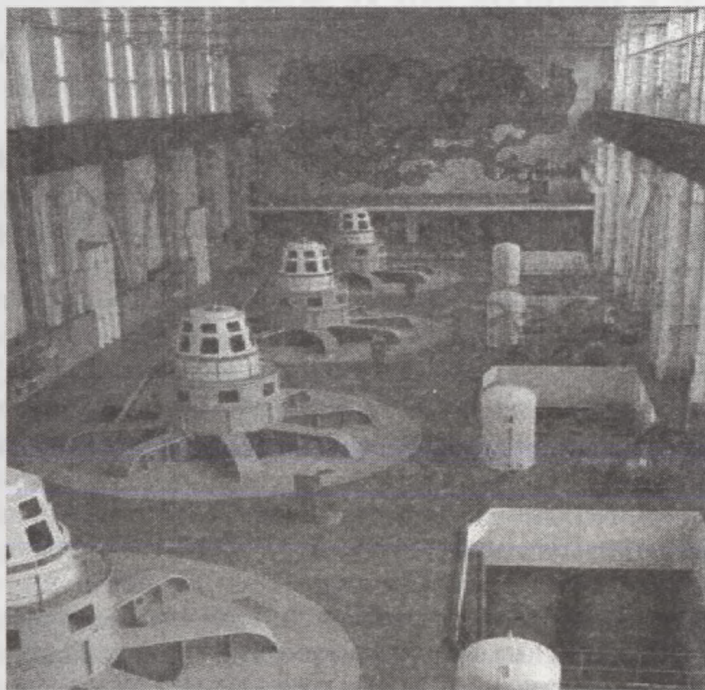


Рис. 2.5. Машинный зал Чарвакской ГЭС

Кроме находящихся в процессе строительства, программой развития предусматривается сооружение 12 малых ГЭС при ирригационных водохранилищах, с общей выработкой электроэнергии порядка 600 млн. кВт.ч.

Строительство ГЭС, которые будут работать в системе ГАК «Узбекэнерго», предполагается начать с Пскемской ГЭС с выработкой электроэнергии 900 млн.кВт.ч.

В первом варианте до 2015 г. предполагается ввести еще 564 МВт мощности с гарантированной выработкой электроэнергии порядка 1370 млн. кВт.ч.

Во втором варианте до 2015 г. предложено начать сооружение Камчикской ГЭС и ГЭС Нилу, а также усовершенствовать вводы на Зарчобской ГЭС.

в) Теплоэлектроцентрали. Для покрытия растущей потребности в теплоэнергии предусматривается дальнейшее развитие теплоцентралей в системе ГАК «Узбекэнерго», и котельных крупных потребителей.

Следует отметить, что с целью экономии топливно-энергетических ресурсов в мировой практике производство низкопотенциальной тепловой энергии осуществляется за счет утилизации теплоты отработавшего пара (в паротурбинных установках) или газа (в газотурбинных установках).

На современном этапе развития энергетических технологий с учетом общепринятой тенденции представляется целесообразным внедрение на ряде теплоэлектростанций и районных котельных ГТУ и ПГУ для комбинированного производства тепловой и электрической энергии. При такой компоновке электростанций и комбинированной выработке электро- и теплоэнергии увеличивается К.П.Д. установки, повышается производительность труда, снижаются эксплуатационные расходы, улучшается экологическая ситуация и, в целом, повышается энергоэффективность ЭЭС [1,3,11,13,20].

На Ташкентской ТЭЦ в обоих вариантах предполагается установить три ГТУ мощностью 3х25 МВт, а на Мубарекской ТЭЦ до 2020 года ввести ПГУ мощностью 100 МВт.

Во втором варианте в период 2010-2015 гг. намечается ввести ГТУ (2х25 МВт) на РК-1 в Нукусе, ГТУ на котельной НГМК (Бесопан) мощностью 240 МВт (3х80 МВт) и ГТУ на Кандыме общей мощностью 80 МВт (2х40 МВт).

До 2020 г. будут продолжены работы по вводам ГТУ г. Нукусе, а также необходимо ввести ГТУ в г. Бухаре и при других существующих котельных. До 2020 г. необходимо начать замену устаревшего теплофикационного оборудования на Ангренской ТЭС и на Ферганской ТЭС.

Таким образом, с учетом предлагаемых вводов генерирующих мощностей и демонтажа устаревшего оборудования уста-

новленная мощность электростанций Республики Узбекистан в первом варианте составит в 2015 г. -14008 МВт, в 2020 г. - 14962 МВт, а в 2025 г. -15645 МВт. Во втором варианте соответственно составит в 2015 г. -14560 МВт в 2020 г. - 16255 МВт, а в 2025 г. - 17841 МВт.

2.5. Электрооборудование электрических сетей

Основу оборудования электрических сетей составляют трансформаторы, линии электропередачи, выключатели высокого напряжения, а также измерительная и коммутирующая аппаратура. Рассмотрим кратко их конструктивные и режимные особенности.

а) Трансформаторы. Электрическая энергия, вырабатываемая на станциях, при передаче к потребителям претерпевает многократную трансформацию в повышающих и понижающих трансформаторах. Поэтому установленная мощность трансформаторов в энергосистемах превышает установленную мощность генераторов (киловольт-амперы) в 4—5 раз [6]. Несмотря на то что к. п. д. трансформаторов относительно высок (у трансформаторов большой мощности он достигает 99,5%), стоимость энергии, теряемой ежегодно в трансформаторах, составляет значительную сумму. Поэтому естественно стремление к уменьшению числа ступеней трансформации, уменьшению установленной мощности трансформаторов и лучшему их использованию.

Трансформаторы изготовляют трехфазными и однофазными, двух- и трехобмоточными. Преимущественное применение имеют трехфазные трансформаторы, экономические показатели которых выше показателей групп из однофазных трансформаторов при той же надежности. Группы из однофазных трансформаторов применяют только при самых больших мощностях, при напряжениях 500 кВ и выше в целях уменьшения транспортной массы.

Основными требованиями, предъявляемыми к трансформаторам, являются надежность работы и экономичность.

Потери мощности в трансформаторе складываются из потерь на намагничивание магнитопровода и нагрузочных потерь. Для уменьшения потерь мощности в магнитопроводах применяют холоднокатаную сталь с малым содержанием углерода, но имеющую ряд присадок, улучшающих свойства стали.

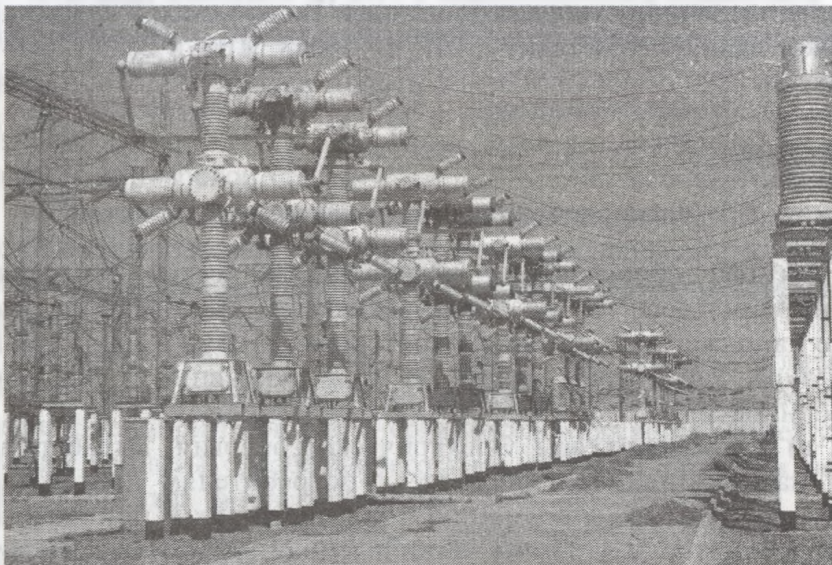


Рис. 2.6.ОРУ-500 кВ Талимарджанской ТЭС (Выключатель ВВБ-500).

Магнитопровод собирают из листов толщиной 0,35 мм и меньше. Нагрузочные потери состоят из джоулевых потерь в обмотках и добавочных потерь в обмотках и элементах конструкции трансформатора, определяемых напряженностью магнитного поля рассеяния. Снижения нагрузочных потерь в основном достигают уменьшением добавочных потерь различными методами конструктивного порядка, в частности применением многопроволочных проводов с изолированными жилами.

Напряжение короткого замыкания. При передаче мощности через трансформатор имеет место падение напряжения, определяемое сопротивлением трансформатора (напряжением короткого замыкания). Последнее зависит в основном от размеров обмоток (диаметра и ширины канала между обмотками, высоты обмотки), следовательно, от номинального напряжения и мощности трансформатора. При относительно небольшом значении напряжения короткого замыкания падение напряжения в трансформаторе невелико. Однако при коротком замыкании (далее к.з.) за таким трансформатором ток получается большим. Это влечет за собой необходимость изготовления трансформатора с большой динамической и термической стойкостью и, следовательно, приводит к увеличению его стоимости. Увеличивают-

ся также требования к динамической и термической стойкости коммутационных аппаратов на стороне вторичного напряжения.

С учетом условий работы трансформаторов в системе при конструировании трансформаторов приходится ориентироваться на оптимальное значение напряжения короткого замыкания.

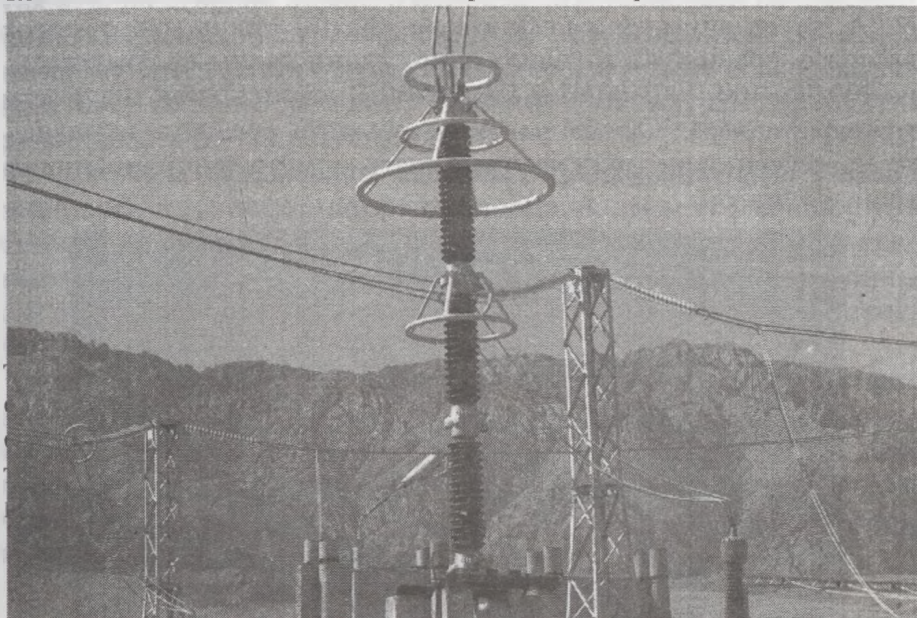


Рис. 2.7. ПС «Согдиана»-500 кВ. Ограничитель перенапряжений 500 кВ.

Чем выше номинальное напряжение и больше мощность трансформатора, тем выше напряжение к. з.: трансформаторы мощностью до 6300 кВА с напряжениями 10 - 35 кВ имеют напряжение короткого замыкания в пределах 5,5—7,5%, а крупные трансформаторы напряжением 110—500 кВ — в пределах 10—15%.

Изоляция обмоток трансформатора определяется значениями испытательных напряжений (промышленной частоты и импульсных), на которые рассчитан трансформатор. Испытательные напряжения устанавливают в соответствии с номинальным напряжением трансформатора, системой рабочего заземления сети и характеристиками разрядников. Обмотки трансформаторов, предназначенные для присоединения к эффективно-заземленным сетям напряжением 110 кВ и выше, выполняют с

изоляция на полное испытательное напряжение только у линейного вывода. Изоляцию обмотки у второго вывода, подлежащего заземлению, рассчитывают на меньшее испытательное напряжение.

Трехобмоточные трансформаторы применяют в основном в качестве понижающих трансформаторов мощностью до 100 МВА и с высшим напряжением до 220 кВ. Мощности обмоток высшего, среднего и низшего напряжения равны соответственно 100/100/100, 100/100/67 и 100/67/100% номинальной мощности трансформатора. Сумма нагрузок обмоток среднего и низшего напряжения не должна превышать номинальной мощности трансформатора.

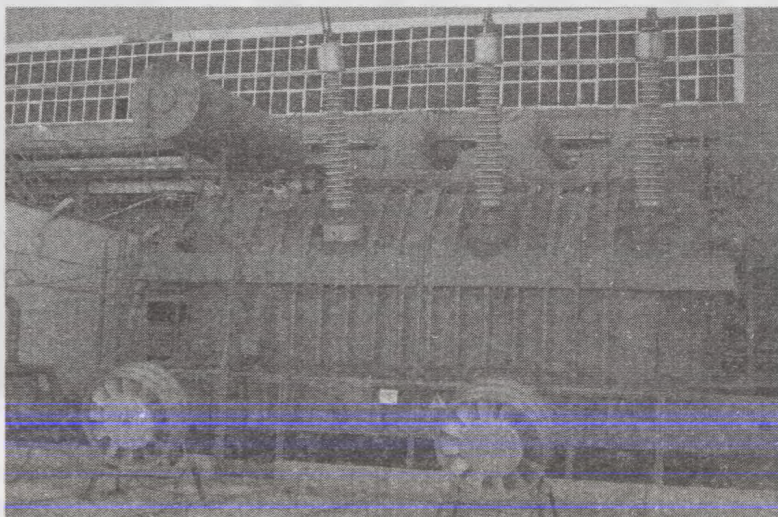


Рис. 2.8. Повышающий трансформатор типа ТНЦ, мощностью 1 млн. кВА, напряжение 220 кВ.

Обмотки высшего, среднего и низшего напряжения трехобмоточных трансформаторов размещают на стержнях концентрически в следующем порядке: обмотку высшего напряжения — снаружи, обмотку низшего напряжения — внутри, у стержня, обмотку среднего напряжения — между обмотками высшего и низшего напряжения. При таком расположении обмоток напряжение к. з. между обмотками высшего и среднего напряжения имеет минимальное значение, что позволяет передать большую часть мощности в сеть среднего напряжения с минимальными потерями напряжения. Напряжение к. з. между обмотками

высшего и низшего напряжения относительно велико, что способствует ограничению тока к. з. в сети низшего напряжения.

Достоинством трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения является большое сопротивление короткого замыкания между ветвями, что дает возможность ограничить ток к. з. на стороне низшего напряжения, например на подстанциях. Повышающие трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения применяют в случаях, когда несколько генераторов должны быть присоединены к общему трансформатору, например на гидростанциях.

Системы охлаждения масляных трансформаторов. Потери мощности в трансформаторе пропорциональны его мощности в степени $3/4$, а поверхность охлаждения пропорциональна мощности в степени $1/2$. Следовательно, по мере увеличения мощности трансформатора потери мощности увеличиваются быстрее, чем поверхность охлаждения.

Для трансформаторов небольшой и средней мощности применяют естественное масляное охлаждение. Такие трансформаторы имеют приваренные к баку вертикальные трубы или съемные радиаторы, в которые нагретое масло поступает из верхней части бака. Двигаясь вниз по трубам, обдуваемым воздухом, масло охлаждается и поступает в нижнюю часть бака.

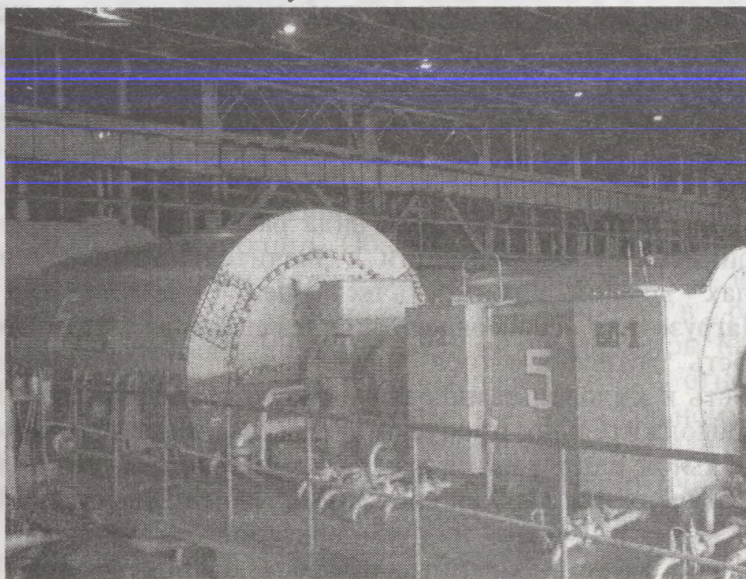


Рис. 2.9. Турбоагрегат марки К-300-240 на станции Ново-Ангренской ТЭС

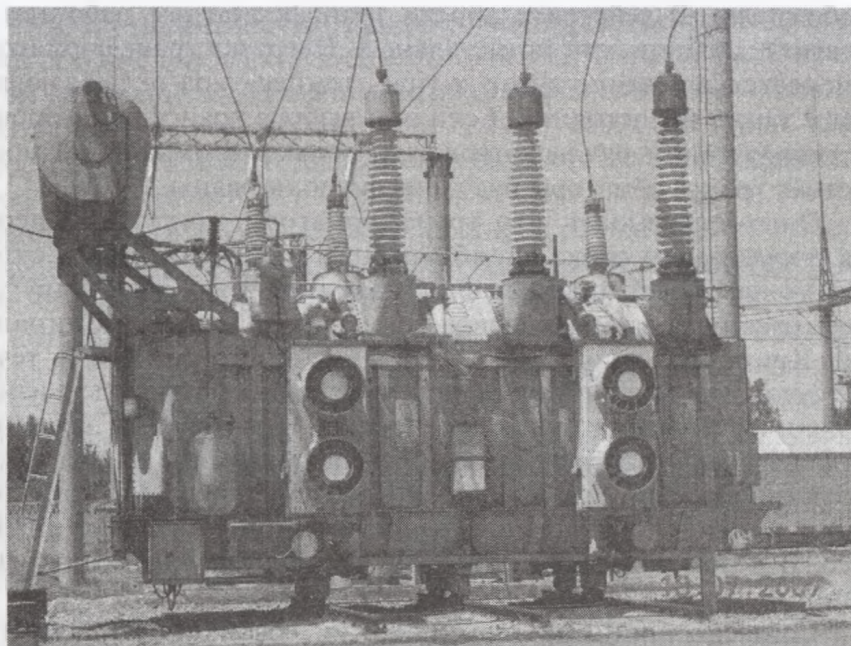


Рис. 2.10. Трансформатор Т-6 ТДЦ-400000/500 Y/Δ-11 мощностью 40000 кВА на Ново-Ангренской ТЭС

Допускаемые перегрузки трансформатора. Различают два вида перегрузки — систематическую и аварийную.

Под систематической перегрузкой трансформатора понимают режим, при котором в течение части времени нагрузка трансформатора превышает его номинальную мощность, а в остальное время рассматриваемого периода (суток, года) она меньше номинальной; при этом износ изоляции за рассматриваемый период не превышает номинального износа, соответствующего температуре обмотки 98°C . При систематической перегрузке трансформатора температура обмотки в наиболее нагретой точке (в часы максимума нагрузки) превышает 98°C , но она не должна быть выше 140°C . Температура масла в верхних слоях не должна превышать 95°C . Однако основным критерием допустимости того или иного режима при систематической перегрузке трансформатора является износ изоляции за рассматриваемый период. Температура обмотки может лимитировать систематическую перегрузку только при наличии резко выраженных пиков нагрузки. Трансформатор может работать в режиме систематической перегрузки в течение всего срока службы.

Под аварийной перегрузкой трансформатора понимают режим перегрузки, допускаемый в исключительных (аварийных) условиях в течение ограниченного времени, чтобы не нарушать электроснабжения; при этом, в отличие от систематической перегрузки, допускают износ изоляции, значительно превышающий номинальный. В аварийных условиях температура масла не должна превышать 115°C . Температура обмотки может кратковременно выходить за пределы 140°C . Типичным примером аварийной перегрузки является перегрузка трансформатора двухтрансформаторной подстанции в случае повреждения одного из них. Длительность такой перегрузки не превышает нескольких суток, в течение которых должны быть приняты меры к устранению повреждения или к замене поврежденного трансформатора.

Определение нагрузочной способности трансформатора при систематической и аварийной перегрузках связано с расчетом теплового режима и соответствующего износа изоляции.

Кратковременные перегрузки трансформаторов независимо от системы охлаждения, температуры охлаждающей среды и длительности предшествующей нагрузки показаны в табл.2.8

Допустимые кратковременные перегрузки трансформаторов [6]

Таблица 2.8

Относительная нагрузка	1,3	1,45	1,6	1,75	2	3
Длительность нагрузки, мин.	120	80	45	20	10	1,5

Износ изоляции, соответствующий этим перегрузкам мал — он составляет несколько десятков часов.

Допустимые перегрузки по напряжению. Повышение напряжения у выводов трансформатора сверх номинального может иметь следующие отрицательные последствия:

- повышенный нагрев стали магнитопровода вследствие увеличения индукции и потерь мощности;
- чрезмерный нагрев шпилек магнитопровода вследствие увеличения индукции в них;
- повышение напряженности электрического поля в изоляции.

Во избежание этого установлены ограничения по напряжению. Трансформаторы допускают следующие перегрузки по напряжению:

- длительно не более чем на 5%, при нагрузке, не превышающей номинальную;
- эпизодически (но не более 6 ч. в сутки) не более чем на 10%, при нагрузке, не превышающей номинальную;
- длительно не более чем на 10%, при нагрузке, не превышающей 1/4 номинальной.

Трехобмоточные трансформаторы, предназначенные для работы в блоке с генераторами, допускают длительную перегрузку по напряжению до 10% при нагрузке, не превышающей номинальную.

При испытаниях трансформаторов на месте установки допускают повышение напряжения до 1,3 номинального для трансформаторов бесшпильной конструкции и до 1,15 номинального для остальных трансформаторов; длительность таких повышений составляет 1 мин.

Изоляция трансформаторов должна длительно выдерживать наибольшее рабочее напряжение, которое составляет 115% номинального для обмоток до 220 кВ, 110% для обмоток 330 кВ и 105% для обмоток до 500 кВ.

б) Выключатели. Выключатели предназначены для включения и отключения электрических цепей в самых различных условиях, а именно: в нормальных режимах, когда ток относительно невелик и отстаёт или опережает по фазе напряжение сети; при к. з., когда токи исчисляются десятками и даже сотнями тысяч ампер, а сдвиг по фазе между напряжением и током близок к $\pi/2$. Параметры восстанавливающегося напряжения могут быть самыми различными. Выключатель должен не только отключить повреждённую цепь, но включить её повторно и, если замыкание не устранено, вновь отключить. Как всякий аппарат, включённый последовательно в цепь, выключатель должен обладать динамической и термической стойкостью, соответствующей ожидаемому току к. з. Он должен также проводить номинальный продолжительный ток в течение неограниченного времени без чрезмерного превышения температуры токоведущих частей.

Конструкция выключателя определяется номинальным напряжением, током к. з., подлежащим отключению, и требова-

ниями к быстродействию. Немаловажное влияние на конструкцию выключателя имеет номинальный продолжительный ток, достигающий в выключателях 35 кВ и выше 4—6 кА, а в выключателях генераторного напряжения 20—30 кА.

Время отключения выключателя складывается из:

- собственного времени выключателя - от момента подачи команды на отключение до момента начала размыкания дугогасительных контактов;

- времени дуги - от момента размыкания дугогасительных контактов до момента погасания дуги во всех полюсах. Время отключения выключателей 110 кВ и выше составляет 80—40 мс (4—2 периода). Стремятся к дальнейшему его снижению. Отсюда вытекает ряд требований к системе управления и приводу. Время отключения выключателей 6—20 кВ составляет 0,1—0,2 с. Полное время отключения цепи при к. з. складывается из времени срабатывания релейной защиты и времени отключения выключателя.

Время включения выключателя исчисляют от момента подачи команды на включение до момента замыкания дугогасительных контактов. Время автоматического повторного включения исчисляют от момента срабатывания релейной защиты на отключение до момента повторного замыкания дугогасительных контактов. Интервал времени от момента погасания дуги во всех полюсах до момента возобновления тока в какомлибо из полюсов выключателя называют бестоковой паузой.

Конструкция выключателя должна обеспечивать безопасность, легкий доступ к движущимся частям и длительную работу контактов и всего выключателя без ремонта. Выключатели, предназначенные для наружной установки, должны быть приспособлены для работы при низкой температуре, дожде, гололеде и других неблагоприятных условиях. Желательно, чтобы размеры выключателя были по возможности невелики, что способствует уменьшению площади, занимаемой РУ.

Применение получили выключатели следующих видов: масляные, воздушные, элегазовые, электромагнитные, вакуумные.

Дальнейшая классификация выключателей может быть проведена по номинальному напряжению, коммутационной способности, номинальному продолжительному току, быстродействию и другим признакам. Таким образом, разнообразие выключате-

лей велико, однако выключатели каждого вида имеют свою область применения, определяемую их особенностями, характеристиками и стоимостью.

Выключатели, удовлетворяющие перечисленным выше требованиям, принято называть силовыми выключателями в отличие от выключателей нагрузки, предназначенных для отключения цепей только в нормальных режимах, но не при к. з.

Масляные выключатели. В масляных выключателях контакты размыкаются в масле, однако вследствие высокой температуры дуги, образующейся между контактами, масло разлагается и дуговой разряд происходит в газовой среде. Приблизительно половину этого газа (по объему) составляют пары масла. Остальная часть состоит из водорода (около 70%) и углеводородов различного состава. Газы эти горючи, однако в масле горение невозможно из-за отсутствия кислорода. Количество масла, разлагаемого дугой, невелико, однако объем образующихся газов велик: 1 г масла дает приблизительно 1500 см³ газа, приведенного к комнатной температуре и атмосферному давлению.

Гашение дуги в масляных выключателях происходит наиболее эффективно при применении гасительных камер, которые ограничивают зону дуги, способствуют повышению давления в этой зоне и образованию газового дутья сквозь дуговой столб. В процессе отключения между контактами возникает дуга. Происходит интенсивное газообразование, и давление газа в камере быстро увеличивается. Пока контактный стержень находится в камере, потоки газа направлены радиально. Происходит интенсивное перемешивание относительно холодного газа, образующегося у поверхности масла, с горячим ионизированным газом в дуговом столбе. Весь газ приобретает высокую турбулентность, способствующую деионизации. Однако дуга не может погаснуть до тех пор, пока расстояние между контактами не достигнет некоторого минимального значения, определяемого отключаемым током и восстанавливающимся напряжением. Этот минимальный промежуток образуется раньше, чем подвижный контакт выходит из камеры. Когда стержень покидает пределы камеры, газы с силой выбрасываются наружу. Возникает газовое дутье, направленное вдоль дугового столба и облегчающее гашение дуги. После ее погасания контактный стержень продолжает свое движение, чтобы обеспечить необходимое изоляционное расстояние в отключенном положении.

В масляном выключателе напряжение на дуге относительно велико (по крайней мере в 3 раза больше, чем в воздушном выключателе). Энергия, выделяющаяся в дуговом промежутке, расходуется на разложение масла и ионизацию газа.

Давление в гасительной камере масляного выключателя и сила дутья приблизительно пропорциональны отключаемому току. При отключении тока к. з. давление достигает 3—8 МПа. Номинальный отключаемый ток масляного выключателя ограничивается механической прочностью камеры, ее способностью выдерживать возникающее давление. При отключении малого тока давление в камере и восстанавливающаяся электрическая прочность дугового промежутка невелики, поэтому возможно повторное зажигание дуги. Быстрое расхождение контактов устраняет эту опасность. В новейших конструкциях гасительных камер с этой целью применяют также устройства для направленного движения масла в область горения дуги.

Масляные выключатели относятся к группе газогенерирующих выключателей. Их называют также автогазовыми, так как для образования газа и деионизации дугового промежутка используется энергия самой дуги. Применение получили масляные выключатели двух типов: многообъемные и малообъемные. Методы деионизации дугового промежутка в выключателях обоих типов одинаковы. Различие заключается лишь в изоляции токоведущих частей и количестве масла.

Название многообъемные или баковые масляные выключатели получили из-за того, что в них масло служит не только газогенерирующим веществом, но также для изоляции. Выключатели этого типа не так давно имели широкое применение на всех ступенях номинального напряжения. В настоящее время их применение резко уменьшилось. В энергосистемах их применяют при определенных условиях, только в наружных РУ 35—220 кВ. Характерным для выключателей рассматриваемого типа является наличие общего для трех полюсов стального заземленного бака или отдельных баков для каждого полюса.

Малообъемные масляные выключатели. Такое название получили выключатели, в которых масло служит только газогенерирующим веществом. Для изоляции токоведущих частей используют фарфор, стеклопластик, текстолит и другие твердые изоляционные материалы. Малообъемные масляные выключатели имеют меньшие размеры и массу по сравнению с баковыми

ми выключателями. Относительно небольшое содержание масла облегчает уход и ремонт, исключает опасность взрыва.

Контактная система и дугогасительное устройство фазы малообъемного масляного выключателя заключены в бачок относительно небольшого размера, изолированный от заземленного основания. Бачки могут быть металлическими (в ранних конструкциях для напряжений до 20 кВ) или из стеклопластика.

Воздушные выключатели. В воздушных выключателях деионизация дугового промежутка происходит в потоке сжатого воздуха, выбрасываемого из гасительной камеры в атмосферу через металлическое сопло, по оси которого расположен дуговой промежуток. Наибольшее распространение получили гасительные устройства с двусторонним дутьем и полыми контактами, являющимися одновременно соплами, через которые воздух поступает из камеры в атмосферу. При размыкании контактов дуга сдувается потоком воздуха с торцов на внутренние поверхности контактов или вспомогательные электроды, расположенные по оси.

Давление воздуха в камерах мощных воздушных выключателей составляет 2—4 МПа. Скорость истечения воздуха зависит от поперечного сечения канала. Наименьшая скорость имеет место в камере. По мере приближения к соплам (контактам) поперечное сечение канала уменьшается, скорость истечения воздуха увеличивается, а давление уменьшается. Условия истечения воздуха из гасительной камеры и отключающая способность выключателя зависят, помимо других факторов, от расстояния между контактами. Если это расстояние слишком велико, отключающая способность гасительного устройства понижена, так как часть дугового столба находится в зоне, где скорость воздуха относительно мала, т. е. в условиях, менее благоприятных для деионизации. Расстояние между контактами не должно быть и слишком малым, так как при этом сечение канала оказывается недостаточным. В новейших выключателях с камерами двустороннего дутья оптимальный промежуток между контактами составляет всего 25—35 мм.

Вследствие высокой температуры дуги плотность газа в столбе много меньше, чем в окружающем пространстве (приблизительно в 20 раз). Поэтому скорость газа внутри дугового столба значительно выше скорости в соседних слоях (скорость обратно пропорциональна корню квадратному из плотности). В

пограничном слое возникают значительные срезывающие силы, образующие вихри, поэтому весь объем приобретает высокую турбулентность.

Истечению воздуха из сопла препятствует дуга. Вследствие значительного выделения энергии в дуговом столбе воздух, поступающий в сопло, нагревается, диссоциирует и увеличивает свой объем. У входа в сопло образуется пузырь из горячего воздуха, препятствующий истечению воздуха из сопла. При большом токе сопло оказывается закупоренным в течение большей части полупериода. При этом дуга действует как клапан, который открывается незадолго до того, как ток достигает нулевого значения.

После угасания дуги восстанавливающееся напряжение оказывается приложенным к короткому промежутку, заполненному горячим ионизированным газом с малой электрической прочностью. Скорость восстановления электрической прочности определяется охлаждением горячих газов и удалением ионизированного газа из промежутка потоком свежего воздуха. Это требует времени и поэтому процесс восстановления электрической прочности промежутка замедляется.

Основная стадия процесса восстановления электрической прочности со скоростью, не превышающей 1—2 кВ/мкс, наступает спустя 10—15 мкс. после момента нулевого значения тока. С увеличением отключаемого тока запаздывание увеличивается, а скорость восстановления электрической прочности уменьшается. Предельное значение пробивного напряжения составляет около 5 кВ/мм на каждый мегапаскаль давления воздуха.

Наибольший ток, который может быть отключен гасительным устройством воздушного выключателя, зависит от давления воздуха, площади сечения отверстия сопла и скорости восстанавливающегося напряжения. С увеличением давления и сечения выходного отверстия сопла отключающая способность выключателя увеличивается. Вместе с этим увеличиваются расход воздуха, объем ресивера (стальной цилиндр у основания выключателя с запасом сжатого воздуха) и размеры клапанов. До последнего времени давление воздуха в воздушных выключателях не превышало 2 МПа. Новейшие выключатели с большой отключающей способностью работают при давлении воздуха 4 МПа. Опыт показывает, что оптимальные условия работы гасительного устройства воздушного выключателя с одним раз-

рывом при давлении воздуха 2 МПа соответствуют напряжению 55—60 кВ и при давлении 4 МПа — напряжению 110 - 125 кВ. Выключатели для более высоких номинальных напряжений строят только с многократным разрывом цепи, с несколькими гасительными устройствами, включенными последовательно.

Элегазовые выключатели. Элегаз (SF_6 — шестифтористая сера) представляет собой инертный газ, плотность которого превышает плотность воздуха в 5 раз. Электрическая прочность элегаза в 2 - 3 раза выше прочности воздуха. При давлении 0,2 МПа электрическая прочность элегаза сравнима с прочностью масла.

В элегазе при атмосферном давлении может быть погашена дуга с током, в 100 раз превышающим ток, отключаемый в воздухе при тех же условиях. Исключительная способность элегаза гасить дугу объясняется сильным сродством его с электронами. Молекулы газа улавливают электроны дугового столба и образуют относительно неподвижные отрицательные ионы. Потеря электронов делает дугу неустойчивой, и она легко гаснет. В струе элегаза, т. е. при газовом дутье, поглощение электронов из дугового столба происходит еще более интенсивно.

В элегазовых выключателях гасительное устройство помещено в герметизированный заземленный бак с проходными изоляторами и встроенными трансформаторами тока. Бак заполнен элегазом при давлении 0,4—0,6 МПа. Применение получили автопневматические дугогасительные устройства, в которых газ в процессе отключения сжимается поршневым устройством и направляется в зону дуги. Таким образом, элегазовый выключатель представляет собой замкнутую систему (без выброса газа наружу). Он во многом схож с баковым масляным выключателем, однако в нем отсутствуют горючие материалы и масса его значительно меньше массы масляного выключателя.

Электромагнитные выключатели. Электромагнитные выключатели занимают особое место среди других выключателей переменного тока. Область их применения ограничена напряжением 10—15 кВ. Действие выключателя основано не на газовом дутье. Дуга, образующаяся на контактах, втягивается магнитным полем в гасительную камеру. Последняя состоит из ряда керамических дугостойких инертных (в отношении выделения газа) пластин с V-образными вырезами, разделенных небольшими воздушными промежутками. Длина дуги значительно уве-

личивается (до 1—2 м.), а сечение ее в узких вырезах пластин вынужденно уменьшается. Дуга приходит в тесное соприкосновение с холодными поверхностями пластин, обладающих высокой теплопроводностью. Это ведет к увеличению потерь энергии и градиента напряжения. Соппротивление дуги быстро увеличивается, а ток уменьшается до тех пор, пока дуга не погаснет. Падение напряжения в дуге здесь значительно больше. В масляных и воздушных выключателях сопротивление дугового промежутка и его влияние на ток проявляются лишь в течение последних нескольких десятков микросекунд, предшествующих угасанию дуги. В электромагнитных выключателях резкое увеличение сопротивления дуги вследствие ее значительной длины является основным условием успешного отключения. Ток форсируется к нулю выключателем. Угол сдвига тока по отношению к напряжению также уменьшается.

Движение дуги в электромагнитном выключателе и ее удлинение происходят под действием магнитного поля, направленного перпендикулярно к направлению тока. Это явление принято объяснять упрощенно, рассматривая дуговой столб как металлический проводник с током. Направление электродинамической силы определяют, руководствуясь правилом левой руки. Однако дуга не является металлическим проводником — это плазма, т. е. раскаленный, ионизированный газ.

Газ с высокой температурой выбрасывается из дугового столба вперед по движению, а холодный газ подсасывается в дуговой столб с противоположной стороны. Ионизация происходит легче с фронта, так как температура здесь выше. В результате дуговой столб приходит в движение вместе с газом.

Электромагнитные выключатели производятся с номинальным током отключения до 40 кА при напряжении 6,9 кВ и до 20 кА при напряжении 11,5 кВ. Такие выключатели получили применение в системах собственных нужд мощных электростанций, а также в промышленных установках, где требуются частые операции включения и отключения. Достоинство электромагнитных выключателей заключается во взрыво- и пожаробезопасности, а также полной автономности, поскольку они не требуют компрессорной установки для воздушного дутья. Стоимость их относительно высока.

Вакуумные выключатели. Контактная система вакуумного выключателя помещена в запаянный стеклянный баллон, дав-

ление в котором составляет $10^{-3} - 10^{-4}$ Па. При таком высоком вакууме средняя длина свободного пробега молекул газа значительно превышает размеры разрядной трубки. Поэтому при приложении напряжения не происходит ионизирующих, соударений молекул и самостоятельный электрический разряд не возникает. Электрическая прочность высоковакуумного промежутка во много раз выше электрической прочности воздушного промежутка при атмосферном давлении.

При размыкании контактов число проводящих контактных точек уменьшается. Последняя контактная точка вытягивается в расплавленный металлический мостик, который под действием тока быстро нагревается до температуры кипения и испаряется. В образовавшемся облаке металлического пара возникает дуговой разряд. При горении вакуумной дуги происходит расплавление металла контактов, большая часть которого оседает на металлическом экране, защищающем внутреннюю поверхность стеклянного баллона от загрязнения. С увеличением тока эрозия быстро возрастает.

Эрозия контактов является основной причиной, ограничивающей ток отключения. На это существенно влияют материалы контактов, чистота его, скорость размыкания контактов и состояние вакуума.

Электрическая прочность контактного промежутка в вакуумном выключателе восстанавливается значительно быстрее, чем в масляных и воздушных выключателях, что объясняется интенсивной диффузией заряженных частиц в окружающее пространство. Однако при отключении относительно большого тока случается, что погасание дуги происходит не при первом, а при втором или третьем подходе тока к нулю.

В процессе включения выключателя и сближения контактов еще до их соприкосновения происходит пробой вакуумного промежутка и образование дуги. Медленное сближение контактов приводит к дополнительному нежелательному выделению тепла, расплавлению металла контактов и их сплавлению в одной или нескольких точках. Вибрация контактов приводит к распылению и разбрызгиванию металла, что уменьшает длину контактов, ухудшает их рабочие поверхности и увеличивает слой напыленного металла на внутренней поверхности вакуумной камеры. Это уменьшает электрическую прочность и срок службы камеры. Поэтому вибрация контактов должна быть по возможности исключена.

Срок службы вакуумных дугогасительных камер, измеряемый числом допускаемых операций включения и отключения, зависит от отключаемого тока. С увеличением последнего срок службы сокращается.

Достоинства вакуумных выключателей заключаются в следующем: исключительно быстрое восстановление электрической прочности промежутка после погасания дуги; малые габариты и масса; небольшой ход контактов; длительный срок службы без ремонта при частых операциях. Вакуумные выключатели являются относительно новыми аппаратами, область применения которых неуклонно расширяется.

в). Линии электропередач. Линии электропередач (ЛЭП) — электроустановки, предназначенные для передачи энергии на большие расстояния с возможностью промежуточного отбора электроэнергии. Линии бывают: воздушными, кабельными в виде токопроводов на промышленных предприятиях и внутренних проводок в зданиях.

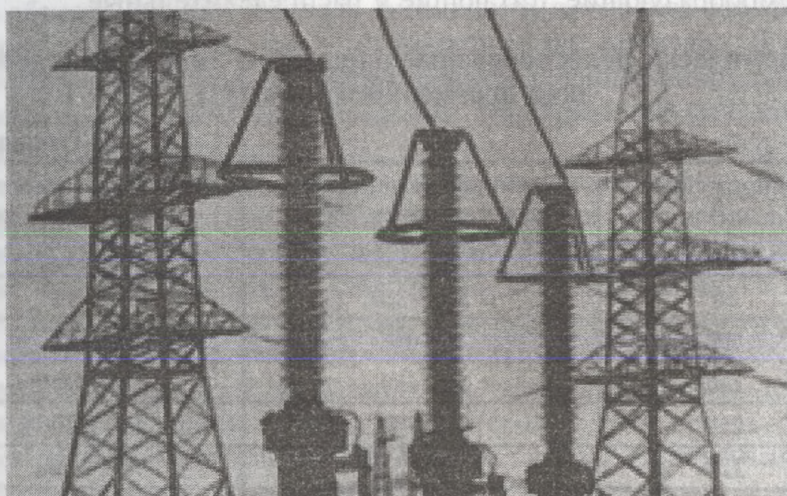


Рис. 2.11 . Ограничитель перенапряжения ОПН-220/154/20/600 IVУХЛ1.01 На Талимарджанской ТЭС

Воздушными называются линии, предназначенные для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенных на открытом воздухе и поддерживаемые с помощью опор и изоляторов.

Для обеспечения экономичности передачи электроэнергии на дальние расстояния необходимо напряжение, значительно

превышающее номинальное напряжение генераторов. Поэтому повышение напряжения при токах в несколько тысяч ампер возможно с помощью трансформаторов, что дает возможность последующей передачи электроэнергии переменным током. На приемном конце электропередачи необходимо снова использовать трансформаторные устройства. Переменный ток выявил свои преимущества после изобретения трансформатора. По этим причинам цепочка: производство, передача и потребление осуществляется, как правило, на переменном токе [6].

Доставка ЭЭ от электростанции к электроприемникам в общем случае осуществляется ЛЭП различного номинального напряжения (табл.2.9), т. е. выводы генераторов на электростанциях и электроприемников разделяют сети нескольких ступеней трансформации.

В зависимости от протяженности ЛЭП, величины передаваемой мощности, номинального напряжения и назначения, электрические сети подразделяются на протяженные (дальние), системообразующие, питающие и распределительные.

Экономически целесообразные параметры линий электропередачи переменного тока [81]

Таблица 2.9

Напряжение, кВ	Наибольшая передаваемая мощность, МВт	Наибольшее расстояние передачи, км
0,38	0,05—0,15	0,5—1,0
10	2,0—3,0	10—15
35	5—10	30—50
110	25—50	50—150
150	40—70	100—200
220	100—200	150—250
330	200—300	300—400
500	700—900	800—1200

Линии по причине значительной разветвленности, вызванной появлением вдоль линии новых районов и подстанций электропотребления, все в большей степени выполняют функции распределения ЭЭ, а также связи (объединения) местных сравнительно небольших источников и крупных узлов нагрузки на значительной территории потребления энергии.

ЛЭП, передающие потоки равными мощности группы генераторов или соизмеримыми с установленной мощностью энергосистем, относятся к сильным связям. При пропускной способности, не превышающей 10-15% от установленной мощности меньшей из объединяемых энергосистем, связь между ними характеризуется как слабая.

Номинальные напряжения ЛЭП зависят от передаваемой мощности, количества цепей и расстояния, на которое передается электроэнергия.

Конструктивное исполнение воздушных линий. Основными конструктивными элементами воздушных линий (ВЛ) являются опоры, провода, грозозащитные тросы, изоляторы и линейная арматура.

По конструктивному исполнению опор наиболее распространены одно- и двухцепные ВЛ. Сооружаемые на трассе линии могут иметь до четырех цепей. Трасса линии — полоса земли, на которой сооружается линия. Одна цепь высоковольтной ВЛ объединяет три провода (комплекта проводов) трехфазной линии, в низковольтной — от трех до пяти проводов. В целом конструктивная часть ВЛ характеризуется типом опор, длинами пролетов, габаритными размерами, конструкцией фаз, количеством изоляторов.

Конструкция фазы ВЛ в основном определяется количеством проводов в фазе. Если фаза выполнена несколькими проводами, она называется расщепленной. Расщепленными выполняют фазы ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения.

Провода, предназначенные для передачи электроэнергии, наряду с хорошей электропроводностью, достаточной механической прочностью и устойчивостью против коррозии, должны удовлетворять условиям экономичности. С этой целью применяют провода из наиболее дешевых металлов — алюминия, стали, специальных сплавов алюминия.

Все большее применение находят ВЛ с самонесущими изолированными проводами напряжением 0,38—10 кВ. В линиях напряжением 380/220 В провода состоят из несущего изолированного или неизолированного провода, являющегося нулевым, трех изолированных фазных проводов, одного изолированного провода (любой фазы) наружного освещения. Фазные изолированные провода навиты вокруг несущего нулевого провода. Несущий провод является сталеалюминиевым, а фазные — алюми-

ниевыми. Последние покрыты светостойким термостабилизированным (сшитым) полиэтиленом. К преимуществам ВЛ с изолированными проводами перед линиями с голыми проводами можно отнести отсутствие изоляторов на опорах, максимальное использование высоты опоры для подвески проводов, отсутствие необходимости в обрезке деревьев в зоне прохождения линии.

Грозозащитные тросы наряду с искровыми промежутками, разрядниками, ограничителями напряжений и устройствами заземления служат для защиты линии от атмосферных перенапряжений - грозовых разрядов. Тросы подвешивают над фазными проводами на ВЛ напряжением 35 кВ и выше в зависимости от района по грозовой деятельности и материала опор. В качестве грозозащитных проводов обычно применяют стальные оцинкованные канаты марок С35, С50 и С70, а при использовании тросов для высокочастотной связи — сталеалюминиевые провода. Крепление тросов на всех опорах ВЛ напряжением 220—500 кВ должно быть выполнено при помощи изолятора, шунтированного искровым промежутком. На линиях 35—110 кВ крепление тросов к металлическим и железобетонным промежуточным опорам осуществляется без изоляции троса.

Изоляторы воздушных линий. Изоляторы предназначены для изоляции и крепления проводов. Изготавливаются они из фарфора и закаленного стекла — материалов, обладающих высокой механической и электрической прочностью и стойкостью к атмосферным воздействиям. Существенным достоинством стеклянных изоляторов является то, что при повреждении закаленное стекло рассыпается. Это облегчает нахождение поврежденных изоляторов на линии.

По конструкции, способу закрепления на опоре изоляторы разделяют на штыревые и подвесные. Штыревые изоляторы применяются для линий напряжением до 10 кВ и редко (для малых сечений) — 35 кВ. Они крепятся к опорам при помощи крюков или штырей. Подвесные изоляторы используются на ВЛ напряжением 35 кВ и выше. Они состоят из фарфоровой или стеклянной изолирующей части, шапки из ковкого чугуна, металлического стержня и цементной связки. Изоляторы собираются в гирлянды: поддерживающие на промежуточных опорах и натяжные на анкерных. Количество изоляторов в гирлянде зависит от напряжения, типа и материала опор, загрязненности атмосферы. Например, в линии 35 кВ - 3—4 изолятора, 220 кВ

- 12— 14; на линиях с деревянными опорами, обладающих повышенной грозоупорностью, количество изоляторов в гирлянде на один меньше, чем на линиях с металлическими опорами; в натяжных гирляндах, работающих в наиболее тяжелых условиях, устанавливают на 1-2 изолятора больше, чем в поддерживающих.

Разработаны изоляторы с использованием полимерных материалов.

Линейная арматура предназначена для закрепления проводов к изоляторам и тросов к опорам и содержит следующие основные элементы: зажимы, соединители, дистанционные распорки и др. Поддерживающие зажимы применяют для подвески и закрепления проводов ВЛ на промежуточных опорах с ограниченной жесткостью заделки. На анкерных опорах для жесткого крепления проводов используют натяжные гирлянды и зажимы - натяжные и клиновые. Дистанционные распорки, устанавливаемые в пролетах линий 220 кВ и выше с расщепленными фазами, предотвращают схлестывание, соударения и закручивание отдельных проводов фаз.

Результатом развития техники передачи ЭЭ на дальние расстояния являются различные варианты компактных ЛЭП, характеризующиеся меньшим расстоянием между фазами и, как следствие, меньшими индуктивными сопротивлениями и шириной трассы линии. Сближение фаз обеспечивается с помощью междупазных изоляционных распорок. Кроме уменьшения ширины трассы на единицу передаваемой мощности, компактные линии могут быть созданы для передачи повышенных мощностей (до 8—10 ГВт); такие линии вызывают меньшую напряженность электрического поля на уровне земли и обладают рядом других технических достоинств.

К компактным линиям относятся также управляемые самокомпенсирующиеся линии и управляемые линии с нетрадиционной конфигурацией расщепленных фаз. Они представляют собой двухцепные линии, в которых попарно сдвинуты одноименные фазы разных цепей. При этом к цепям подводятся напряжения, сдвинутые на определенный угол. За счет режимного изменения с помощью специального устройства угла фазового сдвига осуществляется управление параметрами линии.

г). Компенсирующие устройства. В ЭЭС в целях увеличения предельно передаваемой мощности и выравнивания уровней на-

пряжения по узлам системы применяют различные компенсирующие устройства: установки продольной и поперечной компенсации.

Установки поперечной емкостной компенсации, компенсирующие индуктивное сопротивление линии, служат для дальнейшего повышения пропускной способности передачи. При компенсации реактивного сопротивления на 25% пропускная способность увеличивается на 30—40%, а при компенсации на 50% — в 1,7—2 раза. Одновременно продольная емкостная компенсация влияет на распределение напряжения в передаче. Как правило, установки продольной емкостной компенсации располагаются на промежуточных подстанциях.

Поперечная индуктивная компенсация в виде шунтовых реакторов служит для компенсации реактивной мощности, генерируемой линией. Так как напряжение вдоль линии меняется в зависимости от соотношения мощности, генерируемой линией, и мощности, протекающей по линии, напряжение в середине или в конце линии может значительно возрасти. Такое положение наблюдается в случае небольшой мощности, передаваемой по линии, или когда линия с одного конца не имеет нагрузки (холостая). Последнее, например, может быть перед синхронизацией, т. е. перед включением элементов системы на параллельную работу. Напряжение на холостом конце может недопустимо резко возрасти, что грозит пробоем изоляции. Избыточная реактивная мощность потребляется реакторами, величина напряжения удерживается в допустимых пределах и авария предотвращается. Реакторы могут выполняться регулируемыми и работать в одной установке с батареями статических конденсаторов. В современных ЭЭС такие устройства находят широкое применение и получили название статических источников реактивной мощности (СИРМ) [1-2].

В целях оптимизации потерь в сети передачу реактивной мощности ограничивают расстоянием не более 25-70 км. Чтобы снизить потоки реактивной мощности по линиям и, соответственно, потери, вблизи узлов потребления и в ряде узлов энергосистемы устанавливают источники реактивной мощности. Как правило [3,81], 20—30% суммарной мощности батареи конденсаторов (БК) целесообразно устанавливать в узлах энергосистемы, а 70 - 80% — в распределительных сетях низкого напряжения у потребителей.

Сведения о токоограничивающих реакторах, других аппаратах, в том числе измерительных, используемых для управления режимами ЭЭС и поддержания устойчивости электрической системы в нормальных и аварийных режимах, описаны в известных источниках [1,3,6]. Поэтому, в целях экономии времени, здесь не приводятся.

2.6. Электрооборудование в электрических сетях Узбекистана и перспективы их обновления

В электрических сетях республики используется оборудование произведенные в 70-х годах XX столетия. В табл. 2.10-2.12 приведены данные по существующим оборудованию ЭЭС Узбекистана. Сроки эксплуатации электросетевого оборудования, особенно трансформаторов, используемых в ЭЭС приближаются к нормативным. Их дальнейшая успешная эксплуатация зависит от проводимых диагностических исследований, на базе приведенных ранее методов определения технического состояния (гл. I) и проведении своевременных ППР. Анализ диагностирования и модернизации оборудования позволяет продлить срок службы электрооборудования до 35-50 лет [86]. При условии, что ежегодные издержки, связанные с расходами на эксплуатацию и поддержание электрооборудования в рабочем состоянии (отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание), а также стоимость потерь электроэнергии, будут выделены своевременно и в полном объеме.

Сущность амортизационных отчислений основывается на том, что каждый объект электрической сети рассчитан на определенный срок работы. Во время эксплуатации с течением времени объект приходит в негодность. Если ставится задача сооружения нового объекта взамен старого после окончания его срока службы (т. е. задача осуществления воспроизводства), то за этот период должны быть накоплены соответствующие средства. Эти накопления делаются за счет амортизационных отчислений. Нормы на амортизацию выбирают в долях от первоначальных капитальных затрат в зависимости от расчетного срока службы объекта.

Установленная мощность трансформаторов ЭЭС Узбекистана

Таблица 2.10

Объект ЭЭС Узбекистана	Установленная мощность, кВА	Количество трансформа- торов, шт	Годы ввода
I. Электрические сети:			
Каракалпакские	115100	13	1965-1995
Джизакские	258000	17	1963-1988
Кашкадарьинские	162600	14	1967-1991
Бухарские	76300	6	1963-1992
Андижанские	229800	14	1963-2000
Хорезмские	128500	7	1964-1998
Ферганские	110000	8	1962-1986
Ташэлектросеть-1	290000	20	1956-1997
Ташэлектросеть-2	399500	11	1971-1997
Сурхандарьинские	183000	4	1965-1986
Самаркандские	86300	7	1965-1979
Наманганские	198200	18	1963-2001
Навоийские	56000	5	1971-1986
Сырдарьинские	62000	5	1967-1989
II. Тепловые электрические станции:			
Сырдарьинская	3769000	13	1976-1996
Ново-Ангренская	2668000	7	1987-1995
Ташкентская	3998000	23	1964-2002
Навоийская	1291500	11	1964-1989
Ангренская	845000	7	1957-2004
Тахиаташская	437000	6	1961-1991
Талимарджанская	1080000	3	1992-1997
III. Теплоцентрали:			
Ферганская	75000	1	1961
Ташкентская	63000	2	1961
IV. Каскады ГЭС:			
Урта-Чирчикских	800000	4	1970-1972
Нижне-Бозсуйских	26300	2	1952-1954
V. Магистральные электрические сети:			
Восточные	5138000	35	1966-1993
Северо-Западные	256300	3	1969-1991
Центральные	4475000	31	1971-1993
Юго-Западные	5889500	50	1972-1998
Южные	1319000	9	1980-1993
ИТОГО	34485900	356	

Расходы на амортизацию должны определяться с учетом как физического, так и морального износа оборудования. При этом под моральным износом понимается ситуации, когда с течением времени выпускаемое новое оборудование того же назначения обладает улучшенными техническими характеристиками. Например, основным фактором морального износа трансформаторов считают повышенные потери мощности в их устаревших типах, отсутствие встроенных устройств регулирования напряжения и др.

Расходы на эксплуатацию электрической сети включают в себя ежегодные затраты на текущий ремонт и техническое обслуживание. Например, текущий ремонт необходимо выполнять для поддержания соответствующего технического состояния электрической сети (замена поврежденных изоляторов на линии, покраска металлических опор и т. п.).

Для этого нужно иметь ежегодные расходы на материалы, оборудование, топливо для транспорта, заработную плату ремонтному персоналу. Расходы на обслуживание включают заработную плату оперативному, техническому и управленческому персоналу.

Необходимо отметить, что проводимая Государственная поддержка энергетического сектора и Программа ее развития до 2025 года [20], позволит модернизировать и реконструировать генерирующее и электросетевое хозяйство республики и обеспечить потребителей качественной электроэнергией в долговременной перспективе. Соответствующие показатели их развития приведены в табл.2.7, 2.13.

Выключатели 35-500 кВ ЭЭС Узбекистана

Таблица 2.11

Тип оборудования	Номинальное напряжение, кВ	Количество, шт	Годы ввода
Воздушные	500	56	1974-1995
	220	225	1964-1997
	110	270	1963-1984
Масляные	220	119	1957-1997
	110	784	1945-2001
ИТОГО		1454	

Субъект ЭЭС Узбекистана	Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Количество, шт	Годы ввода
П/ст Сырдарьинской ТЭС	525	6	1977-1984
П/ст Ново-Ангренской ТЭС	500	3	2009
Восточные МЭС	525	6	1975-2009
Юго-Западные МЭС	500	16	1980-2009
П/ст Каракуль	500	2	1984-1986
П/ст Гузар	500	2	1977-1980
П/ст Сурхан	500	1	1990
П/ст Лочин	500	1	1976
ГЭС-31	500	1	2010
ГЭС-20	500	1	2010
ИТОГО		39	

Развитие электрических сетей 220-500 кВ. В основу разработки положены прогнозируемые уровни электропотребления, имеющиеся планы развития отраслей промышленности, решения по строительству отдельных потребителей и объектов.

При формировании схемы сетей 220, 500 кВ энергосистемы Узбекистана учитывался фактор надежности электроснабжения отдельных энергоузлов и их взаиморезервирования. При этом оценка надежности электроснабжения производилась при условии, что в случае отключения одной ВЛ, связывающей два узла, вторая ВЛ должна обеспечивать взаиморезервирование не менее, чем на 80%.

Развитие отраслей экономики, увеличение потребления электроэнергии и соответственно рост генерирующих мощностей требует развития электрических сетей ЭЭС и линий электропередач, по которым перетоки будут увеличиваться. Вводы воздушных линий электропередач напряжением 500 кВ приведены в табл.2.13.

Для взаиморезервирования Центральной части и Юго-Западных МЭС рекомендуется строительство ВЛ 500 кВ Согдиана — Талимарджанская ТЭС с сооружением ОРУ 500 кВ с АТ связи 500/200 кВ на последней в дополнении к существующей ВЛ 500 кВ Согдиана — Гузар и запроектированной второй цепи ВЛ 500 кВ СД ТЭС - Согдиана. Для резервирования электроснабжения Южных МЭС схемой предусматривается строительство ВЛ 500 кВ Гузар — Сурхан в дополнении к существующей ВЛ 500 кВ Регар — Сурхан. В Восточных МЭС предусматривается

строительство второй ПС 500 кВ Узбекистанской с ВЛ от Ново-Ангренской ТЭС в дополнении к ПС 500 кВ Лочин с ВЛ СД ТЭС – Лочин – Токтогульская ТЭС. Необходимость резервирования Северо-Западной части энергосистемы требует строительства второй ВЛ 220 кВ до Заравшана [20].

Перспективы развития электрических сетей Узбекистана

Таблица 2.13

Объекты	2015 г.	2020 г.
ВЛ 500 кВ	200 км	150 км
ВЛ 220 кВ	1 483,7 км	1 238,6 км
ПС 500 кВ	2 171 МВА	2 672 МВА
ПС 220 кВ	4 088 МВА	10 053 МВА

Развитие магистральных электрических сетей намечается в объемах, приведенных в табл.2.13.

Определяющими в развитии ЭЭС являются следующие основные электросетевые объекты 500 кВ, подлежащие сооружению на этапе 2009 – 2020 г.г.:

- ВЛ Сырдарьинская ТЭС - Согдиана (вторая цепь) - 217 км;
- ВЛ Согдиана - Талимарджанская ТЭС - 218 км;
- заходы ВЛ Гузар - Каракуль на Талимарджанскую ТЭС с сооружением ОРУ 500 кВ и АТ связи на ТЭС - 1,3 км;
- ВЛ Сырдарьинская ТЭС - Ново-Ангренская ТЭС - 150 км;
- ВЛ Гузар - Сурхан - 200 км;
- АТ-2 на ПС Сурхан - 1(3X167)МВА;
- ВЛ Ново-Ангренская ТЭС – Наманган - 200 км;
- ПС Наманган - 2(3X167)МВА;
- Вторая группа АТ связи на ТашТЭС - 1(3X167) МВА;
- ПС Узбекистанская - 2(3X167 МВА)+1X167 МВА;
- ВЛ Талимарджанская ТЭС – Гузар - 85 км;
- ВЛ Муллалакская ГЭС – Ташкент - 65 км.

За 2020 г., при достижении нагрузок узлов юга г. Ташкента и Джизакской области порядка 500 МВт и выше, схемой обосновывается необходимость создания ПС 500 кВ Джизак и Кольцевая. Подключение ПС Джизак рекомендуется выполнить заходами ВЛ Сырдарьинская ТЭС - Согдиана, ПС Кольцевая - заходами ВЛ Сырдарьинская ТЭС - Ташкент и сооружением самостоятельной ВЛ от Сырдарьинская ТЭС.

Компенсирующие устройства. По мере развития электриче-

ских сетей и крупных промышленных потребителей будут возрастать потребность в компенсации реактивной мощности в ЭЭС Узбекистана. Необходимо отметить, что в настоящее время в развитых ЭЭС зарубежных стран широко применяются разнообразные и весьма эффективные компенсирующие устройства (КУ): статические, состоящие из регулируемых тиристорами конденсаторов и индуктивностей; синхронные - продольно поперечного регулирования и обычные компенсаторы. Время действия первых находится в пределах 1-3 периодов, а вторых - 0,1-0,5 сек., причем оба типа КУ могут работать как в режиме потребления, так в режиме выдачи реактивной мощности. Единичные мощности вышеотмеченных КУ находятся в пределах 5- 600 МВАр [1,30].

Вводы синхронных компенсаторов в ЭЭС Узбекистана

Таблица 2.14

Наименование ПС	Установка КУ на 01.01.08, штХМВАр	Ввод мощности КУ, шт Х МВАр			
		2008-2010гг	2011-2015гг	2016-2020гг	Всего
Хорезм	2Х50	-	-	-	-
Фергана	2Х50	-	-	-	-
Узгариш	1Х50	-	-	-	-
Самарканд	1Х50	-	-	-	-
Согдиана	-	-	2Х100	-	2Х100
Наманган	-	-	2х50	-	2х50
Итого СК	6Х50	-	2Х100 2х50	-	2х100 2Х50

ГАК «Узбекэнерго» на основе экспертной оценки принято решение устанавливать в ЭЭС Узбекистана обычное оборудование КУ – синхронные компенсаторы и шунтирующие реакторы.

Существующие компенсаторы установленной мощностью 1200 МВАр не могут обеспечить возросшие потребности ЭЭС. В связи с этим планируется внедрение до 2020 года компенсирующие устройства суммарной мощностью 1700 МВАр, в том числе следующих типов:

- синхронных компенсаторов – 300 МВАр;
- шунтирующих реакторов – 1440 МВАр.

Этапность внедрения данных КУ приведена в табл.2.15

Таблица 2.15

Наименование ПС	Установка КУ на 01.01.08, штХМВАр	Ввод мощности КУ, шт Х МВАр			
		2008-2010гг	2011-2015гг	2016-2020гг	Всего
Узбекистанская	-	3Х60	-	-	3Х60
Каракуль	3Х60	-	-	-	-
Сурхан	3Х60	3Х60	-	-	3Х60
Согдиана	-	2Х3Х60	-	-	2Х3Х60
Лочин	3Х60	-	-	-	-
Гузар	2Х3Х60	-	-	-	-
Наманган	-	-	3Х60	-	3х60
Талимарджанская ТЭС	-	2Х3Х60	-	-	2Х3Х60
Ново-Ангренская ТЭС	-	-	3Х60	-	3Х60
Итого ШР	5Х3Х60	6Х3Х60	2Х3Х60	-	8Х3Х60

2.7. Проблемы эксплуатации оборудования и управления режимами электроэнергетических систем.

Управление режимами ЭЭС осуществляется оперативным персоналом, а также при помощи автоматических регуляторов и устройств противоаварийной автоматики (ПА). Практически вся автоматика в настоящее время построена на основе микропроцессорных систем. Настройка автоматических систем управления производится в соответствии с заранее выбранными характеристиками так, чтобы обеспечить экономичность работы ЭЭС и соответствие требованиям качества отпускаемой потребителям электроэнергии [1-2].

Выбор видов используемых автоматических устройств, оценка их эффективности и влияния на надежность работы ЭЭС производятся на основе специальных оптимизационных расчетов. Управление режимами ЭЭС должно быть оптимальным, т.е. дающим наилучший техникоэкономический эффект в условиях действия противоположных факторов. Например, желая увеличить передаваемую по ЛЭП мощность, можно вызвать аварийное отключение этой линии из-за нарушения устойчивости ее работы.

Для ЭЭС, как объекта управления, характерны наличие большого числа сложных прямых и обратных связей между мно-

гочисленными ее элементами и целевая направленность процесса функционирования.

Перечислим применяемые в настоящее время наиболее важные автоматические устройства и их назначение.

Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных машин поддерживают напряжение на их шинах на требуемом уровне и, в случае необходимости, форсируют возбуждение, улучшая тем самым устойчивость работы ЭЭС.

Автоматические регуляторы частоты вращения (АРЧВ) турбин генераторов поддерживают требуемую частоту вращения роторов генераторов и тем самым частоту в ЭЭС.

Автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ) поддерживает неизменными баланс активной мощности и частоту с учетом возможностей межсистемных электропередач по пропускной способности, т.е. ограничений по передаваемой активной мощности.

Релейная защита (РЗ) элементов ЭЭС действует на сигнал или на отключение элементов энергосистемы в случае их повреждения или ненормальной работы. Информация о состоянии защищаемого объекта непрерывно поступает в защитное устройство, которое обрабатывает ее и в случае нарушения нормального режима работы устанавливает место и вид повреждения, а при необходимости — отключает поврежденный объект.

Автоматическое включение резерва (АВР) осуществляет ввод резервного оборудования при аварийном отключении основного.

Автоматическое повторное включение (АПВ) повышает надежность электроснабжения потребителей за счет повторного включения ЛЭП после ее автоматического отключения посредством релейной защиты.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) ЭЭС обеспечивает сохранение баланса мощности при тяжелых авариях, если они сопровождаются значительным понижением частоты в энергосистеме (ниже допустимого уровня). В этом случае АЧР отключает ряд наименее ответственных, заранее выбранных потребителей, чтобы предотвратить значительное снижение частоты и напряжения в ЭЭС, следовательно, сохраняет устойчивость работы ЭЭС.

Автоматический частотный пуск (АЧП) агрегатов ГЭС осуществляется при снижении частоты в ЭЭС ниже допустимого

уровня в связи с тем, что время набора мощности агрегатами ГЭС составляет около 1 мин., т.е. очень быстро.

В последние годы в электрической системе республики наблюдаются тенденции, негативно влияющие на управление режимами ЭЭС и работу генерирующего и электросетевого хозяйства в целом. Это прежде всего режимы снятия пиков суточных графиков нагрузки, обеспечение балансов активной и реактивной нагрузки, управления которыми требует от диспетчеров высокого мастерства. Однако эти режимы отрицательно влияют на надежность, снижая сроки службы электрооборудования. Например, резкопеременная нагрузка приводит к режимам недо возбуждения агрегатов тепловых станций с самыми негативными последствиями.

Положение усугубляется тем, что при участии генераторов ТЭС в снятии пиковой и полупиковой частей графика нагрузки возникают режимы работы турбогенераторов на пределе технического минимума, тем самым они оказываются недо возбужденными. Такие режимы, помимо уменьшения запаса устойчивости электрической системы, снижают надежность самих генераторов вследствие неравномерного повышения температуры торцевых зон статора. На ряде электростанций в результате указанных причин наблюдались аварийные остановки агрегатов [1,2].

В развитых энергосистемах для решения этих проблем применяются газотурбинные установки (ГТУ) и статические источники реактивной мощности (СИРМ), имеющих весьма гибкие характеристики [7-9]. Они маневренны, могут быть созданы на большие мощности, стоимость и сроки строительства меньше, чем традиционных установок (ТЭС, СК и т.д.). Например, быстроедействие СИРМ составляет 2-4 периода, позволяют регулировать напряжение пофазно и подавляют низкочастотные колебания, а также решают ряд задач режимного характера. По оценкам зарубежных специалистов, в частности фирмы ASEA, СИРМ в 1,5-2 раза дешевле, чем СК аналогичной мощности. При этом потери в регулируемых СИРМ находятся в пределах 2-4 кВт/МВАр, а в регулируемых 6-10 кВт/МВАр, что ниже чем в СК, составляющих – (12-13) кВт/МВАр. За рубежом единичная мощность эксплуатируемых СИРМ достигает 200-600 МВА [1,2].

Для выработки электроэнергии в качестве органического топлива на ТЭС используют газообразное, жидкое и твердое то-

пливо. Большинство ТЭС Узбекистана в качестве основного топлива потребляют природный газ (87%), а в качестве резервного топлива — мазут, используя последний ввиду его дороговизны только в крайних случаях. Уголь Ангренского месторождения незначительно (4%).

По типу теплосиловых установок, используемых на ТЭС для преобразования тепловой энергии в механическую энергию вращения роторов турбоагрегатов, различают паротурбинные, газотурбинные и парогазовые электростанции.

Основой паротурбинных электростанций являются **паротурбинные установки (ПТУ)**, которые для преобразования тепловой энергии в механическую используют самую сложную, самую мощную и чрезвычайно совершенную энергетическую машину — паровую турбину. ПТУ — основной элемент ТЭС, ТЭЦ.

Газотурбинные тепловые электростанции (ГТЭС) оснащаются **газотурбинными установками (ГТУ)**, работающими на газообразном или жидком (дизельном) топливе. Поскольку температура газов за ГТУ достаточно высока, то их можно использовать для отпуска тепловой энергии внешнему потребителю. Такие электростанции называют ГТУ-ТЭЦ.

Парогазовые тепловые электростанции комплектуются парогазовыми установками (ПГУ), представляющими комбинацию ГТУ и ПТУ, что позволяет обеспечить высокую экономичность.

Современная ГТУ — это совокупность воздушного компрессора, камеры сгорания и газовой турбины, а также вспомогательных систем, обеспечивающих ее работу. Совокупность ГТУ и электрического генератора называют газотурбинным агрегатом.

Необходимо подчеркнуть одно важное отличие ГТУ от ПТУ. В состав ПТУ не входит котел, точнее котел рассматривается как отдельный источник тепла; при таком рассмотрении котел — это «черный ящик»: в него входит питательная вода с определенной температурой, а выходит пар с другими параметрами. Паротурбинная установка без котла как физического объекта работать не может. В ГТУ камера сгорания — это ее неотъемлемый элемент. В этом смысле ГТУ — самодостаточна.

Газотурбинные установки отличаются чрезвычайно большим разнообразием, большим, чем паротурбинные.

Серьезное отличие ГТУ от паровой турбины в том, что в ней

давление пара в 10—15 раз меньше, чем давление газов в ПТУ. Малое давление рабочей среды обуславливает малую толщину стенок корпусов и легкость их прогрева. Именно это делает ГТУ очень маневренной, т.е. способной к быстрым пускам и остановкам. Если для пуска паровой турбины в зависимости от ее начального температурного состояния требуется от 1 ч до нескольких часов, то ГТУ может быть введена в работу за 10—15 мин.

Компактность ГТУ позволяет осуществить ее сборку на турбинном заводе, доставить в машинный зал железнодорожным или автодорожным транспортом для установки на простом фундаменте. Так, в частности, транспортируется ГТУ с встроенными камерами сгорания. При транспортировке ГТУ с выносными камерами последние транспортируются отдельно, но легко и быстро присоединяются с помощью фланцев к модулю компрессор—газовая турбина. Паровая турбина поставляется многочисленными узлами и деталями, монтаж как ее самой, так и многочисленного вспомогательного оборудования и связей между ними занимает в несколько раз больше времени, чем ГТУ.

ГТУ не требует охлаждающей воды. Как следствие, в ГТУ отсутствует конденсатор и система технического водоснабжения с насосной установкой и градирней (при обратном водоснабжении). В результате все это приводит к тому, что стоимость 1 кВт установленной мощности газотурбинной электростанции значительно меньше. При этом стоимость собственно ГТУ (компрессор + камера сгорания + газовая турбина) из-за ее сложности оказывается в 3—4 раза больше, чем стоимость паровой турбины такой же мощности.

Повторим, что важным преимуществом ГТУ является ее высокая маневренность, определяемая малым уровнем давления (по сравнению с давлением в паровой турбине) и, следовательно, легким прогревом и охлаждением без возникновения опасных температурных напряжений и деформаций.

Потолком для мощных энергетических ГТУ, как она видится в настоящее время, является КПД на уровне 41-43% и более.

На основе анализа зарубежного опыта применения ГТУ необходимо отметить, что низкая начальная стоимость ТЭС с ГТУ и одновременно сравнительно низкая экономичность и высокая стоимость используемого топлива и маневренность определяют основную область индивидуального использования ГТУ: в ка-

честве пиковых или резервных источников мощности, работающих несколько часов в сутки.

Вместе с тем ситуация кардинально изменяется при использовании теплоты уходящих газов ГТУ в теплофикационных установках или в комбинированном (парогазовом) цикле (ПГУ), при котором к.п.д может быть на уровне около 70% [7].

Планируемое внедрение ГТУ, ПГУ и различных компенсирующих устройств, наряду с внедрением современных принципов управления режимов ЭЭС на основе стохастических методов и нейронных технологий, позволят резко улучшить режим снятия пиковых нагрузок, поддержания напряжения по узлам ЭЭС Узбекистана на уровне номинального и, в конечном результате, существенно повысить надежность и качество вырабатываемой электроэнергии.

III. ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ УЗБЕКИСТАНА

3.1. Организация и становление ремонтной службы электрической системы Узбекистана

I.

Энергоремонтный сектор — один из самых молодых секторов энергетической отрасли Узбекистана. С развитием энергетики и ростом генерирующих мощностей стала актуальной проблема ремонта энергооборудования.

До сороковых годов прошлого столетия устранение неполадок и ремонт энергетического оборудования возлагались на самих работников гидро-, тепло- и дизельных электростанций.

Такое положение дел не могло долго продолжаться, потому что процесс ремонта требовал высококвалифицированных специалистов, хорошей материально-технической базы. Возникла необходимость создания специализированного энергоремонтного предприятия и в 1943 году было образовано специализированное ремонтное производственное предприятие (СРПП). В Ташкенте для этого предприятия был выделен земельный участок и здание дизельной станции. Изначально СРПП осуществляло ремонт только трансформаторов и оборудования ГЭС. Ремонт оборудования тепловых электростанций ещё не был освоен.

Для решения этой проблемы были открываты участки Средаэнергоремтреста на Ангренской ГРЭС, Ферганской и Ташкентской ТЭЦ. В силу того, что эти подразделения были новыми, их материально-техническая база была очень слабая, отсутствовала специальное оборудование, не отработана технология ремонтов. 30 мая 1951 года открылось предприятие «Средаэнергоцветмет», которое выполняло ремонт энергетического оборудования малой мощности на предприятиях цветной металлургии.

К шестидесятым годам производственных мощностей энергоремонтных предприятий не стало хватать для охвата энергооборудования Узбекистана, нуждающегося в ремонте.

Тогда при СРПП организовали специализированный цех, который стал выполнять ремонт оборудования ГРЭС и дизельных электростанций. С развитием мощностей тепло- и гидроэлектростанций объёмы текущих и капитальных ремонтов ста-

ли увеличиваться. Поэтому к ремонту оборудования ГРЭС привлекались в качестве консультантов специалисты заводов-изготовителей. Они сыграли большую роль в организации деятельности цеха №3 СРПП по ремонту турбин и котлов ГРЭС. Таким образом, в Узбекистане стал формироваться круг специалистов по ремонту энергооборудования тепловых электростанций.

В истории становления энергоремонта необходимо особо отметить роль ЦЦР (цех централизованного ремонта) при станциях. Эти цеха занимались и занимаются текущим ремонтом энергооборудования станций. ЦЦР имеются на всех крупных станциях и дают возможность своевременного и оперативного устранения малообъемных неполадок и неисправностей. Первые годы ЦЦР имели слабую техническую базу. На многих станциях возникало множество проблем из-за отсутствия необходимого станочного оборудования, что приводило к увеличению сроков ремонта и влияло на его качество.

В целом до 60-х годов система организации ремонта энергетического оборудования была сложной и разрозненной. Объемы ремонтных работ и их сложность росли и требовали нового подхода — организации в энергосистеме Узбекистана специализированного предприятия по ремонту оборудования ТЭС.

II.

Начиная с середины 60-х годов в республике вводятся в эксплуатацию новые предприятия, увеличиваются объемы строительства в городах и сельской местности, осваиваются целинные земли. Все это требовало увеличения мощностей по выработке тепловой и электрической энергии.

Мощности агрегатов возросли до 100, 150, 200, 300 МВт, повысилась ответственность за качество выполнения ремонтных работ, так как даже непродолжительный простой агрегатов большой мощности мог нанести серьезный ущерб экономике республики. Бесперебойную работу можно было обеспечить только с развитием специализированного энергоремонтного обслуживания ТЭС.

Такое предприятие, а именно «Узбекэнергоремонт», было создано в Ташкенте в декабре 1966 года. Основой создания предприятия «Узбекэнергоремонт» стали Ташкентский, Ангренский и Ферганский участки «Средазэнергоремонта».

Как было сказано ранее, в Узбекистане велика доля тепловых электростанций, и увеличение объема ремонтных работ

потребовало обратить особое внимание на организацию энергоремонтного производства. Годовой график ремонта агрегатов составлялся, согласовывался и утверждался Министерством энергетики Узбекистана и находился под постоянным контролем соответствующих служб и управлений.

Следует отметить, что требования, предъявляемые к участкам треста «Средазэнергоремонт» и специализированному ремонтному предприятию «Узбекэнергоремонт» отличались по степени ответственности и задачам. Поэтому в деятельности предприятия следовало предусмотреть и те задачи, которые могли возникнуть в перспективе.

В соответствии с задачами, объемом и характером ремонтных работ формировалась структура предприятия. В 1967 году, в первом году работы предприятия, численность работающих на 1 января 1967 г. составляла:

Ангренский производственный участок — 299 чел.

Ферганский производственный участок — 145 чел.

Навоийский производственный участок — 34 чел.

Котельный цех — 105 чел. (в его составе Ташкентский участок).

Итого — 583 чел.

В кратчайшие сроки предприятие было укомплектовано персоналом, необходимым для организации управления предприятием в количестве 38 человек:

руководство — 4 чел.

персонал при руководстве — 8 чел.

технический отдел — 8 чел.

планово-производственный отдел — 5 чел.

ОГМ — 4 чел.

отдел материально-технического снабжения — 5 чел.

МОП — 2 чел.

транспортная служба — 2 чел.

В структуре управления при техническом отделе была создана библиотека технической литературы, которая сыграла положительную роль в повышении информированности специалистов.

Предприятие расширялось, и к 1 января 1968 года численность возросла и составляла:

Ангренский производственный участок — 395 чел.

Ферганский производственный участок — 145 чел.

Навоийский производственный участок — 124 чел.
Котельный цех — 252 чел.
Турбинный цех — 44 чел.
Вспомогательный персонал — 8 чел.
Управление — 48 чел.
Всего 1016 чел.

Приведем краткие сведения о цехах и участках на 1 января 1968 года.

Котельный цех был организован в марте 1967 года, тогда же Ташкентский участок, в основном специализирующийся на ремонте котлов, вошел в состав котельного цеха.

В Бекабаде, Тахиаташе и Янгиюле были созданы участки котельного цеха и группа сварки.

В этом же году в составе котельного цеха была создана конструкторско-технологическая группа (КТГ).

Численность персонала котельного цеха составляла на:

Янгиюльском участке — 25 чел.

Бекабадском — 20 чел.

Тахиаташском — 20 чел.

Участке при ТашТЭЦ — 45 чел.

Участке при ТашГРЭС — 113 чел.

В состав цеха входила КТГ — 14 чел., группа специалистов по сварке — 15 чел.

В 1967 году на территории ТашГРЭС велась работа по строительству производственного участка площадью 1000 м². Был построен навес площадью 150 м², где установлены и введены в эксплуатацию трубогибочный и листогибочный станки.

Кроме этого, на прилегающей к Ташкентской ГРЭС территории, велось строительство механической мастерской, где были смонтированы и введены в эксплуатацию станки: 3 токарно-винторезных; 1 токарно-револьверный; 1 вертикально-сверлильный; 2 горизонтально-фрезерных.

Строительство мастерской завершилось в 1968 г.

Под навесом площадью 500 м² на ТашТЭЦ были установлены и введены в эксплуатацию 5 станков.

На Янгиюльской ТЭЦ была создана ремонтная площадка в 50 м².

Работниками котельного цеха в 1968 году были произведены капитальные ремонты на Ташкентской ТЭЦ — 3 котлов; на Тахиаташской ТЭС — 2 котлов; на Янгиюльской ТЭЦ — 1 котла.

Группа сварки котельного цеха была укомплектована необходимым оборудованием, инструментом, что позволило выполнять все поставленные задачи.

Турбинный цех. Образован в апреле 1967 года. Цех развивался, и к концу года его численность составила 44 человека. Цех не имел ни производственных площадей, ни мастерских. Несмотря на это, имеющимися силами на Кокандской и Папской ТЭС было отремонтировано по 1 турбине.

При ремонте турбин на Ангренской ГРЭС цех принимал долевое участие, на ТашГРЭС отремонтировано вспомогательное турбинное оборудование.

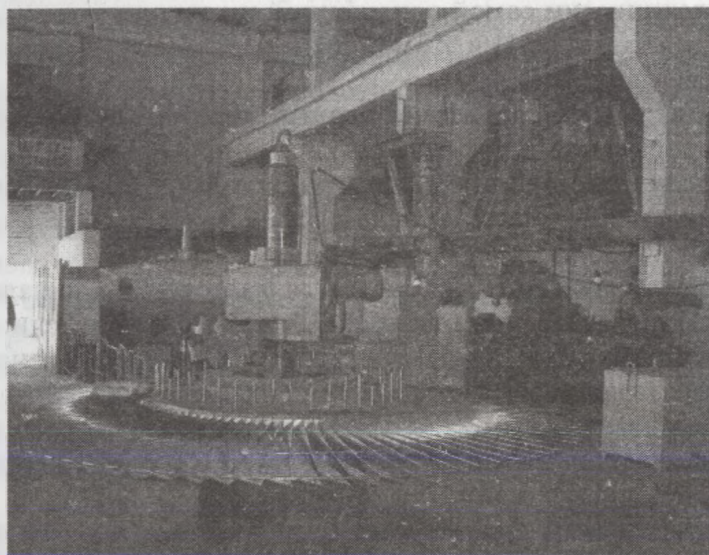


Рис. 3.1. Технология перелопачивания 27 ступени К-200-130 на примере производства работ в период капитального ремонта энергоблока ст. № 8 Тахиаташской ТЭС, как завершающий этап в полном охвате спецработ при ремонте турбин

Ангренский производственный участок. Он был расположен на территории Ангренской ГРЭС и имел в своем составе:

- группу по ремонту котлов, численностью 254 человека, из них 49 человек — изолировщики;

- группу по ремонту турбин, численностью 34 человека. Эта группа административно подчинялась турбинному цеху, функционально — руководству Ангренского участка;

- группу по ремонту электрооборудования, состоящую из 50

человек основных, и 10 человек вспомогательных рабочих.

Участок занимался капитальными, средними, текущими ремонтами основного и вспомогательного оборудования (котлов, турбин, генераторов, трансформаторов) Ангренской ГРЭС. На участке имелись мастерские по ремонту арматуры, электродвигателей, трансформаторов, мастерская по ремонту собственной оснастки и инвентаря, складское помещение.

В 1967 году силами Ангренского участка были полностью отремонтированы 11 котлов, 7 турбин, 4 турбогенератора и 12 трансформаторов.

В конце 60-х и начале 70-х годов Ангренская ГРЭС считалась технически самой оснащенной и технологически надежной электростанцией. И в этом большая заслуга Ангренского производственного участка.

Навоийский производственный участок. Он расположен на территории Навоийской ГРЭС. К концу 1967 г. его численность возросла и составила: 82 слесаря по ремонту котлов; 12 газоэлектросварщиков; 10 электрослесарей; 2 газорезчика; 1 слесарь по ремонту турбин.

В распоряжении участка была мастерская площадью 400 м², выделенная в аренду станцией. В мастерской имелись фрезерный станок, молот, заточный станок. Техническая оснащенность участка находилась в стадии становления. Участком в 1967 году был произведен капитальный ремонт 2 котлов, кроме того, персонал участка принимал участие в капитальном ремонте блока № 4 Навоийской ГРЭС.

Ферганский производственный участок. Он расположен на территории Ферганской ТЭЦ, в его состав входили: 82 слесаря по ремонту котлов; 25 газоэлектросварщиков; 15 изолировщиков; 2 газорезчика; 5 вспомогательных рабочих; 16 инженерно-технических работников.

На участке были мастерская площадью 160 м², инструментальная площадью 45 м², помещение для электрогруппы площадью 25 м², где функционировали 6 станков, 5 труборезов и 1 фаскосниматель.

В 1967 году участком были произведены капитальные ремонты котлов на Ферганской ТЭЦ — 7 единиц, на Ферганской теплосети — 3 единицы, на Кокандской ТЭЦ и Папской ТЭЦ — по 1 единице, в Олтиарике — 1 единица. В том же году была запущена 1 очередь производственной базы Ферганского участка.

В целом производственные участки и цеха, вошедшие в состав нашего предприятия, по своей технической оснащенности были далеки от современных требований и поэтому руководству пришлось проявить немало настойчивости, организаторских способностей, высокий профессионализм, чтобы в дальнейшем добиться значительных успехов. Во-первых, постепенно складывалась, совершенствовалась структура управления предприятия. Для создания современной структуры предприятия требуется время, определенные усилия и, конечно, средства. В этом направлении предприятие сделало большой шаг вперед. Во-вторых, большое внимание было уделено развитию материально-технической базы, это дало возможность улучшить оснащение предприятия технологическими и техническими средствами. В-третьих, в созданной КТГ начали разрабатывать такелажные схемы для ремонтных работ и проекты механизации и организации работ. Это явилось одним из факторов, повлиявших на повышение производительности труда. Одной из первых работ КТГ стала разработка проекта балансировочного станка для балансировки роторов турбин весом до 32 тонн. Также, были разработаны проекты переносной инструментальной мастерской для слесарей по ремонту турбинного оборудования и электрослесарей и приспособления, применяемого при капитальном ремонте турбоагрегатов мощностью 150 кВт ТашГРЭС. В-четвертых, повысились требования к вопросам техники безопасности, организации рабочих мест. В - пятых, началось обучение и повышение квалификации рабочих и ИТР.

При анализе итогов работы предприятия за 1967 год был определен круг необходимых задач на ближайшее будущее:

1. Создание оптимальной структуры предприятия.
2. Увеличение численности основных производственных рабочих в соответствии с объемом выполняемых ремонтных работ на ГРЭС, обеспечение участков, цехов оснасткой, технологическими и техническими средствами.
3. Повышение квалификации ИТР и рабочих разных профессий по ремонту котлов, турбин, электрооборудования, генераторов, трансформаторов, вспомогательного оборудования, в связи с этим организация учебных курсов и обмену опытом.
4. Улучшение рабочих мест и условий труда для рабочих, мастеров и ИТР.

5. Приобретение инструментов и приспособлений, необходимых для проведения специализированного ремонта.

6. Создание благоприятных условий труда для повышения производительности труда сотрудников управления предприятия (транспорт, средства связи и рабочие места конструкторов).

В период 1968-1970 годов структура управления предприятием упорядочилась, были созданы новые цеха, участки, бюро и лаборатории. В 1968 году был образован электроцех.

В 1967 году участки при Ташкентской ГРЭС, Бекабадский, Тахиаташский вышли из состава котельного цеха и стали самостоятельными.

С целью развития сварочных работ и внедрения новых сварочных технологий в производстве была создана лаборатория металлов и сварки (ЛМиС). Это позволило организовать сварочные работы на научной основе.

Численность сварщиков на 1 января 1967 года составляла 84 человека, из них 18 дипломированных сварщиков, имевших допуск к сварке особо ответственных узлов. К концу года их численность составляла уже 136 человек, из них 20 дипломированных сварщиков.

На основе КТГ котельного цеха было создано конструкторско-технологическое бюро (КТБ) с непосредственным подчинением главному инженеру. Одновременно было создано бюро техники безопасности (ТБ).

К 1970-му году были созданы производственно-диспетчерский отдел (ПДО) и технический отдел (ТО). В связи с увеличением на производственной базе количества станков была создана механическая мастерская.

В 1967 году на предприятии был создан отдел капитального строительства. Этот отдел курировал строительство 48-ми и 32-х квартирных домов для специалистов энергетиков-ремонтников в Ташкенте и общежитий Ферганского и Навоийского участков.

Строительство жилых домов дало возможность привлечь в ремонтную отрасль высококвалифицированных специалистов.

В 1969 году предприятие приступило к строительству 4-х этажного административного инженерно-лабораторного корпуса.

В 1970 году Узбекэнергоремонт организовал на всех ГРЭС ремонтные участки, группы, а также сформировал административно-инженерный аппарат, способный управлять

производством, значительно укрепил производственно техническую базу, все цеха могли вести активную и полноценную работу.

IV

В 1968-1970 годах была проделана большая работа по обучению, повышению квалификации и переподготовке рабочих и ИТР. Это заметно способствовало повышению эффективности производства и качества выполняемых работ. Кроме обучения в пределах предприятия, все работники от рабочих до руководителей, обучались на курсах, а также направлялись на передовые производства в целях обмена опытом.

С 1967 по 1970 г. непрерывно наращивалась материально-техническая база всех цехов и участков предприятия. Ниже приводится краткая характеристика цехов и участков предприятия.

Котельный цех. Списочный состав котельного цеха в 1968 году составлял 300 человек. Ремонтные участки приобретали станки и инструменты, оборудовали ремонтные площадки и стали самостоятельными участками. 1 октября 1970 года, по решению руководства предприятия в состав котельного цеха вошли участок при ТашТЭЦ и ремонтная площадка на Янгиюльской ТЭЦ, а также Бекабадский, Тахиаташский участки и участок в Карабалта.

Рабочие и ИТР Бекабадского участка в количестве 77 человек, в основном привлекались к ремонту оборудования на Навоийской, Ангренской ГРЭС и ФерТЭЦ и к вспомогательным работам.

На ремонтном участке при ТашТЭЦ работали 75 человек, на Карабалтинском участке 32 человека, Тахиаташском - 40 человек.

Всего в котельном цехе работало 224 человека. В основном это были высококвалифицированные специалисты, цех имел необходимое техническое оснащение, был способен выполнять капитальные ремонты котлов всех типов качественно, и в установленные графиком Минэнерго Узбекистана сроки.

Турбинный цех. В апреле 1967 года в турбинном цехе в штате числились только начальник цеха и его заместитель, а уже в 1970 году в цехе работало 190 человек. В его состав вошли Ташкентская, Ферганская и Навоийская группы, а с 1970 г. Ангренский участок с численностью работающих 135 человек. Были созда-

ны конструкторско-технологическая группа, группа наладки и группа вибрации. Турбинный цех значительно окреп, успешно выполнял капитальные ремонты турбин мощностью 25, 50 и 100 мВт. В числе освоенных работ была реконструкция системы регулирования турбины ФерТЭЦ (мощность 30 мВт). Впоследствии такие реконструкции и модернизация проводились неоднократно. Эта работа стала первой ласточкой в освоении специализированных работ.

Ангренский участок. К 1970 году на Ангренском участке произошли значительные изменения. Повысилась квалификация рабочих и служащих, улучшилось технологическое и техническое оснащение. В этот период на участке работали 315 рабочих, 38 ИТР, 7 служащих, общая численность составляла 360 человек.

Ангренский участок состоял из котельной группы, турбинной группы и электрогруппы. Турбинная группа и электрогруппа участка административно и технически подчинялись руководителям своих цехов. Такое управление группами обеспечивало оперативность при организации работ. На участке имелись заготовительный цех, механический цех, кузница, склад площадью 336 м² и кислородный завод мощностью 151 баллон в день.

На Ангренском участке, кроме ремонтов турбинного, котельного и электрооборудования, производились слесарные работы. На участке имелось около 20 единиц оборудования и 10 единиц автотранспорта.

Ферганский участок. К 1970 году на этом участке работали 140 человек. В состав участка входили механическая мастерская, мастерская по ремонту электрооборудования и склад площадью 80 м². Участок имел 15 станков и 6 единиц автотранспорта. В 1970 году выполнен капитальный ремонт пяти котлов. В этот период вплоть до 1995 года, в связи с низкой квалификацией рабочих и служащих на местах, а также слабой технической базой, для помощи в организации ремонтных работ, специалистам приходилось часто приезжать в командировки. Для этого на Ферганском участке было построено общежитие на 30 человек.

Навоийский участок. В 1969-1970 годах количество рабочих на участке достигло 122 человек, в том числе 42 газосварщика или 1/3 от общей численности что говорит о большом объеме сварочных работ. Участок имел более 10 станков, и 6 единиц автотранспорта. В 1970 году выполнены капитальные ремонты

3-х котлов Навоийской ГРЭС общей паропроизводительностью 1340 тонн пара в час. Один из них являлся котлом блока мощностью 160 МВт и имел паропроизводительность 500 тонн пара в час. Для энергетиков-ремонтников на Навоийском участке было построено общежитие «Бахор».

Ремонтная группа при ТашГРЭС. К 1970 году количество работников группы достигло 100 человек. Из них 9 ИТР, 91 рабочих, в т.ч. 20 слесарей по ремонту котельного оборудования; 61 газосварщика; 4 обмуровщика.

В распоряжении этих групп имелось 7 станков и 4 автомашины. Надо отметить, что обмуровщики имелись на всех участках.

Позже было создано специализированное подразделение, которому был передан объем работ по изоляции энергоагрегатов.

Электроцех. Электроцех создан 1 апреля 1969 года. К концу 1970 года количество работников достигло 120 человек и цех начал полноценно работать.

Электроцех состоял из групп:

- при Ангренской ГРЭС — 63 человека;
- при Навоийской ГРЭС — 43 человека;
- при ТашГРЭС — 7 человек;
- на промбазе — 7 человек.

В 1970 году цех произвел капитальный ремонт агрегатов на Ангренской и Навоийской ГРЭС. А также выполнил капремонт 8 генераторов (общей мощностью 545 МВт) и 16 трансформаторов (общей мощностью 845 МВт). В этом же году цех участвовал в монтажных работах на Разданской ГРЭС (Армения) Ташкентской ГРЭС и ремонте трансформаторов в Киргизии.

Специалисты предприятия принимали активное участие в ремонтах котлов ТЭЦ Рудного комбината в Киргизии, Архангельской ТЭЦ, Северной ГРЭС в г.Баку, блока № 1 Ермаковской ГРЭС, Карагандинской ГРЭС, Душанбинской ТЭЦ. Где бы не работали представители нашего предприятия, они выполняли свое дело основательно и качественно, что заметно повысило наш авторитет. Эти достижения были первыми плодами проделанной работы.

Производственная база. В 1970 году из состава участка ТашГРЭС была выделена производственная база, которая стала самостоятельным подразделением, с количеством работающих 42

человека. В 1970 году по инициативе руководства и благодаря активному участию работников базы были построены и сданы в эксплуатацию: навес для хранения арматуры площадью 150 м², площадка котельно- вспомогательного оборудования (КВО) площадью 250 м², склад площадью 180 м² и учебно-производственное помещение для обучения и подготовки электросварщиков.

Улучшалось техническое оснащение базы, а именно: приобретены и установлены 4 новых станка, изготовлены и сданы в эксплуатацию оснастка и приспособления для шлифовки опорных дисков ротора, для изготовления ограничительных колец, проточки опорных шеек ротора и генераторов. Начато производство балансировочных станков, мембранных исполнительных клапанов (МИКов). Осуществлялся ремонт пароводяной арматуры высокого давления. Начато производство оснастки и приспособлений, которые успешно применялись при ремонтах котельного, турбинного оборудования, генераторов и другого вспомогательного оборудования. Промбаза постепенно начала осваивать новое дело: индустриально - заводской ремонт транспортабельного оборудования электрических станций. В этом направлении открывались большие перспективы.

Конструкторско-технологическое бюро. В 1970 году в этом бюро работало 18 человек, из них: 8 инженеров, 4 техника, 6 копировщиков. Конструкторско-технологическое бюро (КТБ) вносило большой вклад в расширение номенклатуры ремонтных работ, выполняемых предприятием, проектируя новые ремонтные приспособления, разрабатывая проекты организации ремонтов (ПОР). КТБ также осуществляло авторский надзор за изготавливаемой продукцией и внедряло проекты, разработанные в родственных предприятиях, направленные на повышение производительности труда. Многие проекты, разработанные в КТБ, впоследствии были заимствованы другими энергоремонтными предприятиями страны, что, безусловно, повышало авторитет предприятия. В 1973 году, на основе этого КТБ было организовано специальное конструкторское бюро, которое в дальнейшем вышло из состава предприятия.

V

Проведенные организационные работы, упорядочение управления, улучшение обслуживания рабочих мест, технологическое и техническое обеспечение, повышение уровня квалификации рабочих и ИТР, положительные изменения в социальной сфере способствовали успешной работе предприятия.

Персонал предприятия в 1970 году отремонтировал: 26 котлоагрегатов общей паропроизводительностью 7030 т/ч; 15 турбоагрегатов общей мощностью 1050 МВт; 8 генераторов общей мощностью 672 МВт; 16 трансформаторов общей мощностью 6818 кВА.

Из перечисленных работ самой сложной и ответственной была сдача после капитального ремонта на оценку «хорошо» энергоблока ст. № 8 Навоийской ГРЭС, мощностью 150 МВт.

Проводя ремонт этого блока, персонал котельного, турбинного и электрического цехов Навоийского участка и предприятия в целом успешно прошел проверку на профессионализм. Успех этой работы придал коллективу уверенность, специалисты предприятия выполнив большой объем сложных работ, поверили в свои силы.

К 1970 году годовой объем выполняемых ремонтных работ составлял 4205 тысяч рублей. Для прочих заказчиков были выполнены работы на 274 тысячи рублей. Эти работы предприятие вынуждено было выполнять исключительно с целью загрузки персонала в 1 квартале, когда объемов на станциях ЭС работ было недостаточно. План по выпуску валовой продукции выполнялся систематически, в течение всего периода, а за 1970 год план по валу был выполнен на 101,4%. Все эти цифры свидетельствуют о том, что был практически завершен основной период становления предприятия.

VI

В 1975 г. техническая база предприятия состояла из: 126 металлорежущих и металлообрабатывающих станков, 34 ед. кузнечно-прессового оборудования, 80-100 ед. подъемных механизмов (домкраты, автопогрузчик, автокраны, таль, тельфер, электролебедки), 57 автомашин, 80 газо- и электросварочных аппаратов, 100 различных приспособлений и средств малой механизации.

Было выполнено 12 мероприятий по внедрению новой техники и освоению современных технологий. Наиболее интересными из них были:

1. Проектирование и изготовление тахометра ТЭ-1 к балансировочному станку, выпускаемому предприятием.

2. Внедрение прибора для проверки сварных стыков ИЦИ-2, позволяющего улучшить контроль качества угловых швов сварных соединений.

3. Освоение технологии ремонта питательного насоса ПЭ580.

4. Внедрение пневматического гайковерта ИП-3206.

На предприятии также уделялось внимание реставрационным работам, среди них можно отметить освоение ремонта арматуры разного диаметра в заводских условиях, освоение ремонта и изготовление мембранных исполнительных клапанов (МИКов).

При организации заводского ремонта арматуры улучшается качество ремонта и увеличивается срок работы оборудования до следующего ремонта. При этом на предприятии создается обменный фонд арматуры разных диаметров.

Осуществлялся ремонт и изготовление новых мембранно-исполнительных клапанов (МИК). Они устанавливаются в системе химводоочистки станций. МИК покрывались внутри эпоксидной смолой, предохраняющей от окисления, что увеличивает срок межремонтного периода. Создание обменного фонда МИК также способствовало увеличению эффективности этой работы.

Большое значение придавалось изготовлению элементов инвентарных лесов, устанавливаемых в топке котла. Топка котла имеет большой объем, к примеру, высота топки котла ТП-45 на Ангренской ГРЭС, составляет 29 м, размер по осям экранных труб составляет 7000х9752 мм, а котел типа ТП-230-2 имеет высоту 25 м и размер по осям 7600х10000 мм.

В топку котла ТП-45 устанавливаются 8-ярусные леса высотой 17 м., а на ТП-230-2 8 ярусов высотой 11 м. На Ново-Ангренской ГРЭС котел П-64 имеет высоту 61 м и размер топки по осям составляет 10,5 м. на. 22,5 м. Здесь устанавливаются леса в 6 ярусов высотой 10 м. Раньше применялись деревянные леса, которые после ремонта часто приходили в негодность, и их повторное применение не предоставлялось возможным. После освоения изготовления предприятием элементов металлических инвентарных лесов, эта проблема была решена. Леса проходили испытания, на них составлялся паспорт со всей необходимой технической документацией. Рабочие чертежи лесов были разработаны конструкторским бюро предприятия.

VII

10 мая 1980 года производственное предприятие «Узбекэнергоремонт» преобразовано в специализированное предприятие «Центразэнергоремонт».

К началу 80-х годов предприятие было достаточно оснащено

ным технически и стало лидером в своей отрасли. Производственные участки и цеха были обеспечены необходимым оборудованием и инструментом. Преобразование предприятия в «Центразэнергоремонт» означало придание ему нового статуса, теперь оно было призвано ремонтировать энергооборудование не только по Узбекистану, но и по всему среднеазиатскому региону.

К этому времени большинство инженерно-технических работников, мастеров, старших мастеров, а также слесарей, сварщиков, электрослесарей предприятия стали квалифицированными специалистами. Получая теоретические знания и приобретая практические навыки, они могли уже выполнять самые сложные работы.

Качество ремонта напрямую зависит от четкой организации работы. На предприятии строго соблюдался разработанный порядок энергоремонтных работ, он состоял из трех этапов:

Первый этап — подготовка к ремонту. Он начинается за два месяца до вывода агрегата в ремонт. В это время подготавливаются инструменты, материалы, механизмы, изготавливаются запасные части, необходимые для производства работ. Определяется предварительный объем ремонтных работ, а также численность ремонтного персонала. Составляется сетевой график, который согласовывается со всеми участниками ремонта и заказчиком.

За 15 дней до начала ремонта составляется акт готовности агрегата к выводу в ремонт. В акте указываются мероприятия, которые необходимо выполнить для полной готовности всех действовавших в ремонте организаций.

Второй этап — непосредственно ремонт агрегата.

Третий этап — наладка и испытание агрегата после ремонтных работ. В течение третьего этапа проводятся приемосдаточные испытания, в ходе которых агрегат испытывается под нагрузкой непрерывно в течение 48 часов. После успешного проведения приемосдаточных испытаний начинается подконтрольная эксплуатация агрегата, которая длится 30 суток. Если в период приемосдаточных испытаний будут обнаружены дефекты, возникшие по вине ремонтного персонала, то их устранение производится за счет собственных средств ремонтного предприятия, допустившего брак. В течение подконтрольной эксплуатации допускается остановка агрегата до трех суток для наладки и

устранения мелких дефектов. Срок гарантийного обязательства — один год.

Работа предприятия оценивается по следующим показателям:

- выполнение ремонта в установленные сроки или досрочное завершение ремонтных работ;

- выполнение в полном объеме всех запланированных ремонтных работ;

- соответствие эксплуатационных характеристик отремонтированного оборудования критериям, установленным до ремонта и требованиям нормативной документации (давление, мощность, вибрация, температура, вакуум и т.д.);

- себестоимость ремонта;

- надежность работы в межремонтный период.

«Центразэнергоремонт» полностью обеспечивал выполнение первых двух показателей из пяти вышеуказанных. В дальнейшем усилия коллектива направлялись на обеспечение качества ремонта в пределах плановой себестоимости.

Изыскивались новые пути повышения качества. В связи с этим руководство предприятия настойчиво стало принимать меры по разработке комплексной системы управления качеством.

Комплексная система управления качеством продукции предприятия (КС УКП) — это регламентированная нормативными документами совокупность взаимосвязанных организационных, технических и социальных мероприятий, а также методов и средств, направленных на установление, обеспечение и поддержание необходимого уровня качества продукции и услуг.

Организационно-методическую основу системы составляют международные, межгосударственные, государственные и отраслевые документы.

На нашем предприятии в 80-х годах была разработана и внедрена комплексная система управления качеством продукции и ниже мы приводим некоторые из стандартов, которые были внедрены в повседневную жизнь коллектива.

1. Проведение Дней качества в цехах и на участках.

2. Обязательное метрологическое обеспечение. Утвержден порядок обеспечения производства измерительными приборами.

3. Организация ремонта, поверки и хранения измерительной аппаратуры, инструментов, оснастки.

4. Метрологическая экспертиза (поверка) технологических и конструкторских документов.

5. Ремонт и контроль качества ремонта отдельных узлов котельного агрегата. Поверхности нагрева.

6. Организация ремонта и контроль качества ремонта отдельных составляющих элементов котлов. Молотковые мельницы.

7. Порядок проведения экспресс-испытаний до и после ремонта.

8. Плановый ремонт и контроль качества ремонта электрофильтров.

Из вышеперечисленного видно, что эти меры охватывают как организационный, так и технологический процессы. За короткий срок были разработаны и внедрены в практику порядка 50-ти стандартов предприятия. До настоящего времени разработано и внедрено более ста стандартов предприятия, которые в установленные сроки пересматриваются и, если возникает необходимость, перерабатываются и переиздаются.

По инициативе директора предприятия было организовано бюро стандартизации и контроля качества (БСК). Сотрудники бюро командировались на теплоэлектростанции, где проводились ремонты, изучали качество ремонтов, анализировали ремонтные работы и давали свои рекомендации.

Во время контроля выполненные работы проверялись на соответствие требованиям нормативных документов и технологических процессов. Эти меры предотвращали возможные браки и их последствия.

VIII

В восьмидесятые годы продолжилось активное внедрение новой техники и современных технологий. Расширился обмен опытом между энергоремонтными предприятиями. Рационализаторская работа максимально приблизилась к производству.

Многие внедрения использовались не только в предприятии, но и широко применялись во всей отрасли.

В достижении высокого уровня качества ремонта и повышении технико-экономических показателей предприятия свою положительную роль сыграли работы по углублению специализации. Каждый цех имел свою сферу деятельности. Это было деление на крупную специализацию, внутри каждого цеха шло

также четкое разделение труда. Создавались специализированные бригады и их деятельность была направлена на выполнение строго определенных работ. Однако, в этом деле соблюдался разумный предел. В энергоремонте комплексные бригады всегда широко применялись.

В 1983 году в предприятии «Центразэнергоремонт» было 183 бригады: из них 125 комплексных и 52 специализированные бригады.

В организации труда можно выделить два вида бригад: — это постоянно действующие бригады, и временно организованные бригады для выполнения разовых работ.

Постоянные бригады организовывались для выполнения в основном плановых объемов работ, требующих определенного опыта и навыков. Временные бригады организовывались на определенный срок для оперативного выполнения срочных ремонтных работ.

Работа по внедрению бригадного подряда, проделанная в те годы, дала импульс дальнейшему развитию предприятия. Развитие тех идей находит свое применение и по сегодняшний день.

Первый опыт бригадного подряда был применен в предприятии при ремонте высоковольтных электродвигателей. В дальнейшем бригадный подряд стал применяться в цехах РТЭО и КИПиА на ремонте котлов ст. №№ 6, 8, 9 Ферганской ТЭЦ, блока ст. № 3 Сырдарьинской ГРЭС, К-6 Ангренской ГРЭС. Первый успех и положительные результаты этого метода дали толчок распространению бригадного подряда по предприятию и в дальнейшем он применялся уже всеми цехами и производственными участками. Внедрение бригадного подряда содействовало повышению производительности труда и рациональному использованию рабочего времени и тем самым способствовало увеличению заработной платы членов бригады.

В дальнейшем при выполнении особо важных работ по бригадному подряду применили аккордную систему оплаты труда, которая способствовала резкому повышению производительности труда.

В 1983 году было запланировано и выполнено 14 мероприятий, направленных на совершенствование производства. Из всех мероприятий наиболее значимыми были: внедрение в производство технологии изготовления и ремонта теплообменных аппаратов и ввод в эксплуатацию стыкосварочной машины

МСО-1202-У4. Следует остановиться и рассказать подробнее об этой машине. Стыкосварочная машина выполняет сварку труб контактной методом оплавления без использования присадочного материала. Такой способ сварки является высокотехнологичным, снижает процент брака при сварке. Использование стыкосварочной машины дает ощутимый экономический эффект за счет снижения затрат времени на изготовление продукции и уменьшения расхода дорогостоящих специальных электродов. Эта машина и по сегодняшний день является единственным образцом такого вида техники в республике.

В любой специальности есть такие работы, выполнение которых требуют особого мастерства. Современные котельные агрегаты - это очень сложные установки. Основная их задача - выработка перегретого пара высокого давления, который вращает роторы турбин, являющихся приводом для генератора.

Из-за специфических условий работы - высокая температура и давление, детали котла изготавливаются из высоколегированных жаропрочных сталей. И поэтому большое значение придается качеству сварных соединений. Сварку паропроводов высокого давления производят только дипломированные электросварщики, которые проходят регулярную подготовку и повышают квалификацию на специальных курсах, организуемых предприятием. На сварку каждой марки стали выдается специальное разрешение, подтверждающее соответствующую квалификацию электросварщиков.

В период капитального ремонта котлоагрегата производится несколько тысяч сварных стыков. Каждый стык при этом проверяется специальным прибором дефектоскопом. Это очень важный процесс, позволяющий не допустить брак. Ведь наличие даже одного бракованного стыка может свести на нет все затраченные усилия. Кроме этого, брак приводит к потерям пара и влияет на технико-экономические показатели работы котла.

Такие же сложные и ответственные работы выполняются при ремонте турбин. Возьмем, например, турбину типа К-300-240 ЛМЗ (Ленинградский металлический завод). На этой турбине частота вращения ротора 3000 об./мин., температура пара в цилиндре высокого давления (ЦВД) 540° С, давление пара 240 атм.

В цилиндре среднего давления (ЦСД) температура пара 5400С и давление 36 атм. Расход пара - 930 тн./час.

По итогам 1982 года на всех участках предприятия произведены следующие виды сварок и испытание сварных швов:

№	Наименование узла	Количество сварных швов	Количество испытанных сварных швов
1	Основной паропровод	469	469
2	Питательный трубопровод	396	394
3	Водяной экономайзер	6124	6086
4	Пароперегреватель	16221	15748
5	Экранные трубы	4992	4866
6	Коллектора	431	431
7	Гибы	2825	2855
8	Сварные швы пароперегревателей высокого давления	4708	4403
9	Паропроводы высокого давления	489	489
10	Маслопровод	557	321

По этим показателям видно, в каких экстремальных условиях работает цилиндр турбины. Поэтому ремонт каждой детали турбины — это сложная и ответственная работа. Ремонт системы автоматического регулирования, райберовка отверстий в полумуфтах, шабровка горизонтального разъема цилиндра, балансировка валопровода турбоагрегата — все это требует от мастеров и слесарей турбинного цеха большой ответственности и глубоких знаний.

Например, крышка и нижняя часть корпуса цилиндра высокого давления должны быть закрыты максимально плотно, с прилеганием по всему периметру, чтобы не было утечек пара.

Для этого, в местах соприкосновения производят шабровку поверхностей крышки и нижней части корпуса цилиндра до достижения требуемого прилегания.

Еще один пример: При капитальном ремонте турбины производится центровка всех трех роторов — РВД, РСД и РНД. При этом должна быть обеспечена высокая точность, исключающая превышение уровня вибрации отремонтированного оборудования. В противном случае, для определения причины повышенной вибрации требуется остановка турбины и, следовательно,

сверхплановый простой ее в ремонте. В 1990 году был приобретен лазерный прибор оптико-механической центровки роторов и внедрена новая технология центровки роторов.

При ремонте генераторов так же требуется высокая квалификация и мастерство работников электроцеха, выполняющих замену статорной обмотки, переклиновку статора, вывод и заводку ротора, ремонт газоохладителей.

Для выполнения всего комплекса ремонтных работ на котлах, турбинах, генераторах предприятию необходимо иметь высококвалифицированный персонал.

В 1984 — 1985 годах объём выполняемого ремонта увеличился, так как кроме плановых ремонтов энергоблоков стали выполняться многие общестанционные работы, требующие соответствующей подготовки персонала и обеспечения необходимой оснасткой.

Например, на Ферганской ТЭЦ на котлоагрегате ст. № 2 были полностью отремонтированы 3 горелки и заменены трубы потолочного пароперегревателя, на котлоагрегате ст. № 7 произведена замена труб главного паропровода и пакетов РВП; на Ангренской ГРЭС проведена ревизия всех гибов необогреваемой зоны с заменой дефектных; на Ташкентской ГРЭС заменены пакеты РВП; на Навоийской ГРЭС произведена полная замена труб потолочного пароперегревателя и всех гибов необогреваемой зоны и т.д. Это лишь малая часть того, что можно было бы перечислить.

Скажем несколько слов о замене трубок конденсаторов турбин. Конденсатор турбины служит для конденсации полностью отработавшего пара для последующего его использования. Конденсатор представляет собой емкость цилиндрической формы, внутри которой расположены латунные трубки, крепящиеся в трубных досках. Внутри латунных трубок холодная вода и пар, поступаая из цилиндра низкого давления, соприкасаясь с наружной поверхностью латунных трубок, конденсируется и, через деаэратор, поступает в котел после предварительного подогрева в подогревателях низкого и высокого давления.

Рассмотрим процесс замены трубок конденсатора на примере Ташкентской ГРЭС. Установленный там конденсатор имеет трубки. $\varnothing 28 \times 1$ миллиметров длиной 8850 миллиметров в количестве 11192 штуки общим весом 87,3 тонны и трубки 28×2 в количестве 520 шт. общим весом 7,6 тонны.

Для замены трубок сначала сминают концы, завальцованные в трубных досках и затем, с помощью специальных трубных досок зачищаются под размер, необходимый для герметичного вальцовочного соединения. После этого начинается заводка трубок в трубные доски, с последующей развальцовкой.

Этот процесс требует большого мастерства и сноровки. Процесс замены всех 11612 трубок (весом около 95 тн) — процесс очень трудоемкий. При полной замене трубок конденсатора работы организуются в трехсменном режиме с обязательным строгим контролем со стороны мастеров и руководителей работ.

При ремонте котлов основной вид работ это сварочные работы. Для достижения качества сварки необходима тщательная обработка фасок труб, качественные электроды и высокая квалификация сварщика. Нередко из-за использования некачественных электродов приходилось переваривать до 30 стыков на трубах 38-42 мм из стали марки 12Х1МФ.

В 1984 -1985 годах была продолжена работа по внедрению Комплексной системы управления качеством продукции (КСУКП) с учетом новых нормативов и стандартов. В этот период в фонде предприятия имелись до 1000 наименований ГО-СТов, которые использовались в процессе производства. В 1985 году предприятие совместно с ЦКБ «Главэнергоремонт» разработало технические условия (ТУ 34-38-20191-82) на капитальный ремонт гарнитуры стационарных котлов. В разработке ТУ участвовали специалисты ЦАЭР. Это свидетельствует о высоком доверии к техническим службам предприятия ЦАЭР.

В предприятии постоянно осуществлялся метрологический контроль исполнения технологической дисциплины и ежемесячно проводились «Дни качества». В результате проделанной работы 53,6% отремонтированных энергоагрегатов сданы с оценкой «отлично». Если энергоагрегат сдавался с оценкой «отлично», и эта оценка подтверждалась Карточкой качества, то исполнители поощрялись дополнительной премией. В 1984 году такую премию получили 109 человек.

IX

В 1989 году на основе предприятия «Центразэнергоремонт» было создано производственное объединение «Средазремэнерго».

В его состав входили специализированные предприятия «Запазэнергоремонт» (Ашхабад), «Востоказэнергоремонт» (Душанбе) и наше предприятие в качестве головного с производственными участками: Навоийским, Ферганским, Сырдарьинским, Ново-Ангренским, Ташкентским, Ангренским и Экибастузским. По состоянию на 1 января 1990 года в объединении было 3173 человек, из них 594 — руководителей и специалистов, 2491 — рабочих, 38 непромышленной группы, 50 — служащих. В составе персонала были 304 женщины.

Создание производственного объединения с головным предприятием на основе бывшего «Центразэнергоремонт» (ЦАЭР) свидетельствует о высокой оценке его деятельности.

Перед вновь созданным ПО «Средазремэнерго» стояло много проблем, ожидающих свое решение. Основной из этих проблем было поднятие организационного, технического и технологического уровня предприятий «Запказэнергоремонт» и «Востоказэнергоремонт», вошедших в состав ПО, до уровня головного предприятия, достижение и на этих предприятиях качества ремонта требуемого уровня. Управлять ПО «Средазремэнерго» было намного сложнее, чем управлять предприятием «Центразэнергоремонт» даже по той причине, что сами предприятия и его участки находились в значительной территориальной удаленности. В то время предприятие «Востоказэнергоремонт» имело участки в г.г. Сызрани, Белгороде и Лермонтове.

В 1989 году объединение занималось ремонтом основного и вспомогательного энергооборудования на тепловых электростанциях Узбекистана, Таджикистана, Туркменистана, Азербайджана, Сызранской ТЭЦ, Белгородской ТЭЦ, а также на промышленных котельных горнорудного комбината в городе Лермонтов (Минеральные воды). Сверх предусмотренных номенклатурным планом было отремонтировано 35 единиц энергооборудования, в т.ч., 11 котлов, 9 турбин, 3 генератора, 12 трансформаторов. Всего отремонтировано 69 котлов общей паропроизводительностью 27072 т/час; 42 турбины общей мощностью 5075 МВт; 25 генераторов общей мощностью 4795 МВт; 46 трансформаторов общей мощностью 1992 кВА. Ремонтные работы сдавались в основном на «отлично» и «хорошо».

Доли предприятий объединения в общем объеме выполненных работ по видам оборудования составили:

- Головное предприятие отремонтировало 29 котлов, 16 турбин;

• «Запазэнергоремонт» (ЗАЭР) отремонтировало 22 котла, 12 турбин;

• «Востоказэнергоремонт» (ВАЭР) отремонтировало 18 котлов, 14 турбин.

Главное предприятие, помимо предоставления предприятиям ЗАЭР и ВАЭР технико-технологической помощи, также оказывало помощь инструментами и средствами малой механизации. Только в 1990 году головное предприятие предоставило предприятию «Запазэнергоремонт» 480 единиц и предприятию «Востоказэнергоремонт» 950 единиц инструментов и средств малой механизации. Всё это способствовало повышению эффективности работы предприятий и улучшению качества ремонта.

ПО «Средазремэнерго» в 1990 году также изготовляемый и реализованный средства малой механизации, из них головное предприятие выпустило:

- 300 шт. контейнеров для бригадного инструмента
- 200 шт. ключей «звездочка» (слесарный инструмент)
- 300 шт. мембранных исполнительных клапанов (МИК)
- Два трубогибочных станка (/133-159 мм; с толщиной стенки до 17 мм)
- Три балансировочных станка 1А29-ОМ
- УВН прибор для работы с трансформаторными изоляторами 10 шт.

ЗАЭР «Запазэнергоремонт» выпустило:

- 10 шт. УОН приборов для работы с трансформаторными изоляторами
- 10 шт. УВН приборов для работы с трансформаторными изоляторами
- 350 шт. ДРДМ-30 устройств для управления давлением масла
- 650 шт. Электрододержателей ЭДС-3107.

По отчету за 1990 год в объединении работали 3187 человек, из них 1730 человек — в головном предприятии, 339 человек — в предприятии «Востоказэнергоремонт», 1118 человек — в предприятии «Запазэнергоремонт».

В ходе капитальных ремонтов были выявлены некоторые проблемы. Так например, в 1989-1990 годах на Ферганском и Навоийском участках произошло резкое снижение показателей качества сварочных работ и термообработки. Выяснилось, что одной из причин этого являлось низкое качество электродов, а также — перегрев электрододержателей ЭД-125 при силе тока

120А. Из-за того, что электроды в основном предоставлялись заказчиками, доказать причины брака было нелегко.

В 1990 году серьезным недостатком в организации сварочных работ был длительный простой в ремонте установленной в 1982 году стыкосварочной машины марки МСО-1202-У4 и предназначенной для контактной сварки стыков труб.

В целях устранения выявленных проблем головное предприятие вместо электрододержателей ЭД-125 дало заказ на Чебоксарский завод на электрододержатели ЭД-250 с силой тока 250 А. Были приняты меры по восстановлению стыкосварочной машины все участки были обеспечены качественными печами для проковки электродов.

Таким образом все проблемы, связанные с повышением качества сварочных работ были решены.

Х

Из-за резкого увеличения объемов работ и появления спецработ была введена должность заместителя генерального директора по производству. Главному инженеру было сложно руководить комплексом технико-технологического обеспечения работ и непосредственно ремонтными работами. В этой ситуации работа была организована следующим образом: главный инженер руководил текущей и перспективной технико-технологической работой объединения, а также внедрением новой техники и технологии и являлся первым заместителем генерального директора. А заместитель генерального директора по производству руководил производством, организацией всех ремонтных работ головного предприятия и предприятий ЗАЭР и ВАЭР.

В этом же году ввели должность заместителя генерального директора по капитальному строительству и материально-техническому снабжению. В его подчинении находились отдел материально-технического снабжения (ОМТС), транспортный цех, административно-хозяйственный отдел, участки по выпуску товаров народного потребления и отдел капитального строительства.

В 1992 году из состава объединения вышло предприятие «Зап-азэнергоремонт». В объединении остались головное предприятие, «Востоказэнергоремонт», кооперативы «Ретро», «Дустлик» и участок по производству товаров народного потребления.

На основании приказа № 1 Министерства энергетики Узбекистана от 4 января 1993 года в целях совершенствования струк-

туры управления энергосистемы, для координации и централизации ремонтных работ электростанций, котельных, теплоэнергоцентралей, электрических сетей начиная с 1 января 1993 года в состав производственного объединения «Средазремэнерго» были введены следующие хозяйственные организации с правами юридических лиц:

Подрядное предприятие «Востокэнерготеплоизоляция».

Специализированное предприятие «Востоказэнергоремонт».

Специализированное предприятие «Узбекэнергоремонт».

Предприятие по ремонту промышленных котлов.

Предприятие по выпуску товаров народного потребления.

Предприятие «Узэнергокотлоочистка».

Специализированное предприятие «Сырдарьяэнерготашмир», (это предприятие раньше являлось производственным участком Головного предприятия ПО «Средазремэнерго»).

В июне 1993 года ПО «Средазремэнерго» было переименовано в ПО «Уртаосиёэнерготашмир».

В состав ПО «Уртаосиёэнерготашмир» входили следующие предприятия:

1. Головное предприятие в Ташкенте, где работало 1425 человек. В него входили следующие производственные участки:

- Ташкентский участок на ТашГРЭС. На участке работали 558 человек.

- Ангренский участок на Ангренской ГРЭС -294 человека.

- Навоийский участок на Навоийской ГРЭС -197 человек.

- Ферганский участок на Ферганской ТЭЦ -129 человек.

- Ново-Ангренский участок на Ново-Ангренской ГРЭС -247 человек.

2. Специализированное ремонтное производственное предприятие в Ташкенте с количеством работающих 1183 человека. В него входили следующие ремонтные группы:

- Ташкентская в г.Ташкент, 598 человек.

- Ангренская в г.Ангрен, 104 человека.

- Бухарская в г.Бухара, 131 человек.

- Катта-Курганская в г.Катта-Курган Самаркандской области, 61 человек.

- Ферганская в г.Фергана. 149 человек.

- Тахиаташская группа в г.Тахиаташ, Каракалпакстан. 140 человек.

3. УзЭКО («Узэнергокотлоочистка») в г.Ангрен. Предприятие специализировалось на механической и химической очистке котлоагрегатов тепловых электростанций Средней Азии. В предприятии работали 195 человек. В состав этого предприятия входили следующие группы:

- Ангренская на Ангренской ТЭС. В группе работало 67 человек.

- Ново-Ангренская на Ново-Ангренской ТЭС, 63 человека.
- Ташкентская на Ташкентской ТЭС, 13 человек.
- Сырдарьинская на Сырдарьинской ТЭС, 20 человек.
- Ферганская на Ферганской ТЭЦ, 22 человека.
- Навоийская на Навоийской ТЭС, 20 человек.

4. Специализированное предприятие «Сырдарьяэнерготашмир» (СЭТ), г.Ширин. В предприятии работали 410 человек.

5. «Востоктеплоизоляция» (ВЭТИ), поселок Ялангач Ташкентской области. В предприятии работали 449 человек. в его состав входили следующие группы:

- Ташкентская, на Ташкентской ТЭС. В этой группе работали 261 человек.

- Ангренская, на Ангренской ТЭС-97 человек.
- Ново-Ангренская, на Ново-Ангренской ТЭС-92 человека.

Предприятие ВЭТИ в основном занималось капитальными и текущими ремонтами теплоизоляции и обмуровкой основного и вспомогательного оборудования тепловых электростанций.

6. СП «Каршиэнерготашмир», п.Нуристан Кашкадарьинской области. На предприятии работали 27 человек.

7. Кооператив «Эдем» в г.Ташкент. В кооперативе работали 41 человек.

В 1993 году кооператив «Эдем» получил в статус предприятия по ремонту тепловых и промышленных котлов.

8. Малое предприятие «Механик», поселок Ялангач, где работало 7 человек. Это малое предприятие специализировалось на изготовлении средств малой механизации (СММ).

Приказом Министерства энергетики РУз от 03.12.1993 № 374 ПО «Уртаосиёэнерготашмир» было переименовано в ПО «Узбекэнерготашмир», в составе которого остались следующие предприятия:

- Головное предприятие
- СРПП («Узэнерготашмир»)

• КЭТ («Каршиэнерготашмир»)

• СЭТ («Сырдарьяэнерготашмир»)

Главное предприятие постоянно оказывало техническую, технологическую и материальную помощь всем предприятиям, входившим в объединение. Особенно большая помощь оказывалась вновь организованным предприятиям: «Сырдарьяэнерготашмир», «Каршиэнерготашмир», предприятию по ремонту водогрейных и промышленных котлов. ПО «Узбекэнерготашмир» внесло большой вклад в развитие и становление этих предприятий. Был подготовлен и обучен персонал этих предприятий, оказана помощь в повышении квалификации их работников. Выполнение этих задач было очень сложным и кропотливым. Но головное предприятие успешно выполнило эту миссию.

В 1993 году в нашем объединении работало около 4000 человек, в этот период оно достигло пика своего развития, превратилось в мощную организацию, объединившую вокруг себя почти все предприятия по ремонту оборудования тепловых электростанций и гидроэлектростанций энергосистемы Узбекистана.

В настоящее время ремонт энергооборудования энергосистемы Республики Узбекистан выполняют следующие предприятия:

ОАО «Узбекэнерготашмир» - ремонт котельного, турбинного, электрооборудования, КИПиА и выпуск запасных частей;

ОАО Специализированное ремонтное предприятие «Энерготашмир» (СРПП) — ремонт котельного, гидротурбинного электрооборудования и выпуск запасных частей;

ОАО СП «Шарктехэнерготашмир» — ремонт турбинного, электро-оборудования и КИПиА;

ОАО «Каршиэнерготашмир» — ремонт котельного оборудования;

ОАО СП «Электроизолит» — ремонт и монтаж котельного, турбинного, и насосного оборудования, монтаж магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;

ОАО «Теплоэнергомонтаж» — ремонт турбинного оборудования;

Цеха централизованного ремонта (ЦЦР) при ТЭС — выполняют текущий ремонт основного и вспомогательного оборудования ТЭС.

Таким образом, в настоящее время кроме ОАО «Узбекэнерготашмир» существуют пять предприятий и ЦЦР, конкури-

рующие между собой в области ремонта энергооборудования. Следовательно, предприятие должно стремиться к завоеванию новых направлений деятельности и совершенствовать производство ремонтов.

3.2. Организационная структура ОАО «Узбекэнерготашмир», выполняемые работы и технико - экономические показатели за 2000-2009 г.г.

I.

В настоящее время организационная структура, методы планирования и проведения ремонтных работ энергосистем Узбекистана - это четко налаженная система и является наиболее рациональной и эффективной среди аналогичных предприятий стран СНГ. ОАО «Узбекэнерготашмир» является ведущим предприятием по ремонту энергооборудования в республике. За период становления начиная с 1966 года, предприятие неоднократно преобразовывалось, менялись территориальные масштабы деятельности, возросшие до крупного объединения ремонтных энергопредприятий Средней Азии и некоторых предприятий Российской Федерации. Однако центральным звеном этих объединений всегда было головное предприятие со своими структурными подразделениями в республике. В связи с известными историческими событиями 1990-х годов, в настоящее время головное предприятие, а именно «Узбекэнерготашмир» не только сохранил свои структурные подразделения, но продолжил укреплять свою материально - техническую базу, в некоторой мере углубил специализацию ряда подразделений.

В 2001 году, во исполнении Указа Президента Республики Узбекистан от 22.02.2001г. № УП-2812 «Об углублении экономических реформ в энергетике» и Постановления Кабинета Министров от 09.03.2001г. № 119 «О мерах по разгосударствлению и приватизации предприятий», началось преобразование предприятий объединения в открытые акционерные общества. Согласно приказу Госкомимущества от 16.10.2001г. № 333-к-По головное предприятие было преобразовано в ОАО «Узбекэнерготашмир».

Уставный фонд его составил 438 050 тыс.сум., разделенный на 43805 штук акций. Права акционеров регулируются Законом РУз от 26.04.1996г. № 223-І «Об акционерных обществах и защите прав акционеров».

Постановлениями Кабинета Министров Республики Узбекистан от 17.04.2003 г. №185 «О программе разгосударствления и

приватизации предприятий на 2003-2004 годы» и от 19.04.2003г. № 189 « О мерах по совершенствованию корпоративного управления приватизированными предприятиями» ОАО «Узбекэнерготаймир» включен в перечень объектов стратегического значения.

В соответствии с Постановлением Президента Республики Узбекистан от 24.01.2003г. № ПП-3202 «О мерах по кардинальному увеличению доли и значения частного сектора в экономике Узбекистана» и приказом Госкомимущества РУЗ от 12.06.2003г. № 80 к-По, распределение акций нижеследующее:

доля Государства - 51%, 22 341 штука акций на сумму 223410000 (двести двадцать три миллиона четырехста десять тысяч) сум.;

доля трудового коллектива - 10%, 4 380 штук акций на сумму 43 800 000 (сорок три миллиона восемьсот тысяч) сум.;

доля Сырдарьинской ТЭС - 25%, 10 951 штука акций на сумму 109 510 000 (сто девять миллионов пятьсот десять тысяч) сум.;

доля Мубарекской ТЭЦ - 13,99%, 6 130 штук акций на сумму 61 300 000 (шестьдесят один миллион триста тридцать тысяч) сум.;

доля физических лиц (свободная продажа) -0,01% 3 штуки акций на сумму 30000 (тридцать тысяч) сум.

На средства в размере 133013 тыс.сум., полученных от разгосударствления, для нужд открытого акционерного общества приобретены 4 автомашины «Дамас», компьютерное оборудование, принтеры, плоттеры, сварочное оборудование, кабельная продукция разного назначения.

В соответствии с Постановлением Президента Республики Узбекистан от 22.12.2003г. № ПП-3366 «О мерах по совершенствованию структуры органов хозяйственного управления», Постановлением Кабинета Министров Республики Узбекистан от 21.06.2004г. № 290 «О совершенствовании организации деятельности Государственно-акционерной компании «Узбекэнерго», приказом Госкомимущества РУЗ от 30.09.2004г. №131 к-По в счет ДЕПО в Уставной фонд ГАК «Узбекэнерго» передан пакет акций, принадлежащих государству — 51 % .

В соответствии с Постановлением Президента Республики Узбекистан от 20.07.2007г. № ПП- 672 «О мерах по дальнейшему углублению процесса приватизации и активному привлечению иностранных инвестиций в 2007-2010 годах» ОАО «Узбекэнерготаймир» включен в перечень объектов, государственные пакеты

акций которых, в том числе контрольные, подлежат реализации на публичных торгах на основе решений Государственной тендерной комиссии под конкретные инвестиционные обязательства по модернизации, техническому и технологическому перевооружению производства, выпуску конкурентоспособной, экспортноориентированной продукции. Пакет акций ОАО «Узбекэнерготашмир» в размере 25% подлежит реализации на основе решения Государственной тендерной комиссии.

II.

В настоящее время ОАО «Узбекэнерготашмир» имеет 9 территориальных подразделений. Они функционируют везде где есть ТЭС, а это:

Ташкентский участок - находится на Ташкентской ТЭС, персонал участка выполняет ремонт основного и вспомогательного котельного и турбинного оборудования указанной электростанции.

Навоийский участок - расположен на Навоийской ТЭС, персонал участка выполняет ремонт основного и вспомогательного, котельного, турбинного оборудования, генераторов, высоковольтных электродвигателей указанной электростанции.

Ангренский участок - расположен на Ангренской ТЭС, персонал участка выполняет ремонт основного и вспомогательного, котельного, турбинного оборудования и ремонт генераторов, высоковольтных электродвигателей указанной электростанции.

Ново-Ангренский участок - расположен на Ново-Ангренской ТЭС, персонал участка выполняет ремонт основного и вспомогательного котельного оборудования, ремонт генераторов и ремонт вспомогательного насосного оборудования указанной электростанции. Ранее персоналом ОАО «Узбекэнерготашмир» выполнялся также и ремонт турбин, но 1993 году по инициативе руководства МЭ в целях создания конкурентной среды было организовано СП АВВ, которому был передан этот объём работ. Несмотря на это ОАО «Узбекэнерготашмир» продолжает курировать данный участок работ, выполняя при необходимости сложные и специализированные работы при ремонте турбин - перелопачивание дисков рабочих ступеней, райберовка отверстий в соединительных полумуфтах и др.

Ферганский участок - расположен на Ферганской ТЭЦ персонал участка выполняет ремонт основного и вспомогательного, котельного, турбинного оборудования и ремонт генераторов на указанной электростанции.

Участок Г и ГС - расположен на Ангренской ТЭС и Ново-Ангренской ТЭС. Персонал участка выполняет ремонт газоходов и газоочистных сооружений (электрофилтры, батарейные циклоны-золоуловители, золо-шлакопроводы и др.) на указанных электростанциях.

Сырдарьинская группа - находится на Сырдарьинской ТЭС, персонал группы выполняет ремонт оборудования КИПиА и виброналадочные работы на оборудовании Сырдарьинской ТЭС. В предыдущие годы ОАО «Узбекэнерготаймир» выполняло на Сырдарьинской ТЭС весь комплекс ремонтных работ, но в период процесса акционирования на базе Сырдарьинского участка предприятия были образованы ОАО «Ширинэнерготаймир», которое стало выполнять ремонт котельного оборудования и СП «Шарктехэнерготаймир», выполняющее ремонт турбин и генераторов. Несмотря на такое разделение, ОАО «Узбекэнерготаймир» на сегодняшний день остаётся единственным исполнителем спецработ при ремонте оборудования Сырдарьинской ТЭС.

Ташкентский объединенный участок - расположен в Кибрайском районе Ташкентской области, персонал участка выполняет индустриально-заводской ремонт транспортабельного оборудования и изготовление запасных частей к агрегатам.

Производственная база:

Имеет базу для производства импортозамещающей продукции и производит ремонтные работы, которые осуществлялись ранее силами зарубежных специалистов.

Производит элементы поверхностей нагрева с использованием ручной дуговой сварки и контактной стыкосварочной машины методом оплавления при температуре 1550 °С без применения электродов и присадочного материала.

Производит аустенизацию гибов труб, выполненных из теплоустойчивых сталей.

Выпускает пакеты набивок РВП горячего слоя, имеет базу для производства РВП холодного слоя.

Производит гибы из труб Ш 219 мм толщиной стенки до 20 мм.

Выпускает средства малой механизации - приспособление для расточки отверстий в полумуфтах паровых турбин под соединительные болты, что обеспечивает взаимозаменяемость роторов.

Осуществляет перезаливку вкладышей подшипников скольжения любых диаметров с последующей расточкой под требуемый размер.

Ремонтирует высоковольтные и низковольтные двигатели любой мощности с заменой и восстановлением секций статорной обмотки.

Проводит послеремонтные испытания обмоток статоров в условиях собственной аттестованной лаборатории.

Осуществляет механическую обработку деталей крупногабаритных роторов с максимальным диаметром 160 мм, максимальной длиной 8000 мм, максимальной массой 40 тн.

Восстанавливает рабочие поверхности в проточной части ротора под подшипники в условиях станции средствами малой механизации.

Восстанавливает лабиринтные уплотнения ротора ПТН в условиях промбазы.

Осуществляет снятие и посадку съёмных деталей роторов паровых турбин, переоблопачивание всех рабочих ступеней роторов турбин, проточку роторов паровых турбин в процессе капитальных ремонтов.

Выполняет прошивку на гидропрессе сегментов ленточных бандажей.

В 2005 году с целью создания новых производственных площадей и учитывая большой объем вложений собственных материальных ресурсов, предприятию передано незавершенное строительство здания индустриально производственного корпуса III очереди промбазы. Строительство было закончено собственными силами предприятия и 31 декабря 2007 года сдано в эксплуатацию. В течение 2008 года в здании выполнялись работы по проведению инженерных коммуникаций и установке технологического оборудования.

III.

Аппарат управления

Роль отделов в деятельности предприятия, безусловно очень важна. Одним из основных достижений предприятия является то, что, отделы, бюро, группы организованы в количественном и качественном составе таким образом, что, функционируя каждый по отдельности, в целом оказывают взаимопомощь друг другу, и обеспечивают четкую и правильную организацию работы управления предприятием.

Одна из главных задач — это организация работы с учетом роли каждого отдела или бюро, являющегося одним из звеньев в структурных подразделениях управления предприятия. Если

один из отделов или бюро не справляется с возложенной на него ответственностью и задачей, то это приведет к «хромоте» управления, и, следовательно, наносит вред производству. Заранее знающий об этом руководитель не допустит этого и добьется равномерной, непрерывной и эффективной работы структуры управления. Это одно из искусств управления. Если внутри каждого отдела налажена хорошая психологическая обстановка, дисциплина, взаимопонимание — это свидетельствует о целесообразности его существования в таком составе. Всем известно, к каким последствиям может привести нарушение психологической обстановки внутри любого подразделения. Руководство предприятия, своим многолетним опытом, организаторскими способностями, высокой квалификацией добились оптимальной структуры управления с достойными кадрами — начальниками подразделений и сотрудниками. Главное — каждому быть на своем месте. Назначение на должность начальника отдела, который не соответствует этому по знаниям, опыту или воспитанию, ведет к нестабильной работе отдела. Иногда бывает и такое, что работник, не имеющий достаточных знаний и опыта, назначенный на ответственную должность, работает над собой и приобретает способность с достоинством нести тяжелую ношу руководителя.

Ежедневный труд в течение многих лет, систематическое самообразование, накопленные знания и опыт обязательно дадут свои результаты и возможность подняться по служебной лестнице.

Наряду с наличием хороших знаний по своей специальности, восприятие общечеловеческих ценностей, определенные познания в области литературы и искусства, расширяют круг мышления, повышают способность анализировать, что очень важно при любой профессии.

Кратко рассмотрим задачи существующих отделов.

Планово-экономический отдел. Планово-экономический совместно с производственным отделом и юридической службой планирует деятельность предприятия на перспективный период.

На основании разработанных ГАК «Узбекэнерго» годовых графиков ремонта основного и вспомогательного оборудования, ТЭС в срок до 1 мая года, предшествующего планируемому, оформляют с ОАО «Узбекэнергтаъмир» протоколы предвари-

тельного согласования объемов, сроков и стоимости работ по ремонту оборудования по соответствующей форме и представляют их в СРЭО УП «Узэнергосозлаш».

Одновременно согласовываются объемы заводского ремонта оборудования, производства запасных частей, узлов и оснастки на производственных базе предприятия.

ГАК «Узбекэнерго» согласовывает с ТЭС и подрядчиками вносимые изменения в объемы, сроки и стоимость подрядных работ по ремонту оборудования и до 15 сентября года, предшествующего планируемому, направляет энергопредприятиям и подрядчикам согласованные ведомости укрупненных объемов работ и график ремонта на планируемый год.

На основании протокола согласования заключается договор на производство ремонтных работ на предстоящий год. По договору на ремонт оборудования ОАО «Узбекэнергтаъмир» принимает оборудование в ремонт по акту и обязуется выполнять ремонтные и наладочные работы в согласованном объеме, в соответствии с требованиями нормативной и технологической документации, с соблюдением действующих норм и правил и в предусмотренный договором срок передавать Заказчику отремонтированное оборудование по акту, а Заказчик обязуется создать условия для выполнения работ по договорам, принять и оплатить их стоимость.

Ремонт оборудования может осуществляться по прямым договорам, заключаемым между ТЭС и ОАО «Узбекэнергтаъмир». При наличии у ОАО «Узбекэнергтаъмир» субподрядчика, их обязательства определяются двусторонним договором между ними, а вопросы, касающиеся ТЭС, оговариваются в договоре с ТЭС.

Таким образом с учетом объемов, сложившихся по заключенным договорам, а также на основе анализа фактических показателей цехов, участков, лабораторий планово-экономический отдел выдает подразделениям утвержденные руководством месячные, квартальные, годовые плановые задания по целому ряду показателей и контролирует их выполнение в течение месяца, а по мере необходимости корректирует. Правильно запланированные работы выполняются сравнительно легче и эффективнее, улучшая финансовое положение предприятия. Неправильно запланированные показатели, не учитывающие реальные возможности цехов и участков, могут ухудшить показатели и финансо-

вое состояние всего предприятия. В зависимости от выполненных объемов работ цехов и участков, качества ремонтных работ и других показателей зарплата работников может быть выше или ниже. Планово-экономический отдел должен предусматривать финансирование планируемых мероприятий, например, по повышению квалификации кадров, подготовке кадров, проведению конкурсов по ТБ, пожарной безопасности и др. План в названии отдела — целевое направление, а «экономический» означает экономное расходование средств предприятия. Высокая информированность, оперативное реагирование, обостренное чувство цифровой аналитики — качества которые должны быть присущи работникам этой категории. Круг деятельности планово-экономического отдела очень широк, он играет большую роль в деятельности предприятия.

Производственно-технический отдел. Производственно-технический отдел (ПТО) за прошедшие годы имел разную организационную структуру и название. Он функционировал как планово-производственный отдел, производственный отдел, позже как производственно-диспетчерский отдел. С увеличением объема ремонтных работ стали самостоятельно функционировать планово-экономический отдел (ПЭО) и производственный отдел (ПО). С 2000 года отдел функционирует как производственно - технический отдел. Главной задачей отдела являлась организация производства всех работ, выполняемых предприятием, и прежде всего это:

- Организация ремонтных работ (капитальных, средних и текущих), проводимых на ТЭС цехами и участками предприятия.
- Контроль качества и своевременное устранение недостатков, допущенных при ремонтных работах.
- Изучение и активное внедрение прогрессивных методов во всех ремонтных работах.
- Качественное проведение подготовительных работ не менее чем за два месяца до начала всех видов ремонта.
- В процессе контроля выполнения ремонтов оперативно определять возникающую дополнительную потребность в специалистах, инструментах, материалах и своевременное решение этих проблем с извещением, при необходимости, руководства предприятия.
- В период подконтрольной эксплуатации после заверше-

ния ремонта энергоагрегата, изучение технико-экономических показателей и, при необходимости, организация устранения возможных неисправностей.

- Контроль и управление организационными работами производственной базы.

- Обеспечение согласованной работы цехов, участков и производственной базы.

- Обеспечение качественного и полного выполнения в установленные сроки утвержденного годового графика ремонтов.

Одной из основных задач производственно - технического отдела является обеспечение качественного выполнения в установленные сроки работ, предусмотренных в договорах, заключенных между предприятием и заказчиками. И в первую очередь конечно заказов предприятий энергосистемы Узбекистана.

С другими заказчиками предприятие заключает договор с учетом своих возможностей. Выполнение работ сторонних заказчиков поддерживает экономическое и финансовое положение предприятия, а также способствует расширению сферы деятельности предприятия.

С 2000 года когда в состав отдела вошёл технический отдел, и к вышеперечисленным функциям добавились следующие:

- инженерное обеспечение производства техническими технологическими разработками организаций работ по техническим и технологическим разработкам, способствующим повышению эффективности производства.

- информационное обеспечение специалистов предприятия о самых современных технологиях при ремонте энергоагрегатов, внедрение их в производство.

В состав производственно-технического отдела входит также группа стандартизации и контроля качества (ГСК). Она контролирует правильность применения в производстве стандартов предприятия, технических условий, технологических процессов и другой технической документации.

В то время количество нормативно-технических документов достигло 3547 единиц, в том числе:

ГОСТ (государственные стандарты) - 3057 ед.

ОСТ (отраслевые стандарты) - 96 ед.

ТУ (технические условия) - 94 ед.

НТ и РД (нормативно-техническая и руководящая документация) - 300 ед.

Конструкторско-технологическое бюро. В 70-е годы при котельном цехе было создано конструкторское бюро, которое впоследствии стало самостоятельным подразделением. В нем работало более 15 конструкторов и технологов. На базе этого бюро в 1973 -1974 годах открыли Ташкентский филиал Московского центрального конструкторского бюро (ЦКБ). Позже в подчинении предприятия осталась конструкторская группа с небольшим количеством специалистов. В архиве хранятся тысячи проектов, разработанных за годы деятельности предприятия. Этот комплекс документов является большим подспорьем в современных конструкторских разработках. Имея такую базу, современным конструкторам работать намного легче. В настоящее время в турбинном цехе и электрическом цехе работают по 2-3 конструктора-технолога. В группе при ПТО работает 5-6 специалистов. Это объясняется отсутствием прежних объемов работ.

Отдел организации труда и заработной платы (ООТиЗ) был создан в 1987 году. До этого работа по организации труда и заработной платы была возложена на плановый отдел. С созданием данного подразделения началось систематическое регулирование вопросов организации труда и его оплаты в цехах и на участках предприятия, было разработано и внедрено большое количество норм времени на различные работы по ремонту оборудования и изготовлению продукции. Нормирование труда привело к росту производительности труда, был внедрен прогрессивный метод коллективного подряда с оплатой труда по конечному результату с учетом коэффициента трудового участия (КТУ).

В настоящее время отдел организации труда и заработной платы объединен с отделом кадров (ОК), таким образом создан отдел трудовых отношений (ОТО). Теперь отдел также несёт ответственность за прием, увольнение работников и в целом за все действия связанные с оформлением движения и расстановки персонала. Правильная организация работы в отделе, своевременная регистрация и учет документов исключают возникновение неясностей и предупреждают возможные недовольства работников. В свою очередь правильная и своевременная подготовка документов в строгом соответствии с действующим законодательством, системный учет и хранение большого количества документов требуют от исполнителя высокой дисциплины и прилежной работы. Для выполнения работ, входящих в круг их обязанностей, работники отдела обязаны хорошо знать дей-

ствующие законодательные акты и инструкции.

После слияния двух отделов и преобразование в отдел трудовых отношений расширился круг его деятельности и возросла ответственность его руководителя.

Бухгалтерия. Одним из важнейших подразделений предприятия является бухгалтерия. В книгах бухгалтерского учета, как в зеркале, отражается финансовое состояние предприятия.

Бухгалтерия организует поступление от всех производственных подразделений сведений о движении и расходованным материальных средств, определяет себестоимость работ и услуг, в конечном счете выводит финансовый результат деятельности предприятия - прибыль или убыток. Очень важен достоверный и правильный учет средств предприятия, точный расчет заработной платы персонала и обеспечение своевременной ее выплаты. Бухгалтерия, представляет большой объем отчетности в статистические, финансовые и налоговые организации, среди них главные - это баланс - квартальный, годовой. Своевременный контроль за выполнением финансовых обязательств перед партнерами одна из важнейших обязанностей бухгалтерии, т.к. от этого зависит авторитет предприятия. Главный бухгалтер как бы контролирует кровоток этого большого организма, называемого предприятием.

Служба главного механика, позже энергомеханический отдел, несет ответственность за правильную эксплуатацию, своевременный капитальный и текущий ремонты имеющегося станочного оборудования и энергоснабжение производственной базы предприятия. Эффективное использование имеющегося в предприятии оборудования, средств малой механизации, автотранспорта, энергоснабжающих коммуникаций, поддержание их в работоспособном состоянии находятся под контролем этого отдела. Отдел должен оперативно решать технические и организационные вопросы, в противном случае поломка какого-либо оборудования, либо неполадки в энергоснабжении могут привести к сбою нормального хода производственного процесса. В круг обязанностей отдела и производственной группы при нем входят такие важные работы, как бесперебойное обеспечение производства электроэнергией, газом, сжатым воздухом, горячей и холодной водой. Также задачей отдела является организация сотрудничества со смежными предприятиями по своевременному размещению и исполнению заказов.

Отдел материально-технического снабжения.

Отдел материально-технического снабжения имеет большое значение в деятельности предприятия. Для бесперебойного материально-технического обеспечения производства очень важны правильная организация работы в отделе, инициативность и расторопность его персонала. Руководители этого отдела зачастую люди энергичные, остроумные, проворные, хорошо знающие весь спектр поставщиков и заказчиков и это их положительное качество и достоинство. Надо сказать, что руководители такого отдела бывают двух типов: одни из них, получив задание от руководства, несмотря на трудности, своевременно выполняют его, и к сожалению, на этом ограничивают свою деятельность. Зачастую они не думают о перспективной работе. Другие же, хорошо зная специфику деятельности предприятия, заранее определяют, в чем производство будет нуждаться в будущем, заранее готовятся к этому и организуют либо их досрочную доставку, либо выясняют, где и как можно их достать к нужному сроку. Такие руководители отдела материально-технического снабжения встречаются редко, это — идеальные снабженцы.

Отдел капитального строительства. Начиная с 1975 года, отдел руководил строительством объектов, которые возводились силами предприятия, капитальными и текущими ремонтами имеющихся на балансе зданий и сооружений.

На балансе предприятия на конец 1992 г. были следующие здания и сооружения:

- здание инженерной лаборатории (построено в 1972 году);
- I очередь промбазы (1967 год);
- II очередь промбазы (1978 год);
- объект 30/35 (1979 год);
- общежитие на 240 человек (1988 год);
- спорткомплекс «Учкун» (1986 год);
- административное здание III очереди промбазы (1990 год);
- Помещение для перезаливки подшипников построено в 1984 году. Строительство производственного корпуса III очереди промбазы завершено в 2007 году и сдано в эксплуатацию.

Отдел техники безопасности. Деятельность отдела техники безопасности своеобразна, не похожая на деятельность других отделов. Вся работа, проводимая по технике безопасности, нацелена на обеспечение безопасного труда, контроль создания условий, предотвращающих несчастные случаи.

В 1990 году за внедрение «Комплексной системы управления охраной труда», разработанного этим отделом, его работники были удостоены серебряной медали Выставки достижений народного хозяйства.

Юридическая служба. В нашей независимой Республике при проведении политических, экономических и правовых реформ, на предприятиях, ведущих хозяйство с различными формами собственности, имеет особое значение деятельность юридических служб.

Юридическая служба подчиняется непосредственно первому руководителю. Юрист активно участвует в подготовке проектов нормативно-правовых документов, в проведении их правовой экспертизы, проводит проверку на соответствие законодательству приказов и других распорядительных документов предприятия.

Хозяйственный отдел. Хозяйственный отдел существует с момента организации предприятия до настоящего времени и ведет все хозяйственные работы в управлении предприятия. В круг обязанностей, отдела, входят все работы, начиная с делопроизводства и кончая сантехническими работами, обслуживанием телефонной связи, факса, системы обеспечения холодной и горячей водой, электроэнергией и соблюдением чистоты в инженерно-лабораторном корпусе.

Автотранспортный цех. В связи с тем, что автотранспортный цех является вспомогательным подразделением, считаем возможным остановиться на нем, наряду с другими цехами предприятия. Задачей этого цеха является обеспечение основного производства услугами транспорта, что является очень важным условием в успешном решении ряда вопросов.

Лаборатория металлов и сварки. Организует работы по сварке и термообработке, контролю качества сварных соединений, подготовке и аттестации электросварщиков

Отдел автоматизированных систем управления. Обеспечивает сопровождение комплекса программного обеспечения и информационное обслуживание работников управленческих подразделений. Выполняет технологические функции по накоплению, хранению, передаче и обработке информации.

Профессиональный союз. В деятельности предприятия профессиональный союз имеет огромное значение. Председатель профсоюзного комитета должен хорошо знать трудовое законо-

дательство и обязан защищать права трудящихся. Он призван знать жизнь трудового коллектива изнутри, предотвращать трудовые и психологические конфликты, быть чутким и внимательным. Эти качества, как правило, помогают заслужить доверие коллектива.

Деятельность профессионального союза выражается не только в защите прав и интересов трудового коллектива, но и в оказании моральной и материальной поддержки рабочим и служащим, в приобретении и распределении путевок в дома отдыха, санатории, детские оздоровительные лагеря для работников коллектива и членов их семей, организации культурно-развлекательных мероприятий.

IV

Ассортимент работ выполняемых вышеперечисленными участками достаточно большой. Он практически представляет весь спектр работ, необходимых при ремонте энергосистем в том числе:

Котельное оборудование:

- все виды ремонта паровых и водогрейных котлов, а также их реконструкция и модернизация, работы по техническому перевооружению;
- изготовление, монтаж и ремонт элементов поверхностей нагрева котлов;
- ремонт системы сепарации пара, ремонт коллекторов и трубопроводов различного назначения, ремонт сосудов работающих под давлением;
- ремонт вращающихся механизмов с вибродиагностикой и балансировкой;
- ремонт тягодутьевых механизмов;
- восстановительный ремонт барабанов;
- ультразвуковое исследование сварных швов и основного металла сосудов, работающих под давлением и грузоподъемных механизмов с выдачей заключения;
- зональная термическая обработка гибов труб и сварных швов, с использованием переносного оборудования.

Турбинное оборудование:

- все виды ремонта паровых турбин;
- ремонт и наладка систем регулирования и парораспределения;
- балансировка роторов собственных подшипников и на станке;

- перелопачивание рабочих ступеней любых роторов турбин;
- перезаливка вкладышей подшипников скольжения с последующей расточкой под требуемый размер;
- высокоточные работы по обработке отверстий в соединительных полумуфтах роторов турбоагрегатов, генераторов, насосов непосредственно на месте их установки;
- ремонт насосов всех типов и исполнений.

Электрооборудование:

- капитальный ремонт генераторов;
- полная замена обмотки статора генератора;
- ремонт активной стали статора;
- ремонт роторов генератора с частичной заменой обмотки;
- ремонт высоковольтных выключателей любых типов;
- ремонт водородных уплотнений генератора;
- ремонт высоковольтных электродвигателей с заменой изоляции обмотки, восстановление секций обмотки из старогодной меди, изготовление секций обмотки из новой меди;
- ремонт низковольтных электродвигателей;
- балансировка роторов генераторов и электродвигателей.

Контрольно-измерительные приборы:

- ремонт и калибровка приборов физхимизмерений — рН-метров, электрофотокалориметров, пламенных фотометров;
- ремонт и калибровка приборов измерения температуры, расхода, давления;
- ремонт лабораторных весов;
- ремонт электроприводов;
- ремонт устройств защиты и сигнализации;
- ремонт и калибровка виброизмерительных приборов.

После приобретения Республикой в 1991 году независимо одной из проблем, вставших перед энергосистемой, стало расширение спектра работ, выполняемых ремонтными предприятиями и освоение ими выпуска ранее импортируемых видов продукции.

Локализация и импортозамещение: Как было сказано выше, на тот период ОАО «Узбекэнерготашмир» уже располагало производственной базой, оснащенной необходимым оборудованием и специалистами, накопившими достаточный опыт для решения этой задачи.

Тщательный анализ ежегодной потребности энергосистемы в запасных частях позволил достаточно четко определить приоритетные направления в развитии импортозамещения, которые

ми стали:

- изготовление элементов поверхностей нагрева котлов и гибов стационарных паропроводов;
- изготовление пакетов набивки горячего слоя регенеративных вращающихся воздухоподогревателей;
- изготовление секций обмотки статоров высоковольтных электродвигателей и нанесение изоляции на проводники;
- освоение технологий спецработ по ремонту роторов турбоагрегатов и замене лопаточного аппарата дисков рабочих ступеней.

Учитывая высокие требования, предъявляемые к надежности энергетического оборудования, основной акцент был сделан на максимально полное соответствие изготавливаемой продукции стандартам и ее заводским аналогам.

В решении этой задачи определяющую роль сыграла КСУКП, внедренная на предприятии в 1981 году и позволившая, впоследствии, добиться признания высокого уровня качества самими придирчивыми заказчиками.

КСУКП представляет собой совокупность нормативных документов, регламентирующих процедуры обеспечения и контроля качества продукции на всех этапах ее изготовления.

Эта система прошла проверку временем и сегодня продолжает успешно действовать и совершенствоваться, интегрируясь в Международную Систему менеджмента качества ISO 9001.

Более наглядно увидеть достигнутые результаты поможет нижеприведенная краткая хронология:

1995 - Внедрена в производство стыкосварочная машина марки МСО -1202У4, применяемая при изготовлении элементов поверхностей нагрева.

1997 год - создание и внедрение технологической линии для изготовления пакетов набивки горячего слоя РВП. Изготовленная таким образом продукция по своим характеристикам и основным параметрам не уступает заводским аналогам. На сегодняшний день имеющиеся в предприятии производственные мощности позволяют полностью удовлетворить потребности энергосистемы республики в указанной продукции.

2003 год - освоение и внедрение в производство установки аустенизации гибов. Установка аустенизации используется для снятия остаточного напряжения в изогнутых участках поверхностей нагрева из теплоустойчивых сталей аустенитного класса. Применение установки аустенизации позволит полностью перейти от поставок готовых пакетов конвективных пароперегрева-

телей к их изготовлению внутри республики.

2007 год - разработка и изготовление станка для гнутья труб диаметром 219 мм с толщиной стенки до 20 мм. Использование указанного трубогиба дает возможность самостоятельно выполнять изготовление гибов для стационарных паропроводов и пароперепускных труб.

2008 год - освоение технологии перелопачивания регулирующей ступени Баумана на примере производства работ в период капитального ремонта энергоблока ст.№7 Тахиаташской ТЭС, как завершающий этап в полном охвате спецработ при ремонте турбин.

- Освоение технологии сварки и термообработки труб из стали 10ХВГ12БС2Н2Д2 (ДИ-59), взамен труб из более дорогостоящей стали 12Х18Н12Т.

Разработка и изготовление волочильного станка и нитеобмоточного станка, предназначенных для изготовления медного профилированного провода и наложения изоляции соответственно.

На сегодняшний день предприятие работает по двум перспективным направлениям:

- разработка и создание станка для изготовления спиральных змеевиков подогревателей высокого давления;
- освоение технологии ремонта высоковольтных электродвигателей типа 4АЗМ.

Остановимся вкратце на каждом из них.

До настоящего времени при ремонте ПВД основной работой является замена змеевиков. Из-за отсутствия необходимого оборудования готовые змеевики ПВД приобретаются за рубежом, что естественно удорожает стоимость ремонта. Возможность освоения внутри системы выпуска спиральных змеевиков позволит существенно сократить эти затраты.

Конструкторской группой ОАО «Узбекэнерготашмир» разработаны чертежи общего вида и основных узлов станка. Начат подбор материалов и комплектующих изделий.

Высоковольтные двигатели типа 4АЗМ, широко применяющиеся на тепловых электростанциях, имеют обмотку статора типа «Монолит». Такая обмотка после укладки в статор пропитывается эпоксидно-полиэфирным лаком и запекается. Это сложный процесс, требующий специального оборудования, которого нет ни на одном ремонтном предприятии Узбекистана. Учитывая высокую потребность в ремонте двигателей 4АЗМ, в ОАО «Узбекэнерготашмир» на протяжении ряда лет велся поиск

путей решения этой проблемы, одним из которых является замена обмотки «Монолит» на обмотку с термореактивной изоляцией. Для этого производится армирование активной стали статора и заклиновка уложенной в пазы обмотки. Отремонтированные таким образом электродвигатели проходят все необходимые испытания.

Кроме этих, ставших уже традиционными работами, ОАО «Узбекэнерготашмир» в период 2003-2005 гг. освоило изготовление и замену секций трубчатого воздухоподогревателя на котлоагрегатах типа П-64. С 2009 года планируется продолжить изготовление секций ТВП. Такая цикличность работ связана с их применением только на Ново-Ангренской ТЭС, где из-за больших габаритов и массы ТВП эти работы наиболее актуальны.

В итоге за период 1991-2008 гг. освоено и выпущено импортозамещающей продукции в среднем за год:

- элементов поверхностей нагрева 400 тн;
- пакетов набивки горячего слоя РВП 160 тн.

При этом предприятие располагает возможностью вдвое увеличить выпуск данной продукции.

Планирование перспектив ремонтной деятельности предприятия. В предприятии продолжают начатые в 2009 году работы по модернизации оборудования, техническому перевооружению производства и освоению новых технологий, в том числе:

- разработка и изготовление волочильного, нитеобмоточных станков, предназначенных для изготовления медного профилированного провода и наложения изоляции;
- освоение технологии ремонта высоковольтных электродвигателей типа 4АЗМ;
- изготовление станка длягиба спиральных змеевиков подогревателей высокого давления;
- доработка и ввод в эксплуатацию технологической линии по изготовлению пакетов набивки РВП холодного слоя.

Дополнительно к программе Комплекса мер в соответствии с Постановлением Кабинета Министров РУз от 05.06.2009 №150 на производственной базе при установленной трансформаторной мощности 800 тыс. кВт течение декабря 2009 - март 2010 года внедрена система АСКУЭ - многоуровневая информационно-измерительная система, обеспечивающая автоматизированный учет электрической энергии на основе данных, получаемых непосредственно от приборов учета на базе современных технологий сбора, обработки и передачи информации.

В ходе создания системы АСКУЭ были последовательно вы-

полнены следующие работы:

- установка счетчиков электроэнергии типа Энергия-9 в количестве 11 шт на границах раздела и принадлежности;
- установка измерительных трансформаторов на пунктах учета электроэнергии предусмотренных согласно схеме и техническому заданию;
- установлено программное обеспечение АСКУЭ.

Указанные компоненты представляют совокупность законченной локальной системы АСКУЭ с выводом информации на персональный компьютер автоматизированного рабочего места непосредственно в ИЛК предприятия.

В целях дальнейшего совершенствования структуры управления производством, обеспечения сбора и обработки информации в ОАО «Узбекэнерготаймир», за счет средств предприятия, поэтапно, осуществляется внедрение «Автоматизированной системы производственной информации ремонта энергетического оборудования АСПИРЭО», охватывающей все производственные участки и являющейся инструментом для гибкого и оперативного управления производственными процессами и ресурсами.

Главная задача системы заключается в том, чтобы поставлять в систему управления производством данные о ходе производственного процесса. Эта информация должна быть использована для принятия решений о корректировке краткосрочных нарушений процесса ремонта энергооборудования, отклонений от оперативного производственного плана, выявлять возможность его ускорения или улучшения за счёт оптимизации использования трудовых и материальных ресурсов.

В состав АСПИРЭО входит следующий комплекс задач:

- учёт и расстановка персонала;
- учёт выполнения заявок и движения на материалов, запасных частей и инструмента на местах выполнения работ;
- контроль выполнения графиков ремонтных работ;
- контроль качества выполненных работ на соответствие технико-экономическим параметрам;
- организация обмена данными между цехами и участками.

Разработка проекта по АСПИРЭО была начата в 3 квартале 2009 года и внедрена эксплуатацию в 1 квартале 2010.

С 1 апреля 2010 года создано совместно с Украинскими партнерами ООО «Телекоммуникационные технологии» и ООО «Телекарт-Прибор» предприятие по производству электронных multifunctional счетчиков — Energo System Technology.

В настоящее время идут пуско-наладочные работы. Запланированные производственные мощности созданого СП - выпуск 120 тысяч однофазных и 12 тысяч трехфазных счетчиков в год.

Данные счетчики позволят создать современную интегрированную систему учета потребления электроэнергии, ее реализации и контролю потерь при транспортировании в сетях.

Кроме этого, они являются многофункциональными, с многотарифным учетом, не допускают вмешательства извне, обеспечивают защиту от хищений и позволяют осуществлять дистанционное управление потреблением мощности, включение и отключение потребителей, что дает возможность контроля своевременности и полноты осуществления платежей.

Изготовление счетчиков и их внедрение в энергосистеме позволит создать полномасштабную автоматизированную информационно-измерительную систему учета энергии (АИИ-СКУЭ) с выводом на банковский биллинг физических и юридических лиц.

Изготовление и внедрение электронных многофункциональных счетчиков на создаваемом СП повысит точность учета электрической энергии в Республике, соответственно увеличит полезный отпуск электроэнергии. Кроме этого, на базе предлагаемых счетчиков, возможно создать автоматизированную систему коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), что позволит устранить большие издержки (около 30 % потерь) при поставке электроэнергии потребителям за счет максимального сокращения коммерческих потерь и снижения издержек производства, транспортировки, потребления электроэнергии, а это сдерживает рост цен, стимулирует экономное потребление электроэнергии

V

Рыночная экономика внесла серьезные коррективы во все отрасли народного хозяйства. Освоить новые условия и требования экономики прежде всего необходимо было аппарату управления. В свою очередь аппарат управления должен был задать всем подразделениям новые направления в поисках путей роста объема производства, снижения себестоимости, повышения рентабельности. Это была нелегкая задача. Но коллектив «Узбекэнергоаъмир» достойно справилась с новыми и сложными проблемами, об этом свидетельствуют основные экономические показатели деятельности предприятия за 2000-2009 годы (табл. 3.9).

Экономические показатели ОАО «Узбекэнерготатьмир» за 2000-2009 годы

Таблица 3.9

Показатель	2000 г. в %	В % к 2000 году								
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1.Объем товар- ной продукции в том числе:	100	139	173	238	329	336	366	422	545	648
Ремонт	85	116	147	192	257	268	299	353	461	550
Индустриаль- но-заводской ремонт	13	19	23	36	56	50	51	51	65	60
Запчасти	1,9	4	2,4	7,7	14	17,3	14	16	17	37
Прочие	0,1		0,7	1,6	0,9			0,3		1,0
2. Численность работников	100	97	97	89	97	100	95	89	86	85
3.Заработная плата	100	144	193	268	334	339	386	506	684	840

Как видно из таблицы увеличение объема производства достигнуто при сокращении численности работников.

Структура работающих в ОАО «Узбекэнерготатьмир» по категориям и их качественный состав приведены на рис.3.9 и табл.3.10.

В 2009 году подразделения «Узбекэнерготатьмир» выполнили для ТЭС ГЭК «Узбекэнерго» капитальные и средние ремонты следующих видов оборудования:

- 12 котлов, суммарной паропроизводительностью 6450 т/час;

- 5 турбин, суммарной мощностью 740 МВт;

- 5 генераторов, общей мощностью 1125 МВт.

Производственная база:

- выполнила объём индустриально-заводского ремонта на 932,1 млн. сум;

- изготовила запасных частей на 551,1 млн.сум., в том числе импортозамещающую продукцию.

- элементы поверхностей нагрева котлов 334,4 т. на 340,2 млн.сум;
- пакеты набивки горячего слоя РВП 242 т. на 107,4 млн. сум;
- секции ТВП - 24 шт. на 301,7 млн.сум.

Органом по сертификации ООО с УИК «SERT MANAGEMENT», проведен сертификационный аудит. Получен СЕРТИФИКАТ, удостоверяющий, что предприятие ОАО «Узбек-энерготаъмир» внедрило и применяет систему менеджмента качества в соответствии с Международным стандартом ISO 9001:2008.

Аварий и отказов I степени на оборудовании, отремонтированном персоналом предприятия, не было.

Объем производства промышленной продукции в 2009 году, без учета стоимости основных материалов и запасных частей составил 9955,0 млн. сум при плане 7559,0 млн.сум. Перевыполнение составило 2396,0 млн.сум (131,7%).

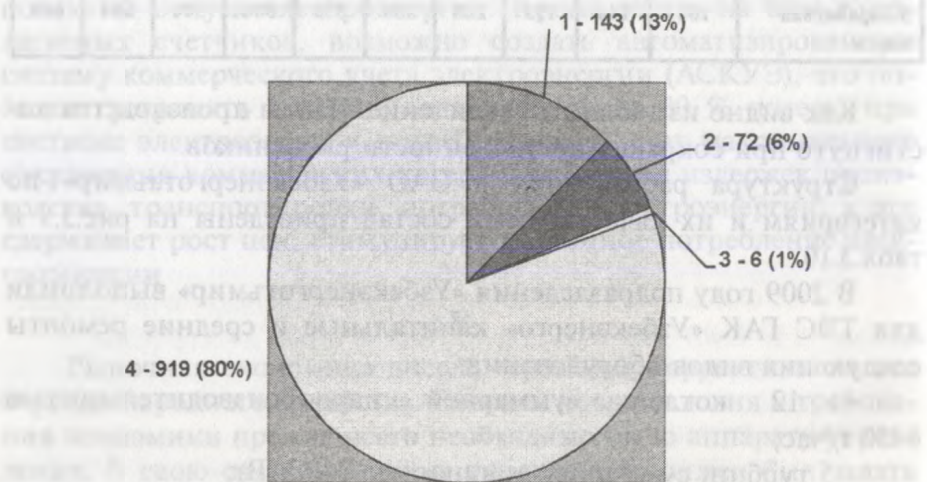


Рис. 3.10. Структура работающих по категориям ОАО «Узбек-энерготаъмир». Общее количество работников - 1140 чел. (на 01.01.2010 г.), в том числе: 1 – руководители всех категорий (143чел.), 2 – специалисты (72чел.), 3 – служащие (6чел.), 4 – рабочие (919чел.).

Качественный состав работников ОАО «Узбекэнерготаймир»

Таблица 3.10

Образование	Численность на 01.01.2010г.	В %% от общей чис- лен.
Руководители		
Высшее	64	45
Среднее специальное	46	32
Среднее	33	23
Всего	143	100
Специалисты		
Высшее	49	68
Среднее специальное	22	31
Среднее	1	1
Всего	72	100
Служащие		
Высшее	-	
Среднее специальное	3	50
Среднее	3	50
Всего	6	100
Рабочие		
Высшее	38	4
Среднее специальное	391	43
Среднее	490	53
Всего	919	100

По договорам, заключённым в рамках Второй Республиканской Промышленной ярмарки и Кооперационной биржи выполнен объём работ на 604,7 млн.сум, что составило 108% от запланированного объема договоров 558,2 млн.сум.

В рамках Международной Промышленной ярмарки и Кооперационной биржи на 2010 год заключены договора на изготовление запасных частей на общую сумму 610 млн.сум.

Темп роста объема производства по отношению к 2008 году составил 130,9%. Из общего объема производства по ГАК «Узбекэнерго» - 99,7% работ выполнены ОАО «Узбекэнерготаймир» и составили в 2009 году 9222 млн.сум.

Производственные расходы предприятия за 2009 год составили 9208,6 млн.сум при плане 10312,5 млн.сум, получена экономия 1103,9 млн. сум или 11,6%.

Чистая прибыль за 2009 год составила – 589,9 млн.сум, против прогнозной в сопоставимых ценах 534,7 млн.сум. Сверх плановая прибыль за 2009 год составила 53,1 млн.сум, что позволило увеличить рентабельность производства с 7,1% до 8,8%.

Разразившийся мировой финансово-экономический кризис 2008 года в разной степени коснулся экономики многих государств.

В целях преодоления негативных последствий мирового финансово-экономического кризиса, обеспечения стабильной работы базовых отраслей народного хозяйства, осуществления адресной поддержки экспортеров, содействия занятости населения издан Указ Президента Республики Узбекистан от 28.11.2008г. №УП-4058 «О Программе мер по поддержке предприятий реального сектора экономики, обеспечению их стабильной работы и увеличению экспортного потенциала». В Указе определены решающие факторы, за счет которых могут быть преодолены негативные последствия мирового финансового кризиса в реальном секторе экономики страны и заложены основы для последующего устойчивого роста, расширения объема производства новых видов конкурентоспособной продукции, дальнейшего увеличения производства импортозамещающих видов продукции, удовлетворяющих потребности народнохозяйственного комплекса страны.

Конкурентоспособность отечественной продукции может быть достигнута при соблюдении жесткого режима экономии, снижении затрат на производство продукции за счет совершенствования технологических процессов и рационализации производства, соблюдения технологической и трудовой дисциплины, обеспечения качества выпускаемой продукции и оказываемых услуг, соответствующих требованиям международных стандартов управления качеством, осуществления гибкой ценовой политики.

В соответствии с Указом Президента от 28.11.2008г. №УП-4058 в ОАО «Узбекэнерготашмир» разработан «Комплекс мер по снижению себестоимости выпускаемой, а также намечаемой к выпуску в 2009 году продукции».

Реализация предлагаемых мер позволила снизить себестоимость выполняемых работ по ремонту энергетического оборудования, а также изготовлению на производственной базе предприятия по программе локализации узлов котельно-

вспомогательного и нестандартного оборудования на 14,5–15%.

Во исполнении Указа Президента Республики Узбекистан от 28.11.2008 №УП – 4058, постановления кабинета Министров РУз от 29.01.2009 № 26 «О дополнительных мерах по повышению конкурентоспособности продукции отечественного производства», приказов ГАК Узбекэнерго от 21.01.2009 №311, от 23.01.2009 №17, от 27.01.2009 №20, от 29.01.2009 №23, от 30.01.2009 №26, в ОАО «Узбекэнерготаймир» был разработан комплекс мер по снижению себестоимости выпускаемой продукции и оказываемых услуг.

Комплекс мероприятий состоит из четырех разделов: по снижению прямых затрат, косвенных затрат, накладных расходов, оптимизации процессов финансирования.

Реализация предлагаемых Комплексом мер позволила снизить производственную себестоимость выполняемых работ на 14,5-15%. В целом за год при плане 1 619,1 млн.сум, фактическая экономия составила 1 841,8 млн.сум (113,7% от плана).

Для достижения этой экономии стоимость одного нормируемого на ремонтные работы человеко-часа и на изготовление запасных частей к энергооборудованию в 2009 году была снижена в среднем на 20,4% против показателей 2008 года. Снижение стоимости одного нормируемого человеко-часа привело к условной экономии ремонтного фонда ТЭС ГАК Узбекэнерго за 2009 год в размере 1577 млн.сум.

Кроме этого важными направлениями в реализации программы по снижению себестоимости стали:

- нормирование и сокращение расхода сырья и материалов - достигнутая экономия составила 0,493 млн.сум;

- оптимизация процессов приобретения материалов и комплектующих путём перехода на закупки по прямым договорам, а также использование надомного труда - достигнутая экономия составила 45,8 млн.сум;

- сокращение энергоёмкости производства, внедрение современных энергосберегающих систем и приборов учёта, рациональный расход ГСМ - достигнутая экономия составила 40,7 млн.сум;

- совершенствование системы оплаты труда и организационной структуры предприятия, увеличение производительности труда за счёт освоения работниками смежных профессий - достигнутая экономия составила 63,5 млн.сум;

- сокращение накладных расходов и непроизводительных затрат - достигнутая экономия составила 101,8 млн.сум;

- укрепление финансовой дисциплины, обеспечение своевременных платежей в бюджет, сокращение прочих расходов - достигнутая экономия составила 13, 9 млн.сум.

Выполнены в полном объёме все задачи, запланированные Комплексом мер, кроме пунктов касающихся модернизации и технического перевооружения производства, в частности - приобретение новой стыкосварочной машины типа МСО-604 и установки для термообработки сварных стыков УИИТ-50-2,4.

Несмотря на проведённую работу по изысканию поставщиков указанного оборудования, проработки условий поставки, получения положительного решения экспертной комиссии ГАК «Узбекэнерго» на заключение контрактов, работы не были завершены из-за невыделения предприятию денежных средств.

Для дальнейшей реализации программы технологической модернизации предприятия, и приобретения вышеуказанного оборудования ОАО «Узбекэнерготашмир» необходимо выделение денежных средств на общую сумму 973,76 млн.сум.

Следует отметить, что намеченные планы по техническому перевооружению и реконструкции, а также по модернизации оборудования, нельзя будет выполнить без повышения культуры энергоремонтного производства и эксплуатации электростанций, без исправления некоторых тенденций, исторически сложившихся в электроэнергетике.

В части организации ремонта необходимо решительно пойти на устранение существующего парадокса: технико-экономические показатели энергооборудования делают ремонтники, но именно в их деятельности они никак не планируются; ремонт оборудования необходимо делать ночью, в выходные и праздничные дни. В электроэнергетике четко просматривается циклический характер и ярко выраженная срочность ремонтных работ, от чего ремонтная служба становится основной и неотъемлемой частью производственного процесса. Поэтому и работа ремонтников должна протекать в тесной взаимосвязи с другими производственными цехами и подразделениями.

К обеспечению критериев совершенствования энергоремонтного производства следует также отнести стремление к достижению более низких показателей ремонтной составляющей в тарифах на электрическую и тепловую энергию, что также спо-

способствует повышению конкурентоспособности компании в перспективе развития экспорта электроэнергии.

«Узбекэнергтаъмир» в настоящее время испытывает некоторые трудности в вопросах материально – технического обеспечения, и финансирования, а это может отразиться на производственно экономически показателях работы предприятия, а именно возможно:

- сокращение объемов запланированных ремонтных работ, из-за отсутствия материалов и запасных частей и влекущее за собой снижение уровня надежности отремонтированного оборудования, сокращение межремонтного периода и, как следствие, неэффективное использование ремонтного фонда;

- увеличения ремонтного периода из-за длительного отсутствия заводских поставок запасных частей для систем парораспределения и регулирования, полной выработки ресурса корпусов цилиндров и крепежа турбин, а также отсутствия материалов и комплектующих для изготовления и замены фактически полностью изношенных поверхностей нагрева котлов – всё это объективно препятствуют дальнейшему обеспечению качества ремонтных работ. Кроме этого, сокращение финансирования ремонтных работ ведёт к оттоку квалифицированного персонала;

Следует отметить, что 90% материалов, используемых в процессе производства ремонтных работ на объектах энергосистемы, поставляются заказчиками.

В таких условиях 80% производственных затрат ОАО «Узбекэнергтаъмир» складывается из затрат на оплату труда.

Поэтому важнейшими задачами в снижении себестоимости определены следующие:

- совершенствование организационной структуры производства;
- рост производительности труда за счет повышения квалификации персонала и овладения работниками смежных профессий;

Дальнейшее снижение производственных затрат, повышение производительности труда, улучшения качества выпускаемой продукции и оказываемых услуг намечено обеспечить за счет модернизации оборудования для изготовления КВО на производственной базе: приобретения и введения в эксплуатацию в ближайшее время новой стыкосварочной машины и установки для термообработки стыков.

Комплекс мер предусматривает также сокращение удельных норм расхода основных и вспомогательных материалов, используемых при изготовлении продукции в условиях производственной базы. Значительная экономия достигается:

- за счет увеличения срока эксплуатации оборудования при освоении выпуска медного профилированного провода заданного сечения, используемого при изготовлении секции обмоток высоковольтных двигателей;

- при использовании местных материалов для изоляции: стекло — и хлопчатобумажной нити взамен ленты ЛСК.

ОАО «Узбекэнерготабмир», являясь одним из субъектов ГАК «Узбекэнерго», приложит все усилия в поддержании энергетического оборудования ЭЭС Узбекистана в рабочем состоянии и обеспечении потребителей качественной электрической и тепловой энергией.

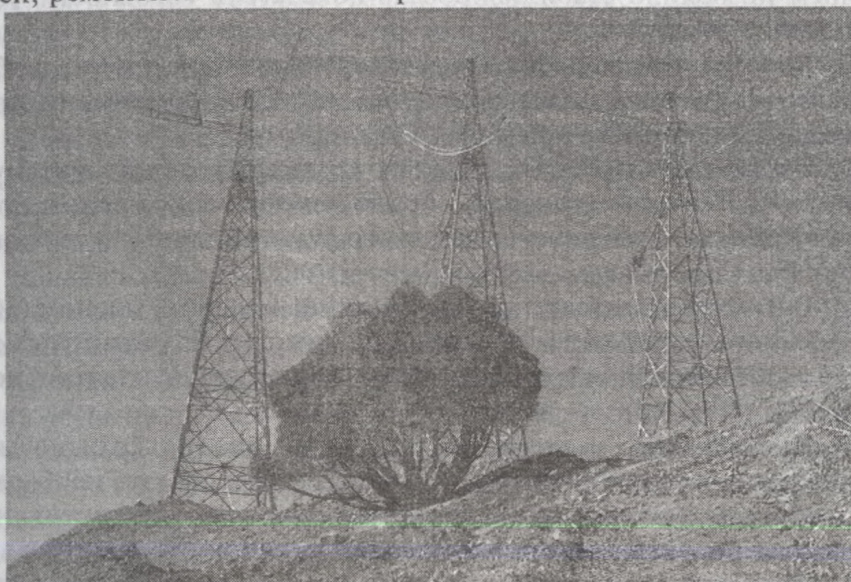
3.3. Структура энергоремонтного производства ГАК «Узбекэнерго»

Взятое в начале 60-х годов направление на строительство блочных электростанций с ресурсом 15-20 лет с недостаточной надежностью и экономичностью установленного оборудования привело к тому, что электроэнергетика столкнулась с большими реконструктивными работами, которые значительно усложнились в связи с изменением конъюнктуры топлива. Менеджмент в то время сильно отставало в части управления производством, так как все компоненты управления (планирование, организация, контроль и информация) не соответствовали требуемому уровню.

В конце 80-х годов в силу известных обстоятельств отечественная энергетика вступила в фазу снижения производства. Возникшие резервы в сочетании с ослаблением функций командно-административной системы обусловили ряд негативных проявлений. Они выразились в увеличении продолжительности простоев энергооборудования в различных видах ремонтов, а также в непредсказуемом росте затрат на техническое обслуживание и ремонт. Состояние электроэнергетики требовало коренного изменения взглядов на пути дальнейшего совершенствования и развития этой важнейшей отрасли.

В тот период стало уже недопустимым, с позиции современных понятий, сложившееся отношение к ремонтному обслужи-

ванию когда произвольно трактуются и применяются различные крайние формы, абсолютно низок учет затрат на ремонт, практически отсутствуют система диагностики оборудования с точки зрения необходимости тех или иных ремонтных работ, система учета расхода материалов, запасных частей и трудовых ресурсов, автоматизированная информационная система учета качества ремонта оборудования, слабо расставлены акценты в части развития ремонтных баз по изготовлению запасных частей, ремонтной оснастки и приспособлений.



**Рис. 3.3. ВЛ 500 кВ Ново-Ангренской ТЭС - ПС
«Узбекистанская»**

Возникшие негативные тенденции своевременно были изучены и их последствия в значительной степени удалось преодолеть. Предложенная модель совершенствования энергоремонтного производства не нарушала существующую систему действующих государственных стандартов, нормативных документов и правил технической эксплуатации. Её суть заключалась в организации ремонтных циклов учитывающих ранее достигнутые наработки в межремонтных периодах по конкретным типам основного оборудования. Другие условия сохранились неизменными, включая выполнение капитальных и средних ремонтов одновременно по всем видам оборудования. В результате внедрения разработанной модели энергоремонтного производства был

осуществлен плавный переход от жесткой системы ремонтных циклов к системе ремонтов, учитывающих достигнутую ранее наработку в пределах межремонтных периодов.

Несмотря на эмпирический подход к оценке межремонтных ресурсов был сделан большой шаг к изучению процессов технического диагностирования энергооборудования ТЭС. Здесь нашло свое отражение естественное стремление отечественной электроэнергетики к переходу на рыночные отношения, что в общем позволило стабилизировать показатели готовности ТЭС к несению нагрузок.

Вместе с тем решение задач по стабилизации простоев оборудования во всех видах ремонтов оказалось достаточно прозрачным и коррелируемым.

Увеличение простоев в целом компенсировалось увеличением межремонтного периода, приводящего к сокращению доли оборудования, ежегодно выводимого в капитальные и средние ремонты.

В итоге показатели готовности генерирующих мощностей к несению нагрузок оказались вне зависимости от ремонтных затрат и обеспечили устойчивое функционирование электроэнергетики.

Последующие исследования показали, что только рыночные отношения в сфере энергопроизводства могут создать необходимые условия для снижения затрат на техническое обслуживание и ремонт объектов электроэнергетики.

Экономическим инструментом очередных ожиданий должны явиться конкурентные отношения среди энергоремонтных предприятий, а функциональным - переход на ремонты по техническому состоянию.

В настоящее время структура ремонтного обслуживания энергетической отрасли состоит из четырёх последовательных этапов:

I этап - планирование ремонта оборудования, которое включает в себя разработку:

- перспективных графиков ремонта и модернизации основного оборудования электростанций;
- годовых графиков ремонта основного оборудования электростанций;

Перспективный график ремонта и модернизации основного оборудования электростанций - разрабатывается энергосистемой

на 5 лет на основании материалов, представляемых электростанциями, и служит основанием для планирования трудовых, материальных и финансовых ресурсов по годам планируемого периода. Перспективный график ремонта может ежегодно корректироваться с учетом существующей обстановки.

Годовой график ремонта основного оборудования - устанавливает календарное время вывода в ремонт каждой энергоустановки, продолжительность ремонта и планируемый объем работ по исполнителям. Годовой график разрабатывается на планируемый год в соответствии с утвержденным перспективным графиком с учетом технического состояния оборудования. При этом в годовой график могут быть внесены обоснованные изменения.

Перспективный и годовой графики ремонта оборудования разрабатываются в пределах согласованной рабочей мощности как по электростанциям, так и по энергосистеме в целом. Для согласования рабочей мощности рассчитывается ее нормативное значение. При разработке графиков ремонта суммарная продолжительность простоя оборудования во всех видах ремонта устанавливается в пределах согласованной рабочей мощности.

II этап - подготовка к ремонтам - включает в себя разработку и выполнение комплекса организационно-технических мероприятий, которые обеспечивают высокое качество ремонтных работ, выполнение их в установленные сроки, оптимальные трудовые и материальные затраты. Разработка мероприятий и сроки их выполнения предусматриваются в планах подготовки к ремонту оборудования и являются важнейшей составляющей, обеспечивающей эффективное выполнение ремонтных работ.

Электростанции с участием ремонтных предприятий разрабатывают:

- перспективный план подготовки к ремонту в предстоящем пятилетии после утверждения перспективного графика ремонта, модернизации оборудования;

- годовой план подготовки к ремонту после согласования и утверждения годового графика ремонта;

III этап - вывод в ремонт и производство ремонта оборудования.

Началом ремонта энергоблоков, неблочных паротурбинных агрегатов, гидроагрегатов и трансформаторов считается время отключения генератора (трансформатора) от сети.

Началом ремонта паровых котлов не блочных ТЭС считает-

ся время отключения котла от стационарного паропровода остrego пара.

При выводе основного оборудования в ремонт из резерва началом ремонта считается время, указанное диспетчером энергосистемы в разрешении на вывод оборудования в ремонт.

Вывод в энергоагрегата в ремонт производится по программе, утвержденной главным инженером электростанции, которая должна предусматривать:

- проведение эксплуатационных испытаний по специальной программе, утвержденной в установленном порядке. Испытания должны быть проведены не ранее чем за месяц и не позднее чем за 5 дней до вывода оборудования в ремонт. По результатам испытаний определяются критерии, которые необходимо достичь после ремонта;

- уборку энергоагрегата снаружи (площадки обслуживания, наружная поверхность оборудования, трубопроводов, газо- и воздухопроводов, пылепроводов и т.д.) от пыли, воды и мусора, удаление с рабочих мест постороннего оборудования, материалов;

- сработку топлива в бункерах котла при его останове, обдувку поверхностей нагрева и стряхивание электродов электрофильтров;

- принудительное расхолаживание турбин при останове.

После останова оборудования на ремонт персонал электростанции:

- производит все отключения, обеспечивающие безопасные условия производства работ, согласно правилам техники безопасности и пожарной безопасности;

- выдает общий наряд-допуск на ремонт оборудования;
- устанавливает режим работы подразделений обеспечения (ЦРМ, компрессорных, газогенераторных и кислородных станций, складов, лабораторий и т.п.), а также грузоподъемных и транспортных средств (кранов, лифтов и др.) в соответствии с графиком ремонта.

Ремонтные предприятия и организации отвечают за сроки окончания и качество ремонтных работ, технологическую, производственную и трудовую дисциплину, а также за соблюдение правил техники безопасности и противопожарной безопасности своим персоналом, и ведут учет трудовых и материальных ресурсов в пределах обязательств, принятых по договору.

IV этап - приёмка оборудования из ремонта и оценка качества, которую производит комиссия, возглавляемая главным инженером электростанции. В состав комиссии включаются общий руководитель ремонта, начальники цехов, в ведении которых находится ремонтируемое оборудование, начальник цеха централизованного ремонта, руководители работ от ремонтных предприятий, инженер-инспектор по эксплуатации, представители отдела подготовки ремонта. При приемке из ремонта установок в состав комиссии может входить представитель ГАК Узбекэнерго.

Приемка установок из капитального и среднего ремонтов производится по программе, согласованной с исполнителями и утвержденной главным инженером электростанции. После ремонта проводятся приемо-сдаточные испытания для проверки эксплуатационных показателей оборудования, их соответствие установленным требованиям. Приемо-сдаточные испытания установки проводятся в 2 этапа: испытания при пуске и испытания под нагрузкой.

Окончанием капитального (среднего) ремонта считается;

- для энергоблоков ТЭС, паровых турбин ТЭС с поперечными связями, гидроагрегатов и трансформаторов - время включения генератора (трансформатора) в сеть;

- для паровых котлов ТЭС с поперечными связями - время подключения котла к стационарному трубопроводу острого пара;

- для энергоблоков ТЭС с двухкорпусными котлами (дубли-блоков) - время включения энергоблока под нагрузку с одним из корпусов котла;

- для водогрейных котлов - время растопки котла.

Оборудование электростанций, прошедшее капитальный и средний ремонт, подлежит приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 48 часов. Испытания под нагрузкой проводятся при номинальных параметрах пара и основном топливе на электростанциях, номинальных напорах и расходе воды на гидроэлектростанциях и постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования по нормальной эксплуатационной схеме с доведением нагрузки до номинальной. Если номинальные нагрузки и параметры не могут быть достигнуты по независящим от электростанции причинам, то предельные параметры и нагрузки устанавливаются руководством энергоси-

стемы по согласованию с НДЦ Узбекэнерго и оговариваются в акте приемки. Если по условиям работы электростанции включение оборудования под нагрузкой не производится, то оно принимается без испытания под нагрузкой. При этом решение о выводе оборудования в резерв принимает руководство ГАК Узбекэнерго. Электростанция и исполнитель ремонта в этом случае согласовывают дополнительные условия приемки оборудования, определяющие порядок приемки, сроки проведения испытаний под нагрузкой, порядок и объем участия исполнителя ремонта в испытаниях и др.

Если в течение приемо-сдаточных испытаний были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой, или обнаруженные дефекты требуют в соответствии с ПТЭ и ПУЭ или инструкцией по эксплуатации немедленного останова, то ремонт считается незаконченным до устранения этих дефектов и повторного проведения приемо-сдаточных испытаний. При этом обнаруженные дефекты устраняются исполнителем ремонта в сроки, согласованные с электростанцией.

Если приемо-сдаточные испытания оборудования под нагрузкой прерывались для устранения дефектов, то временем окончания ремонта считается время последней в процессе испытания постановки под нагрузку.

После окончания приемо-сдаточных испытаний начинается подконтрольная эксплуатация отремонтированного оборудования, которая завершается через 30 календарных дней с момента включения оборудования под нагрузку. В период подконтрольной эксплуатации заканчивается проверка работы оборудования на всех режимах, проводятся испытания и наладка всех систем, завершаются отделочные работы по тепловой изоляции.

Оценка качества отремонтированного оборудования характеризует техническое состояние после ремонта и соответствие его требованиям НД и устанавливается на основании результатов испытаний и приемки оборудования из ремонта.

Если приемочная комиссия принимает оборудование из ремонта в эксплуатацию, то ему может быть установлена одна из следующих оценок качества:

- соответствует требованиям НД;
- соответствует требованиям НД с ограничением.

Оценка качества выполненных ремонтных работ характеризует организационно-техническую деятельность каждого пред-

приятия, участвующего в ремонте, включая электростанцию.

За качество выполненных ремонтных работ может быть установлена одна из следующих оценок: отлично, хорошо, удовлетворительно, неудовлетворительно.

Оценка качества выполненных ремонтных работ устанавливается каждому предприятию в пределах выполненного им объема ремонта по оборудованию.

Эксперименты последних лет, опыт и изучение различных форм ремонтного обслуживания привели практику оптимального ремонта к комплексной системе ремонтного обслуживания электрических станций, включающей в себя пять основных и неотъемлемых элементов:

- непрерывное текущее обслуживание всего оборудования с четко выраженной системой;

- капитальные и средние ремонты основного и вспомогательного оборудования электростанций;

- специальные ремонтные работы, связанные, как правило, с основным энергетическим оборудованием, его реконструкцией и модернизацией;

- заводской ремонт части мобильного вспомогательного оборудования или узлов основного оборудования электростанций;

- изготовление запасных частей, оснастки и средств малой механизации для ремонта оборудования.

Структурная схема ремонтного обслуживания оборудования энергосистемы Узбекистана изображена на рис.3.4.

К обеспечению первоочередных критериев совершенствования энергоремонтного производства следует отнести стремление к достижению более высоких показателей готовности энергистов к несению нагрузок.

Такие показатели частично лежат в области надежности и считаются комплексными. В сфере взаимоотношений энергопроизводителя и потребителей такое понятие принято использовать в качестве индикатора, способного влиять на рейтинг энергетики среди прочих отраслей промышленности.

К обеспечению критериев совершенствования энергоремонтного производства второго порядка следует отнести стремление к достижению более низких показателей ремонтной составляющей в тарифах на электрическую и тепловую энергию, что также способствует повышению конкурентоспособности компании в перспективе увеличения экспорта электроэнергии.

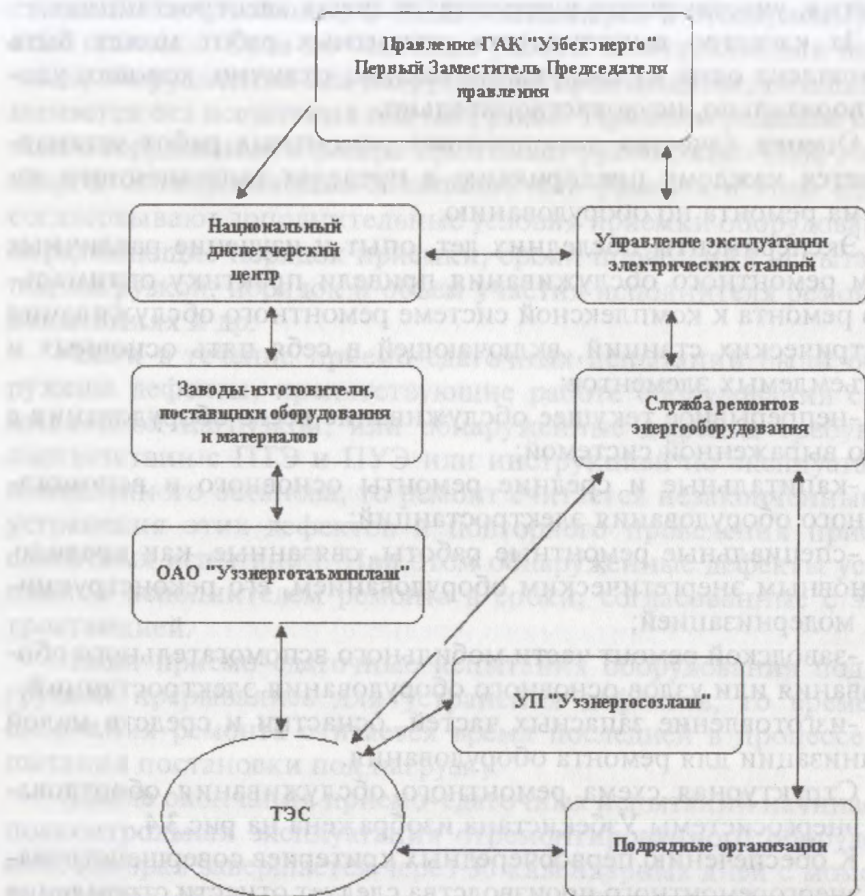


Рис. 3.4. Структурная схема ремонтного обслуживания оборудования энергосистемы Узбекистана

Обозначенные критерии совершенствования технического обслуживания и ремонта, естественно, не могут считаться исчерпывающими, однако на их основе можно сформулировать некоторые предпосылки более конкретных задач в области отечественного энергоремонтного производства.

В последние годы была существенно улучшена структура документооборота по контролю за ходом ремонтов, увеличено количество и улучшено качество отчетных и справочных документов.

Значительные резервы по улучшению объема обработки информации и в повышении оперативности появляются при ис-

пользовании современных информационных технологий. Следует отметить, что намеченные планы по техническому перевооружению и реконструкции, а также по модернизации оборудования, нельзя будет выполнить без совместного повышения культуры энергоремонтного производства и эксплуатации электростанций, без исправления некоторых тенденций, исторически сложившихся в электроэнергетике.

Работа ремонтных подразделений протекает в тесной взаимосвязи с другими производственными подразделениями владельца оборудования, которые в свою очередь активно влияют на весь процесс энергоремонтного производства и являются его ведущими звеньями.

Опыт ведущих электростанций ГАК Узбекэнерго говорит в пользу указанной трактовки, так как только в этом случае, когда владелец оборудования активно участвует в энергоремонтном производстве, достигается максимальный успех, для чего, конечно, электростанция должна обладать определенными техническими службами и подразделениями, способными взять такое руководство в свои руки. Общее руководство ремонтной стратегией со стороны ГАК «Узбекэнерго» приведено в табл.3.1.

Необходимость специализированного ремонта вытекает из самой сути ремонтно-технического обслуживания такого сложного по составу и многообразного по конструкции энергетического оборудования, так как одна ремонтная организация не может иметь спецоборудование и методики для всех видов работ, ибо чаще всего масштабы этих работ и их цикличность не оправдывают ни приобретения такого оборудования, ни затраты на соответствующую подготовку персонала и в связи с этим концентрация этой службы в одном центре дает положительные экономические преимущества.

Все электростанции имеют свою собственную индивидуальность, и посторонняя организация не может обойтись без больших затрат времени на предварительное изучение трудностей, сложностей и особенностей этого предприятия. Поэтому основные предложения по ремонту, реконструкции и модернизации должны в основном исходить от персонала предприятия - хозяина оборудования, так как в конечном счете рациональное использование рабочих независимо от того, являются ли они работниками предприятия или специализированной организации, выступает как решающий фактор эффективности работы ремонтной службы вообще, от управления которой не может устраниться само предприятие-заказчик.

Структура управления ремонтным производством ГАО «Узбекэнерго»

Таблица 3.1.

№ № п.п.	Подразделения ГАО Узбекэнерго		Задачи по планированию и проведению ремонтов оборудования
1	Национальный диспетчерский центр	Управление эксплуатации электростанций	Согласование рабочей мощности
2	Управление эксплуатации электростанций, Служба ремонтов энергооборудования	Электростанции, УП «Узэнергосозлаш»	Определение необходимого объема работ по результатам работы оборудования.
3	Электростанции	Служба ремонтов энергооборудования, ОАО «Узэнерготашмир»	Представление заявок на приобретение материалов и запасных частей
4	Служба ремонтов энергооборудования, ОАО «Узэнерготашмир»	Заводы-изготовители, поставщики материалов и запасных частей	Заключение договоров и поставка материалов и запасных частей
5	Управление эксплуатации электростанций. Служба ремонтов энергооборудования	Электростанции, УП «Узэнергосозлаш», подрядные организации	Обоснование продолжительности ремонтов, подготовка проекта годового графика ремонтов
6	Национальный диспетчерский центр	Управление эксплуатации электростанций, служба ремонтов энергооборудования	Согласование годового графика ремонтов
7	Руководство правления компании	Управление эксплуатации электростанций, служба ремонтов энергооборудования, электростанции, подрядные организации	Утверждение годового графика ремонтов

Как правило, электростанции отдают предпочтение своим ремонтным рабочим по сравнению с рабочими специализиро-

ванной организации в отношении их квалификации, хотя в отношении объема работ, который они могут выполнить, мнение обратное. Многолетний опыт учит, что параллельное использование тех и других приводит к минимальным расходам на ремонт, минимальным производственным потерям и максимальной выгоде.

Современная система управления, всегда эффективна, если она тесно связана с хорошо отлаженной информационной системой. Высокое качество автоматизированной информационной системы обеспечивается при условии устранения недочетов прежнего подхода, когда поток информации был недостаточен и носил случайный характер.

В этом случае информационная система представляет собой комплекс процедур, обеспечивающих выдачу в систему управления, информации относительно хода ремонтного процесса. Тем самым система окажет помощь руководителям при принятии наилучшего решения.

В условиях углубления реформ в энергетике для ремонтного предприятия стремительно возрастает роль внедрения современных информационных технологий и решений. Профессиональный подход к управлению по международным стандартам позволяет своевременно устранять недостатки в организации производственных процессов и создавать конкурентные преимущества.

3.4. Пути совершенствования организации ремонта оборудования энергетической системы Узбекистана

Состояние энергетического оборудования крупных тепловых станций энергосистемы республики требует большого объема модернизации и реконструктивных работ, вызванных значительным износом оборудования, изменением конъюнктуры топлива в связи с резким снижением количества поставляемого для электростанций топочного мазута. С течением времени ежегодные затраты на ремонты оборудования возрастают. Энергоремонтное производство в условиях рыночных отношений и старения энергетического оборудования становится одним из основных факторов надежной и экономичной работы ЭЭС Узбекистана.

Как было указано выше, в настоящее время установленная мощность электрических станций республики составляет более 12 млн. кВт, в том числе:

- тепловые станции:

Сырдарьинская ТЭС	3000
Ново-Ангренская ТЭС	2100
Ташкентская ТЭС	1860
Навойская ТЭС	1250
Тахиаташская ТЭС	750
Ангренская ТЭС	484
Ферганская ТЭЦ	305
Мубарекская ТЭЦ	63
Ташкентская ТЭЦ	30
Талимарджанская ТЭС 1-й блок	800
- каскад гидроэлектрических станций	1414
Итого по «Узбекэнерго»	12056 МВт.

Более 82 % электроэнергии производимой в республике приходится на долю вышеназванных ТЭС.

Для оптимальной организации энергоремонтного производства необходимо:

- совершенствование системы энергоремонтного производства;
- создание приборов и систем диагностирования оборудования с точки зрения его надежности, необходимости его ремонта;
- создание информационных систем энергоремонтного производства для оптимизации трудовых и материальных затрат.

В целях реализации этих задач были приняты следующие меры:

- усилен акцент на систему оптимизации плановых ремонтов как основы надежной и экономичной эксплуатации энергетического оборудования;
- повышена роль непрерывного технического обслуживания оборудования, капитального и среднего ремонтов для восстановления работоспособности оборудования;
- работа исполнителей за проведение плановых ремонтов (собственного ремонтного персонала электростанций, персонала энергосистем и привлеченных специализированных организаций) взята под особый контроль;
- усилен контроль за поставкой основных запчастей и материалов.

Особое внимание необходимо обратить на совершенствование составляющих системы управления: планирование, организация, контроль и информация.

В связи с непрерывностью технического процесса производства и распределения электро- и теплоэнергии к организации ремонта оборудования на электростанциях предъявляются особые повышенные требования.

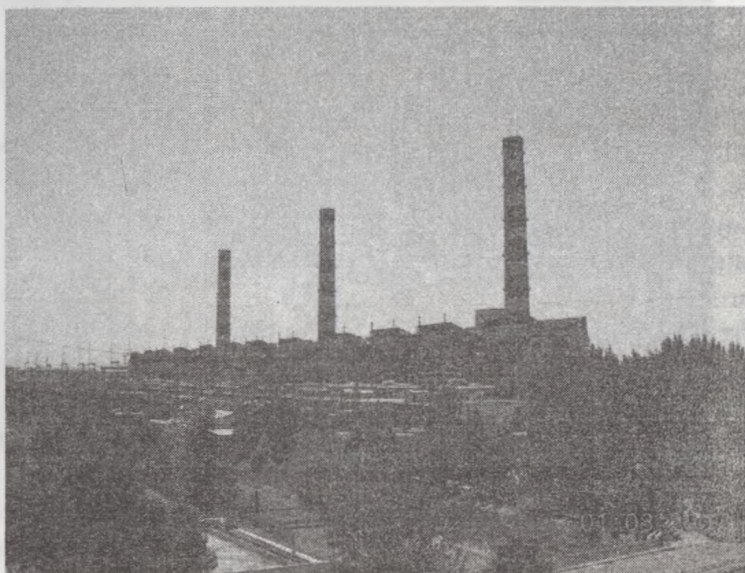


Рис. 3.5. Ташкентская ТЭС

Работа ремонтных подразделений протекает в тесной взаимосвязи с производственными цехами и подразделениями эксплуатационников, являющихся ведущим звеном в процессе производства электроэнергии.

Жесткая связь эксплуатационных и ремонтных подразделений является основой стабильной и экономичной работы электростанции; ремонтник и эксплуатационник должны рассматриваться, как равные партнеры в достижении общих целей.

В части материального стимулирования работников ремонтной службы необходимо решительно пойти на устранение существующего парадокса: технико-экономические показатели отремонтированного энергооборудования создают ремонтники, но именно в их деятельности они никак не учитываются; Чтобы сократить простои агрегатов и тем самым уменьшить потери в объеме производства электроэнергии, ремонт оборудования за-

частую делают ночью, в выходные и праздничные дни. В электроэнергетике четко просматривается циклический характер и ярко выраженная срочность ремонтных работ, от чего ремонтная служба становится основной и неотъемлемой частью производственного процесса. Поэтому и работа ремонтников должна протекать в тесной взаимосвязи с показателями работы производственных цехов и подразделений.

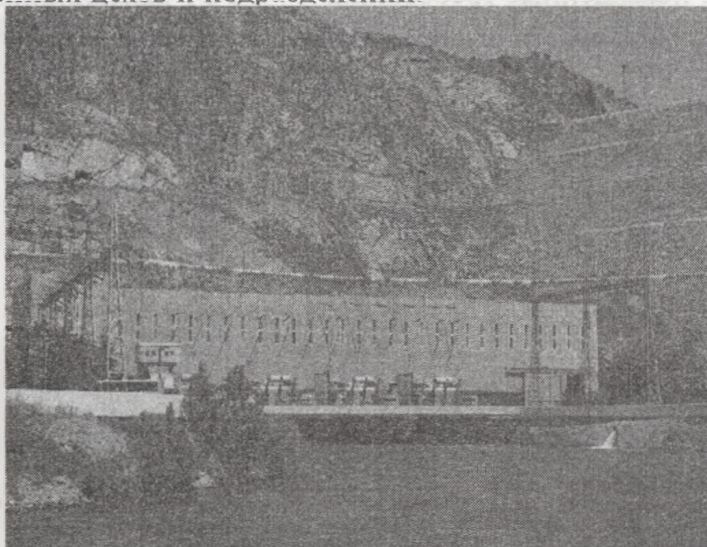


Рис. 3.6. Здание Чарвакской ГЭС.

Система материального стимулирования должна быть в равной степени эффективной для тех и других.

В результате внедрения ППР уменьшаются случаи аварийного выхода оборудования из строя, улучшается сохранность основных фондов и продлевается срок их службы. При создании системы ППР важную роль играет организация системы обеспечения непрерывной информации руководства о состоянии ремонта и обслуживание оборудования.

Система ППР должна разрабатываться для каждой станции самостоятельно, так как состояние оборудования станций различно. Нельзя допускать, чтобы только отказ оборудования становился заявкой на его ремонт. Выполнение графиков ППР позволяет экономить средства, благодаря контролю за расходом запасных частей и материалов. Внедрение ППР способствует повышению эффективности использования трудовых ресурсов

благодаря сокращению сверхурочных часов и минимизации количества привлекаемого персонала.

Программу ППР рациональнее базировать на данных статистически обработанной отчетности за прошлые годы и на результатах контрольных осмотров оборудования. Общие положения теории вероятности, в частности теории массового обслуживания (математическая статистика), а также анализ затрат, связанных с ремонтом и обслуживанием оборудования, должны составить основу для разработки научно обоснованных программ ППР, определения оптимального количества ремонтных работ и оптимальных ремонтных мощностей. Все это в совокупности необходимо для надежного функционирования производственной системы сложного механизма энергетических систем.

Планово-предупредительный ремонт - основа непрерывного технического обслуживания энергооборудования, однако и эта система требует совершенствования. Наиболее эффективной формой энергоремонтного производства является специализированный ремонт оборудования электростанций.

На электростанциях, в которых экономически нецелесообразно создавать свои ремонтные предприятия, специализированные виды ремонтов и модернизацию энергооборудования должны выполнять подрядные организации.

Основные предложения по ремонту, модернизации, реконструкции должны исходить, в основном, от эксплуатационного персонала предприятия знающего оборудование, так как рациональное использование материальных ресурсов и рабочих независимо от того, являются ли они работниками предприятия или специализированной организации, выступает как решающий фактор эффективности работы ремонтной службы.

Необходимо решительно дополнить действующие объемные и стоимостные показатели экономической категорией оценки удовлетворения потребителей - потребительной стоимостью, в основе которой лежит способность экономики к преодолению господства поставщиков и подрядчиков над заказчиками, поставив материальное стимулирование исполнителя в зависимость от выполнения обязательств перед потребителями за качественные показатели, которые являются синонимами потребительной стоимости.

Противоречия, возникающие между целями отдельных ра-

ботников и целями предприятий, рожают отчужденность и разобщенность работников, особенно сферы эксплуатации и ремонта, тем самым сдерживается самоутверждение отдельных работников, не побуждается проявление этих способностей.

Предметом отдельного анализа должны стать проблемы экономии затрат на ремонт и обслуживание оборудования путем снижения издержек производства, составление смет расходов, рационализации организации учета запасных частей и управлению запасами запасных частей, организации и нормирования труда ремонтных рабочих, повышению производительности труда, создание системы поощрительных нормативов и многое другое.

Для повышения эффективности и качества управления ремонтными работами, необходимо внедрение автоматизированной системы информации о состоянии энергетического оборудования.

В связи с этим главная задача информационной системы заключается в том, чтобы поставлять в систему управления данные о ходе производственного процесса (например, о ходе ремонта агрегата, узла, поставках основных запчастей, расстановке персонала и пр.).

Если исходить из того, что основной функцией управления производством является корректировка краткосрочных нарушений процесса ремонта оборудования, то в этом случае информационная система должна выдавать только такую информацию, которая выходит за рамки саморегулирующей системы управления производственным процессом и требует определенных решений и действий со стороны руководителей более высокого звена.

Наибольший успех в работе информационных систем достигается в том случае, если они обеспечивают предоставление руководителям информации, выявляющей отклонения от оперативного производственного плана, что дает возможность вносить в него соответствующие коррективы, а также повысить эффективность производства за счет более полного использования трудовых и материальных ресурсов.

Автоматизированная система производственной информации явится эффективным средством в руках руководителей, занятых оперативным управлением ремонтным производством.

Постоянное развитие информационной системы может перерасти в управляющую.

Самым большим препятствием для успешного функционирования информационной системы является отсутствие правильного понимания самой сущности информации.

Эффективное воздействие на производственный процесс может оказать руководитель принимающий определённые решения на основе достоверной, оперативной информации, завершая этим цикл работы управляющей системы.

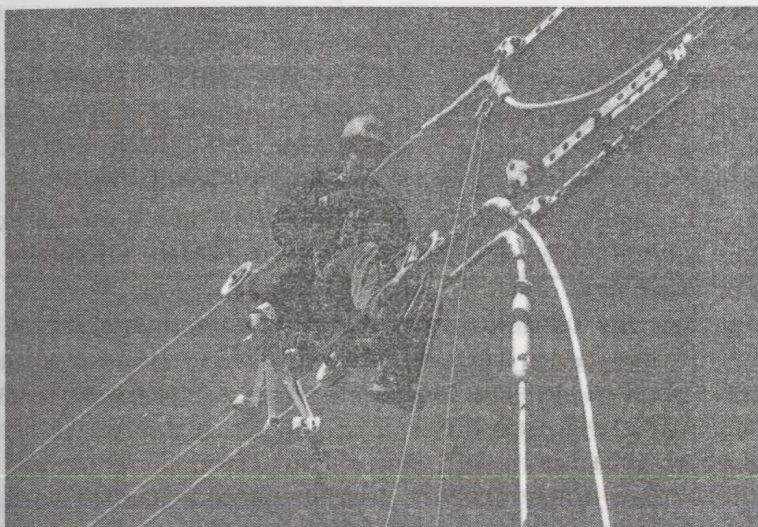


Рис. 3.7. Обработка шлейфов ВЛ 500 кВ Ново-Ангренская ТЭС ПС «Узбекистанская»

Все функции информационной системы можно свести к двум основным направлениям деятельности:

- определение отклонений от оперативного производственного плана и если в этом есть необходимость, в разработке нового плана;
- определение возможностей усовершенствования производственного процесса, которые не были учтены при разработке первоначального плана.

Таким образом, общий подход при построении любой информационной системы должен, прежде всего, предусматривать действия руководителей, и это должно стать отправным пунктом развития информационного обеспечения.

ботников и целями предприятий, рожают отчужденность и разобщенность работников, особенно сферы эксплуатации и ремонта, тем самым сдерживается самоутверждение отдельных работников, не побуждается проявление этих способностей.

Предметом отдельного анализа должны стать проблемы экономии затрат на ремонт и обслуживание оборудования путем снижения издержек производства, составление смет расходов, рационализации организации учета запасных частей и управлению запасами запасных частей, организации и нормирования труда ремонтных рабочих, повышению производительности труда, создание системы поощрительных нормативов и многое другое.

Для повышения эффективности и качества управления ремонтными работами, необходимо внедрение автоматизированной системы информации о состоянии энергетического оборудования.

В связи с этим главная задача информационной системы заключается в том, чтобы поставлять в систему управления данные о ходе производственного процесса (например, о ходе ремонта агрегата, узла, поставках основных запчастей, расстановке персонала и пр.).

Если исходить из того, что основной функцией управления производством является корректировка краткосрочных нарушений процесса ремонта оборудования, то в этом случае информационная система должна выдавать только такую информацию, которая выходит за рамки саморегулирующей системы управления производственным процессом и требует определенных решений и действий со стороны руководителей более высокого звена.

Наибольший успех в работе информационных систем достигается в том случае, если они обеспечивают предоставление руководителям информации, выявляющей отклонения от оперативного производственного плана, что дает возможность внести в него соответствующие коррективы, а также повысить эффективность производства за счет более полного использования трудовых и материальных ресурсов.

Автоматизированная система производственной информации явится эффективным средством в руках руководителей, занятых оперативным управлением ремонтным производством.

Постоянное развитие информационной системы может перерасти в управляющую.

Самым большим препятствием для успешного функционирования информационной системы является отсутствие правильного понимания самой сущности информации.

Эффективное воздействие на производственный процесс может оказать руководитель принимающий определённые решения на основе достоверной, оперативной информации, завершая этим цикл работы управляющей системы.

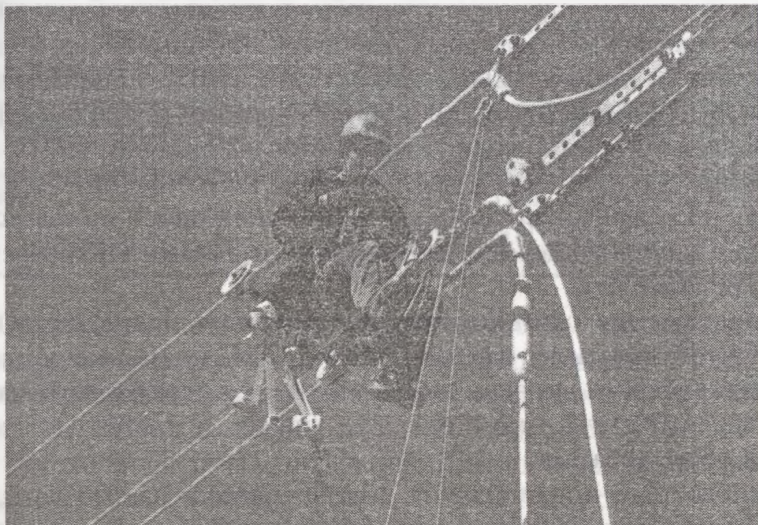


Рис. 3.7. Обработка шлейфов ВЛ 500 кВ Ново-Ангренская ТЭС ПС «Узбекистанская»

Все функции информационной системы можно свести к двум основным направлениям деятельности:

- определение отклонений от оперативного производственного плана и если в этом есть необходимость, в разработке нового плана;
- определение возможностей усовершенствования производственного процесса, которые не были учтены при разработке первоначального плана.

Таким образом, общий подход при построении любой информационной системы должен, прежде всего, предусматривать действия руководителей, и это должно стать отправным пунктом развития информационного обеспечения.

3.4.1. Методика расчетов межремонтного ресурса и ремонтно-го цикла оборудования тепловых электрических станций

Уровень надежности оборудования определяется большим количеством факторов. Это и исходный ресурс, закладываемый при изготовлении оборудования, объемы технического обслуживания и ремонтных воздействий при эксплуатации оборудования, режим загрузки и т.д. В процессе старения и износа оборудования частота отказов возрастает, и, как следствие, увеличиваются затраты на аварийный ремонт оборудования. Для поддержания определенного уровня надежности необходимы затраты на проведение плановых ремонтов, которые способствуют поддержанию, либо улучшению состояния оборудования, что в свою очередь влияет на интенсивность отказов. В данном случае под плановыми ремонтами понимается не система ППР - обслуживание по времени, а все ремонты, не относящиеся к аварийным, т.е. планируется объем ремонтных работ на предстоящий год в зависимости от состояния оборудования и требуемого уровня надежности.

Поддержание слишком высокого уровня надежности приводит к необоснованно высоким затратам на плановые ремонты, а слишком низкий уровень надежности - к высоким затратам на аварийные ремонты и компенсации ущерба потребителям из-за отказов оборудования.

Необходимо поддерживать такой уровень надежности, который будет экономически целесообразен, то есть будет достигнуто оптимальное соотношение затрат на плановые и аварийные ремонты. В данном случае это позволит определить план эксплуатации актива на протяжении его срока службы.

Одним из ответственных составляющих ремонтного производства является ремонт энергоблоков тепловых станций.

а). Тепловые электрические станции. Необходимо отметить, что в Узбекской энергосистеме ремонты электрооборудования производятся на основе методов сетевого планирования и управления, основы которого приведены в I главе. Практическая реализация ремонта энергоблока проводится на основе методических указаний [37-65]. Эта методика основанная на планово-предупредительном ремонте, совершенствовалась в направлении обеспечения надежности при имеющихся минимальных резервах генерирующих мощностей.

Количество отказов по турбогенераторам энергосистемы Узбекистана за 2000-2009 годы.

Таблица 3.2

Наименование узла	Кол-во отказов	Основные причины отказов
Водородные уплотнения	54	Отсутствие смазки, расслоение баббита
Возбудитель	52	Повышенная вибрация, повреждение обмотки
Статор	50	Замыкание на землю, нарушение герметичности обмотки стержней, повреждение изоляции
Щеточный аппарат	40	Нарушение контакта, механические повреждения
Другое	97	Выход из строя эл.двигателей, утечка водорода, повреждение изоляции обмотки ротора

Определяющим технико-экономическим критерием системы является минимизация простоев оборудования в ремонте на основе жесткой регламентации ремонтных циклов. При высоком уровне надежности энергоснабжения сокращение затрат на ремонт достигается путем целенаправленного увеличения межремонтного периода энергоблоков. В табл.3.2. приведены данные по отказам элементов турбоагрегатов ЭЭС Узбекистана за 2000-2009 годы.

Поскольку отказы являются случайными событиями, то и число m в формуле (1.5) является случайной величиной. Поэтому целесообразно оценить достоверность значения частоты отказов, т. е. определить доверительные границы, в которых находится действительная величина частоты отказов для данного типа элементов.

Доверительные границы могут быть определены лишь с некоторой вероятностью, называемой доверительной вероятностью или коэффициентом доверия. Выбор значения доверительной вероятности в большой степени зависит от цели исследования и частота отказов должна быть определена для доверительного интервала [67]. Опыт показывает, что доверительная вероятность 0,95 или 0,9 вполне достаточна для практических целей. Например, для доверительной вероятности 0,9 максимальное r_1

тального ремонта является исчерпанный межремонтный ресурс, а не регламентированная календарная продолжительность эксплуатации. В новых условиях календарная продолжительность ремонтного цикла является величиной переменной и зависит от наработки энергоблока.

Количество отказов по котлам ТЭС энергосистемы Узбекистана за 2000-2009 гг.

Таблица 3.3.

Наименование узла	Кол-во отказов	Основные причины отказов
Поверхности нагрева	1025	Свищи, перегорев труб, стояночная коррозия
ТДМ, РВП	148	Дефекты вала, рабочих колес, разрушение подшипников, дефекты редукторов
Трубопроводы	32	Трещины, разрывы труб
Арматура	72	Мех. поломка, дефекты набивки сальников
Барaban	2	Снижение уровня воды в барабане
Другое	121	Дефекты программно-технического комплекса, снижение давления газа в ГРП срыв подачи угля

За величину назначенного межремонтного ресурса принимается значение наработки между капитальными ремонтами, достигнутое в реальных условиях эксплуатации энергоблоков в 80-х годах. Правильность такого выбора подтверждается статистическими данными о максимальной наработке энергоблоков в этот период и о достаточно высоком уровне надежности и эффективности эксплуатации.

Применение новой системы организации ремонтной стратегии характеризуется преимущественностью с действующей системой ППР и имеет особенности:

- обеспечивается надежность и качество отремонтированного оборудования на основе использования разработанной ранее и действующей в настоящее время нормативно-технической и технологической ремонтной документации (технические условия и технологические процессы ремонта оборудования);
- сохраняется структура ремонтного цикла, характеризуе-

мая ежегодным проведением текущих ремонтов, одного среднего и одного капитального ремонтов за цикл;

- используются разработанные ранее и действующие в настоящее время нормативы продолжительности и типовых объемов плановых ремонтов с применением нормативов ППР, в том числе трудозатрат и норм расхода запасных частей и материалов.

Количество отказов по турбоагрегатам ТЭС энергосистемы Узбекистана за 2000-2009 гг.

Таблица 3.4.

Наименование узла	Кол-во отказов	Основные причины отказов
Насосное оборудование	281	Осевой сдвиг, повышенная вибрация подшипников, дефекты эл. двигателей
Система автоматического регулирования	74	Посадка стопорного клапана, неполадки в системе регулирования, сбой программной системы
Вибросостояние	9	Неустойчивое вибросостояние, динамический дисбаланс
Подшипники	103	Вибрация, трещины и отслоение баббитовой заливки, обводнение масла
Роторы	57	Повреждение лопаточного аппарата
Другое	91	Утечка масла, потеря вакуума в конденсаторе, ложное срабатывание защиты

Применение данной системы, базирующимся на назначенном межремонтном ресурсе, в современных условиях при сокращенной годовой наработке и увеличенном резерве позволяет увеличить календарную продолжительность межремонтной кампании и сократить среднегодовые ремонтные затраты, т.е. повысить эффективность эксплуатации ТЭС при сохранении надежности эксплуатации на должном уровне.

Для котельных и турбинных установок ТЭС используется эта же методика, но с учетом отличий в структурах их ремонтных циклов, а именно (рис.3.9):

- текущие ремонты не подразделяются по категориям (под текущим ремонтом категории T_2 понимаются кратковременные плановые остановки энергоблока с целью устранения отдельных

мелких неисправностей. Количество, сроки и продолжительность остановов при этом планируются электростанцией в пределах норматива на T_2);

- для части типов турбин в структуре ремонтного цикла отсутствует средний ремонт.

Структура полного ремонтного цикла агрегата ТЭС приведена на рис.3.9.

При этом необходимо иметь ввиду следующее:

- продолжительность ремонтного цикла T_{Π} определяется по назначенному межремонтному ресурсу $P_{кр}$. При достижении наработки энергоблока от предыдущего капитального ремонта, равной $P_{кр}$, энергоблок должен быть остановлен в очередной капитальный ремонт.

- средний ремонт энергоблока производится, когда наработка энергоблока от предыдущего капитального ремонта достигает $P_{ср}$, чему соответствует календарная продолжительность $T_{ср}$.

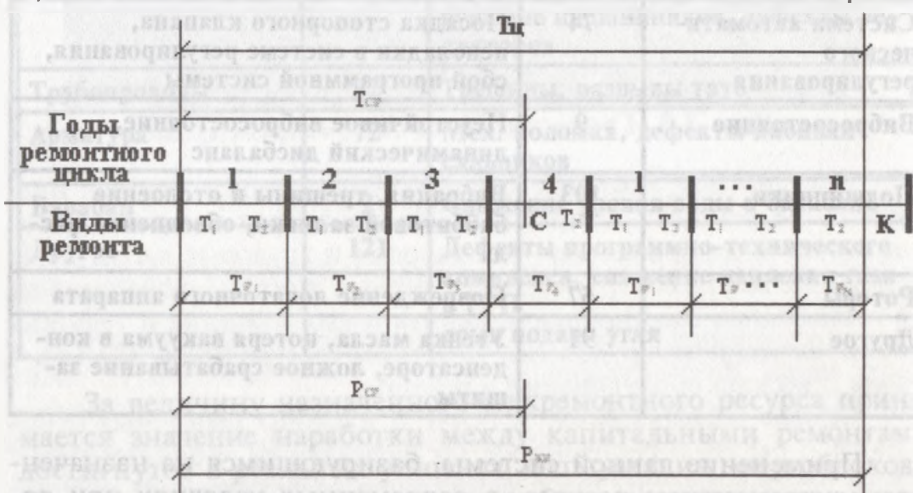


Рис. 3.9. Структура ремонтного цикла энергоблока.

T_{Π} — календарная продолжительность ремонтного цикла, лет;
 $P_{кр}$ — назначенный межремонтный ресурс между капитальными ремонтами, ч; $T_{ср}$ — календарная продолжительность периода между предыдущим капитальным ремонтом и средним ремонтом, лет; $P_{ср}$ — назначенный межремонтный ресурс между капитальным и средним ремонтами, ч; $T_{P1}, T_{P2} \dots T_{PN}$ — наработка энергоблока в соответствующий год ремонтного цикла, ч; T_1 — текущий ремонт 1 категории; T_2 — текущий ремонт 2 категории;
 С — средний ремонт; К — капитальный ремонт.

В структуре ремонтного цикла предусмотрено ежегодное проведение текущих ремонтов категорий T_1 и T_2 , кроме годов проведения среднего и капитального ремонтов, когда проводятся только текущие ремонты категории T_2 .

Важное значение имеет расчет назначенного межремонтного ресурса и календарной продолжительности ремонта энергоблока.

Порядок расчета назначенного межремонтного ресурса. Назначенный межремонтный ресурс между капитальными ремонтами принимается равным базовому значению суммарной наработки энергоблока за ремонтный цикл в базовый период.

Базовый период - это интервал времени эксплуатации энергоблока, характеризующийся достаточно высокими уровнями наработки и периодичности капитальных ремонтов, близкими к нормативным. Как показывают статистические данные о работе энергоблоков, такой период для расчета назначенного межремонтного ресурса должен приниматься в интервале 1980-1991 гг.

В соответствии с изложенным, назначенный межремонтный ресурс между капитальными ремонтами $P_{кр}$, ч, вычисляют по формуле:

$$P_{кр} = P_{крб} \sum_{i=1}^n T_{pi} \quad , \quad (3.1)$$

где: $P_{крб}$, ч - базовое значение суммарной наработки энергоблока за ремонтный цикл в период, принятый за базовый; i - i -й год ремонтного цикла; T_{pi} , ч - наработка энергоблока за i -й год ремонтного цикла.

Назначенный межремонтный ресурс между предыдущим капитальным ремонтом и средним ремонтом $P_{ср}$, ч, принимается равным половине базового значения суммарной наработки энергоблока за ремонтный цикл в период, принятый за базовый и вычисляется по формуле:

$$P_{ср} = 0,5 P_{крб} = 0,5 \sum_{i=1}^n T_{pi} \quad , \quad (3.2)$$

Назначенный межремонтный ресурс рассчитывается для каждого конкретного энергоблока электростанции по формуле (3.1) или принимается как среднее арифметическое суммарных наработок за ремонтный цикл группы однотипных энергоблоков электростанции. В последнем случае $P_{кр}$ вычисляется по формуле:

$$P_{KP} = (\sum_{j=1}^z P_{KPBj})/z \quad (3.3)$$

где: P_{KPBj} - базовое значение суммарной наработки для j -го энергоблока, рассчитываемое по формуле (3.1); z - количество однотипных энергоблоков на электростанции.

Применение формулы (3.3) позволяет уменьшить влияние на расчетную величину назначенного межремонтного ресурса значительных отклонений наработки отдельных конкретных энергоблоков за ремонтный цикл.

В периоде, принятом за базовый для расчета назначенного межремонтного ресурса, не должно быть особых обстоятельств, существенно сокративших наработку энергоблока за ремонтный цикл в этот период, а именно:

- длительного простоя в аварийно-восстановительном ремонте;
- длительного простоя при модернизации или реконструкции;
- длительного простоя в резервных остановках;
- других нарушений нормальной эксплуатации, обусловивших длительные простои энергоблока за ремонтный цикл.

При наличии таких особенностей эксплуатации назначенный межремонтный ресурс принимается равным назначенному межремонтному ресурсу другого однотипного энергоблока станции или энергообъединения, в эксплуатации которого не было нарушений, существенно сокративших наработку энергоблока.

При расчете назначенного межремонтного ресурса суммарная наработка энергоблока за ремонтный цикл принимается по отчетным документам электростанции от момента окончания предшествующего капитального ремонта до момента вывода энергоблока в последующий капитальный ремонт.

Расчетная величина назначенного межремонтного ресурса должна быть согласована и утверждена энергообъединением, в которое входит электростанция. Полученная величина назначенного межремонтного ресурса является нормативом для расчета календарной продолжительности ремонтного цикла каждого энергоблока или группы однотипных энергоблоков электростанции.

Порядок расчета календарной продолжительности ремонтного цикла. Календарная продолжительность ремонтного цикла

энергоблока - это интервал времени в годах от момента окончания предшествующего капитального ремонта до момента вывода энергоблока в последующий капитальный ремонт.

Календарная продолжительность ремонтного цикла определяется назначенным межремонтным ресурсом между капитальными ремонтами и величиной наработки энергоблока в каждом году ремонтного цикла. Определяющим при этом является положение, что при исчерпании назначенного межремонтного ресурса энергоблок должен быть остановлен для проведения очередного капитального ремонта.

Необходимость расчета и прогнозирования календарной продолжительности ремонтного цикла обусловлена необходимостью планирования финансовых, материальных и трудовых затрат на ремонт, а также потребностью в координации сроков проведения ремонтов различных энергоблоков на электростанции, в энергообъединении и в пределах отрасли.

Календарная продолжительность ремонтного цикла $T_{\text{ц}}$, лет, определяется по формуле:

$$T_{\text{ц}} = T_{\text{к}} + T_{\text{кп}}, \quad (3.4)$$

где: $T_{\text{к}}$, лет - фактическая календарная продолжительность эксплуатации от начала ремонтного цикла до момента проведения расчета; $T_{\text{кп}}$, лет - будущая календарная продолжительность эксплуатации от момента проведения расчета до конца ремонтного цикла - начала проведения последующего капитального ремонта.

В момент времени $T_{\text{к}}$ известны фактические наработки энергоблока за истекший с момента начала ремонтного цикла период до данного момента.

С учетом этого оставшийся до конца ремонтного цикла период $T_{\text{кр}}$, лет, рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{кр}} = (P_{\text{кр}} - \sum_{i=1}^k T_{\text{pi}}) / T_{\text{р}}, \quad (3.5)$$

где: $P_{\text{кр}}$, ч - назначенный межремонтный ресурс, принятый в качестве нормативного; T_{pi} , ч - фактическая наработка энергоблока по годам ремонтного цикла от его начала до момента проведения расчета; $T_{\text{р}}$, ч - прогнозируемая средняя наработка энергоблока за один полный календарный год. Характеризует

наработку энергоблока в период от момента проведения расчета до конца ремонтного цикла.

T_p задается на основе экспертных прогнозных оценок с учетом тенденции изменения выработки электроэнергии в последующие после момента расчета годы ремонтного цикла. В целях упрощения значение T_p может быть принято равным наработке энергоблока за один полный календарный год, предшествующий моменту расчета.

С учетом известного T_k и вычисленного $T_{кп}$ определяется календарная продолжительность ремонтного цикла $T_{ц}$ по формуле (3.4).

При расчете $T_{ц}$, когда момент проведения расчета лежит вне пределов периода ремонтного цикла, что может быть при расчете последующего за текущим ремонтного цикла, или момент проведения расчета совпадает с капитальным ремонтом, составляющие формул (3.4) и (3.5) T_k и $\sum_{i=1}^K T_{pi}$ равны нулю. Формула (3.4) при этом преобразуется в вид:

$$T_{ц} = P_{кр}/T_p . \quad (3.6)$$

Календарная продолжительность периода от начала ремонтного цикла до начала среднего ремонта определяется аналогично вышеприведенному с использованием формул (3.4), (3.5) и (3.6) и с использованием показателей, соответствующих среднему ремонту.

Необходимость периодического проведения расчетов продолжительности ремонтного цикла определяется возможными изменениями годовых наработок энергоблока, что может существенно изменить сроки вывода энергоблока в очередные средний и капитальный ремонты.

На основании выполненных расчетов осуществляется корректировка перспективных и годовых графиков ремонта и модернизации энергоблоков.

Формирование параметров ремонтного цикла. Структура ремонтного цикла приведена на рис. 3.9.

Параметры ремонтного цикла следующие:

- назначенный межремонтный ресурс между капитальными ремонтами;
- назначенный межремонтный ресурс между капитальным ремонтом и средним ремонтом;

- календарная продолжительность ремонтного цикла;
- календарная продолжительность между капитальным ремонтом и средним ремонтом;
- количество текущих ремонтов;
- продолжительность текущих, среднего и капитального ремонтов.

Назначенный межремонтный ресурс между капитальными ремонтами является основной характеристикой ремонтного цикла и поэтому его величина и календарная продолжительность ремонтного цикла, а также другие параметры ремонтного цикла рассчитываются с учетом вышеперечисленных требований. Расчет выполняется для каждого энергоблока или для группы однотипных энергоблоков электростанции с одинаковыми условиями эксплуатации и принимается в качестве нормативного значения. Этот норматив должен быть утвержден энергообъединением, в которое входит электростанция.

Норматив назначенного межремонтного ресурса между капитальным и средним ремонтами равен половине назначенного межремонтного ресурса между капитальными ремонтами.

Учитывая существующую в настоящее время тенденцию к изменению ежегодных наработок энергоблоков, уточнение календарной продолжительности ремонтного цикла должно производиться ежегодно.

На основе полученных величин производится корректировка перспективных и годовых графиков ремонта и модернизации энергоблоков.

Определенные сроки останова энергоблока в капитальный или средний ремонты являются расчетными. Конкретные сроки вывода энергоблока в ремонт уточняются при согласовании годового графика капитальных и средних ремонтов и диспетчерских заявок на вывод в ремонт энергоблоков.

В структуре ремонтного цикла предусматривается ежегодное проведение текущих ремонтов категорий T_1 и T_2 , кроме годового проведения среднего и капитального ремонтов, когда текущий ремонт категории T_1 не производится.

Продолжительность текущих ремонтов категорий T_1 и T_2 , среднего и капитального ремонтов принимается по действующим нормативам ППР.

(Необходимо отметить, что предприятие ОАО «Узбекэнерготашмир» активно участвует в подготовке кадров для электри-

ческой системы республики, а также для собственных нужд, в том числе в укреплении материальной базы учебных заведений. На рис.3.10. приведена фотография макета парового котла производительностью 500 т/час, изготовленного на предприятии для одного из высших учебных заведений республики).

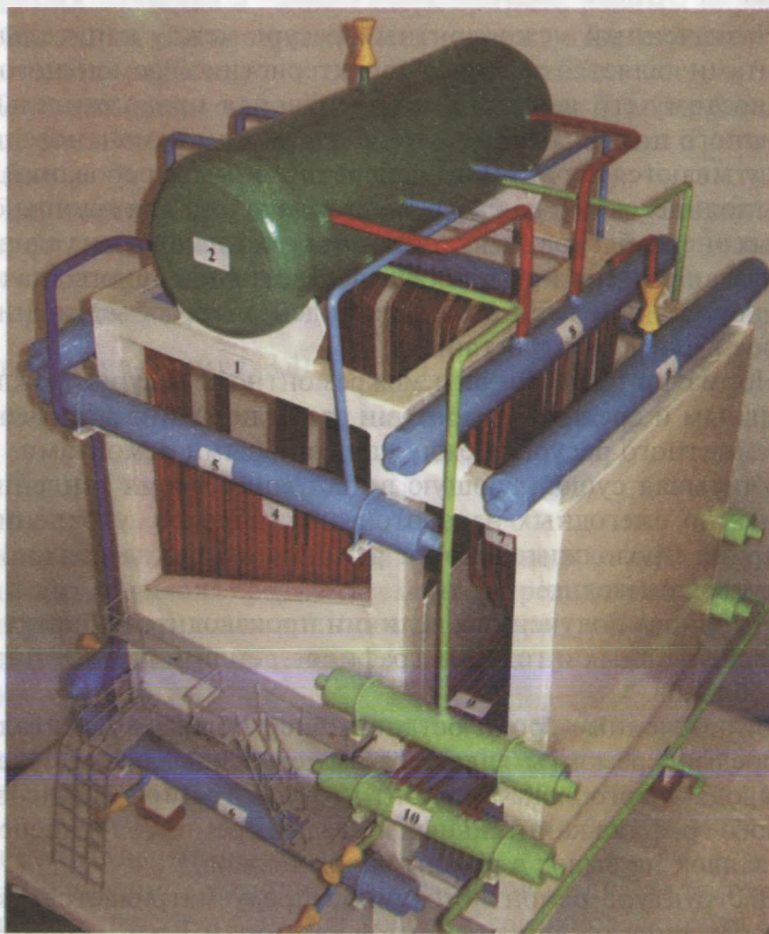


Рис. 3.10. Макет парового котла типа ТГМ-94 паропроизводительностью 500 т/час

1 — каркас, 2 — барабан, 3 — фронтальный экран, 4 — боковой экран, 5- коллекторы экранов верхние, 6 — коллекторы экранов нижние, 7 — пароперегреватель, 8- коллекторы пароперегревателя, 9 — водяной экономайзер, 10 — коллекторы водяного экономайзера, 11 — кубы воздухоподогревателя.

В приложении приведены сетевые графики ремонта для элементов теплоагрегата различной мощности, выполненные на основе принципов, изложенных в 1 главе.

Пример. В качестве примера рассчитаем назначенный межремонтный ресурс и другие параметры ремонтного цикла для блока №8 Сырдарьинской ТЭС (Турбина К-300-240, котел ТГМП-114С, генератор ТВВ-320-2).

Выбираем ремонтный цикл в базовый период времени 2000-2008 годы.

Дата окончания предыдущего капитального ремонта — 31.07.2001 года, трудозатраты — 187920 ч/ч.

Дата начала последующего капитального ремонта — 04.05.2008 года, трудозатраты — 152914 ч/ч.

Данные по средней наработке энергоблока за годы ремонтного цикла приведены в табл.3.5. Среднюю наработку энергоблока за год примем равной 6500 часов.

Таблица 3.5.

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7
Календарные даты годов	31.07.01	31.07.02	31.07.03	31.07.04	31.07.05	31.07.06	31.07.07
Нач ремонтного цикла	30.07.02	30.07.03	30.07.04	30.07.05	30.07.06	30.07.07	04.05.08
Кон							
Средняя наработка, час	6500	6500	6500	6500	6500	6500	4878

1. Средний коэффициент использования энергоблока равен:

$$6500/8760=0,742.$$

2. Назначенный межремонтный ресурс, согласно формуле (3.1):

$$P_{кр} = 7*0,742*8760+4878 = 50377 \text{ ч.}$$

3. Среднее значение назначенного межремонтного ресурса как норматив для каждого энергоблока Сырдарьинской ТЭС можно принять в пределах 70%. Тогда:

$$P_{кр} = 50377 \cdot 0,7 = 35264 \text{ ч.}$$

4. Если для агрегатов ТЭС республики установить среднюю наработку за один календарный год 6000 часов, то календарная средняя продолжительность ремонтного цикла для агрегатов мощностью 150-300 МВт согласно формулы (3.6) составит величину:

$$T_{ц} = 35264/6000 = 5,88 \text{ года.}$$

Данная цифра может быть применена для ориентировочных расчетов затрат для проведения ремонтных работ для агрегатов ТЭС Узбекистана, с дальнейшим уточнением по мере их выполнения.

3.4.2. Некоторые особенности ремонта оборудования гидроэлектрических станций

Как было отмечено ранее (гл.2) гидросиловое оборудование ЭЭС Узбекистана установлено в 1926 — 1980 годах, т.е. большинство этих агрегатов отработали свой нормативный срок службы. Однако их надежная работа объясняется грамотной эксплуатацией гидросилового и генерирующего оборудования ГЭС, а также своевременных ППР, систематически проводимых на основе четко составленного плана работы.

В табл.3.6. приведены фиксированные отказы по узлам гидрогенераторов ЭЭС.

Необходимо отметить, что ввиду большой разницы в частотах вращения гидрогенераторов и турбогенераторов существует принципиальное различие в конструкции их роторов [6]. Гидрогенератор имеет явнополюсный ротор, который представляет собой своеобразное колесо большого диаметра, состоящее из внутренней части — остова, насаживаемого с помощью втулки на вал, и наружной части — обода, собранного из штампованных сегментов. На ободе располагают полюсы с обмоткой возбуждения. Чем меньше частота вращения гидрогенератора, тем большее число полюсов и катушек необходимо разместить на ободе. Поэтому у тихоходных гидрогенераторов диаметр ротора

приводит к увеличению его диаметра. При больших диаметрах ротора в обode возникают значительные механические напряжения, особенно при угонной частоте вращения, которая превышает номинальную и имеет место при сбросе нагрузки в случае отказа системы регулирования. Это может вызвать вибрацию и смещение центра тяжести ротора.

Для устранения опасных смещений применяют горячую насадку обода на остов ротора. Полюсы ротора состоят из стального сердечника, собранного из отдельных пластин листовой стали или выполненного массивным из стальной поковки, и катушки обмотки возбуждения, намотанной из неизолированных медных проводников прямоугольного сечения. В крупных гидрогенераторах кроме проводников сплошного сечения используют полые проводники, которые служат для непосредственного охлаждения ротора водой или воздухом. Большинство гидрогенераторов имеет демпферную обмотку, которую выполняют из медных или латунных стержней, уложенных в полузакрытые пазы на наконечниках полюсов ротора. По торцам стержни соединяют между собой медными или латунными сегментами. В качестве межвитковой изоляции обычно используют изоляцию класса В, а для изоляции катушки от сердечника — асбест и микрофолий. В крупных гидрогенераторах в качестве межвитковой изоляции применяют новые сорта термореактивной изоляции.

В гидрогенераторах небольшой мощности обмотку статора обычно выполняют катушечной, а в крупных гидрогенераторах применяют стержневую обмотку, состоящую из отдельных элементарных проводников, как и в турбогенераторах.

Как показывает табл.3.6. наибольшие отказы оборудования ГЭС связаны с распредустройством и системой защит, далее следуют подшипники, вал турбины, система возбуждения и система регулирования и ремонтные работы в основном связаны с этими элементами агрегатов гидростанции.

Показатели надежности, в том числе частота отказов элементов агрегатов ГЭС находятся в пределах допустимых.

$$P_{кр} = 50377 \cdot 0,7 = 35264 \text{ ч.}$$

4. Если для агрегатов ТЭС республики установить среднюю наработку за один календарный год 6000 часов, то календарная средняя продолжительность ремонтного цикла для агрегатов мощностью 150-300 МВт согласно формулы (3.6) составит величину:

$$T_{ц} = 35264/6000 = 5,88 \text{ года.}$$

Данная цифра может быть применена для ориентировочных расчетов затрат для проведения ремонтных работ для агрегатов ТЭС Узбекистана, с дальнейшим уточнением по мере их выполнения.

3.4.2. Некоторые особенности ремонта оборудования гидроэлектрических станций

Как было отмечено ранее (гл.2) гидросиловое оборудование ЭЭС Узбекистана установлено в 1926 — 1980 годах, т.е. большинство этих агрегатов отработали свой нормативный срок службы. Однако их надежная работа объясняется грамотной эксплуатацией гидросилового и генерирующего оборудования ГЭС, а также своевременных ППР, систематически проводимых на основе четко составленного плана работы.

В табл.3.6. приведены фиксированные отказы по узлам гидрогенераторов ЭЭС.

Необходимо отметить, что ввиду большой разницы в частотах вращения гидрогенераторов и турбогенераторов существует принципиальное различие в конструкции их роторов [6]. Гидрогенератор имеет явнополюсный ротор, который представляет собой своеобразное колесо большого диаметра, состоящее из внутренней части — остова, насаживаемого с помощью втулки на вал, и наружной части — обода, собранного из штампованных сегментов. На ободе располагают полюсы с обмоткой возбуждения. Чем меньше частота вращения гидрогенератора, тем большее число полюсов и катушек необходимо разместить на ободе. Поэтому у тихоходных гидрогенераторов диаметр ротора значительно больше, чем у быстроходных. Увеличение мощности гидрогенератора при неизменной частоте вращения также

приводит к увеличению его диаметра. При больших диаметрах ротора в обode возникают значительные механические напряжения, особенно при угонной частоте вращения, которая превышает номинальную и имеет место при сбросе нагрузки в случае отказа системы регулирования. Это может вызвать вибрацию и смещение центра тяжести ротора.

Для устранения опасных смещений применяют горячую насадку обода на остов ротора. Полюсы ротора состоят из стального сердечника, собранного из отдельных пластин листовой стали или выполненного массивным из стальной поковки, и катушки обмотки возбуждения, намотанной из неизолированных медных проводников прямоугольного сечения. В крупных гидрогенераторах кроме проводников сплошного сечения используют полые проводники, которые служат для непосредственного охлаждения ротора водой или воздухом. Большинство гидрогенераторов имеет демпферную обмотку, которую выполняют из медных или латунных стержней, уложенных в полузакрытые пазы на концевиках полюсов ротора. По торцам стержни соединяют между собой медными или латунными сегментами. В качестве межвитковой изоляции обычно используют изоляцию класса В, а для изоляции катушки от сердечника — асбест и микофоллий. В крупных гидрогенераторах в качестве межвитковой изоляции применяют новые сорта термореактивной изоляции.

В гидрогенераторах небольшой мощности обмотку статора обычно выполняют катушечной, а в крупных гидрогенераторах применяют стержневую обмотку, состоящую из отдельных элементарных проводников, как и в турбогенераторах.

Как показывает табл.3.6. наибольшие отказы оборудования ГЭС связаны с распреедустройством и системой защит, далее следуют подшипники, вал турбины, система возбуждения и система регулирования и ремонтные работы в основном связаны с этими элементами агрегатов гидростанции.

Показатели надежности, в том числе частота отказов элементов агрегатов ГЭС находятся в пределах допустимых.

Количество отказов гидрогенераторов энергосистемы Узбекистана по узлам за 2000-2009 гг.

Таблица 3.6

№ №	Узел гидрогенератора	Кол-во отказов	Причины
1	Система возбуждения	7	Сбой распределения нагрузки, короткое замыкание в цепи, отказы автоматики
2	Обмотка статора	3	Короткое замыкание, повреждение изоляции
3	Распределительное устройство	23	Сброс нагрузки, обрыв шлейфа, короткое замыкание, повреждение масляных выключателей, повреждение трансформатора
4	Подшипники	9	Сброс масла, обводнение масла, протечки через уплотнения
5	Система защиты	20	Несрабатывание аппаратуры, сброс нагрузки, работа на выделенный район, давления масла
6	Система регулирования	6	Выход из строя эл.двигателей, снижение давления масла
7	Вал турбины	8	Повышенная вибрация, сброс нагрузки, разгон машины
8	Щеточный аппарат	1	Повреждения щеточного аппарата
9	Ротор генератора	2	Короткое замыкание, повреждение изоляции обмотки

В приложении приведены сетевые графики ремонта для элементов гидроагрегата, выполненные на основе принципов, изложенных в 1 главе.

3.4.3. Ремонт трансформаторов и линий электропередач электрической сети

Трансформаторы просты по конструкции и надежны в работе. Их удельная повреждаемость по сравнению с другими видами оборудования незначительна. Это видно из данных, приведенных в табл.3.7.

Средняя частота отказов трансформаторов, установленных в ЭЭС Узбекистана равна:

$$\lambda = m/n\Delta t = 137/356 \cdot 10 = 0,038 \text{ 1/год},$$

а ее верхний и нижний пределы при доверительной вероятности 0,9 и $r_1 = 1,08$ и $r_2 = 0,93$ соответственно равны:

$\lambda_B = \lambda / r_1 = 0,038/1,08 = 0,035$ и $\lambda_H = \lambda / r_2 = 0,038/0,93 = 0,041$, т.е. эти величины находятся в пределах допустимых значений (табл.1.10). Вероятность отказов трансформаторов составляет 28,6 и 24,4 года.

Количество отказов электрооборудования энергосистемы Узбекистана за 2000-2009 годы

Таблица 3.7

№ п/п	Оборудование	Кол-во отка- зов	Основные причины
1	ЛЭП	1000	- обрыв и повреждения линий и шлейфов - повреждение гирлянд и изоляторов - повреждения кабелей
2	Трансформаторы	137	- срабатывание газовых защит - выброс масла - повреждение вводов
3	Прочие отказы	149	- ошибка персонала - погашение системы шин - отключение фидеров

В целях устранения неполадок и предупреждения аварий трансформаторы периодически выводят в текущий и капитальный ремонты.

В объем текущего ремонта трансформатора входят наружный осмотр, чистка, устранение выявленных повреждений. При этом проверяется состояние уплотнений кранов, систем охлаждения, работа маслоуказателя, действие газовой защиты, действие автоматических устройств систем охлаждения и пожаротушения. Из отстойника расширителя спускаются влага и осадки, выпадающие из масла. Проверяется степень увлажненности силикагеля в воздухоочистителе, адсорбционных и термосифонных фильтрах. Силикагель заменяется, если в массе

а верхний и нижний пределы частоты отказов, соответственно, равны:

$$\lambda_{\text{в}} = \lambda / r_1 = 0,434/1,08 = 0,402 \text{ и } \lambda_{\text{н}} = \lambda / r_2 = 0,434/0,93 = 0,466.$$

Таким образом усредненная вероятность отказов для ЛЭП находится в пределах 2,5 и 2,1 года.

Цифры показывают хорошее рабочее состояние линий электропередач сетей электрической системы республики, так как они находятся в пределах допустимых значений [69]. Это является результатом своевременного выполнения нормативных профилактических и ремонтных работ на линиях электропередачи, включающих, в том числе периодические осмотры и меры борьбы против возможных нарушений: вибрации, пляски проводов, защиты от грозových перенапряжений и т.д.

Периодические осмотры производятся для выявления возникающих на ВЛ дефектов с тем, чтобы в дальнейшем их устранить. На ВЛ 10 - 500 кВ проводятся не реже 1 раза в 6 мес. Однако ВЛ, проходящие в населенных пунктах, промышленных районах, местах сильного загрязнения, рекомендуется осматривать более часто - 1 раз в 3 мес. Осматриваемая линия во всех случаях считается находящейся под напряжением.

Наиболее распространенными являются дефекты:

- проводов и тросов (набросы, обрывы, перегорания жил проводов и тросов, оплавления жил, разрегулировка и изменение стрел провеса проводов и тросов);
- изоляторов и арматуры (механические повреждения изоляторов, трещины в шапках, перекрытия гирлянд, загрязненность изоляторов, сильные отклонения поддерживающих гирлянд изоляторов);
- трубчатых разрядников (неудовлетворительное крепление разрядников, загрязнения, повреждения лаковой пленки, отсутствие указателей срабатывания);
- опор и фундаментов (трещины, оседание и выдергивание фундаментов; ослабление и повреждение оттяжек опор, деформация частей металлических опор, наличие загнивания, обгорание и расщепление деталей деревянных опор, наклоны опор);
- трасс и просек (наличие в охранной зоне материалов, опасных в пожарном отношении, наличие на краю просек деревьев, которые могут угрожать падением на провода, отсутствие сигнальных знаков у автомобильных дорог и т.д.).

Вибрация проводов и тросов. При ветре, направленном по-

перек линии, за проводами (тросами) возникают и срываются воздушные вихри. Эти вихри вызывают силы, действующие на провод то снизу, то сверху. Совпадение частоты образования вихрей с частотой колебания натянутых проводов приводит к появлению на линии стоячих волн ви-брации с амплитудой колебаний в несколько сантиметров. Вибрация наблюдается при скорости ветра 0,5—10 м/с.

В результате вибрации провода и тросы испытывают знакопеременные напряжения, приводящие в конечном счете к излому и обрыву отдельных жил в тех местах, где они соприкасаются с зажимами.

Типовой защитой от вибрации является оснащение ВЛ 35 кВ и выше гасителями вибрации. Гасители вибрации подвешиваются вблизи зажимов в каждом пролете провода или троса.

Пляска проводов и тросов. Помимо вибрации на ряде ВЛ наблюдается явление, получившее название пляски проводов. Это один из видов автоколебаний, при котором имеет место резонанс собственных колебаний провода и возбуждающей силы. В наибольшей степени пляске подвержены провода ВЛ, расположенных в гололедных районах, поскольку отложения гололеда изменяют профиль провода (при одностороннем гололеде сечение становится похожим на крыло) и при наличии ветра возникает сила, поднимающая провод вверх. В результате возникают периодические вертикальные колебания провода с амплитудой, достигающей в некоторых случаях нормального провеса провода. Разработан ряд мероприятий по борьбе с пляской проводов и тросов, среди которых может быть названо применение механических устройств, ограничивающих перемещение проводов при пляске, например кольцевых тросовых распорок между расщепленными проводами фазы, а также гасителей пляски в виде различного рода цилиндрических и плоских обтекателей, подвешиваемых на проводах.

Гололед. Под гололедом понимаются твердые атмосферные осадки в виде чистого льда с плотностью 0,6—0,9 г/см.³, изморози — кристаллического осадка с плотностью 0,1—0,2 г/см.³, мокрого снега и смеси этих осадков. Наиболее часто гололед на проводах и тросах наблюдается при температуре воздуха, близкой к 0°C, когда оттепели сменяются похолоданием.

Основной мерой борьбы с гололедом является удаление его с проводов и тросов путем плавки электрическим током, а также профилактический нагрев проводов (увеличением тока нагрузки) до температур, при которой образование гололеда на проводах не происходит. Применяется несколько способов плавки

гололеда на ВЛ: током КЗ, постоянным током от специального источника, током нагрузки. Для плавки гололеда на грозозащитных тросах их подвешивают на изоляторах. Плавку гололеда на ВЛ организуют диспетчерские службы энергосистем. Начинать плавку целесообразно, когда размеры гололеда еще невелики, но нарастание его продолжается. Успех плавки зависит от быстроты и оперативности ее организации. Для этого заранее рассчитывают токи и время плавки, подготавливают специальные перемычки, устанавливают необходимые выключатели, разъединители и т. д.

Своевременная плавка гололедных образований снижает вероятность возникновения пляски проводов и тросов.

В приложении приведены сетевые графики ремонта для трансформаторов, выполненные на основе принципов, изложенных в 1 главе.

3.4.4. Ремонт высоковольтных выключателей и другого оборудования распределительных устройств

В сетях электрической системы Узбекистана установлены выключатели на напряжения 6-500 кВ общим количеством 1454 шт, в которых за 10 лет эксплуатации произошло 182 отказа (табл.3.8).

Количество отказов выключателей энергосистемы Узбекистана за 2000-2009 годы

Таблица 3.8

Основные причины отказов	Количество отказов	
	всего по выключателям	в % от общего количества отказов по электрооборудованию
- неполнофазное отключение - утечка воздуха - повреждения в шкафах управления	182	12,4

Усредненная частота отказов выключателей равна:

$$\lambda = m/n\Delta t = 182/1454 \cdot 10 = 0,0125 \text{ 1/год,}$$

а верхний и нижний пределы частоты отказов, соответственно, равны:

$$\lambda_B = \lambda / r_1 = 0,0125/1,08 = 0,0116 \text{ и } \lambda_{II} = \lambda / r_2 = 0,0125/0,93 = 0,0135.$$

Усредненная вероятность отказов выключателей находится в пределах

86,2 и 74 года.

Цифры находятся в пределах допустимых значений и показывают хорошее рабочее состояние выключателей электрической системы республики. Это является результатом высокого качества оперативного управления режимами ЭЭС Узбекистана и своевременного выполнения на ЛЭП периодических нормативных профилактических и ремонтных работ.

Капитальный ремонт оборудования распределительных устройств (РУ) проводится в следующие сроки:

- масляные выключатели — 1 раз в 6—8 лет, при условии контроля характеристик выключателя с приводом в межремонтный период. Капитальный ремонт масляных выключателей проводится в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей и эксплуатационными инструкциями по ремонту выключателей. Весь объем ремонтных работ выполняется, как правило, на месте установки выключателя. Лишь отдельные виды работ (ремонт вводов, встроенных трансформаторов тока и др.) выполняются в мастерских;

- воздушные выключатели — 1 раз в 4—6 лет. В объем капитального ремонта воздушного выключателя входят полная разборка и чистка важнейших его узлов, устранение обнаруженных повреждений и замена изношенных деталей. Ремонту подвергаются следующие узлы выключателя: резервуары сжатого воздуха, дугогасительные камеры, отделители (при их наличии), шунтирующие резисторы и делители напряжения, все клапаны, система вентиляции, шкафы и опорная изоляция;

- разъединители и выключатели нагрузки — 1 раз в 4 - 8 лет (в зависимости от конструктивных особенностей). При капитальном ремонте разъединителей, отделителей и короткозамыкателей их полностью разбирают, очищают от загрязнений, осматривают и производят ремонт опорных изоляторов, главных и заземляющих ножей, приводов, передающих движение механизмов и подшипников, сигнальных и блокировочных устройств;

- шинные разъединители внутренней установки — по мере необходимости, так как это связано с выводом в ремонт всей системы сборных шин;

- отделители и короткозамыкатели с открытым ножом и их приводы — 1 раз в 2—3 года. При ремонте отделителей и короткозамыкателей особое внимание уделяют дефектации и ремонту отключающих (у отделителей) и включающих (у короткозамыкателей) рабочих пружин. При их замене проверяют, чтобы развиваемое ими усилие соответствовало характеристикам свойств пружин, установленных на заводе.

Тщательно проверяют работу приводов отделителей и короткозамыкателей (зубчатых передач, механизмов свободного расцепления, механизмов защелок приводов);

Капитальный ремонт остальных аппаратов РУ (трансформаторов тока и напряжения, конденсаторов связи и т. д.) проводится по мере необходимости, в зависимости от результатов испытаний и осмотров.

Периодичность капитального ремонта оборудования РУ допускается изменять (уменьшать или увеличивать межремонтный период) исходя из опыта эксплуатации, значений отключаемых аппаратами токов КЗ, результатов измерений характеристик и испытаний, проводимых в межремонтный период.

Текущий ремонт оборудования распределительных устройств проводится по мере необходимости в сроки, устанавливаемые главными инженерами предприятий. Объем текущего ремонта, как правило, ограничивается внешним осмотром, чисткой, смазкой трущихся частей и измерением сопротивления постоянному току контактов.

Внеплановый ремонт оборудования проводится после использования им коммутационного или механического ресурса. Коммутационный ресурс выключателей зависит от числа отключений КЗ и значений отключаемых при этом токов. Так, например, величина номинального тока отключения допускается отключать выключателями серий МКП (М-масляный, К-камерный, П-подвесной), и воздушными выключателями не более 10 раз. При меньших значениях токов КЗ допускается большее число отключений. Для учета числа и значений отключаемых токов КЗ на выключателях устанавливаются автоматические счетчики. Для увеличения межремонтного периода масляных выключателей указанное выше измерение характеристик заключается

в проверке состояния контактов выключателя путем измерения значения силы сжатия контактов, измерении переходного сопротивления системы, собственного времени отключения и включения выключателя и построении кривых скорости движения траверсы с контактами.

Проверка силы сжатия контактов вжима проводится без вскрытия масляных выключателей. У простейших контактных систем (одна пара контактов) вжим определяется по расстоянию между двумя рисками, нанесенными на тяге или какой-либо движущейся части выключателя в момент касания его контактов (при медленном ручном включении) и при предельном ходе подвижной части. Момент касания контактов может быть зафиксирован, например, по загоранию лампы, включенной в сеть через полюс выключателя. У систем с многократным разрывом цепи (выключатель МКП-110 и др.) измерить вжим каждого контакта без вскрытия бака нельзя. Однако можно измерить минимальный вжим контактной пары, замыкающейся в последнюю очередь. При этом вжим остальных контактных пар будет больше измеренного.

В приложении приведены сетевые графики ремонта для выключателя, выполненные на основе принципов, изложенных в I главе.

IV. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЕМОНТНОЙ СТРАТЕГИИ В СОВРЕМЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

4.1. Ремонтная стратегия в зарубежных энергокомпаниях

Энергетика - сложная система, надежность функционирования которой в значительной степени определяется техническим состоянием каждого из составляющих ее элементов. Поддержание их в рабочем состоянии осуществляется за счет проведения регламентных ремонтных работ. Задача заключается в обеспечении координации ремонтных программ таким образом, чтобы, с одной стороны, гарантировать своевременное проведение технического обслуживания каждого из элементов энергосистемы, а с другой стороны, удовлетворить спрос на электроэнергию.

В электроэнергетике существует жесткий порядок планирования ремонтов, целью проведения которых является поддержание надежности энергосистемы. Например, ремонты сетевого оборудования учитывают время ремонтов генерирующего оборудования, и максимальный объем ремонтов планируется на лето - период минимального потребления в системе. Вывод из работы элементов энергосистемы неизбежно оказывает влияние на систему, что наглядно демонстрирует зарубежный опыт работы рынка электроэнергии [99-105].

Кроме технического обслуживания оборудования во время проведения плановых ремонтных кампаний случаются и аварийные ремонты, либо в силу каких-то неполадок возникает угроза для жизни людей, повреждение оборудования и т. д.

Строгое соблюдение графика ремонтных работ в полном объеме невозможно осуществлять по объективным причинам (например, незапланированные аварийные ремонты).

Кроме этого, на осуществление ремонтных кампаний влияет рост нагрузок, не предусмотренный годовичным прогнозом, пиковый режим и другие факторы.

В современных условиях, вместе с реформированием электроэнергетики должен заработать новый, достаточно сложный, но одновременно «прозрачный» экономический механизм контроля готовности генерирующего оборудования к несению нагрузки, ядро которого составляет система мониторинга соблюдения срока ремонтов генерирующего оборудования.

Как известно [2,30], к генерирующему оборудованию участ-

ников оптового рынка электроэнергии и мощности в целях обеспечения его готовности к выработке электроэнергии устанавливаются обязательные технические требования. Участник получает плату за мощность только при условии полной готовности генерирующего оборудования к включению в работу.

В случае вывода электростанции в плановый ремонт плата за мощность не снижается, так как ремонт обеспечивает надежность функционирования единой энергосистемы. Если же ремонт внеплановый, то фактически непредоставленная мощность участнику рынка не оплачивается.

Для реализации данного механизма в Узбекистане должна быть спроектирована и внедрена система мониторинга состояния всего генерирующего оборудования энергосистемы.

Такая система контроля действует в энергосистемах развитых стран [86,99,102]. Каждый генератор оптового рынка находится на контроле: ежечасно регистрируется его состояние, на основе чего определяется коэффициент готовности к выработке электроэнергии, определяющий для участника величину оплаты за мощность.

Следует отметить, что подтверждение готовности генерирующего оборудования для бизнеса - важный параметр работы на оптовом рынке, так как значительную часть выручки компании составляет плата за мощность. В связи с этим отношение поставщиков мощности к планированию весьма серьезное.

Участник в состоянии измерить экономический эффект от поддержания генерирующего оборудования в надлежащем состоянии самостоятельно. Например, по причине неудовлетворительного обслуживания на электростанции случилась авария, и оборудование выводится во внеплановый ремонт. В данном случае будет зарегистрирована неготовность в отношении всех часов вынужденного простоя, и, соответственно, компания недополучит средства от продажи мощности.

Экономический смысл платы за мощность состоит в поддержании готовности оборудования к выработке электроэнергии. Если рыночное сообщество оплачивает все условно-постоянные затраты электростанции, оно вправе требовать предоставления всей ее генерирующей мощности. Сегодня на рынке начала действовать прогрессивная система стимулов, когда результаты работы компании зависят от состояния оборудования. Следовательно, если не инвестировать его модернизацию, обучение

дежурного персонала, то вероятность аварийных остановок возрастает, что стоит дорого.

В системе контроля технической готовности генерирующего оборудования есть механизмы, препятствующие «экономическому» выводу мощности – неподача ценовой заявки рассматривается как непредоставление мощности с соответствующими финансовыми последствиями.

В зарубежных странах в рамках оптового рынка электроэнергии существует система контроля рабочей мощности, которую можно рассматривать как проверенная система готовности.

Например, в электроэнергетике России [85,86], на оптовом рынке величина снижения оплаты за мощность ограничена 15%. Даже когда оборудование выводится в ремонт на целый месяц, участник не остается без денег, а получает 85 % денежных средств от планового объема. И это правильно, поскольку есть предел, за которым стимулирующий эффект пропадает, потому что неоправданно высокая величина снижения оплаты приведет к отсутствию у поставщика средств на те же самые ремонты. Основная задача штрафных санкций – быть серьезным аргументом при принятии решений относительно привлечения инвестиций на ремонты и поддержание высокого технического уровня обслуживающего персонала.

Анализ публикаций по вопросам организации и управления технического обслуживания и ремонта оборудования объектов энергетики в странах западной Европы, США, Японии и Канады [96, 116-125] показывает, что там отсутствует единый нормативный документ, подобно тому, что есть в странах СНГ [86], регламентирующий деятельность в сфере энергоремонта. Для различных энергообъектов и видов оборудования предусматриваются профилактические ремонты, регламент которых (сроки и объемы выполнения) приводится в нормативно-технических документах фирм-производителей электрооборудования. Согласно этим документам, вывод оборудования в ремонт, как правило, осуществляется по данным о сработке их технического ресурса. Поэтому предполагается обязательное наличие в нормативной документации данных о ресурсных характеристиках оборудования. Стратегия технического обслуживания и ремонта, основанная на выводе оборудования из эксплуатации по достижении указанного в технической документации ресурса, преобладает в практике сервисной (фирменной) эксплуатации оборудования

зарубежных энергокомпаний. Такая стратегия ремонта служит основой для перехода к стратегии ремонта по техническому состоянию, основанная на результатах комплексного диагностирования и определения сработавшего ресурса.

Попутно необходимо отметить, что частичная ликвидация слаженной ремонтной службы на Саяно-Шушенской ГЭС, так же как по всей электроэнергетике России, привела к катастрофическим последствиям, что явилось следствием чрезмерного коммерческого подхода к организации ремонта электрооборудования в электроэнергетике страны, что отмечено в выводах комиссии по расследованию причин аварии на станции [128]. Поэтому в последнее время принимаются меры по восстановлению прежнего статуса ремонтной службы в электроэнергетике России.

4.2. Развитие методов сетевого планирования и управления

Сетевое планирование и управление (СПУ) - это один из методов кибернетического подхода к управлению сложными динамическими системами с целью обеспечения определенных оптимальных показателей [103-104,110].

Сетевое планирование и управление включает **три основных этапа**: структурное планирование, календарное планирование и оперативное управление.

Этап структурного планирования начинается с разделения программы работ на четко определенные операции. Затем определяются оценки продолжительности операций и строится сетевая модель (сетевой график, стрелочная диаграмма), каждая дуга (стрелка) которой отражает работу. В целом сетевая модель является графическим представлением взаимосвязей операций программы. Построение сетевой модели на этапе структурного планирования позволяет детально проанализировать все операции и внести улучшения в структуру программы еще до начала ее реализации. Однако еще более существенную роль играет использование сетевой модели для разработки календарного плана выполнения программы.

Конечной целью этапа календарного планирования является построение календарного графика, определяющего моменты начала и окончания каждой операции, а также ее взаимосвязи с другими операциями программы. Кроме того, календарный график должен давать возможность выявлять критические опе-

рации (с точки зрения времени), которым необходимо уделять особое внимание, чтобы закончить программу в директивный срок. Что касается некритических операций, то календарный план должен позволять определять их резервы времени, которые можно использовать при задержке выполнения критических операций, с позиции эффективного использования ресурсов. Если проект оказывается удовлетворительным, то необходимо закончить его составление, в противном случае необходимо выполнить дальнейший анализ сетевой модели, который помог бы ее улучшить.

Календарное планирование нашло широкое применение в зарубежной практике. Оно используется во многих областях производственной деятельности. В настоящее время всё большее количество компаний в мире начинает применять системы календарного планирования для повышения эффективности своей работы.

Нахождение оптимального способа реализации плана ремонта электрооборудования по времени при максимально эффективном использовании ресурсов является ключевым фактором успеха, а при растущей с каждым днем конкуренции - гарантом выживания организации. В современных условиях все более активно используются информационные технологии и специализированное программное обеспечение.

Заключительным этапом является оперативное управление процессом реализации программы. Этот этап включает использование сетевой модели и календарного графика для регулирования хода выполнения программ. В случае необходимости сетевая модель корректируется.

При построении календарного графика необходимо учитывать наличие ресурсов, так как одновременное (параллельное) выполнение некоторых операций из-за ограничений, связанных с рабочей силой, оборудованием и другими видами ресурсов, может оказаться невозможным. Именно в этом отношении представляют ценность резервы времени некритических операций. Сдвигая некритическую операцию в том или ином направлении, но в пределах ее полного резерва времени, можно добиться снижения максимальной потребности в ресурсах. Однако даже при отсутствии ограничений на ресурсы полные резервы обычно используются для выравнивания потребностей в ресурсах на протяжении всего срока реализации программы. Это означает, что

программу работ по ремонту оборудования удастся выполнить более или менее постоянным составом рабочей силы.

Роль полных и свободных резервов времени при выборе календарных сроков выполнения некритических операций объясняется двумя общими правилами. Если полный резерв равен свободному, то календарные сроки некритической операции можно выбрать в любой точке между ее ранним началом и поздним окончанием. Если свободный резерв меньше полного, то срок начала некритической операции можно сдвинуть по отношению к ее раннему сроку начала не более чем на величину свободного резерва, не влияя при этом на выбор календарных сроков следующих операций.

При реализации некоторых программ может ставиться цель не просто обеспечить равномерное использование ремонтных и временных ресурсов, а ограничение максимальной потребности в них. Если этой цели не удастся достичь путем перепланирования календарных сроков некритических операций, то, чтобы снизить потребность в ресурсах, приходится увеличивать продолжительность некоторых критических операций. Однако пока не разработан метод, обеспечивающий оптимальное решение задачи минимизации максимальной потребности в ресурсах в любой момент процесса выполнения программы. Поэтому приходится пользоваться эвристическими алгоритмами.

Стоимостной аспект вводится в схему календарного планирования программ путем определения зависимости «затраты (стоимость) — продолжительность» для каждой ремонтной операции. Рассматриваются только элементы прямых затрат. Однако косвенные затраты, например, затраты на управление учитываются при выборе окончательного календарного плана программы. Опыт показывает, что зависимость «затраты — продолжительность» является линейной. Чтобы добиться сокращения продолжительности выполнения ремонтной программы при минимальных затратах, необходимо максимально сжать ту критическую операцию, у которой значение «затраты — продолжительность» наименьшее.

Отрезок, на который можно «сжать» продолжительность операции, ограничен точкой максимально интенсивного режима. Продолжительность программы сокращается в точности на одну единицу времени на каждом цикле вычислений. Эту процедуру повторяют для нового получившегося календарного

плана (и нового критического пути, если он появляется), пока не получают календарный план для режима максимальной интенсивности.

Среди требований зарубежных компаний к программным комплексам применяемых для выполнения масштабных работ (выполнение ремонтных работ авианосцев, ТЭС, АЭС и т.д.), требующих больших затрат и времени, практически всегда фигурируют следующие пункты:

- разработка календарных графиков производства работ с поддержкой различных уровней иерархий;

- построение графика потребностей в ресурсах, графика расходования денежных средств на проект в целом и на отдельные виды работ (планирование ресурсного обеспечения);

- возможность планирования широкого спектра ресурсов: как исполнителей и механизмов (возобновляемых ресурсов), так и материалов (расходуемых ресурсов);

- проигрывание различных вариантов планирования — при жестких временных и ресурсных ограничениях. Варьирование этих способов поможет найти наиболее удачный компромисс: «быстрее — дешевле»;

- нахождение наиболее экономного варианта реализации проекта за счет оптимизации его стоимостных характеристик при проведении в различные сроки и привлечении других ресурсов;

- анализ распределения затрат на ремонт элементов объекта, на другие работы в соответствии со структурой статей затрат;

- интеграция в корпоративные информационные системы (КИС), возможность импорта-экспорта данных в программы составления ремонтных смет, складские, бухгалтерские программы.

Часто объем расчетов в СПУ велик, поэтому для решения задачи используются специальные классы программного обеспечения - системы календарного планирования и контроля реализации ремонтных проектов. Эти системы обеспечивают поддержку основных процессов временного, ресурсного и стоимостного планирования ремонтов и их контроля на основе алгоритмов сетевого планирования и метода критического пути (или ресурсно-критического).

Сочетание гибкости систем календарного планирования и подробной информации о проекте производства ремонта элек-

трооборудования дает возможность оптимизировать весь процесс. При этом ремонтная организация на этой начальной стадии может учитывать загруженность своей материально-технической базы на других ремонтируемых объектах. В этом контексте, система управления ремонтом становится одним из инструментов формирования портфеля заказов.

Рассмотрим задачи, относящиеся к процессу разработки проекта управлением ремонтом:

- определение состава работ ремонтного проекта (по аналогам, сметам и пр.);

- разработка структуры статей затрат, календарей работ и календарей ресурсов;

- разработка расписаний, технологических последовательностей, учет внешних факторов, влияющих на последовательность и сроки выполнения ремонтных работ;

- определение длительностей ремонтов, их производительностей и стоимостей;

- расчет и оптимизация плановых сроков реализации ремонтов с учетом существующих ограничений на ресурсы: легко проиграть различные варианты реализации проекта - при жестких временных или ресурсных ограничениях, так как применяются математические алгоритмы

оптимизации использования различных типов ресурсов, с помощью которых значительно упрощается решение задач;

- построение графиков потребности в трудовых ресурсах, машинах и механизмах, оптимизации загрузки имеющихся производственных мощностей;

- определение потребностей проекта в материалах, формирования графика поставок и закупок материалов;

- определение необходимых затрат на реализацию проекта и его отдельных фаз, а также распределения финансовых потребностей во времени, на элементы объекта, на ремонтные работы различных типов;

- оценка рисков (сроки, возможности финансирования и т.д.);

- согласование и корректировка расчетов ремонтных проектных данных;

- оперативное обновление информации от участников ремонта объекта;

- легкость и удобство получения различной отчетной и ана-

литической информации по ремонту в графическом, табличном виде и т.д.

Использование календарного планирования программ в производстве ремонтов имеет широкие перспективы, учитывая ежегодный рост их объемов.

Освоив теорию календарного планирования программ сетевыми методами, предприятия смогут оптимально планировать свою деятельность и, следовательно, их прибыль будет расти [99,103-105,110].

В основе таких систем лежат алгоритмы сетевого планирования и расчета временных параметров проекта по методу критического пути. Уже первые системы позволяли представить проект в виде сети, рассчитать ранние и поздние даты начала и окончания работ проекта, отобразить работы на временной оси. Позже в системы были добавлены возможности ресурсного и стоимостного планирования, средства контроля за ходом выполнения ремонтных работ.

Благодаря повышению мощности и снижению стоимости персональных компьютеров, развитию программного обеспечения и методики управления ремонтными процессами они вошли в повседневную практику менеджеров и сотрудников средних и малых компаний [103-104].

В настоящее время на рынке представлено значительное количество универсальных программных пакетов для персональных компьютеров, автоматизирующих функции планирования и контроля календарного графика выполнения ремонтных работ.

4.3. Развитие диагностирования в ремонтном производстве в зарубежных электрических системах

В зарубежной практике большое внимание уделяется вопросам ранней диагностики электрооборудования электрических систем [103-105,110]. Диагностика должна при минимальных затратах обеспечивать достаточный объем информации о его техническом состоянии.

Необходимо развивать ступенчатую технологию диагностики, которая позволит энергетическим компаниям снизить издержки и перейти к перспективной стратегии выполнения технического обслуживания и ремонта оборудования (ТОиР) по прогнозируемому техническому состоянию оборудования.

За рубежом [103] обсуждаются две группы стратегий ТОиР,

акцентированные либо на поддержании рабочего состояния конкретного оборудования, либо на сохранении надежности энергосистемы с учетом возможных отказов оборудования, чреватых потерей или резким снижением этой надежности (табл.4.1).

Имеющийся зарубежный опыт можно сформулировать в четырех пунктах:

1. Стратегия планового ТОиР забыта почти повсеместно.
2. Стратегия ТОиР по техническому состоянию принята почти повсюду.
3. Осуществляется переход к стратегии ТОиР по прогнозируемому техническому состоянию оборудования. При этом технические эксперты разрабатывают сценарий ТОиР на основе прогноза, менеджеры корректируют его на основе управления рисками.
4. Применительно к коммутационному оборудованию опробована стратегия полного отказа от ТОиР с предварительной заменой и автоматизированным мониторингом некоторых видов старого оборудования (так называемая корректирующая стратегия ТОиР). Опыт нескольких компаний, принявших эту стратегию в 2000–2004 гг., показал экономию затрат на 14% [104].

Стратегию полного отказа от ТОиР следует воспринимать как парадоксальную и вряд ли реализуемую из-за большого износа оборудования в Узбекистане. А вот стратегия ТОиР по прогнозируемому техническому состоянию представляет интерес как наиболее рациональная. Диагностика может и должна стать экономически обоснованной.

Ведущие эксперты [105] предлагают трехуровневый процесс принятия решения по стратегии эксплуатации оборудования (рис.4.1). Процесс принятия решения можно интерпретировать следующим образом.

На первом уровне на основе технической информации (срок службы оборудования, нагрузочные режимы, нештатные воздействия, результаты предыдущих испытаний и диагностики) предприятия ОАО «Узбекэнерготаймир» разрабатывают несколько сценариев ТОиР, оценивают техническую эффективность и реализуемость каждого из них.

На втором уровне технические специалисты прогнозируют остаточный ресурс, а экономисты рассчитывают затраты, которые необходимы для ТОиР в течение расчетного срока службы. В итоге второго уровня выбираются возможные варианты решений.

Стратегия технического обслуживания и ремонта оборудования [103,110]

Таблица 4.1

Стратегия ТОиР	Мероприятия			
	Диагности- ка	Текущий ремонт	Ремонт	Восстанов- ление
Стратегии акцентированные на надежности оборудования				
Корректирующая Плановая	- По графику	- По графику	При отказе При отказе	При отказе По графику
По состоянию	Периоди- ческая или монитор- инг	По состоя- нию	При отказе	По состоя- нию
Стратегии акцентированные на надежности энергосистемы				
По надежности	Оценивается по важности данного оборудования для всей энергосистемы			
По оценке рисков	Периодиче- ская или мони- тор- инг	По состоя- нию с оцен- кой важ- ности и риска	При отказе	По состоя- нию с оцен- кой важ- ности и риска

На третьем, высшем уровне менеджеры на основе механизма управления рисками и с учетом социальной обстановки выбирают оптимальную стратегию и принимают решение: продолжать эксплуатацию или менять оборудование на новое, проводить диагностику или ставить систему мониторинга, делать ремонт и в каком объеме.

Обычно декларируются 4 уровня диагностики [110]:

- 1-й — автоматизированные системы мониторинга и диагностики,
- интегрированные в АСУ ТП;
- 2-й — периодический контроль под рабочим напряжением;
- 3-й — периодический контроль с выводом оборудования из работы;
- 4-й — комплексное обследование и диагностика.

Первый и четвертый уровни надо воспринимать как перспективу, хотя примеры внедрения автоматизированных систем мониторинга и диагностики уже имеются. Небольшой опыт их внедрения пока не анализировался с позиций экономической эффективности. Спорным является и решение устанавливать системы мониторинга на новое оборудование.

Остальные уровни, так или иначе отражают реальное состояние рынка диагностических услуг. В них реализована попытка функционального анализа технического состояния оборудования как основы для планирования ремонтов. Исходными данными для экспертизы являются отдельные параметры оборудования, определенные (до проведения анализа) в энергопредприятиях с существующим в них оснащением, с имеющимся количественным составом персонала и его квалификацией.

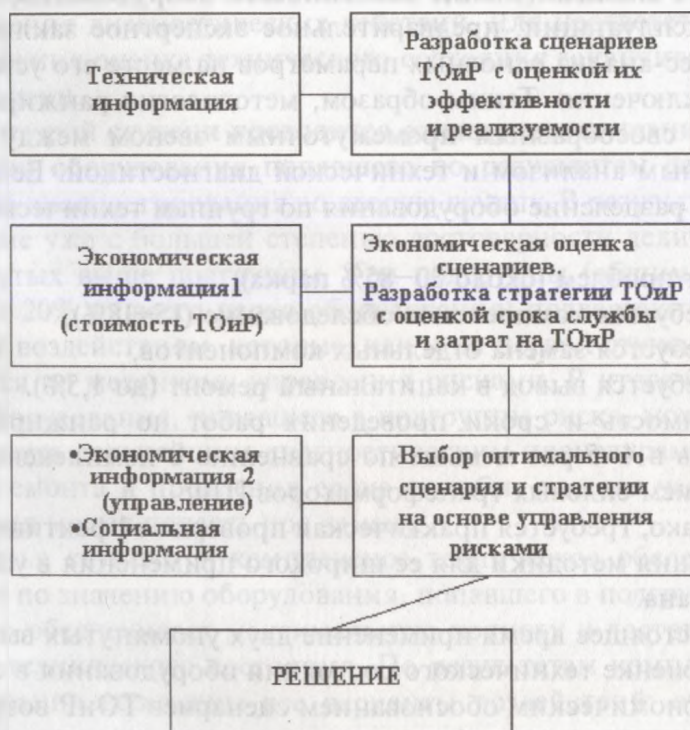


Рис. 4.1. Трехуровневой механизм принятия решения по стратегии ТОиР.

При этом необходимо иметь ввиду то, что остаются невыясненными достоверность и достаточность информации для вы-

работки управляющего воздействия. Всё это требует и дополнительной теоретической проработки, и практической проверки работоспособности применяемых способов диагностики. В случае успеха затраты и время, необходимые для проведения экспертизы технического состояния оборудования, сократятся примерно на порядок по сравнению с затратами на комплексное обследование оборудования. В том же ряду инструментариев стоят аппараты нечеткой логики и нейронных сетей, которые присутствуют на рынке и могут использоваться для функциональной диагностики электрооборудования.

Наконец, следует обратить внимание и на методологию ранжирования технического состояния оборудования, например, силовых трансформаторов. В ней сочетаются элементы функционального анализа (знание особенностей оборудования, анализ опыта эксплуатации, предварительное экспертное заключение) и экспресс-анализ основных параметров на месте его установки и без отключения. Таким образом, методология ранжирования является своеобразным промежуточным звеном между функциональным анализом и технической диагностикой. Ее итогом является разделение оборудования по группам технического состояния:

- нет проблем (около 80–85% парка),
- требуется комплексное обследование (15–18%),
- требуется замена отдельных компонентов,
- требуется вывод в капитальный ремонт (до 1,5%).

Стоимость и сроки проведения работ по ранжированию оказались в 4–5 раз меньше по сравнению с комплексным обследованием силовых трансформаторов [110].

Однако, требуется практическая проверка эффективности и утверждения методики для ее широкого применения в условиях Узбекистана.

В настоящее время применение двух упомянутых выше методик к оценке технического состояния оборудования в сочетании с экономическим обоснованием сценариев ТОиР возрастает настолько, что они кажутся безальтернативными на ближайшие годы.

Ступенчатая процедура диагностики. Конечной целью рассмотренных методов является сокращение издержек на ТОиР путем оптимизации диагностики оборудования и выработки

экономически обоснованных управленческих воздействий. Под оптимизацией диагностики оборудования понимается переход на ступенчатую процедуру оценки технического состояния оборудования. Число ступеней зависит от важности оборудования и его функций в сети.

На первой ступени осуществляется функциональное диагностирование оборудования. Его итогом должно быть разделение оборудования на две группы. Первая группа не требует, а вторая требует продолжения диагностических действий или выводится в текущий ремонт для замены отдельных компонентов. Сценарий технических действий с оборудованием этой группы необходимо подкреплять экономическим обоснованием для итогового управленческого воздействия первой ступени. Одним из них может стать перевод на вторую ступень, требующую продолжения диагностических действий. Для неответственного оборудования оценка технического состояния заканчивается на этой ступени.

На второй ступени проводится ранжирование технического состояния оборудования попавшего по результатам функционального диагностирования во вторую группу. В результате оборудование уже с большей степенью достоверности делится на 4 упомянутых выше подгруппы. Три подгруппы (общим числом не более 20% от всего парка оборудования) подвергаются дальнейшим воздействиям, которые, как и на первой ступени, формируются по механизму управления рисками. В итоге большая часть оборудования, попавшего в подгруппы риска, может быть подвергнута дальнейшим диагностическим процедурам для целевого ремонта и продления срока службы, а малая часть оборудования может попасть под замену.

Третья ступень — комплексное техническое обследование важного по значению оборудования, попавшего в подгруппы риска. Оно обеспечивает максимальную полноту и достоверность оценки технического состояния. По результатам комплексного обследования возможны все варианты воздействий: от минимального ремонта и замены компонентов для продления срока службы с последующим комплексным обследованием (периодическим или послеремонтным) или постановкой оборудования на постоянный мониторинг технического состояния — до капитального ремонта или замены оборудования на новое. Как

и на предыдущих этапах, воздействия формируются на основе предложенного технического сценария и механизма управления рисками.

Для реализации предлагаемой технологии надо решить следующие задачи.

1. Разделение оборудования по степени важности (если эта задача еще не решена в конкретной энергосистеме).

2. Разработка методики функционального диагностирования и выбора экономически обоснованных решений. Опробование методики на репрезентативных группах оборудования различного типа.

3. Разработка методики ранжирования и выбора экономически обоснованных управленческих воздействий. Опробование методики на репрезентативных группах оборудования различного типа.

4. Разработка методики выбора экономически обоснованных решений по результатам комплексного обследования. Опробование методики на репрезентативных группах оборудования различного типа.

При подготовке решения о возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации основного оборудования ЭЭС и его составных частей используется приведенная в табл.4.2. интегральная балльная оценка технического состояния диагностируемого оборудования.

При принятии решения о сроках дальнейшей безопасной эксплуатации, т.е. определении остаточного ресурса, руководствуются следующими принципами:

- для каждого элемента диагностируемого оборудования устанавливается необходимый и достаточный перечень признаков, по которым техническое состояние этого элемента может быть оценено тем или иным баллом.

- техническое состояние оборудования (котел, паропровод, турбина, турбогенератор, генераторный выключатель, блочный трансформатор и т.д.), а также энергоустановки в целом определяется техническим состоянием элемента оборудования, имеющего наиболее низкий балл в соответствии с таблицей ;

- основанием для последующего анализа риска является наличие указанного критического элемента оборудования, а также опасность причинения значительного материального ущерба, вызванного эксплуатацией этого элемента.

Диагностическая оценка работоспособности электро- оборудования

Таблица 4.2.

Техническое состояние диагностируемого оборудования	Балл	Дальнейшая эксплуатация оборудования	Прогнозная оценка (глубина прогноза)
Предельное	1	Недопустима	Немедленный останов с выводом из эксплуатации
Неисправное, но сохраняет работоспособное состояние	2	Допустима в пределах 1 месяца	Контроль технического состояния и/или проведение восстановительных работ не позднее чем через 1 месяц
Исправное на момент контроля, но может перейти в неисправное вне пределов глубины прогноза (15 тыс. ч. или 2 года)	3	Допустима в пределах 15 тыс. ч. или 2 лет	Контроль технического состояния и/или проведение восстановительных работ не позднее чем через 15 тыс. ч. или 2 года работы
Исправное на момент контроля, но может перейти в неисправное вне пределов глубины прогноза (25 тыс. ч. или 4 лет)	4	Допустима в пределах 25 тыс. ч. или 4 лет	Контроль технического состояния и/или проведение восстановительных работ не позднее чем через 25 тыс. ч. или 4 лет работы
Исправное	5	Допустима в пределах 50 тыс. ч. или 8 лет	Контроль технического состояния не позднее чем через 50 тыс. ч. или 8 лет работы

Если какое-то оборудование резервируется и его ремонт не влечет за собой остановки энергоблока, то его техническое состояние определяется индивидуально, и оно не оказывает влияние на состояние энергоблока или электростанции в целом.

За счет последовательного отсеивания на каждой ступени части беспроblemного оборудования и значительно более низкой (по сравнению с комплексным обследованием и тем более

мониторингом оборудования) стоимостью процедур функционального анализа и ранжирования оборудования по техническому состоянию можно добиться примерно двукратного снижения издержек на оценку и прогнозирование технического состояния оборудования.

4.4. Определение сверхнормативного срока службы электрооборудования

Анализ проведения ремонтного производства электрооборудования ЭЭС в передовых станах показывает, что применяемые математические методы определения сверхнормативного срока службы дают достаточно близкие значения к реальным и, поэтому, они могут быть использованы для оценки данного важнейшего параметра эксплуатации [86,103].

Под сроком службы понимается календарная продолжительность эксплуатации оборудования от ее начала до наступления предельного состояния, при котором дальнейшая эксплуатация оборудования технически невозможна из-за неустранимого снижения уровня работоспособности и недопустимого нарушения требований безопасности, или экономически неоправданна из-за уменьшения эффективности функционирования и значительного увеличения удельных затрат на ремонт. Для наиболее изношенного электрооборудования затраты на ремонт могут быть соизмеримы или превосходить затраты на установку нового оборудования. На электростанциях и подстанциях применяется электротехническое оборудование с нормативным сроком службы 25 лет. Из практики эксплуатации известно, что при качественном ремонтно-эксплуатационном обслуживании ресурс части электрооборудования может быть продлен. Предельный экономически оправданный срок сверхнормативной эксплуатации, как правило, не превышает 7-14 лет для высоковольтных выключателей и 12-28 лет для силовых трансформаторов. После истечения этого срока дальнейшая эксплуатация выключателей и трансформаторов экономически неэффективна и технически опасна, так как повышается риск возникновения технологических отказов, наносится ущерб техническому уровню эксплуатации и резко снижается надежность энергообъекта.

Наилучший способ обеспечения надежности энергообъектов после длительной эксплуатации это установка нового обо-

рудования взамен оборудования, отслужившего свой срок службы. Однако, учитывая реальную экономическую ситуацию, в ближайшие годы сложно ожидать значительных темпов технического перевооружения. Поэтому устойчивое и бесперебойное электроснабжение потребителей будет определяться надежностью действующего в настоящее время электрооборудования, а, следовательно качеством ремонтов.

Таким образом, актуальной проблемой является решение задачи выбора варианта обеспечения надежности электроснабжения потребителей путем замены отслужившего свой нормативный срок электрооборудования новым или продолжение его работы путем увеличения сверхнормативного времени эксплуатации. Выбор варианта замены электрооборудования или продления его срока эксплуатации должен быть экономически и технически обоснован на основе его комплексного обследования, определения технического состояния и проведения соответствующих технико-экономических расчетов [74,86].

Под заменой понимается продажа старого оборудования (с учетом демонтажа) и покупка нового (с учетом монтажа). При достижении нормативного срока службы электрооборудования (20 - 25 лет) и продлении его эксплуатации, производится его восстановление. При восстановлении электрооборудования проводится ремонт, объем и качество которого позволяет оборудованию проработать в течение определенного интервала времени. При этом затраты на восстановление не могут превышать стоимости нового оборудования, т.к. это уже экономически нецелесообразно. В большинстве случаев таким мероприятием является капитальный ремонт. Однако для некоторых типов электрооборудования (например, для силовых трансформаторов) по объему он может не превышать объема текущего или среднего ремонта. Объем восстановительного ремонта определяется фактическим техническим состоянием электрооборудования.

Как показывает опыт, при продлении срока эксплуатации электрооборудование изнашивается сильнее, чем новое, установленное вместо старого, что приводит к ежегодному повышению уровня ремонтно-эксплуатационных затрат (РЭЗ). Уровень ежегодного прироста затрат определяется как техническими, так и экономическими факторами.

Техническими факторами являются:

- увеличение числа и продолжительности техобслуживаний оборудования;
- применение дополнительных средств диагностики технического состояния электрооборудования;
- проведение дополнительных ремонтных мероприятий;
- повышенный уровень расхода (утечки) изоляционных и охлаждающих сред;
- увеличение взаимного влияния износа отдельных элементов друг на друга и на электрооборудование в целом;
- необходимость облегчения режима работы электрооборудования и т.д.

Экономических факторов также существует множество. Самым существенным является уменьшение стоимости денежных средств с течением времени.

Решение о замене электрооборудования или продлении его срока службы принимается по критерию минимума среднегодовых приведенных затрат.

Затраты во время эксплуатации оборудования до истечения установленного нормативными документами срока службы растут медленно, а после нормативного срока службы постепенно возрастают на определенную величину за счет более интенсивного износа электрооборудования.

В общем случае затраты следующего периода относительно предыдущего изменятся на определенную величину. Для упрощения расчетов считается, что ежегодные РЭЗ в каждом последующем периоде больше затрат в предыдущем на α (%) за счет каждого из учитываемых технических факторов.

Формула суммарных среднегодовых затрат по варианту продления службы эксплуатируемого оборудования имеет вид [86]:

$$Z_1 = d(C_{\text{нов}}(\beta - \gamma_1/(1 + d)^{T_{\text{сн}}}) + (Z_0/\ln(1 + \alpha))(1 + \alpha)^{T_{\text{сн}}} - 1)/(1 + (1/(1 + d)^{T_{\text{сн}}})) ,$$

а суммарные затраты по варианту замены оборудования:

$$Z_2 = (C_{\text{нов}}(1 - \gamma_2) + Z_0 T_{\text{сн}})d/(1 + (1/(1 + d)^{T_{\text{сн}}})) ,$$

где d — коэффициент дисконтирования с учетом инфляции, $C_{\text{нов}}$ — стоимость нового оборудования, γ_1 — доля остаточной стоимости электрооборудования, отработавшего свой норматив-

ный и сверхнормативные сроки эксплуатации от стоимости нового электрооборудования. ТС.Н – сверхнормативный срок эксплуатации электрооборудования, лет, α_j – коэффициент, учитывающий ежегодный относительный прирост РЭЗ за счет вышеотмеченных факторов, γ_2 – доля остаточной стоимости электрооборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации от стоимости нового, $j=1-n$ – количество технических факторов, влияющих на сработку ресурса электрооборудования.

На рис.4.2. приведены характеристики изменения затрат от сверхнормативного срока службы электрооборудования при различных α_j . Из них видно, что величина суммарных РЭЗ по первому варианту (Z_1) всегда выше, чем по второму (Z_2). Если бы выбор варианта зависел только от величины РЭЗ, то всегда был бы оправдан вариант замены электрооборудования на новое. Однако кроме РЭЗ необходимо учесть еще ряд факторов, влияющих на выбор варианта, а именно:

- различие в стоимостях нового электрооборудования и восстановления старого;
- остаточную стоимость электрооборудования ;
- разницу в экономичности старого и нового электрооборудования (для упрощения расчетов в предлагаемой модели считается незначительной);
- различие в РЭЗ Z_0 для старого и нового электрооборудования в течение нормативного срока эксплуатации (оборудование считается аналогичным, поэтому разница в РЭЗ мала и ей можно пренебречь).

Необходимо сказать, что значение коэффициента β может меняться в широких пределах для разных типов электрооборудования в зависимости от уровня технического состояния.

Остаточная стоимость электрооборудования в общем случае зависит от технического состояния электрооборудования и возможностей предприятия.

При использовании методики дисконтирования все затраты приводятся к моменту принятия решения о замене электрооборудования или продления срока его эксплуатации.

На рис.4.3. приведены характеристики затрат от сверхнормативного срока службы электрооборудования при различных α_j и $Z_0 = 0,1$ о.е.

Суммарные
среднегодовые
затраты, о.е.

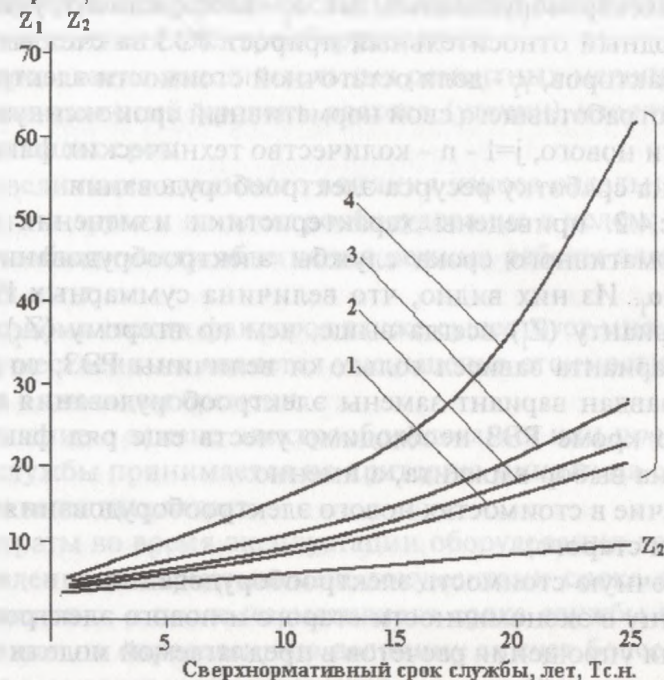


Рис. 4.2. Графики изменения затрат Z_1 и Z_2 от сверхнормативного срока службы $T_{сн}$ электрооборудования, при $\alpha = 6\%$ (4), 8% (3), 10% (2), 12% (1), $d = 0,2$, $Z_0 = 1$ о.е., $C_{нов} = 10$ о.е., $\beta = 0,7$, $\gamma_1 = 0,1$, $\gamma_2 = 0,2$.

На рисунке показаны точки пересечения зависимости $Z_2(T_{сн})$ (вариант замены электрооборудования) и множества зависимостей $Z_1(T_{сн})$ (вариант продления срока службы) для разных значений коэффициента α . Точка пересечения определяет предельный сверхнормативный срок службы электрооборудования: $T_{сн1} = 9$ лет, $T_{сн2} = 12,2$ лет, $T_{сн3} = 14,4$ лет, $T_{сн4} = 17,5$ лет, $T_{сн5} = 20,3$ лет, до которого экономически и технически целесообразно осуществлять эксплуатацию электрооборудования. Если требуется, чтобы электрооборудование проработало срок больший, чем $T_{снj}$, то целесообразнее его не восстанавливать, а заменить на новое [74,86]. Из этих же кривых можно определить возрастание затрат с увеличением сверхнормативного срока эксплуатации электрооборудования.

Суммарные
среднегодовые
затраты, о.е.

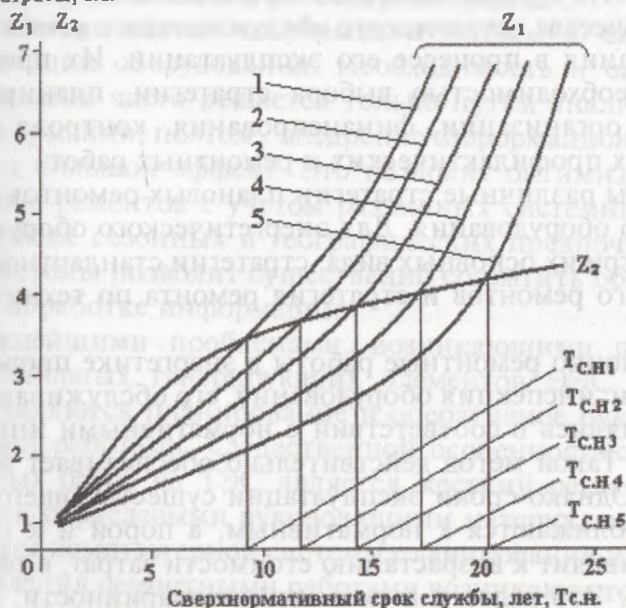


Рис. 4.3. Графики изменения затрат Z_1 и Z_2 от сверхнормативного срока службы ТС.Н. электрооборудования, при $\alpha = 5\%$ (1), 6% (2), 8% (3), 10% (4), 12% (5), $d = 0,2$, $Z_0 = 0,1$ о.е., $C_{нов} = 10$ о.е., $\beta = 0,7$, $\gamma_1 = 0,1$, $\gamma_2 = 0,2$.

Увеличение срока сверхнормативного срока эксплуатации энергетического оборудования приводит к резкому возрастанию затрат. Так, например, увеличение этого срока на 20 лет для трансформатора, приводит к возрастанию затрат, более чем в 4 раза по сравнению с нормативными их значениями.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Надежность и экономическая эффективность работы ЭЭС зависят от качества технического обслуживания и ремонта электрооборудования в процессе его эксплуатации. Их проведение связано с необходимостью выбора стратегии, планирования, подготовки, организации, финансирования, контроля и учета выполняемых профилактических и ремонтных работ.

Известны различные стратегии плановых ремонтов и замен технического оборудования. Для энергетического оборудования определены три их основных вида: стратегии стандартного и индивидуального ремонтов и стратегия ремонта по техническому состоянию.

Традиционно ремонтные работы в энергетике проводились периодически: инспекция оборудования, его обслуживание и замена выполнялись в соответствии с нормативными интервалами времени. Такой метод действительно обеспечивает высокую готовность. Однако сроки эксплуатации существующего оборудования приближаются к нормативным, а порой и к предельным, что приводит к возрастанию стоимости затрат, в том числе на экологию. Это ведет и к повышению аварийности. Должна быть система, которая позволила бы обоснованно оценить необходимость тех или иных работ и затрат на основе объективных примеров.

В этих целях необходимо использовать интегрированные системы, позволяющие перейти к планированию ремонтов оборудования на основе его реального состояния (ремонты по состоянию). Мировая практика показывает, что затраты на такой тип техобслуживания могут быть вдвое меньшими, чем при периодическом графике.

Планирование ремонтных работ, затрат на них и сроков проведения должны выполняться с учетом потерь из-за вынужденных простоев, что позволит еще более сократить затраты. Решение данной задачи немыслимо без использования интегрированной информационной системы. Однако такая задача становится осмысленной только в условиях полноценных рыночных отношений. Для получения достоверного отчета по объекту в терминах «готовность — производительность — качество» с учетом косвенных потерь и упущенной выгоды придется провести соответствующие подготовительные работы. Потребуется подробная, достоверная и оперативная информация из различных подразделений организации.

Оперативность и детальность сведений, предоставляемых интегрированной информационной системой, можно обеспечить только при наличии достоверных данных.

С достоверностью информации напрямую связана задача модернизации оборудования. Необходимость и оправданность модернизации часто решается только путем анализа достоверной информации, поэтому внедрение информационной системы принесет большой эффект. Это позволит оптимизировать планирование ремонтов с учетом различных системных ограничений, а также сезонных и географических предпочтений. Внедрение системы позволит существенно сократить объем работ по сбору и обработке информации.

Важнейшими проблемами, возникающими при эксплуатации основных генерирующих элементов ЭЭС Узбекистана - ТЭС, являются планирование и оперативное руководство ремонтными работами. Существенной особенностью проведения ремонтных работ на ТЭС является жесткий регламент, накладываемый отраслевыми руководящими материалами. Здесь при разработке компьютерной системы планирования и оперативного управления ремонтными работами возникают стохастические задачи, математическая постановка которых не укладывается в традиционные рамки, а поэтому требуют для своего решения применения новых методов. Для традиционной математической постановки задачи характерным является недостаточность или даже отсутствие априорной информации об исследуемом объекте. Эта особенность очевидна, когда на производстве имеются разнотипные энергоблоки и другое оборудование. При оперативном управлении ремонтными работами здесь целесообразно использовать теорию адаптивных и обучающихся систем, элементов нечеткой логики и нейронных технологий, которые позволяют восполнять недостаток данных о процессе. В этом случае задачи идентификации, управления и принятия решения в стохастических системах рассматриваются в условиях параметрической неопределенности, т.е. когда не известна параметрическая структура модели исследуемого процесса.

Очевидна необходимость разработки методологии создания интегрированной автоматизированной системы планирования и управления ремонтными работами основных объектов (АСПИРО) ЭЭС. Наряду с общими вопросами создания АСПИРО, рассматриваются две конкретные подсистемы:

- подсистема планирования и оперативного управления ремонтными работами;
- подсистема технической диагностики состояния оборудования.

При разработке соответствующих алгоритмов должна быть использована теория адаптивных и обучающихся систем в параметрической и непараметрической постановке. Последнее обусловлено тем, что, учитывая сложность исследуемых процессов, недостаток априорных данных, наличие случайных факторов, наиболее перспективным путем является создание гибких, самообучающихся компьютерных систем прогнозирования технологических параметров и технической диагностики.

В целях создания методологии стратегии ремонтов следует решить следующие задачи:

- сформулировать комплекс технических задач диагностики, управления и оптимизации технологического процесса проведения ремонтных работ;
- разработать соответствующие адаптивные алгоритмы, обеспечивающие обучаемость компьютерных систем планирования ремонтов;
- провести численное исследование непараметрических алгоритмов диагностики и прогнозирования технологических параметров электрооборудования;
- осуществить разработку автоматизированных технологий организации и проведения ремонтных работ, в том числе экспертных систем.

Эта работа должна проводиться на основе методов системного анализа, теории идентификации и распознавания образов, математической статистики, теории адаптивных и обучающихся систем, статистического моделирования.

Вышеотмеченное явится основой методологии создания иерархической системы планирования и оперативного управления ремонтными работами, внедрения комплексной интеллектуальной компьютерной системы управления ремонтным производством. Разработанное математическое обеспечение и схемные решения для создания интеллектуальной компьютерной системы управления ремонтным производством могут широко использоваться не только на предприятиях энергетики, но и в других отраслях промышленности.

Решение такой масштабной задачи вполне выполнимо, так

как для этого имеются все необходимые условия: высококвалифицированные специалисты ОАО «Узбекэнерготаймир», мощная ремонтно-производственная база и самое главное — слаженный коллектив, который выдержал испытание временем.

ГЛОССАРИЙ

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

Аварийный режим работы электроагрегата (электростанции) - состояние, при котором электроагрегат (электростанция) не способен (не способна) вырабатывать электрическую энергию с установленными в нормативно-технической документации мощностью и (или) показателями качества.

Аварийный режим трансформатора - режим работы, при котором напряжение или ток обмотки, или части обмотки таковы, что при достаточной продолжительности это угрожает повреждением или разрушением трансформатора.

Аварийный резерв мощности энергосистемы - резерв мощности, необходимый для восполнения аварийного понижения генерирующей мощности в энергосистеме.

Анализ качества электрической энергии - установление путем использования специальной аппаратуры и методик параметров качества электрической энергии установленным значениям.

Арматура изолятора - часть изолятора, предназначенная для механического крепления к электроустановкам или объектам.

Аккредитация - официальное признание государственным органом по аккредитации путем выдачи лицензии компетентности физического или юридического лица выполнять работы в определенной области.

Аккредитация лабораторий - официальное признание того, что лаборатория правомочна осуществлять конкретные испытания или конкретные типы испытаний (термин «аккредитация лабораторий» может отражать признание как технической компетентности и объективности испытательной лаборатории, так и только ее технической компетентности).

Баланс мощности энергосистемы - система показателей, характеризующая соответствие суммы значений нагрузки потребителей и резервной мощности величине располагаемой мощности энергосистемы.

Баланс электроэнергии энергосистемы - Система показателей, характеризующая соответствие потребления электроэнергии в энергосистеме, расхода ее на собственные нужды и потерь в электрических сетях, величине выработки электроэнергии в

энергосистеме с учетом перетоков мощности из других энергосистем.

Безотказность - свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени.

Вероятность безотказной работы - вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ объекта не возникнет.

Вероятность восстановления - вероятность того, что время восстановления работоспособного состояния объекта не превысит заданное значение.

Включенная мощность энергосистемы - суммарная располагаемая мощность генераторов энергосистемы, находящихся в данный момент в работе.

Включенный горячий резерв мощности энергосистемы - резервная мощность работающих в данное время агрегатов, которая практически может быть использована немедленно.

Внезапный отказ - отказ, характеризующийся скачкообразным изменением значений одного или нескольких параметров объекта.

Воздушная линия электропередачи (ВЛ) - линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землей с помощью опор, изоляторов.

Восстанавливаемый объект - объект, для которого в рассматриваемой ситуации проведение восстановления работоспособного состояния предусмотрено в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Восстановление - процесс перевода объекта в работоспособное состояние из неработоспособного.

Выключатель - коммутационный аппарат, способный включать, проводить и отключать токи при нормальных условиях в цепи, а также при нормированных ненормальных условиях в цепи, таких как короткие замыкания.

Выключатель нагрузки - выключатель, предназначенный для коммутации электрических цепей в нормальных условиях эксплуатации, а также для пропуска в течение заданного интервала времени токов в условиях, отличных от нормальных.

Генератор переменного тока - машина, преобразующая механическую энергию в электрическую.

Гидрогенератор - синхронный генератор, приводимый во вращение от гидравлической турбины.

График нагрузки - кривая изменений нагрузки энергоустановки потребителя во времени.

Диспетчерское управление энергосистемой - централизованное оперативное управление работой энергосистемы, осуществляемое диспетчерской службой.

Долговечность - свойство объекта сохранять работоспособное состояние при установленной системе технического обслуживания и ремонта.

Допустимая аварийная перегрузка - перегрузка трансформатора, другого электрооборудования, допустимая в аварийных режимах, величина и длительность которой установлены нормативными документами.

Допустимый режим нагрузки - режим продолжительной нагрузки электрооборудования, при которой расчетный износ не превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы. Метод и нормы для расчета износа устанавливаются нормативными документами.

Затраты, расходы, издержки - экономические показатели суммы расходов предприятий в процессе хозяйственной деятельности. От величины их во многом зависят рентабельность и прибыль.

Издержки производства - совокупность затрат труда (живого и овеществленного) на производство продукта. Различают издержки производства общественные и индивидуальные (себестоимость). Их снижение возможно при более быстром росте производительности труда по сравнению с ростом его оплаты, а также при экономии овеществленного труда.

Измерительный трансформатор - трансформатор, предназначенный для передачи информационного сигнала измерительным приборам, счетчикам, устройствам защиты и (или) управления.

Износ - снижение показателей рабочих характеристик электрооборудования в процессе эксплуатации, а также используется как бухгалтерский термин для обозначения суммы, на которую уменьшилась полезность основного капитала.

Износ основных средств - снижение стоимости основных средств по установленным нормам в процессе их эксплуатации.

Интенсивность восстановления - условная плотность вероятности восстановления работоспособного состояния объекта, определенная для рассматриваемого момента времени при условии, что до этого момента восстановление не было завершено.

Интенсивность отказов - условная плотность вероятности

возникновения отказа объекта, определяемая при условии, что до рассматриваемого момента времени отказ не возник.

Исправное состояние - состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и(или) конструкторской (проектной) документации.

Испытание междувитковой изоляции - испытание, при котором прикладывается или чаще индуцируется между соседними витками изолированной обмотки напряжение заданной амплитуды для проверки надежности междувитковой изоляции.

Испытание на долговечность - испытание, имеющее целью проверить на продолжительность работы в нормативных условиях какой-либо компонент или устройство.

Испытание на нагрев - испытание, предназначенное для определения превышения температуры одной или нескольких частей машины в заданных рабочих условиях.

Испытание на электрическую прочность - испытание изоляции высоким напряжением для проверки ее электрической прочности.

Индивидуальный ресурс - назначенный ресурс конкретного объекта, определенный с учетом фактических свойств объекта и условий его эксплуатации.

Инцидент - отказ или повреждение технических устройств, применяемых на производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса, нарушение законов и иных нормативных правовых актов, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на производственном объекте.

Испытательная лаборатория (центр) - лаборатория (центр), которая проводит испытания или отдельные виды испытаний определенной продукции.

Капитальный ремонт - ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Качество электрической энергии - степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям.

Квалифицированный обслуживающий персонал - специально подготовленные лица, прошедшие проверку знаний в объеме, обязательном для данной работы (должности), и имеющие группу по электробезопасности.

Конструктивный отказ - отказ, возникший по причине, связанной с несовершенством или нарушением установленных правил и (или) норм проектирования и конструирования.

Коэффициент готовности - вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается.

Коэффициент запаса электрической прочности диэлектрика - величина, равная отношению пробивного напряжения диэлектрика к номинальному значению электрического напряжения.

Коэффициент заполнения графика нагрузки электроустановки потребителя - отношение среднеарифметического значения нагрузки энергоустановки потребителя к максимальному за установленный интервал времени.

Коэффициент оперативной готовности - вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме плановых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается, и, начиная с этого момента, будет работать безотказно в течение заданного интервала времени.

Коэффициент сохранения эффективности - отношение значения показателя эффективности использования объекта по назначению за определенную продолжительность эксплуатации к номинальному значению этого показателя, вычисленному при условии, что отказы объекта в течение того же периода не возникают.

Контроль технического состояния - проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени (видами технического состояния являются, например, исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т.п. в зависимости от значений параметров в данный момент времени).

Коэффициент неплановых простоев - отношение суммы продолжительности простоя объекта в вынужденном (аварийном) ремонте и простоя, зависящего от других объектов, к календарной продолжительности отчетного года.

Коэффициент технического использования - отношение математического ожидания суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии за некоторый период экс-

платации к математическому ожиданию суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии и простоев, обусловленных техническим обслуживанием и ремонтом за тот же период.

Критерий отказа - признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Критерий предельного состояния - признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией.

Линия электропередачи (ЛЭП) - электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами энергосистемы с возможным промежуточным отбором.

Менеджмент - управление производственно-коммерческой деятельностью, совокупность принципов, форм, средств и методов управления с целью повышения эффективности производства и увеличения прибыли.

Менеджмент риска - скоординированные действия по руководству и управлению организацией в периоды рисков.

Нагрузочный резерв мощности энергосистемы - резерв мощности, необходимый для восприятия случайных колебаний нагрузки и регулирования частоты в энергосистеме.

Надежность - свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортировки. Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать в себя безотказность, долговечность, ремонтнопригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

Надежность работы энергосистемы - способность энергосистемы обеспечивать бесперебойность энергоснабжения потребителей и поддержание в допускаемых пределах показателей качества электроэнергии и тепла.

Назначенный ресурс - суммарная наработка, при достиже-

нии которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния.

Назначенный срок службы - календарная продолжительность эксплуатации объекта, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния. Назначенный срок службы должен исчисляться со дня ввода объекта в эксплуатацию (при достижении объектом назначенного ресурса - срока службы, объект должен быть изъят из эксплуатации и должно быть принято решение, предусмотренное соответствующей нормативно-технической документацией - направление в ремонт, списание, уничтожение, проверка и установление нового назначенного срока и т.д.).

Назначенный межремонтный ресурс - Суммарная наработка объекта от последнего капитального ремонта до среднего или последующего капитального ремонта, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния

Наработка - продолжительность или объем работы объекта. Единицы измерения обычно выбираются в соответствии с назначением электрооборудования и особенностями его работы (для выключателей — количество коммутаций, для двигателей - количество пусков, для трансформаторов - время работы, для оборудования ТЭС наработка измеряется продолжительностью работы в часах и т.д.).

Наработка на отказ - наработка объекта от окончания восстановления его работоспособного состояния после отказа до возникновения следующего отказа.

Наряд-допуск - задание на производство работы, оформленное на специальном бланке установленной формы и определяющее содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и лиц, ответственных за безопасное выполнение работы

Наработка между отказами - наработка объекта от окончания восстановления его работоспособного состояния после отказа до возникновения следующего отказа.

Невосстанавливаемый объект - объект, для которого в рассматриваемой ситуации проведение восстановления работоспособного состояния не предусмотрено в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Независимый отказ - отказ, не обусловленный другими отказами.

Неисправное состояние - состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Необслуживаемый объект - объект, для которого проведение технического обслуживания не предусмотрено нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией.

Неработоспособное состояние - состояние объекта, при котором значения хотя бы одного параметра характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Неремонтируемый объект - объект, ремонт которого не возможен или не предусмотрен нормативно-технической, ремонтной и (или) конструкторской (проектной) документацией.

Нормальный режим работы энергосистемы - режим работы энергосистемы, при котором обеспечивается снабжение электрической энергией всех потребителей при поддержании ее качества в установленных пределах.

Нормативный ресурс - ресурс электрооборудования при его работе в нормативных (расчетных, проектных) условиях (известная величина, берется из паспорта или технических условий на эксплуатацию электрооборудования).

Нормативный остаточный ресурс - ресурс электрооборудования, который он сможет еще сработать в нормативных условиях эксплуатации с момента расчета до перехода в предельное состояние.

Обслуживаемый объект - объект, для которого проведение технического обслуживания предусмотрено нормативно-технической документацией и (или) конструкторской (проектной) документацией.

Оперативное обслуживание электроустановки - комплекс работ по: ведению требуемого режима работы электроустановки; производству переключений, осмотров оборудования; подготовке к производству ремонта (подготовке рабочего места, допуску); техническому обслуживанию оборудования, предусмотренному должностными и производственными инструкциями оперативного персонала

Остаточный ресурс - суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

Опасность - источник потенциального вреда или ситуация с потенциальной возможностью нанесения вреда.

Отказ - событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта.

Параметр потока отказов - отношение математического ожидания числа отказов восстанавливаемого объекта за достаточно малую его наработку к значению этой наработки.

Парковый ресурс - наработка однотипных по конструкции и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, в пределах которой обеспечивается их безаварийная работа при соблюдении требований действующей нормативной документации.

Перегрузка трансформатора - нагрузка трансформатора, при которой расчетный износ изоляции обмоток, соответствующий установившимся превышениям температуры, превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.

Персонал оперативный - персонал, осуществляющий оперативное управление и обслуживание электроустановок (осмотр, оперативные переключения, подготовку рабочего места, допуск и надзор за работающими, выполнение работ в порядке текущей эксплуатации).

Персонал оперативно-ремонтный - ремонтный персонал, специально обученный и подготовленный для оперативного обслуживания в утвержденном объеме закрепленных за ним электроустановок.

Персонал ремонтный - персонал, обеспечивающий техническое обслуживание и ремонт, монтаж, наладку и испытание электрооборудования.

Персонал электротехнический - административно-технический, оперативный, оперативно-ремонтный, ремонтный персонал, осуществляющий монтаж, наладку, техническое обслуживание, ремонт, управление режимом работы электроустановок.

Плановый ремонт - ремонт, постановка на который осуществляется в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

Предельное состояние оборудования - состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

Подтверждение соответствия - подтверждение соответствия

это: документальное удостоверение соответствия продукции или иных объектов, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг требованиям технических регламентов, положениям стандартов или условиям договоров;

Производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте (производственный контроль) - комплекс мероприятий, направленных на обеспечение безопасного функционирования опасных производственных объектов, а также на предупреждение аварий на этих объектах и обеспечение готовности к локализации и ликвидации их последствий.

Показатель надежности - количественная характеристика одного или нескольких свойств, составляющих надежность объекта.

Полный резерв мощности энергосистемы - резерв активной мощности, равный разности между располагаемой мощностью энергосистемы и нагрузкой ее в момент годового максимума при нормальных показателях качества электроэнергии и с учетом сальдо перетоков.

Последствия отказа - явления, процессы, события и состояния, обусловленные возникновением отказа объекта.

Постепенный отказ - отказ, возникающий в результате постепенного изменения значений одного или нескольких параметров объекта.

Причина отказа - явления, процессы, события и состояния, вызвавшие возникновение отказа объекта.

Приведенные затраты - затраты в базовый момент времени, равноценные по своему значению совокупности затрат, производимых в различные моменты времени.

Производственный отказ - отказ, возникающий по причине, связанный с несовершенством или нарушением установленного процесса изготовления или ремонта, выполняемого на ремонтном предприятии

Промышленные испытания - испытания, требуемые для определения характеристик машины и выявления ее соответствия техническим условиям.

Работоспособное состояние - состояние объекта, при котором значения, всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нор-

мативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Работы, выполняемые в порядке текущей эксплуатации - небольшие по объему (не более одной смены) ремонтные и другие работы по техническому обслуживанию, выполняемые в электроустановках напряжением до 1000 В оперативным, оперативно-ремонтным персоналом на закрепленном оборудовании в соответствии с утвержденным руководителем (главным инженером) организации перечнем.

Резервная мощность электроустановки - разность между рабочей мощностью генерирующей электроустановки и мощностью, генерируемой в установленный момент времени.

Ремонт - комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и восстановлению ресурсов изделий или их составных частей.

Ремонтируемый объект - объект, ремонт которого возможен и предусмотрен нормативно-технической, ремонтной и (или) конструкторской (проектной) документацией.

Ремонтопригодность - свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта.

Ремонтный резерв мощности энергосистемы - резерв мощности, необходимый для возмещения мощности оборудования, выведенного в плановый ремонт.

Ресурс - суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние. Переход объекта в предельное состояние влечет за собой временное прекращение его эксплуатации. При достижении предельного состояния объект должен быть направлен в средний или капитальный ремонт.

Ресурсный отказ - отказ, в результате которого объект достигает предельного состояния.

Риск - сочетание вероятности нанесения ущерба и тяжести этого ущерба.

- **анализ риска** - систематическое использование информации для определения источников и количественной оценки риска;

- **оценка риска** - общий процесс анализа риска и оценивания риска.

Сертификат соответствия - документ, удостоверяющий соответствие объекта требованиям технических регламентов, положениям стандартов или условиям договоров.

Сбой - самоустранившийся отказ или однократный отказ, устраняемый незначительным вмешательством оператора.

Синхронная машина - машина переменного тока, у которой в установившемся режиме отношение частоты вращения ротора к частоте тока в цепи, подключенной к обмотке якоря, не зависит от нагрузки в области допустимых нагрузок

Синхронный компенсатор - синхронная машина, работающая без механической нагрузки, предназначенная для выдачи или потребления реактивной мощности.

Сохраняемость - свойство объекта сохранять в заданных пределах значения параметров, характеризующих способности объекта выполнять требуемые функции, в течение и после хранения и (или) транспортирования.

Специализированная организация - организация, располагающая подготовленными установленным порядком квалифицированными кадрами, зарекомендовавшими себя как авторитетные специалисты в данной области знаний, необходимым оборудованием, программами расчета на прочность и долговечность, методической и нормативно-технической документацией и, при необходимости, полномочиями (лицензиями) для выполнения одной или нескольких специализированных работ, направленных на обеспечение промышленной эксплуатации.

Среднее время восстановления - математическое ожидание времени восстановления работоспособного состояния объекта после отказа.

Средний ресурс - математическое ожидание ресурса.

Средний срок службы - математическое ожидание срока службы.

Средний срок сохраняемости - математическое ожидание срока сохраняемости.

Средняя наработка на отказ - отношение суммарной наработки восстанавливаемого объекта к математическому ожиданию числа его отказов в течение этой наработки.

Средняя трудоемкость восстановления - математическое ожидание восстановления объекта после отказа.

Срок безопасной эксплуатации - срок эксплуатации оборудования, в пределах которого будут выполняться требования промышленной безопасности.

Срок службы - календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

Текущий ремонт - ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей.

Техническое диагностирование - определение технического состояния объекта. Задачи технического диагностирования - контроль технического состояния, поиск места и определение причин отказа (неисправности), прогнозирование технического состояния.

Техническое обслуживание - комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировке.

Техническое освидетельствование - проведение работ по проверке соответствия параметров объекта требованиям технической и нормативной документации.

Требования промышленной безопасности - условия, запреты, ограничения и другие требования, содержащиеся в федеральных законах и иных нормативных правовых актах, а также в нормативных технических документах, которые принимаются в установленном порядке и соблюдение которых обеспечивает промышленную безопасность.

Ущерб - нанесение физического повреждения или другого вреда здоровью людей, или вреда имуществу, или окружающей среде.

Ущерб от снижения качества электрической энергии - все виды отрицательных последствий, возникающих в работе систем электроснабжения потребителей и приемников при ухудшении качества электрической энергии.

Фактический ресурс - ресурс при работе электрооборудования в конкретных условиях эксплуатации.

Фактический сработанный ресурс - фактически сработанный ресурс при работе оборудования в конкретных условиях эксплуатации за наработку определенного объема, соответствующую нормативным условиям эксплуатации.

Фактический остаточный ресурс - ресурс электрооборудования, который оно сможет еще сработать в конкретных условиях эксплуатации с момента расчета до перехода в предельное состояние.

Частичный (интервальный) нормативный ресурс - интервал наработки при условии эксплуатации электрооборудования в нормативных условиях.

Экономико-математические методы и модели - комплекс научных дисциплин на стыке экономики с математикой и кибернетикой. Математическое описание объектов, закономерностей, связей и процессов в них посредством математических знаков и связывающей их совокупности математических соотношений для определения экономических показателей.

Экономический ущерб от снижения качества электрической энергии - выраженные в стоимостном исчислении убытки от снижения производительности или повреждения электротехнических устройств и электрооборудования, а также другие затраты, возникающие в связи с ухудшением качества электрической энергии.

Экспертная организация - организация, имеющая лицензию на проведение экспертизы промышленной безопасности в соответствии с действующим законодательством.

Эксплуатация - стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается или восстанавливается его качество.

Электрооборудование - совокупность, объединенных общими признаками электротехнических устройств, предназначенных для производства, преобразования, передачи, распределения или потребления электроэнергии, например, машины, трансформаторы, аппараты и т.д. Признаками объединения в зависимости от задачи могут быть: назначение, например, технологическое; условия применения, например, тропическое; принадлежность к объекту, например, станку, цеху.

Явный отказ - отказ, обнаруживаемый визуально или штатными методами и средствами контролями диагностирования при подготовке объекта к применению или в процессе его применения по назначению.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баринов В.А., Гамм А.З. и др. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике. Под ред. Ю.Н. Руденко, В.А. Семенова. М. Из-во МЭИ, 2000.
2. Гончуков В.В., Горнштейн В.М., Крумм Л.А. и др. Автоматизация управления энергообъединениями. Под ред. С.А. Совалова. М. Энергия, 1979.
3. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии. Изд. 2-е. Ростов н/Д, 2008.
4. Важнов А.И. Электрические машины. Лен.отд. Энергия, 1969.
5. Поляк Н.А. Современные крупные двухполюсные турбогенераторы. М. Энергия, 1972.
6. Васильев А.А., Крючков И.П. и др. Электрическая часть станций и подстанций. Под ред. А.А. Васильева. М. Энергия, 1980.
7. Ольховский Г.Г. Пути развития мировой энергетики. М. Электрические станции, 1999, №6, с.10-18.
8. Дьяков А.Ф., Миролюбов В.А. 17-й конгресс МИРЭС. Энергия и технология: устойчивое развитие мира в следующем тысячелетии. М. Энергетик, 1999, №2, с.2-5.
9. Яковлев М.Е. Повышение энергоэффективности как ключевой фактор достижения энергетической безопасности потребителей энергоресурсов. М. Энергоназор и энергобезопасность, 2005, №4, с. 25-27.
10. Саидова Г.К. Формула экономического роста. Правда Востока, 10.08.2006.
11. Электроэнергетика Узбекистана. ГАК «Узбекэнерго». Т. 2002,
12. Шоисматов Э.Р. Задачи энергосбережения и пути их решения в электроэнергетической отрасли страны. ТГТУ, Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2003, №1-2, с.44-54.
13. Аллаев К.Р. Энергетика мира и Узбекистана. Т. «Молия», 388 с.
14. Тешабаев Б.М. Электроэнергетика Узбекистана — основа энергетической независимости страны. М. Мировая энергетика, 2007, №9.
15. Аллаев К.Р., Тешабаев Б.М. Прогнозирование энергетических показателей электроэнергетических систем. Т. Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2007, №3-4, 25-36 с.

16. Тешабаев Б.М. Энергосбережение — основа энергоэффективности. Т. Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2007, №2, 10-16 с.
17. Б.М. Тешабаев. Применение экспресс-метода прогнозирования в электроэнергетике. Т. Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2008, №1-2, 10-20 с.
18. Тешабаев Б.М. Вопросы эффективности производства, передачи и распределения электроэнергии в Узбекистане: существующая практика и новые подходы. Материалы Международной конференции «Законодательные основы рационального использования энергии и реформирования электроэнергетики». Ташкент, июнь, 2006 г., 30-40 с.
19. Тешабаев Б.М. Электроэнергетика Республики Узбекистан — состояние, перспективное развитие и инвестиционный климат. Энергорынок Центральной Азии: тенденции и перспективы. /Итоговые материалы международной научно-практической конференции - Ташкент. 2005, 6-7 декабрь, 14-20 с.
20. Тешабаев Б.М. Повышение энергоэффективности электроэнергетики Узбекистана. Т. Дисс. учен. степ. к.т.н., 2009, 174 с.
21. Тешабаев Б. М. Перспективы развития электроэнергетики Узбекистана. Т. Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2008, №3-4, 10-20 с. 6-14.
22. Беляев Л.С., Воропай Н.И. и др. Долгосрочные тенденции развития электроэнергетики мира и России. Изв.АН РФ, Энергетика, 2004, №1, с.3-13.
23. Котлер В.Р., Серков Д.Е. Потребление первичной энергии и структура топливопотребления в мире. Электрические станции, 2002, 7, с.71-73.
24. Экономическое обозрение, Т., 2001, №2.
25. Сайдахмедов Х. Комплексное использование минерально-сырьевых и вторичных ресурсов. //Экономический вестник Узбекистана, №1-2, 2001.
26. Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз».Т. 2004, 96 с., 2005, 64 с.
27. Uzenergy.uzpak.uz sisc@uzpak.uz Ш.В.Хамидов. Электроэнергетика Республики Узбекистан — состояние, перспективы развития и инвестиционный климат. Доклад на Бизнес — форуме в Париже (20-23 июня 2006 года), 28 с.

28. Законодательные основы рационального использования энергии и реформирования электроэнергетики. Материалы международной конференции, организованной Комитетом по вопросам промышленности, строительства и торговли Законодательной палаты Олий Мажлиса Республики Узбекистан совместно с проектом «Дальнейшее углубление демократических реформ в Узбекистане», в рамках программы ЕвропЭйд Комиссии Европейского Союза. Ташкент, 2006, 80 с.
29. Захидов Р.А., Кивалов Н.К., Орлова Н.И., Таджиев У.А. Перспективы устойчивого экологически безопасного энергообеспечения Узбекистана с использованием энергии солнечного излучения, малых водотоков, ветра. Т. Гелиотехника, 1997, №5-6, с.86-86-96.
30. Аллаев К.Р. Электроэнергетика Узбекистана и мира. Т. «Fan va technologylar», 478 с.
31. Рахимов В.Р., Клименко А.И. Перспективы развития комплексного использования ресурсов угольных месторождений Узбекистана. Т. ТГТУ, Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2003, №1-2, с. 136-148.
32. Анализ рынка угля. Т. Правда Востока, 01.12.2005.
33. Рахимов В.Р., Алимходжаев С.Р., Алимходжаев Ш.С. Технический прогресс на горных предприятиях Узбекистана. М. Горный журнал, 2004, №10, с. 2-5.
34. Клименко А.И., Рахимов В.Р. Основные направления перевооружения угольной отрасли Узбекистана. Вестник ТГТУ, 2002. №2
35. Умаров Ф. Анализ качественной характеристики угольной залежи. Т. ТГТУ, Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2005, №1, с.41-47.
36. Толмачев Г.М. Энергетика Узбекистана. //Экономическое обозрение. Февраль, 1999.
37. Юнусов Т.Ю. Модернизация котлоагрегата типа БКЗ 220-100ВЦ. IV Республиканская научно-техническая конференция энергетиков. Тезисы докладов. (18-21 сентября 1973), Ташкент, 1973.
38. Юнусов Т.Ю. Система управления качеством продукции (на примере предприятия «Узбекэнергоремонт»). Тезисы Республиканской: межотраслевой научно-производственной конференции «Проблемы совершенствования управления

- качеством продукции в промышленности». (Ташкент, 24-25 апреля 1978), часть I.
39. Юнусов Т.Ю. Система управления качеством ремонта - в действии. «Экономика и жизнь», 1978, №9.
 40. Юнусов Т.Ю. Резерв экономии топлива - быстрый и качественный ремонт энергооборудования. «Экономика и жизнь», 1978, №11
 41. Юнусов Т.Ю. Разработка, внедрение и совершенствование системы управления качеством ремонтной продукции на предприятии «Узбекэнергоремонт». Тезисы докладов на семинаре «Комплексная система управления качеством энергетического производства на предприятиях Минэнерго». (Лукомльская ГРЭС, 24-27 октября 1978), СПО «Союзтехэнерго» Москва, 1978.
 42. Юнусов Т.Ю. Роль специализации в повышении эффективности и качества продукции энергоремонтного производства. НИИНТИ Госплана Узбекистана, Ташкент, 1979.
 43. Юнусов Т.Ю. Специализация - ключ к эффективности. «Экономика и жизнь», 1979, №4.
 44. Юнусов Т.Ю. Отклики на статью Ю.В.Шабанова «Проблемы энергоремонта», (отклики и письма). «Электрические станции» 1979, №12.
 45. Юнусов Т.Ю. Специализация - один из важнейших путей повышения качества ремонтного обслуживания ТЭС. Сборник научных трудов Ташкентского политехнического института им. А.Беруни «Повышение надежности и экономичности теплового обслуживания ТЭС и ТСУ». Выпуск 298. Ташкент, 1980.
 46. Юнусов Т.Ю. Материальное стимулирование повышения качества продукции. Информэнерго. Серия: «Экономика энергетики». Выпуск 3. М, 1980.
 47. Юнусов Т.Ю. Опыт улучшения планирования повышения качества продукции на предприятии «Узбекэнергоремонт». Тезисы докладов и выступлений научно теоретической конференции «Актуальные проблемы повышения эффективности общественного производства». Том II. (14-15 мая 1980), Ташкент.
 48. Юнусов Т.Ю. Отклики на статью Ю.В. Шабанова «Проблемы энергоремонта». «Электрические станции» 1980, №9.

49. Юнусов Т.Ю. Экономическая учеба - действенное средство развития творческой активности. «Экономика и жизнь», 1980, №8.
50. Юнусов Т.Ю. Управление качеством ремонта - важный фак-тор повышения эффективности работы оборудования. «Электрические станции». 1981, №3.
51. Юнусов Т.Ю. Повышение качества энергоремонта - эффективный путь экономии топлива. Тезисы докладов республиканской научно-технической конференции «Повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов республики». 31 марта - 1 апреля 1981), Ташкент, 1981.
52. Юнусов Т.Ю. Оптимизация количества ремонтов энергооборудования. «Вопросы РАСУ». Издательство РЖ с ВЦ АН Узбекистана, Ташкент, 1981.
53. Юнусов Т.Ю., Вашенко В.К. Динамическая оптимизация капитальных вложений на создание новой техники. «Узбекистан», Ташкент, 1983 год.
54. Юнусов Т.Ю. Совершенствование структуры управления ремонтом энергооборудования с целью обеспечения реализации ресурсосберегающих мероприятий. «Ресурсосбережение -важнейший элемент повышения эффективности энергетического комплекса. Сборник научных трудов. Ташкент, 1986 год.
55. Юнусов Т.Ю., Шарипов Э.Ш. Функционально-стоимостной анализ в энергоремонтном производстве. Тезисы докладов республиканской научно-технической конференции «Повышение эффективности использования энергоресурсов на основе внедрения энергосберегающих и материаловсберегающих мероприятий в отраслях народного хозяйства». Ташкент, 1986 год.
56. Авторское свидетельство на изобретение: «Радиальное уплотнение регенеративного вращающегося воздухоподогревателя». Авторское свидетельство № 1250784 от 15 апреля 1986 года Юнусов Т.Ю., Эрнест А.К., Антонов И.С., Сипягин С.С., Беркович Я.Д., Мокрушев В.А., Макаров В.А.
57. Юнусов Т.Ю., Шарипов Э.Ш. Организация контроля за качеством ремонтов в Центразэнергоремонте. Тезисы докладов Всесоюзного совещания «Экономическая эффективность

- технического обслуживания и ремонта основных фондов отрасли электроэнергетики» (г.Смоленск, 8-11 декабря 1987 года, Союзтехэнергс Москва, 1987 год.
58. Юнусов Т.Ю. Совершенствование системы высшего образования. Тезисы межвузовской научно-методической конференции «Проблемы многоуровневой подготовки специалистов» Ташкент, 1992 год.
 59. Юнусов Т.Ю. Резервы повышения эффективности производства на основе функционально-стоимостного анализа(обзор). Министерство энергетики и электрификации Республики Узбекистан. ПО Узбекэнерготашмир. Ташкент, 2000 год.
 60. Юнусов Т.Ю. Энергосбережение - требование времени. Журнал «Проблемы энерго- и ресурсосбережения № 3-4, 2008.
 61. Юнусов Т.Ю. Основные этапы развития системы управления качеством в энергоремонтном производстве. Журнал «Проблемы энерго- и ресурсосбережения № 1-2, 2009.
 62. Юнусов Т.Ю. Эффективность внедрения АСКУЭ. Журнал «Проблемы энерго- и ресурсосбережения № 1-2, 2009.
 63. У. Отажон, Юнусов Т.Ю. (автор идеи, научный консультант) «Узбекэнерготашмир» (очерки из истории предприятия). Ташкент, Издательство ООО «Мехридарьё», 2009 год.
 64. Юнусов Т.Ю. Совершенствование технологий индустриально-заводского ремонта высоковольтных электрических двигателей. Тезисы докладов XXXЕ Международной научно практической конференции «Повышение эффективности электрического хозяйства потребителей в условиях ресурсных ограничений», г.Москва, 16-ноября, 2009 год.
 65. Юнусов Т.Ю. Модернизация системы учета энергии - основа энергосбережения энергоремонтного хозяйства. Тезисы докладов XXXЕ Международной научно - практической конференции «Повышение эффективности электрического хозяйства потребителей в условиях ресурсных ограничений», г.Москва, 16-ноября, 2009 год.
 66. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. М. Энергоатомиздат, 1984.
 67. Гук. Ю.Б. Основы надежности электроэнергетических установок. Л. Из-во ЛГУ, 1976.
 68. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. М. Энергия, 1977.

69. Заика А.А., Богуславский Д.С. Сетевой график на электро-станциях. М. Энергия, 1970.
70. Коварский Л.Г. Расчетные способы сокращения объемов ремонта энергооборудования. Л. Энергия, 1979.
71. http://forca.ru/info/spravka/pokazateli-nadezhnosti-raboty-elementov-energosisistem_2.html
72. Мандрыкин С.А., Филатов А.А. Эксплуатация и ремонт электрооборудования станций и сетей. Второе изд-е. М. Энергоатомиздат, 1983.
73. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. М. Высшая школа, 1984.
74. Алексеев Б.А. Оценка состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. М.: НЦЭНАС, 2002. 231с.
75. Левин В.М. Оценка эффективности обслуживания оборудования электрических сетей по фактическому состоянию // Современные энергетические системы и комплексы и управление ими: Материалы VI Междунар. науч.-практ. конф., г. Новочеркасск, 2006. 4.1.С.35U2.
76. Филатов А.И. Методы оценки экономического старения оборудования в энергетике // Электрические станции. 1994. № 6. С. 32-38.
77. Китушин В.Г., Шерварли Д.Е. Модель мониторинга технического ресурса оборудования // Избранные труды НГТУ. 2004. С. 27-32.
78. Китушин В.Г. Шерварли Д.Е. Модель мониторинга технического ресурса оборудования // Избранные труды НГТУ - 2004. -Новосибирск: НГТУ, 2004.
79. Китушин В. Г., Иванова Е.В. Анализ эксплуатационных затрат электросетевого предприятия как основа решений по его развитию Сборник докладов III международной научно-практической конференции «ЭНЕРГОСИСТЕМА: управление, конкуренция, образование». В 2 т. - Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. - Т. 2. - с.270-274.
80. Китушин В. Г., Иванова Е.В. Определение оптимального уровня надежности оборудования электрической сети. Материалы международного научного семинара им. Ю.Н.Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». - Иркутск, 2008.
81. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.

82. Колпачков В.И., Яшура А.И. Производственная эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования (Справочник). М.: Энергосервис, 1999.-439.
83. Романов А.А. Техническое перевооружение электроэнергетики. Необходимость и проблемы «Техническое перевооружение и ремонт энергетических объектов» Под ред. В.В. Барило. - М.: ИПКГосслужбы, ВИПКэнерго, 2002. - С. 10 - 18.
84. Концепция совершенствования системы технического обслуживания и ремонта энергоблоков тепловых электростанций. Обоснование. Критерии. Теория. Стратегия. Экономика. - М.: АО «ЦКБ ЭНЕРГОРЕМОНТ», 1996. 28 с.
85. Дубицкий М.А., Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Выбор использования резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах. М. Энергаториздат, 1988.
86. Назарычев А. Н. Методы и модели оптимизации ремонта электрооборудования объектов энергетики с учетом технического состояния. Иван. гос.энерг. ун-т. - Иваново, 2002. - 168 с.
87. Назарычев А.Н. Основные припципы новой технологии организации ремонтного обслуживания электрооборудования по техническому состоянию «Инновационное развитие топливно-энергетического комплекса: проблемы и возможности. Научное издание.» Под общей редакцией Г.К. Вороновского, И.В. Недина. - Киев: Знання України, 2004. - С. 169 - 181.
88. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. - Второе изд. Новосибирск: Наука, 1989. - 328 с.
89. Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. Методы исследования.- Новосибирск: Наука, 1974.-264 с.
90. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы /Г.Ф. Ковалев, Е.В. Сеннова, М.Б. Чельцов и др. / Под ред. Н.Н. Воропая. - Новосибирск: Наука. Сиб. Предприятие РАН, 1999. - 434 с.
91. Непомнящий В.А. Учет надежности при проектировании энергосистем. М.: Энергия, 1978. - 200 с.
92. Непомнящий В.А. Экономические проблемы повышения электроснабжения. Ташкент. ФАН АН Узбекистан, 1985 - 200 с
93. Алексеев Б.А. Определение состояния (диагностика) круп-

- ных гидрогенераторов. - М.: Издательство НЦ ЭНАС 2002. - 144 с.
94. Алексеев Б.А. Определение состояния (диагностика) крупных турбогенераторов. Второе изд. Перераб и доп. - М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2001.-152 с.
 95. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. - М.: Издательство НЦ ЭНАС 2002. - 216 с.
 96. Совалов С.А. Режимы единой энергосистемы. М. Энергоатомиздат, 1983.
 97. Назарычев А.Н. Совершенствование системы технического обслуживания и ремонтов электрооборудования объектов энергетики // Эффективные энергетические системы и новые технологии: Труды I Междунар. науч.- практич. конф. / Казан, гос. техн. ун-т. - Казань, 2002. - С. 555 - 562.
 98. Назарычев А.Н., Исаченков В.В. Использование характеристик надёжности электрооборудования в системе ППР // XI Бенардосовские чтения: Тез. докл. междунар. науч.-тех. конф. Иван. гос. энерг. ун-т. - Иваново, 1999.-С. 121.
 99. Managing Complex Projects on PC Software by Richard Billows, 2000, The Hampton Group, Inc.
 100. Таха Х. Введение в исследование операций // Москва, Мир 1985
 101. Моудер Дж., Филлипс С. Метод сетевого планирования и организации работ (Перт) // - М-Л,: Энергия 1966
 102. Технологии управления Спайдер <http://www.spiderproject.ru/>
 103. M. Marketz, J. Polster, M. Muhr. Maintenance Strategies for Distribution Networks /Proc. 14th International Symposium on High Voltage Engineering, Beijing, 2005. Paper F-55.
 104. D. Wolfgang. Discussion Meeting Summary for Group B3 /CIGRE Session, Paris, 2004.
 105. J.J. Smith. Trends in PD-diagnostics for Asset Management of Aging HV Infrastructures /Proc. 14th International Symposium on High Voltage Engineering, Beijing, 2005. Paper K-05.
 106. Стратегия развития ЕНЭС, одобренная решением Совета директоров ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.12.2003 № 13.
 107. Концепция диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.03.2005.
 108. Положение о технической политике в распределитель-

- ном электросетевом комплексе, утвержденное распоряжением РАО «ЕЭС России» и ОАО «ФСК ЕЭС» № 270р/293р от 25.10.2006.
109. Методика экспертной оценки технического состояния оборудования (версия 0.3), утвержденная Департаментом регионального планирования эксплуатации и ремонтов, 2006 г.
 110. V. Sokolov. Transformer Condition-Based Ranking /Proc. 5th AVO International Technical Conference, October 8–11, 2006, Methven, New Zealand.
 111. Типовая программа комплексного диагностического обследования силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов. М. ОАО «ФСК ЕЭС», 2005.
 112. Назарычев А.Н., Андреев Д.А. Методика определения предельных сроков продления эксплуатации электрооборудования. Вестник ИГЭУ. - 2003. - №5. - С. 32-41.
 113. Денисов А.Ю., Жданов С.А., Экономическое управление предприятием и корпорацией, М.: Дело и Сервис, 2002. - 416 с. Бешелев С.О., Гуревич Ф.Г. Экспертные оценки. - М.: Наука, 1973
 114. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами). Официальное издание. - М., 1997.
 115. Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций. - М.: СПО ОРГРЭС, РД 34.35.127-93. 1995.
 116. EshJeman P.L. Challenges in Predictive Maintenance. Vibration Institute Clarendon Hills. JL. Turbomachinery International. 1998.
 117. Kostik D.A., Bruscato R.M. Incipient failure detection techiguesaugment four preventive maintenance program with Predictive Maintenance. American power conference annual meeting. 48 proceedings of the Chicago. 1996.
 118. Gorselnik E.F. Utilities push for higher availability/ Electrical World. 1995.
 119. Utilizing the Nanticoke generating system life management unit investment planning system / Street H.M., Kettler DJ. // Proc. Amer. Power Conf.-Chicago (III). - 1994. - P. 270 - 276.
 120. Robin R. Optimal maintenance and inspection on impulsne control approach. Lect. Notes Contr. Infom. Sci., 1978. - № 6. - P. 186 - 198.

121. Rittencays R. Maintenance and upgrading inject new life into power plants. Power Engineer. 1994. № 3.
122. Mercier J.P. Selection des taches de Maintenance. Creation et evolution du programme de Maintenance preventive dans les centrals nucleares D'EDF. France. 1989.
123. G.Blazer, D.Drescher, F.Heil, P.Kirchesch, R.Meister, C.Neumann Evalution of failure data of hv circuit-breakers for condition based maintenance // CIGRE, session 2004, Report A3-305.
124. T.Kawamura, M.Ichikawa, N.Hosokawa, N.Amano, H.Sampeï Site maintenance operations on oil-immersed transformers and the state of renewal for low-cost operations in Japan // CIGRE, session 2004, Report A2-209.
125. M. de Nigris, R. Passaglia, R. Berti, L. Bergonzi, R. Maggi. Application of modern techniques for the condition assessment of power transformers // CIGRE, session 2004, Report A2-209.
126. Юнусов Т.Ю. Комплексная систем управления качеством в рыночных условиях. Опыт интеграции в ISO 9001:2008. Т. Журнал «Проблемы энерго- и ресурсосбережения»: № 3-4, 2009.
127. Юнусов Т.Ю. Своевременный и качественный ремонт - основа надежной работы оборудования электрических систем. Т. Журнал «Проблемы энерго- и ресурсосбережения», № 3-4, 2009.
128. <http://www.utro.ru/articles/2009/12/25/862192.shtml>. Ефимов М. Аварию на СШ ГЭС разложили по полкам.

ПРИЛОЖЕНИЯ

П.1.1. Соотношение различных единиц энергии (работы, теплоты).

В многочисленных отечественных и зарубежных книгах и статьях по энергетике, экономике и экологии, посвященных оценке мировых или региональных запасов энергоресурсов, используются разнообразные единицы измерения, начиная с эрга и заканчивая британской тепловой единицей [13]. При этом как удельные энергоемкости, так и конкретные запасы одних и тех же энергоресурсов, упоминаемые в разных источниках и выраженные в различных единицах измерения, редко бывают действительно эквивалентны друг другу : различия достигают иногда десятков, а в отдельных случаях и сотен процентов. Складывается впечатление, что авторы, привыкшие работать с какой-то конкретной системой единиц, не утруждают себя перепроверкой используемых данных по другим источникам, в которых эти же данные представлены в иных единицах измерения и в иных, неэквивалентных количествах. С другой стороны, часто в одной и той же работе оценки различных энергоресурсов встречаются почему-то в разных единицах, как будто автору самому сложно представить данные, заимствованные из разных источников, в единой системе единиц измерения. Следствием таких противоречий является, во-первых, сомнительная достоверность многих представленных в литературе данных по энергоресурсам, и, во-вторых, сложность восприятия информации читателями. Упростить решение проблемы перевода одних единиц в другие и достичь корректной представимости данных позволяет приведенная ниже таблица эквивалентности наиболее распространенных единиц энергии (работы, теплоты) и цепочки упрощающих перевод формул. Точность предлагаемой таблицы не хуже 0,1% (по большинству коэффициентов перевода не хуже 0,05%), а за основу при ее составлении приняты значения энергетического эквивалента калории $1 \text{ кал} = 4 \text{ 1868 Дж}$ (точность не хуже 0,003%) и ускорения свободного падения $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ (точность не хуже 0,04%).

В международной СИ и физической СГС (Сантиметр-Грамм-Секунда) системах единиц для измерения энергии используются ТАКИЕ единицы как Джоуль (произведение силы 1 Ньютон на путь 1 метр : $1 \text{ Дж} = 1 \text{ Н} \cdot 1 \text{ м} = 1 \text{ кг} \cdot 1 \text{ м/с}^2 \cdot 1 \text{ м} = 1 \text{ кг} \cdot (\text{м/с})^2$ и эрг (произведение силы в 1 дину на путь 1 см : $1 \text{ эрг} = 1 \text{ г} \cdot (\text{см/с})^2 = 10^{-7} \text{ Дж}$).

В технической системе единиц МКГСС (Метр-Килограмм-

Сила-Секунда) энергия измеряется в кгс*м (произведение силы 1 кгс на путь 1 м). Помимо указанных системных единиц широко используются и внесистемные единицы: в электроэнергетике Ватт*час (производные -кВт*ч, МВт*ч, ГВт*ч, ТВт*ч), в теплоэнергетике и теплотехнике — калория (производные-ккал, Мкал, Гкал), тонна условного топлива (т. у. т.), тонна нефтяного эквивалента (т. н.э.) и британская тепловая единица (БТЕ, широко применяется в США и Великобритании). В таблице представлен взаимный перевод указанных единиц. Для лучшей сопоставимости величин вместо тонн (т. у. т. и т. н.э.) выбраны граммы (г. у. т. и г. н.э.).

Цепочки упрощающих формул составлены на основе таблицы для основных крупных производных единиц, используемых наиболее часто при оценке энергоресурсов. При определении единицы 1 кВт*ч длительность года выбрана из расчета 364,25 суток, или 8742 часа.

Ниже в таблице П.1. даны наиболее употребляемые коэффициенты перевода между энергетическими единицами.

Таблица П.1

Единица	ГДж	Гкал	МВт*ч	Т.у.т.	Т.н.э.
ГДж	1,0	0,2388	0,2778	0,03412	0,02388
Гкал	4,1868	1,0	1,163	0,14286	0,1000
МВт*ч	3,6	0,8598	1,000	0,12284	0,08598
Т.у.т.	29,3076	7,0000	8,141	1,0000	0,7000
Т.н.э.	41,868	10,000	11,63	1,42857	1,000

П.1.2. Что такое тонна условного топлива ?

Различные виды топлива имеют неодинаковую энергетическую ценность, поэтому при их совместном учете используют условную единицу измерения количества энергии, запасенной в топливе. Такой единицей служит **тонна условного топлива** с энергоемкостью, равной

1 т.у.т. = $7 \cdot 10^6$ ккал = $29,31 \cdot 10^9$ Дж = $8,141 \cdot 10^3$ кВт*ч. — столько теплоты выделяется при сжигании хорошего, качественного каменного угля. Используют также производные от этой единицы:

$$2,931 \cdot 10^4 \text{ кДж/кг} = 7000 \text{ ккал/кг} = 29,31 \text{ ГДж/т.}$$

Определим, какова реальная величина тонны условного топлива. В этих целях определим время, в течении которого данное количество топлива выгорает, если рассмотреть лампочку мощностью 100 Ватт.

Так как т.у.т. равна 8141 кВт*ч , то лампочка будет гореть

$$8141 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / 0,1 \text{ кВт} = 81410 \text{ часов.}$$

Поскольку в году 8742 часов, то общее время горения лампочки составит

$$81410 / 8742 = 9,312 \text{ лет.}$$

В зарубежной практике используется еще одна единица измерения: **тонна нефтяного эквивалента**. Из названия видно, что в данном случае в качестве теплового эквивалента принимают теплоту сгорания нефти равной 41,868 ГДж/т. Отсюда легко определить соотношение между т.у.т. и т.н.э., которое равно

$$(41,868 \text{ ГДж/т}) / (29,31 \text{ ГДж/т}) = 1,428.$$

Таким образом

$$1 \text{ т.н.э.} = 1,428 \text{ т.у.т.,}$$

$$1 \text{ т.у.т.} = 1 / 1,428 = 0,7 \text{ т.н.э.}$$

Следовательно, чтобы полностью сжечь одну тонну нефтяного эквивалента лампочка мощностью 100 Ватт должна гореть

$$9,312 \cdot 1,428 = 13,3 \text{ лет.}$$

Соотношения т.у.т. с другими единицами определяется исходя из таблицы П1.

П.1.3. Теплота сгорания различных видов топлива.

В балансных расчетах первичных энергоносителей обычно применяют так называемую низшую теплоту сгорания, имея ввиду запас в случае использования топлив с различными теплотворными характеристиками.

Таблица П.2.

Вид топлива	Единица измер.	Теплота сгорания			
		ГДж	МВт*ч	Т.у.т.	Т.н.э.
Нефтяной эквивалент					
Мазут	Т	41,868	11,630	1,4285	1,000
Дизельное топливо	Т	40,61	11,281	1,3856	0,970
Керосин	Т	42,50	11,806	1,4501	1,0151
Бензин	Т	43,12	11,978	1,4713	1,0299
Сжиженный газ	Т	43,09	11,969	1,4703	1,0292
Каменный уголь	Т	45,61	12,669	1,5562	1,0894
Кокс	Т	25,54	7,094	0,8714	0,6100
Природный газ	Т	28,05	7,792	0,9571	0,6700
Антрацит	1000 м³	36,0	10,000	1,2283	0,8598
Топливная древесина	Т	33,48	9,300	1,1424	0,7800
Условное топливо	Скл.м³	4,51	1,253	0,1539	0,0776
	Т	29,31	8,141	1,0000	0,7000

Скл. М³ — складочный кубический метр.

Необходимо отметить, что при определении замещения органического топлива при производстве тепловой и электрической энергии учитывается необходимость преобразования эквивалентной тепловой энергии в электрическую, поэтому используется следующий реальный энергетический эквивалент:

1 т.н.э. = 11,63 η_{cp} , МВт*ч; 1 т.у.т. = 8,141 η_{cp} , МВт*ч,

где η_{cp} — средний КПД преобразователей тепловой энергии в электрическую при существующем уровне техники. Принимая это значение равным $\eta_{cp} = 0,361$, получаем следующие соотношения для единиц электроэнергии, вырабатываемой источником:

1 т. н. э. = 4,20 МВт*ч; 1 кВт*ч = 238 г. н. э.;

1 т. у.т. = 2,94 МВт*ч; 1 кВт*ч = 340 г. у. т.

Необходимо отметить, что в зарубежной литературе применяют еще одну внесистемную единицу: EJ-ExaJoules (Эксо-Джоуль). Один ExaJoules эквивалентен 278 тыс. ГВт*час. энергии, или круглогодичной работе 32 станций с мощностью 1 ГВт.

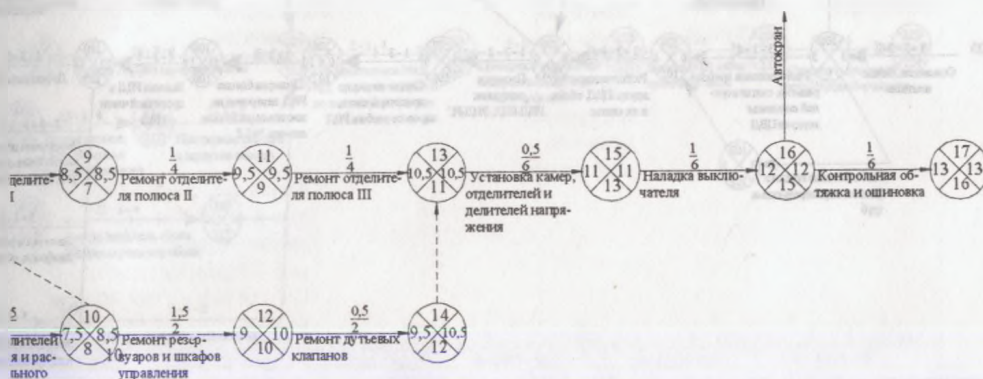
В таблице П.2. приведены данные по теплоте сгорания различных видов топлива в разных единицах измерения, которыми удобно пользоваться при сравнительном анализе используемого энергоносителя.



Сетевой график капитального ремонта воз

Вид работ	Единица изм.	Сроки (дни)			
		22.4	22.4	22.4	22.4
Подготовка материалов	Т	41.58	41.58	41.58	41.58
Демонтаж оборудования	Т	41.58	41.58	41.58	41.58
Вспомогательные работы	Т	41.58	41.58	41.58	41.58
Складирование материалов	Т	41.58	41.58	41.58	41.58
Кладовые работы	Т	41.58	41.58	41.58	41.58
Лесные работы	Т	41.58	41.58	41.58	41.58
Прочие работы	Т	41.58	41.58	41.58	41.58
Всего работ	Т	41.58	41.58	41.58	41.58
Всего работ (с учетом)	Т	41.58	41.58	41.58	41.58
Всего работ (с учетом)	Т	41.58	41.58	41.58	41.58

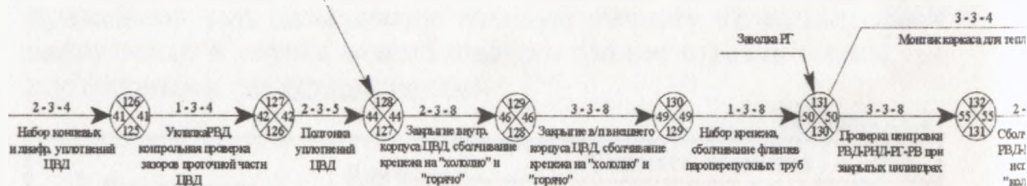
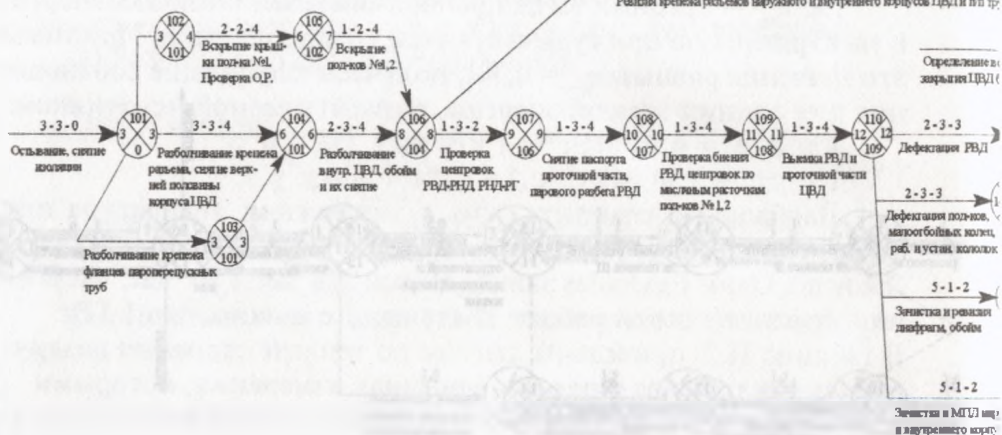
Приложение № 1.



здушного выключателя типа ВВН-220-15

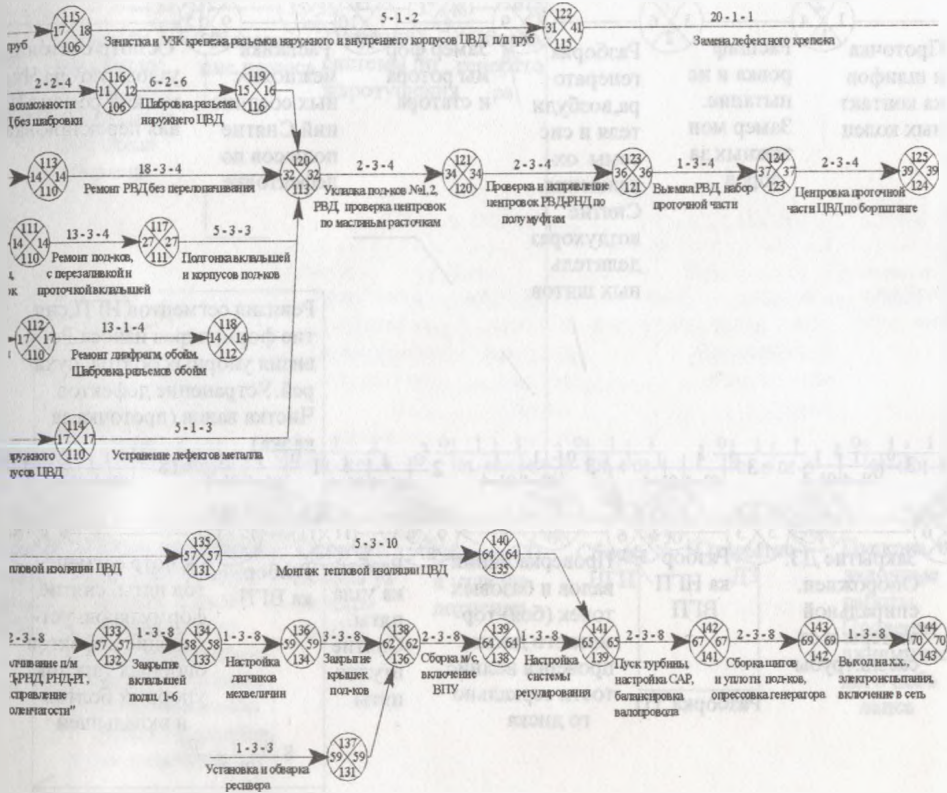
9-1-2

Работа крепящих элементов наружного и внутреннего корпусов ЦВД и п/п пр.

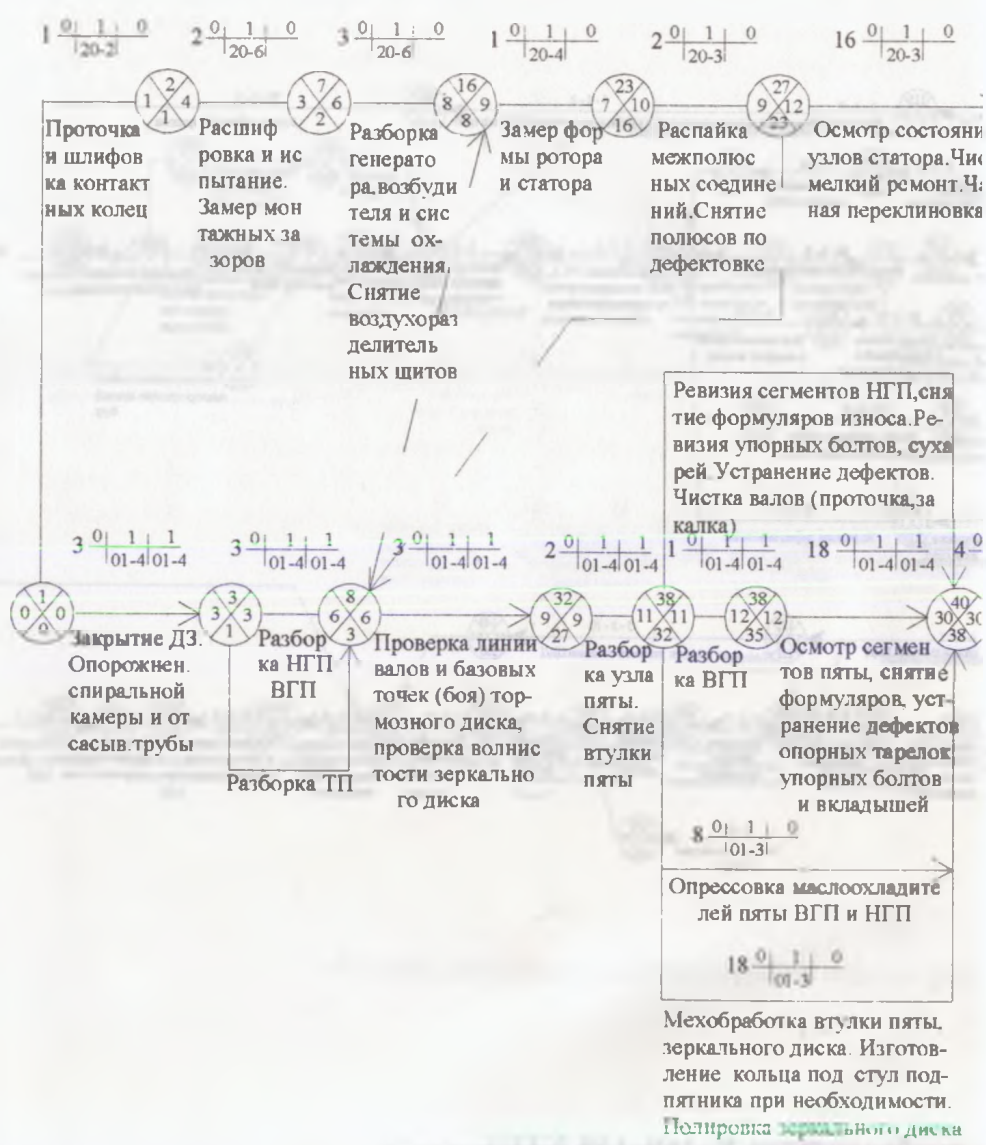
Определение и
закрытие ЦВД/ПУзел - 100
ЦВД

Сетевой график капитального ремонта

Приложение № 2.

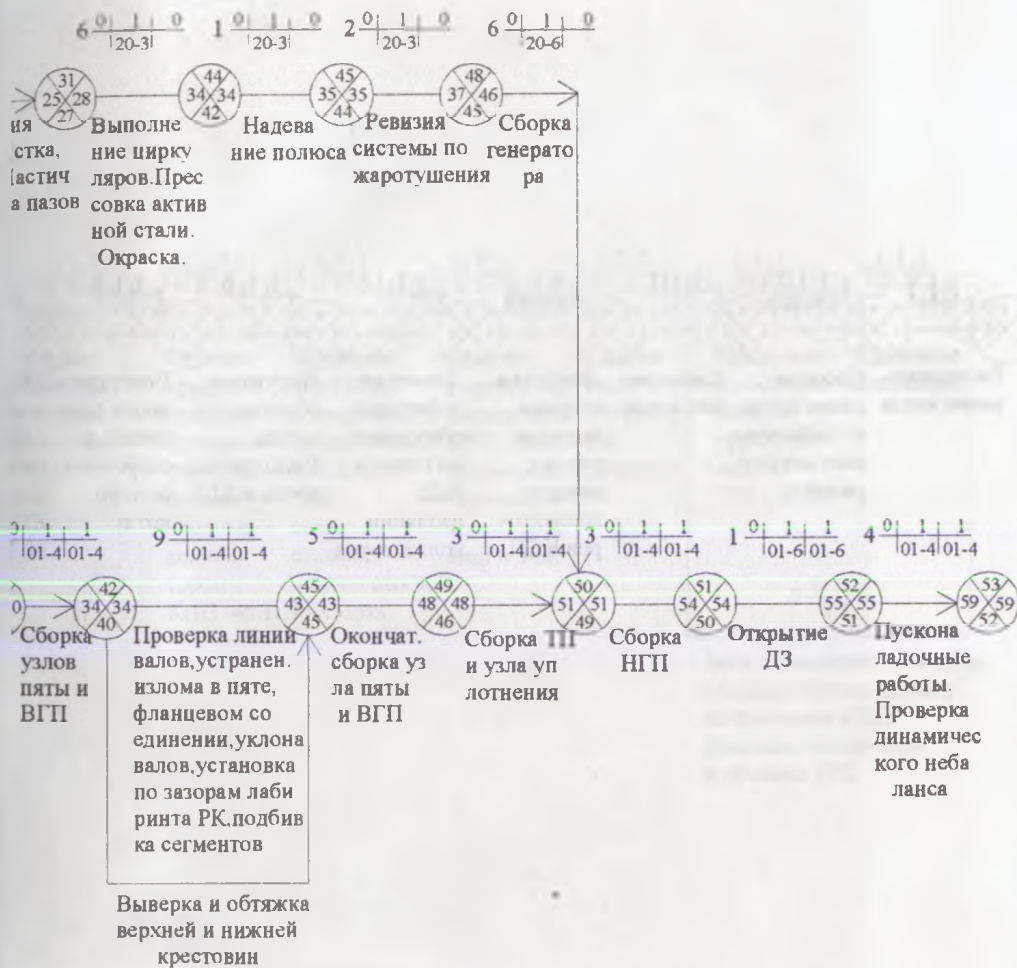


турбоагрегата К-160-130 ХТГЗ

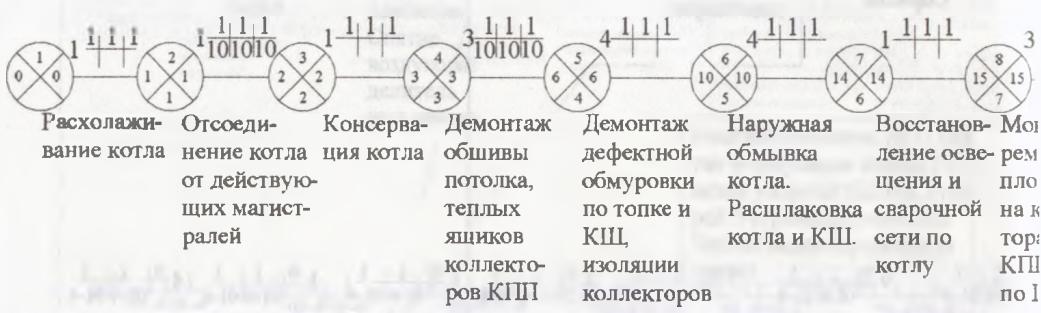


Сетевой график капитального ремонта

Приложение № 3.

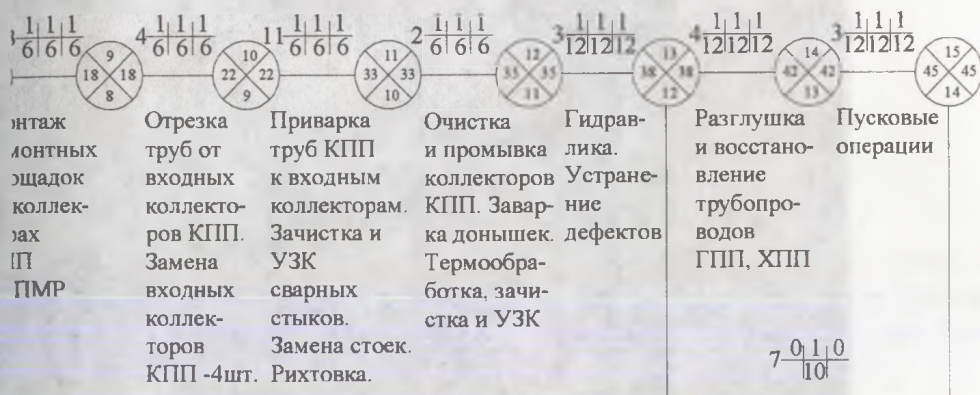


та гидроагрегата типа СВ-850/235-32



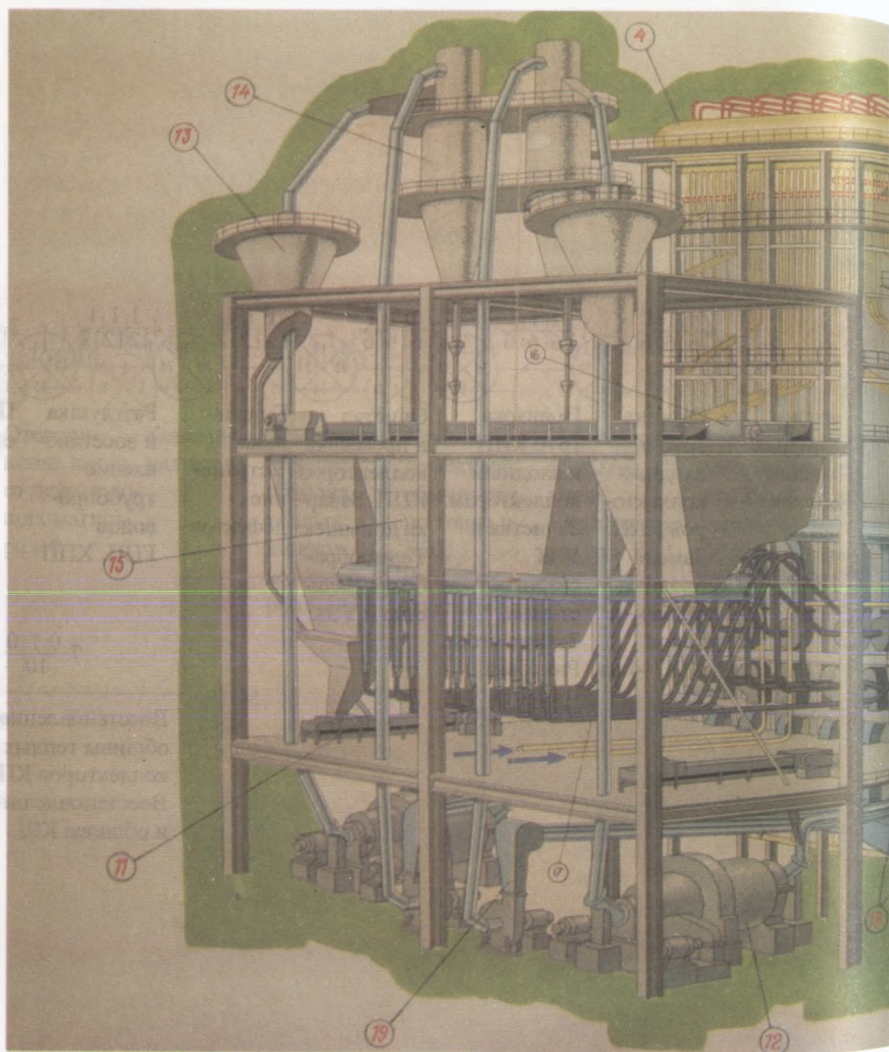
Сетевой график среднего ремо

Приложение № 4.



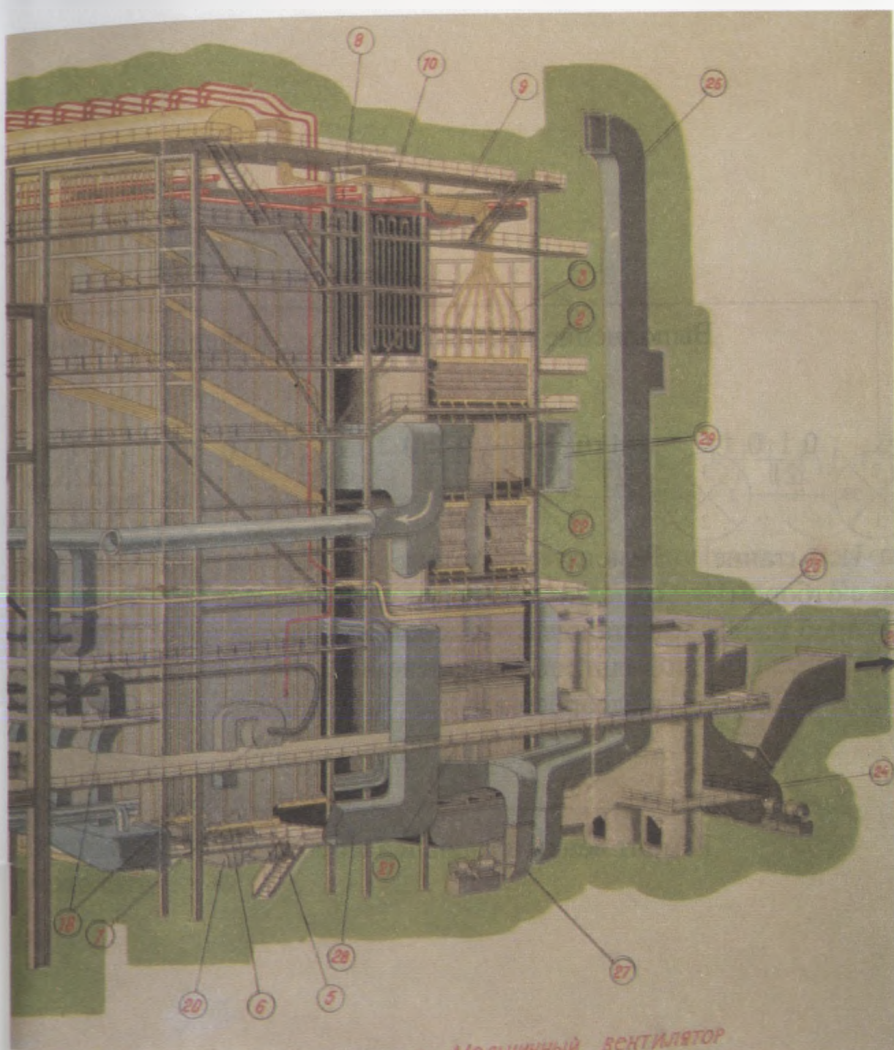
Восстановление изоляции, обшивы теплых ящиков коллекторов КПП. Восстановление стен и обшивы КШ.

монта котлоагрегата П-64



Паровой котел типа ТГМ-94, паропроиз

1-водяной экономайзер первой ступени, 2-водяной экономайзер второй ступени, необогреваемые трубы, 6-коллектор, 7-экран, 8-коллектор свежего пара, 9-потолочная мельница, 13-сепаратор, 14-циклон, 15-бункер угольной пыли, 16-шнек, 17-пылевой транспортер, 21-воздухоподогреватель первой ступени, 22-воздухоподогреватель второй ступени, 26-воздуховод, 27-дутьевой вентилятор.



производительность 500 т/час (в разрезе)

1-3-трубы,подающие воду из экономайзера в барабан котла, 4-барабан, 5-пилотный экран, 10-пароперегреватель, 11-питатель угля, 12-шаровая барабанная пылепроводы к горелкам, 18-горелки, 19-мельничный вентилятор, 20-скребковый атель второй ступени, 23-золоуловитель, 24-дымосос, 25-газоход к дымовой трубе, ллятор, 28 и 29-корова горячего воздуха.

1 0 1 0 1 0 1 0 2 0 1 0 2 0 1 0 1 1 1 1

25 21 21 21 21 21 21 21 21 21

1 2 33 1 2 34 6 4 38 8 6 40 10 7 42

1 2 3 4 6 8 10 7

сшиновка Испытание
ансформа- с отбором
ра проб масла

Ремонт
охладит.
Установка
фильтров
в адсорберы

Ремонт
вводов с
заменой
уплотнений

Чистка бака.
Ревизия
расширит.

Слив мас
Вскрыти
Опрессов
обмоток
Сборка

2 0 1 0 2 0 1 0

21 21

4 5 43 4 3

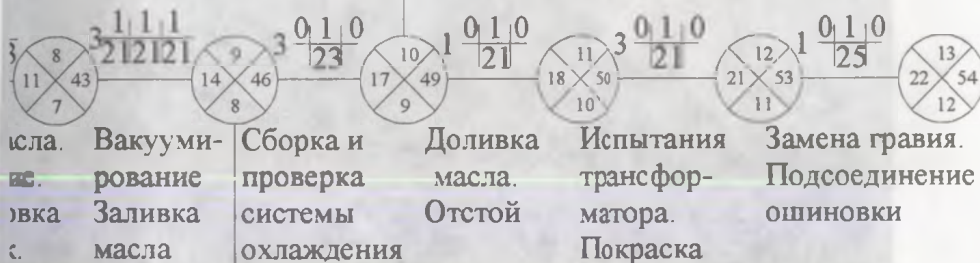
Ремонт вентиляторов и адсорбера

Ремонт эл
пусковой

Сетевой график капитального ремонта

Приложение № 6.

ых циркуляров

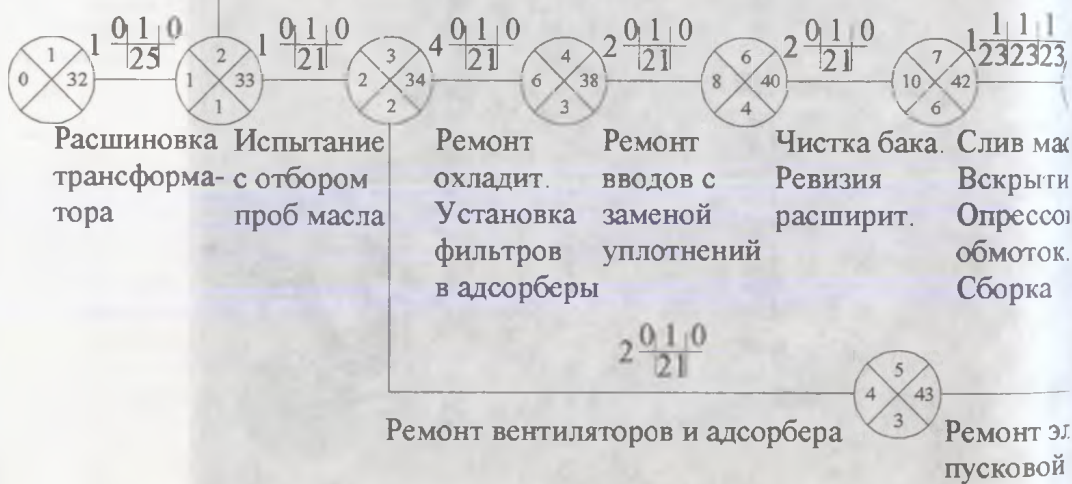


лектронасосов и
аппаратуры

трансформатора ТДЦ-200000/220

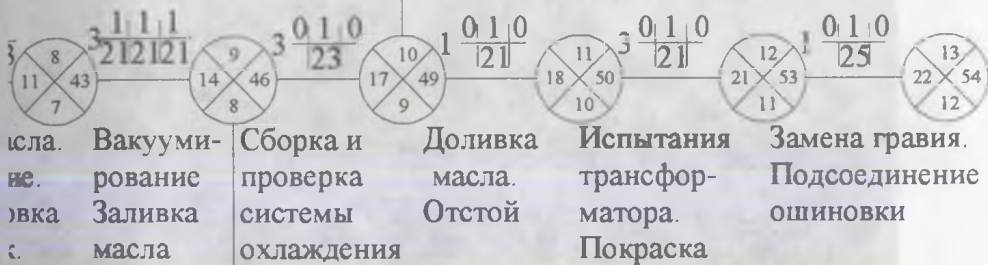
8 $\frac{010}{21}$

Выполнение противоаварийных и эксплуатационных

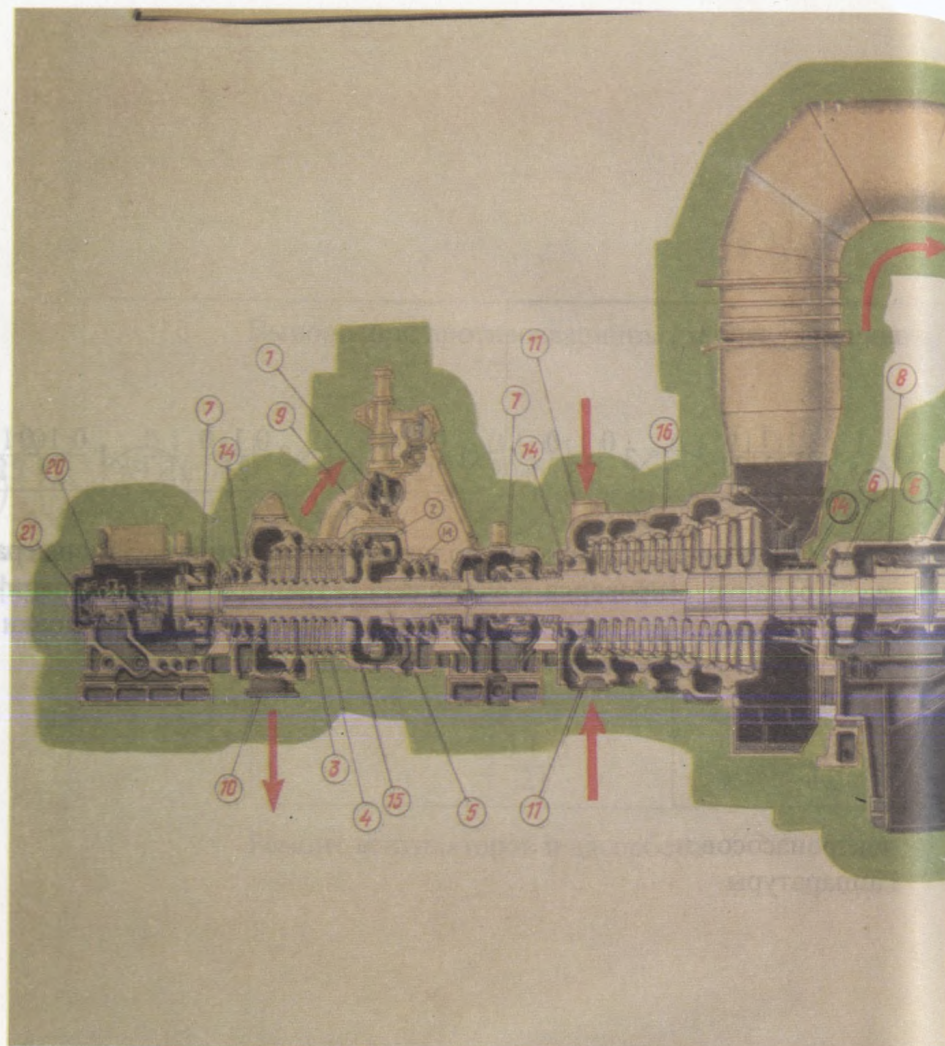


Сетевой график капитального ремонта

ых циркуляров

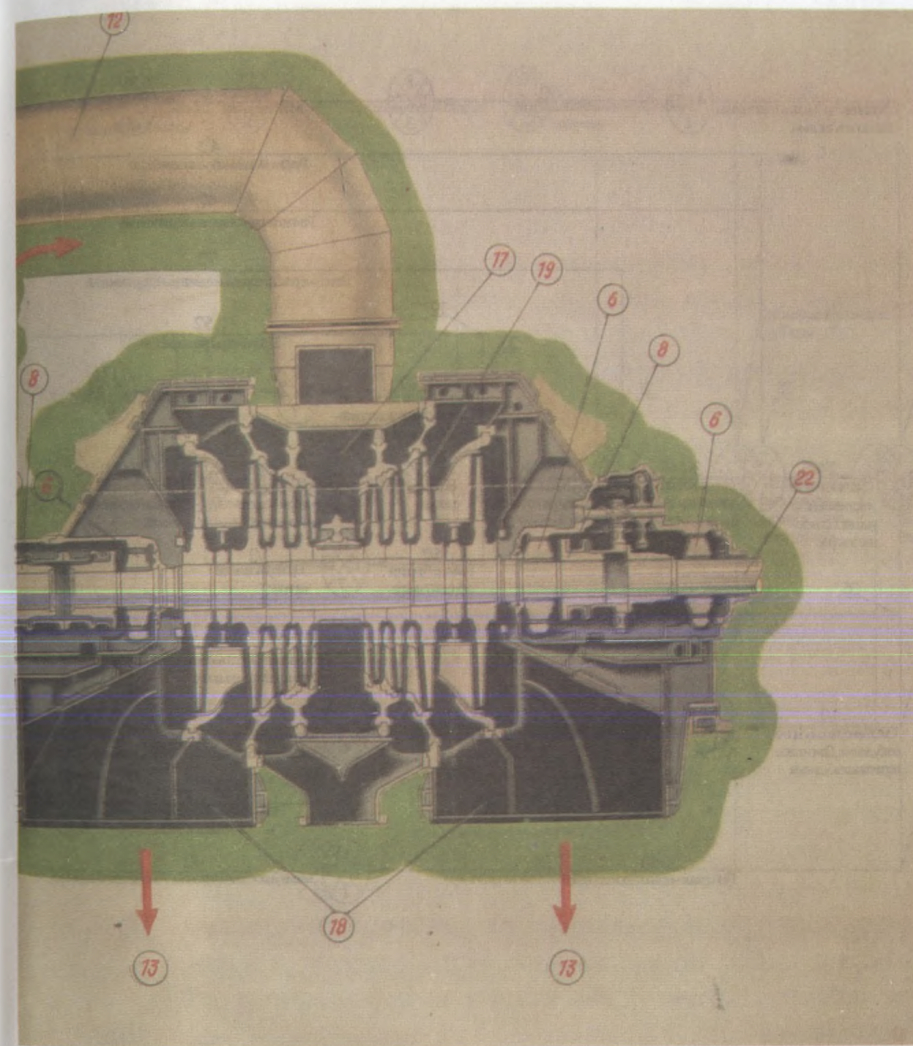


трансформатора ТДЦ-200000/220



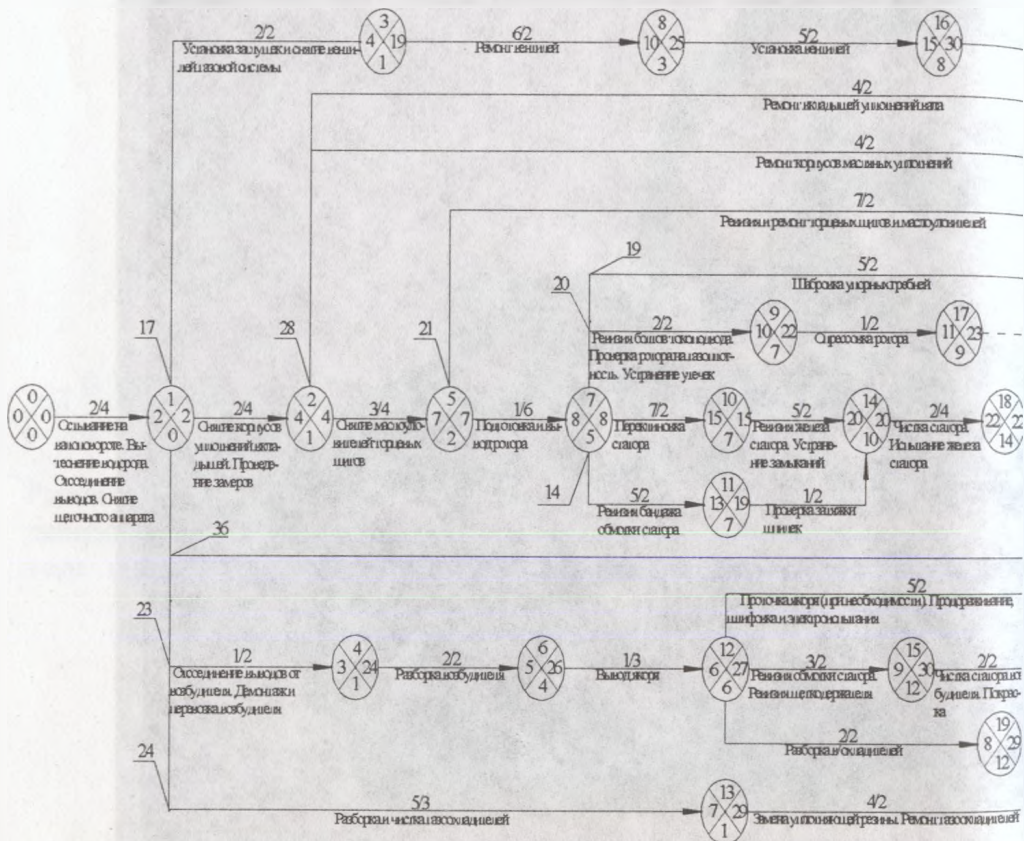
Паровая турбина типа К-200-130, м

1 – регулирующий клапан, 2-регулирующая ступень, 3-диафрагма промежуточной ступени, 4-лопатка промежуточной ступени, 5-розор, 6-опорный подшипник, 7-упорно-опорный подшипник, 8-соединительная муфта, 9-подвод пара к регулирующим клапанам, 10-отвод пара в промперегреватель, 11- подвод пара из промперегревателя, 12-перепуск в часть низкого давления, 13-выход пара в часть низкого давления, 14-уплотнение, 15-часть высокого давления, 16-часть среднего давления, 17-часть низкого давления, 18-выходной патрубок, 19-двухрусная предпоследняя ступень, 20-масляной насос, 21-регулятор скорости, 22-конец ротора генератора.

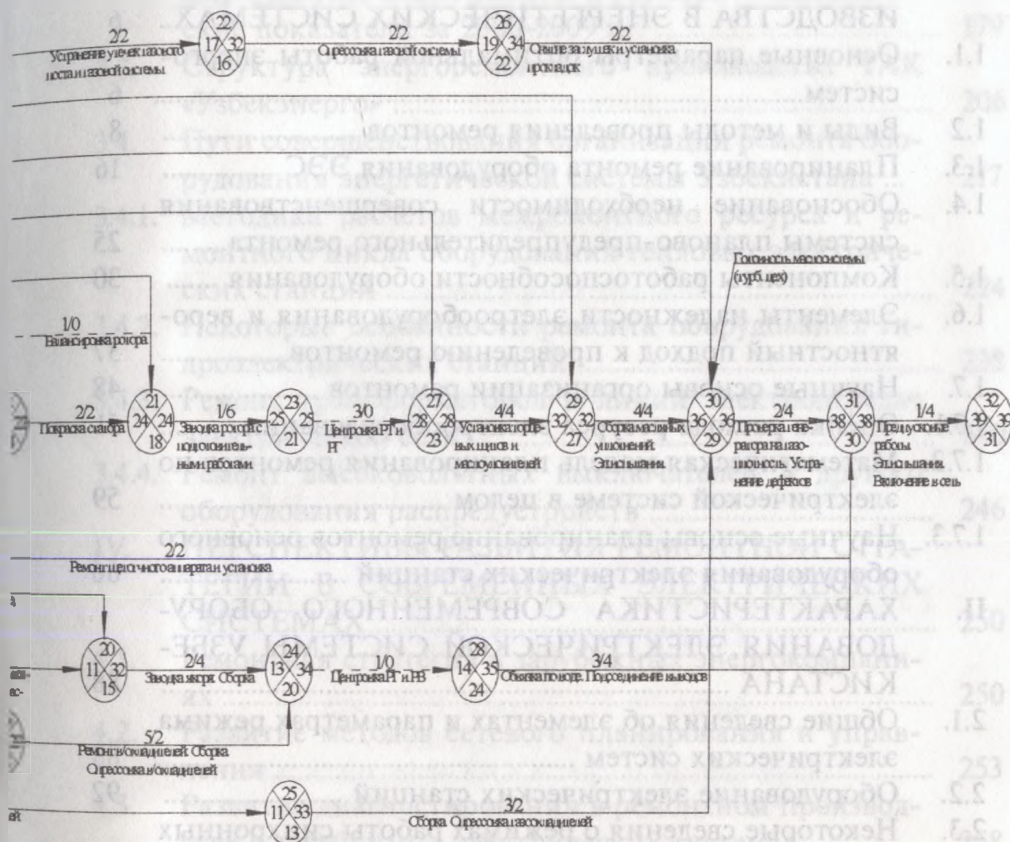


30, мощность 200 МВт (в разрезе)

ступени, 4-лопатка промежуточной ступени, 5-розор, 6-опорный подшипник, 7-упорно-опорный подшипник, 8-соединительная муфта, 9-подвод пара к регулирующим клапанам, 10-отвод пара в промперегреватель, 11- подвод пара из промперегревателя, 12-перепуск в часть низкого давления, 13-выход пара в часть низкого давления, 14-уплотнение, 15-часть высокого давления, 16-часть среднего давления, 17-часть низкого давления, 18-выходной патрубок, 19-двухрусная предпоследняя ступень, 20-масляной насос, 21-регулятор скорости, 22-конец ротора генератора.



Сетевой график капитального ремонта



монта турбогенератора типа ТВ-50-2

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
I. ОСНОВЫ ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНОГО ПРОИЗВОДСТВА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ..	6
1.1. Основные параметры оптимальной работы энергосистем.....	6
1.2. Виды и методы проведения ремонтов	8
1.3. Планирование ремонта оборудования ЭЭС	16
1.4. Обоснование необходимости совершенствования системы планово-предупредительного ремонта.....	25
1.5. Компоненты работоспособности оборудования	30
1.6. Элементы надежности электрооборудования и вероятностный подход к проведению ремонтов	37
1.7. Научные основы организации ремонтов	48
1.7.1. Оценка расхода ресурса электрооборудования	51
1.7.2. Математическая модель планирования ремонтов по электрической системе в целом	59
1.7.3. Научные основы планирование ремонтов основного оборудования электрических станций	66
II. ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ УЗБЕКИСТАНА	88
2.1. Общие сведения об элементах и параметрах режима электрических систем	88
2.2. Оборудование электрических станций	92
2.3. Некоторые сведения о режимах работы синхронных генераторов, определяющих их работоспособность ..	98
2.4. Генерирующее оборудование, используемое в электрической системе Узбекистана и перспективы их обновления	108
2.5. Электрооборудование электрических сетей	115
2.6. Электрооборудование в электрических сетях Узбекистана и перспективы их обновления	139
2.7. Проблемы эксплуатации оборудования и управления режимами электроэнергетических систем	145
III. ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ УЗБЕКИСТАНА	151

3.1.	Организация и становление ремонтной службы электрической системы Узбекистана	151
3.2.	Организационная структура ОАО «Узбекэнерготаймир», выполняемые работы и технико - экономические показатели за 2000-2009 г.г.	179
3.3.	Структура энергоремонтного производства ГАК «Узбекэнерго»	206
3.4.	Пути совершенствования организации ремонта оборудования энергетической системы Узбекистана ...	217
3.4.1.	Методика расчетов межремонтного ресурса и ремонтного цикла оборудования тепловых электрических станций	224
3.4.2.	Некоторые особенности ремонта оборудования гидроэлектрических станций	238
3.4.3.	Ремонт трансформаторов и линий электропередач электрической сети	240
3.4.4.	Ремонт высоковольтных выключателей и другого оборудования распределительных устройств	246
IV.	ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЕМОНТНОЙ СТРАТЕГИИ В СОВРЕМЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ	250
4.1.	Ремонтная стратегия в зарубежных энергокомпаниях	250
4.2.	Развитие методов сетевого планирования и управления	253
4.3.	Развитие диагностирования в ремонтном производстве в зарубежных электрических системах	258
4.4.	Определение сверхнормативного срока службы электрооборудования	266
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	272
	ГЛОССАРИЙ	276
	ЛИТЕРАТУРА	290
	ПРИЛОЖЕНИЯ	301
П.1.1.	Соотношение различных единиц энергии (работы, теплоты)	302
П.1.2.	Что такое тонна условного топлива ?	303
П.1.3.	Теплота сгорания различных видов топлива	304

Т.Ю. Юнусов

**Ремонт оборудования
энергетических систем**

под. ред. К.Р.Аллаева

Тех. редактор Ходжаева М.И.

Компьютерная подготовка Попов В.Ю.

ООО «Мехридарье»

Разрешено к печати 22.06.2010. - Формат 60x84 1/16

Объем в усл. п.л. 20,25 п.л.

Заказ № 12 Тираж 1000 экз.

Цена договорная

Отпечатано в тип. ООО «Мехридарье»

100005, Тошкент, ул.Кушкуприк.



9 789943 351172