

РГБ ОД

10 мая 2000

Восточно-Сибирский государственный
технологический университет

На правах рукописи

Ахмылова Марина Александровна

УДК 621.311 Е-511

**ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ
НАДЕЖНОСТИ ТЭС С ПОПЕРЕЧНЫМИ
СВЯЗЯМИ В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА
ФИНАНСОВЫХ РЕСУРСОВ**

Специальность 05.14.14 – «Тепловые
электрические станции» (тепловая часть)

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Улан-Удэ, 2000

Работа выполнена в Читинском государственном техническом университете
кафедре «Тепловые электрические станции».

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент Иванов С.А.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор Бурдуков А.
кандидат технических наук, доцент Бочкарев В.А

Ведущая организация ОАО «Читаэнерго»

Защита состоится 25 апреля 2000 г. в 11 час. 00 мин. на заседан
диссертационного совета К 064.68.03 в Восточно-Сибирском государственн
технологическом университете по адресу: г. Улан-Удэ, ул. Ключевская, 40а

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Восточно-Сибирско
государственного технологического университета

Отзывы на автореферат (в двух экземплярах, заверенные печати
организации) просим направлять по адресу: 670013, г. Улан-Удэ, у
Ключевская, 40а, Ученый совет ВСГТУ

Автореферат разослан «21» марта 2000 г.

Учсный секретарь
диссертационного совета К064.68.03,
кандидат технических наук

Х.Ц. Заятуев

Общая характеристика работы

Актуальность работы. Проблема обеспечения надежной работы тепловых электрических станций особенно остро встала перед эксплуатационным персоналом в последнее десятилетие, связанное с перестройкой общественного строя, экономики страны. Именно в этот период на большинстве электростанций нашей страны наработки оборудования достигли значений, близких к предельным, особенно это характерно для ТЭС с поперечными связями. Оборудование многих ТЭС морально и технически устарело. В условиях дефицита финансовых ресурсов нет возможности вводить в строй новые мощности, централизованно менять оборудование. Поэтому особенно важной становится проблема продления срока службы оборудования, повышения надежной работы как отдельных элементов, так и всей электростанции в целом.

Теория надежности в энергетике формировалась в первую очередь для атомных электрических станций, далее стала применяться и к оборудованию электростанций другого типа. Большинство научных исследований проводилось для АЭС и блочных ТЭС. Для ТЭС с поперечными связями проблема надежности исследована в меньшей степени, так как ранее было проще подвергнуть оборудование техническому перевооружению и реконструкции, чем предпринимать меры по повышению надежной работы оборудования. Также ранее вопросы обеспечения надежной работы ТЭС и АЭС в большей степени ставились на стадии проектирования и изготовления, в меньшей мере исследовалась надежность эксплуатационных электростанций.

В связи с вышесказанным особую актуальность приобретают вопросы надежности действующих ТЭС с поперечными связями, выработавших свой расчетный ресурс; разработка мероприятий по повышению надежной эксплуатации подобных электростанций.

Цель работы:

1. Теоретическое и практическое исследование проблемы надежной работы ТЭС с поперечными связями в условиях дефицита финансовых ресурсов. Составление математической модели расчета показателей надежности.
2. Разработка способов повышения эксплуатационной надежности электростанций на основе оптимизации системы ремонтного обслуживания с учетом технического диагностирования оборудования.

Научная новизна работы.

1. Разработана методика расчета коэффициентов надежности ТЭС с поперечными связями на основе составления функционально-структурной схемы.
2. Предложена методика расчета коэффициента готовности и коэффициента технического использования с учетом технической диагностики.
3. Проведена оптимизация ремонтных циклов оборудования ТЭС с поперечными связями в условиях дефицита финансовых средств на основе составленной математической модели расчета коэффициентов надежности с учетом технического диагностирования.

Основные научные положения, выносимые на защиту:

1. Методика расчета коэффициентов надежности, базирующаяся на использовании математической модели на основе составления функционально-структурной схемы электростанции, позволяет с высокой достоверностью оценить эксплуатационную надежность ТЭС с поперечными связями.
2. Исследование различных вариантов ремонтных циклов с учетом технического диагностирования позволяет определить и рассчитать оптимальный вариант ремонтных циклов котлов ТЭС с поперечными связями.

Достоверность результатов и выводов диссертационной работы подтверждается тем, что математическая модель расчета показателей надежности разработана на основе апробированных методов расчета, и сопоставлением результатов с расчетами, проведенных на основе имеющихся статистических данных.

Практическая ценность. Предложенная методика расчета коэффициентов надежности ТЭС с поперечными связями позволяет оценить надежность работы действующих электростанций на ближайшее время, проводить сравнительную оценку различных вариантов ремонтных циклов, определять оптимальные сроки проведения ремонтов, в том числе по результатам технического диагностирования.

Апробация работы: основные методические положения и результаты исследований по теме диссертации докладывались и обсуждались на научно-технических конференциях в ИрГТУ (г. Иркутск, 1996, 1997г.г.), на международных конференциях в ЧитГТУ (г. Чита, 1997, 1999г.г.), на технических советах ОАО «Читаэнерго» (г. Чита, 1996, 1999г.г.)

Публикации. По теме диссертации опубликовано 8 печатных работ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованных источников, приложения. Материал изложен на 112 страницах машинописного текста, содержит 18 рисунков, 5 таблиц, 96 наименований литературных источников и 18 страниц приложения. Всего 135 страниц.

Краткое содержание работы

В главе 1 обосновывается актуальность рассматриваемой проблемы повышения надежности ТЭС с поперечными связями. Дается краткий обзор литературы. Определена цель работы и приведена ее краткая характеристика.

В главе 2 излагается разработанная в настоящей работе методика оценки надежности ТЭС с поперечными связями.

Расчет показателей надежности и разработка математической модели начинается с составления функционально-структурной схемы ТЭС. Электростанции с поперечными связями характеризуются параллельным соединением котлов, блоки «турбина-генератор» также работают по параллельной схеме. Для оценки коэффициентов надежности существующая схема соеди-

нения групп элементов электростанции с поперечными связями заменяется на эквивалентную, где наблюдается последовательное соединение групп элементов (рис. 1).

При рассмотрении предложенной эквивалентной схемы выявляются следующая особенность: так как каждый единичный объект входит первоначально в параллельную структуру, а затем в последовательную, то отказ одного или нескольких элементов не ведет к отказу системы, отказ наступит только тогда, когда не будут работать все элементы схемы. Таким образом, можно утверждать, что предложенная эквивалентная схема достаточно надежна.

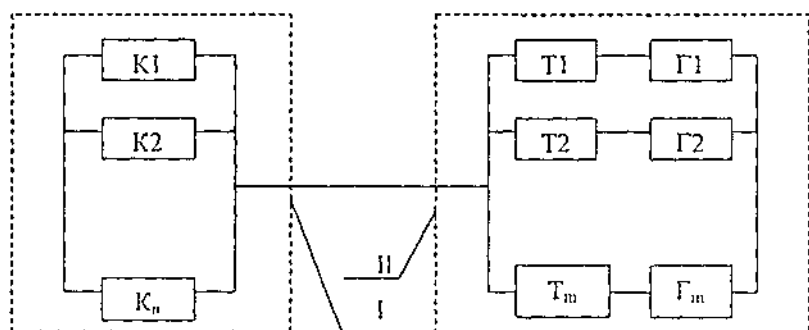


Рис. 1. Эквивалентная схема ТЭС с поперечными связями:

Контур I- параллельноработающие котлы.

Контур II- параллельноработающие блоки «турбина-генератор»

Для эквивалентной схемы рассчитывается показатели надежности каждого элемента и всей схемы в целом.

Основные коэффициенты надежности:

- коэффициент готовности: $K_1^r = \frac{T_a}{T_a + T_b}$,

- коэффициент технического использования: $K_1^{тн} = \frac{T_o}{T_o + T_b + T_m}$;

- коэффициент оперативной готовности: $K^{ог} = \frac{T_0 + T_{рез}}{T_0 + T_B + T_{пл} + T_{рез}}$,

где T_0 - суммарная продолжительность работы, час; T_B - продолжительность простоя в вынужденных отказах или длительность восстановления, час; $T_{пл}$ - продолжительность плановых простоев в ремонте за календарное время, час; $T_{рез}$ - продолжительность простоя в резерве в исправном состоянии, час.

Коэффициенты надежности эквивалентной схемы:

$$K_{гос} = \left[1 - \prod_{i=1}^n (1 - K_{и}) \right] \cdot \left[1 - \prod_{j=1}^m (1 - K_{тj} \cdot K_{пj}) \right]$$

По данной методике составлена программа на ПЭМ и рассчитаны коэффициенты надежности на основе статистических данных, собранных за последние 10 лет для одной из ТЭС ОАО «Читаэнерго».

Составление математической модели начинается с задания исходных данных - наработки на отказ $f(t)$ и времени восстановления $g(t)$. Эти величины (по результатам обработки статистических данных) подчиняются экспоненциальному распределению: $f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda t}$, $g(t) = \mu \cdot e^{-\mu t}$, где в качестве исходных данных задаются интенсивности отказов λ и восстановления μ .

Для каждого входящего элемента определяются: - коэффициенты готовности: $K_i = \frac{\mu}{\mu + \lambda}$; коэффициент технического использования $K_{ит} = K_i (1 - \tau)$, где

τ - интенсивность ремонтов, определяется: $\tau = \sum_{i=1}^n (\omega_i \cdot t_i)$, причем ω_i - периодичность ремонтов- можно изменить либо по результатам расчетов по новой СТО-ИР, либо по результатам технического диагностирования, а также задавать t_i время на проведение очередного кап. ремонта.

Далее по приведенным выше формулам рассчитываются $K_{гос}^I$ и $K_{гос}^{II}$.

Для определения коэффициента оперативной готовности необходимо рассмотреть схемы, в которых один или несколько элементов резервируют один или группу рабочих элементов (скользящий резерв).

Вероятность безотказной работы для случая нагруженного резервирования на момент времени t : $P^*(t) \equiv 1 - C_{m,n}^{m,t} [1 - e^{-\lambda \cdot t}]^{n \cdot t}$.

Для ненагруженного скользящего резерва: рассматривается система, состоящая из N однотипных котлов, $P^*(t) = \exp(-n \cdot \lambda \cdot t) \cdot \sum_{0 \leq k \leq m} \frac{(n \cdot \lambda \cdot t)^k}{k!}$. Здесь n - число рабочих, m - резервных котлов, причем $m = N - n$, k - число отказавших, причем $0 \leq k \leq m$.

Коэффициент оперативной готовности котлов:

$$K_{\kappa}^{or} = K_{\kappa}^r \cdot P^*(t); \quad K_{\kappa}^{or'} = K_{\kappa}^r \cdot P^*(t).$$

Коэффициенты оперативной готовности отдельных турбин и генераторов: $K_{\kappa}^{or} = K_{\kappa}^r \cdot e^{-\lambda t}$; $K_{\kappa}^{or'} = K_{\kappa}^r \cdot e^{-\lambda t}$.

Далее рассчитывается коэффициент оперативной готовности эквивалентной схемы: $K_{ГЭС}^{or'} = K_{\kappa}^{or'} \cdot \left[1 - \prod_{j=1}^m (1 - K_{\kappa}^{or} \cdot K_{\kappa}^{or'}) \right]$ и аналогично $K_{ГЭС}^{or''}$.

Проверка вероятностной модели дает полную сходимость с расчетами, проведенными по имеющимся статистическим данным (глава III).

Далее была проведена оценка коэффициентов готовности и технического использования с учетом технического диагностирования. Введем величину ΔT_d - время продления технического ресурса установки (определяется по минимальной величине продления ресурса какого-либо элемента установки при проведении полной технической диагностики во время очередного капитального ремонта). Таким образом, время безотказной работы установки увеличится и станет равным $T_0 + \Delta T_d$, одновременно время восстановления, т.е. аварийности уменьшается: $T_R - \Delta T_d$. Коэффициент готовности:

$$K_r^d = \frac{T_0 + \Delta T_d}{T_0 + \Delta T_d + T_R - \Delta T_d} = \frac{T_0 + \Delta T_d}{T_0 + T_R}$$

Относительное увеличение коэффициента готовности

$$\frac{K_r^A}{K_r} = \frac{(T_0 + \Delta T_a) \cdot (T_0 + T_a)}{(T_0 + T_a) \cdot T_0} = 1 + \frac{\Delta T_a}{T_0}, \text{ где } \frac{\Delta T_a}{T_0} = \gamma_d \text{ относительное продление}$$

времени безотказной работы, а $1 + \gamma_d = \alpha_d$ - коэффициент продления времени безотказной работы.

Таким образом, коэффициент готовности с учетом технической диагностики: $K_r^A = \alpha_d \cdot K_r = (1 + \gamma_d) \cdot K_r$.

Для оценки K_r^A по γ_d и оценки ΔT_a можно воспользоваться номограммой (рис. 2)

Коэффициент технического использования, который используется при расчетах по математической модели при оптимизации ремонтных циклов

$$K_{TI}^A = K_r^A \cdot (1 - \tau) = \alpha_d \cdot K_r \cdot (1 - \tau) = (1 + \gamma_d) \cdot K_r \cdot \left(1 - \sum_{i=1}^n (\omega_i \cdot t_i)\right)$$

Итак, в теории надежности тепловых электрических станций можно ввести величины коэффициентов с учетом технического диагностирования: готовности K_r^A и технического использования K_{TI}^A .

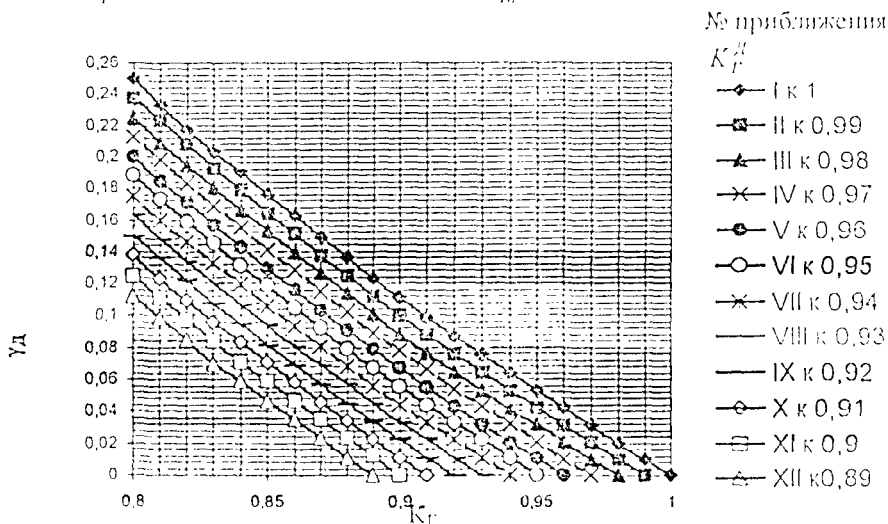


Рис.2. Зависимость относительного продления времени безотказной работы от коэффициента готовности установки с учетом технического диагностирования.

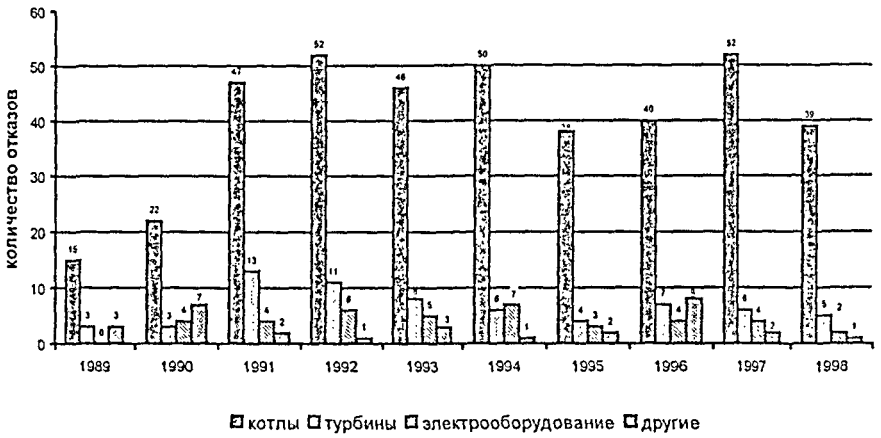


Рис. 3. Распределение количества отказов по различному оборудованию ТЭС ОАО «Читаэнерго»

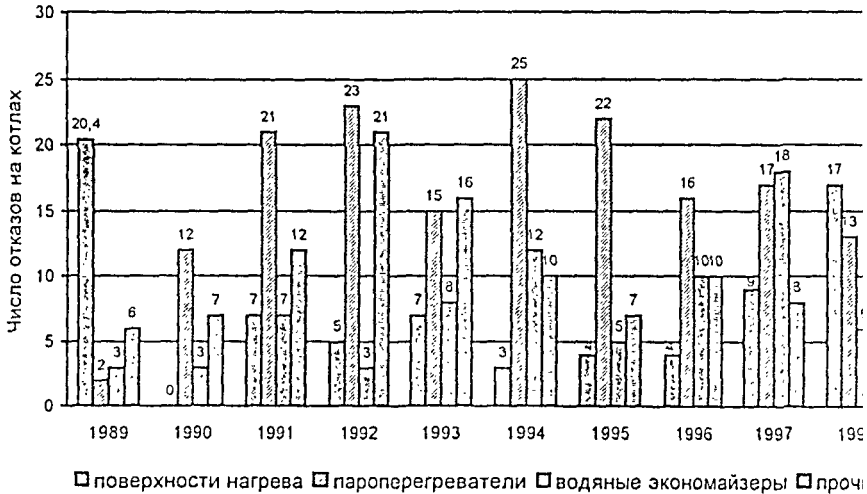


Рис. 4. Распределение отказов котлов ТЭС ОАО «Читаэнерго» по элементам

Глава 3 посвящена анализу статистических данных, собранных на одной из ТЭС ОАО «Читаэнерго» с поперечными связями и расчету показателей надежности.

Анализ работы оборудования, показал, что наибольшее число отказов приходится на котельные установки (70-85%) (рис. 3), поэтому далее проводится тщательный анализ отказов котлов. Больше число отказов приходится на поверхности нагрева (15-25%), пароперегреватели (35-50%), водяные экономайзеры (15-25%) (рис.4).

После проведения анализа незаменимого оборудования на котлоагрегатах было выяснено, что большинство установок данной электростанции выработало свой расчетный ресурс. Все котлоагрегаты имеют наработку более 125 тыс. часов. 7 котлов имеют выработанный ресурс около 200 тыс. часов. Для 62,3% поверхностей нагрева наработка превышает допустимое значение в 120 тыс. часов. Причем 40,8% поверхностей нагрева не заменялись ранее и имеют выработанный ресурс. Наряду с исчерпанием ресурсов работы металла основными причинами повреждений поверхностей нагрева, водяных экономайзеров и пароперегревателей являются перегрев; свищи в сварных стыках, недостаточное качество проведения ремонтных работ, связанных с несоблюдением технологии сварочных работ в части сборки стыков. Износ труб пароперегревателей в зоне действия обдувочного аппарата происходит из-за некачественной наплавки и рихтовки труб и т.д.

В 1998 году на данной электростанции были проведены некоторые организационные работы по эксплуатации и ремонту в соответствии с приказом РАО ЕЭС России №76 об организации технического обслуживания поверхностей нагрева котлоагрегатов ТЭС, это позволило уменьшить число аварийных остановов. Одним из способов повышения надежности электростанций в соответствии с вышеуказанным приказом наряду с проведением организационных мероприятий может явиться проведение контроля и диагностирования поверх-

ностей нагрева. Эти мероприятия повлекут за собой продление ресурса работы оборудования, а на основе этого – изменение ремонтной программы.

На основе статистических данных были проведены расчеты показателей надежности котлов ТЭС ОАО «Читаэнерго». На рис. 5, 6 представлена динамика изменения показателей надежности для 2-х котлов: наиболее и наименее благополучных в отношении аварийных остановов. Для котла №6 (рис.5) капитальные ремонты проводились практически каждые 2 года, наблюдается снижение величины K_T и $K_{ТН}$, это означает, что снижается готовность оборудования к несению нагрузки. Котел №10 (рис.6) наиболее благополучен в отношении аварийных остановов и ремонты проводились в положенные сроки. $K_{ТН}$ и $K_{ТН}^{теор}$ практически совпадают, что говорит о сходимости математической модели расчета показателей надежности.

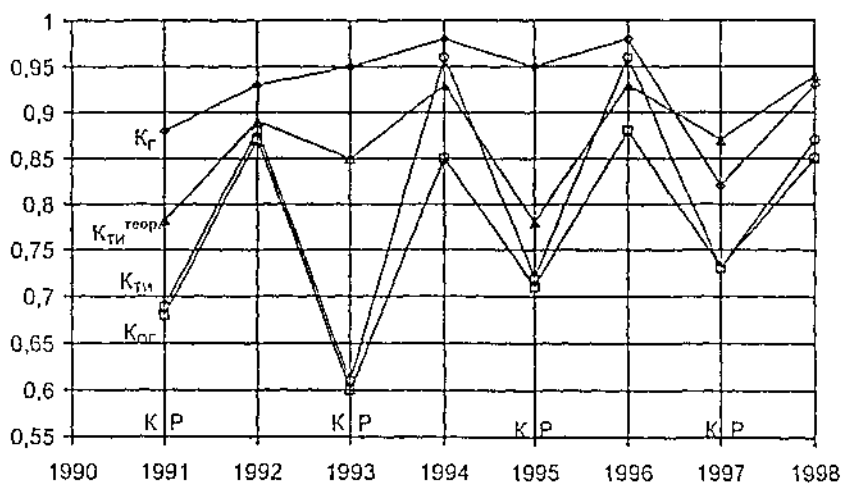


Рис. 5 Динамика изменения показателей надежности котла №6

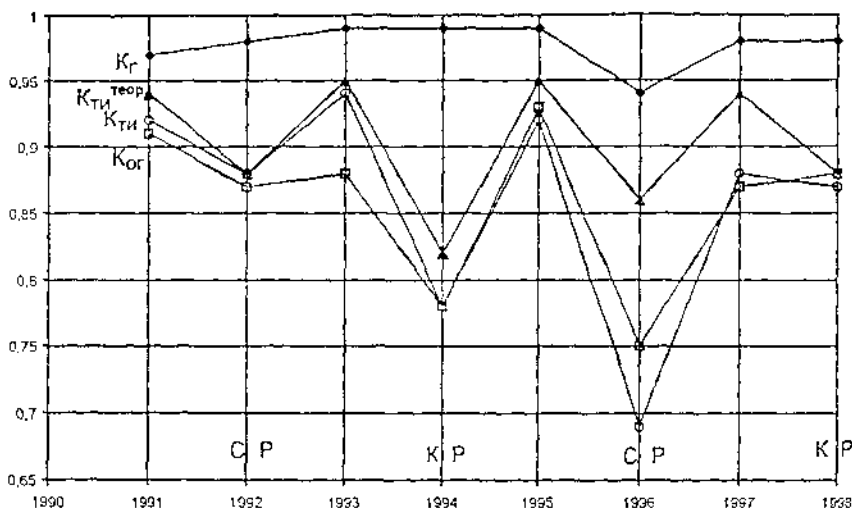


Рис. 6 Динамика изменения показателей надежности котла №10

K_g - коэффициент готовности

$K_{ти}$ - коэффициент технического использования

$K_{ог}$ - коэффициент оперативной готовности

$K_{ти}^{теор}$ - коэффициент технического использования теоретического цикла

Глава 4 посвящена анализу существующей системы ремонтов и возможности повышения эксплуатационной надежности при помощи оптимизации ремонтных циклов по результатам технического диагностирования.

До 1997 года в нашей стране для ТЭС по всем видам оборудования существовала жесткая система НРР - планово-предупредительных ремонтов, которая была сформирована для условий жесткого централизованного планирования и управления. Она оказалась неадекватной изменившимся условиям перехода к рыночной экономике. Было решено внедрить в практику работы электростанций новую систему технического обслуживания и ремонтов (СТОИР). Но для неследуемой ТЭС с поперечными связями ОАО «Читаэнерго» новая программа СТОИР показала мало возможностей для увеличения ремонтного цикла, и следовательно, уменьшения среднегодовых затрат на ремонты. Поэтому

му для более эффективного применения новой программы СТОИР необходимы дополнительные критерии, которые дали бы большую возможность удлинения ремонтного цикла. Это может дать только полный экспертный анализ оборудования, в частности, котлов, который будет базироваться на результатах технического диагностирования.

Для котлов ТЭС ОАО «Читаэнерго» проведено сравнение вариантов ремонтного цикла, предложенных по результатам технического диагностирования. По математической модели были просчитаны коэффициенты надежности для шести вариантов ремонтных циклов и проведено сравнение по коэффициентам технического использования с учетом технической диагностики. I и II варианты (рис. 7) предполагают проведение капитальных ремонтов 1 раз в 2 года продолжительностью 40 и 60 суток, текущие ремонты – по 5 суток. III и IV варианты – капитальные ремонты 1 раз в 4 года (60 и 75 суток соответственно), средние – через 2 года после капитальных по 30 суток. V, VI и VII варианты предполагают удлинение ремонтного цикла до 6 лет, капитальные ремонты – 60, 75, 90 суток соответственно.

Продолжительность средних ремонтов:

V вариант – 40 суток, проводятся 2 раза в межремонтный период;

VI вариант – 30 суток, проводятся 2 раза в межремонтный период;

VII вариант – 45 суток, проводятся 1 раз в межремонтный период.

Выполнение полных и качественных плановых ремонтов (ввиду заблаговременной подготовки, особенно это будет характерно для шестилетних циклов) существенно изменяет потоки отказов и времени восстановления элементов и установки в целом, предотвращая некоторые отказы, улучшая общее состояние элементов установки и увеличивая средний технический ресурс. Важным этапом методики прогнозирования содержания плановых ремонтов является формирование списков типовых и сверхтиповых работ по результатам технической диагностики.

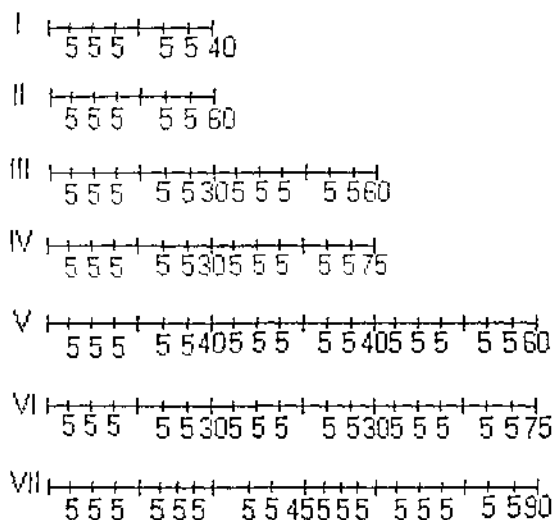


Рис. 7 Варианты ремонтных циклов и продолжительности плановых ремонтов.

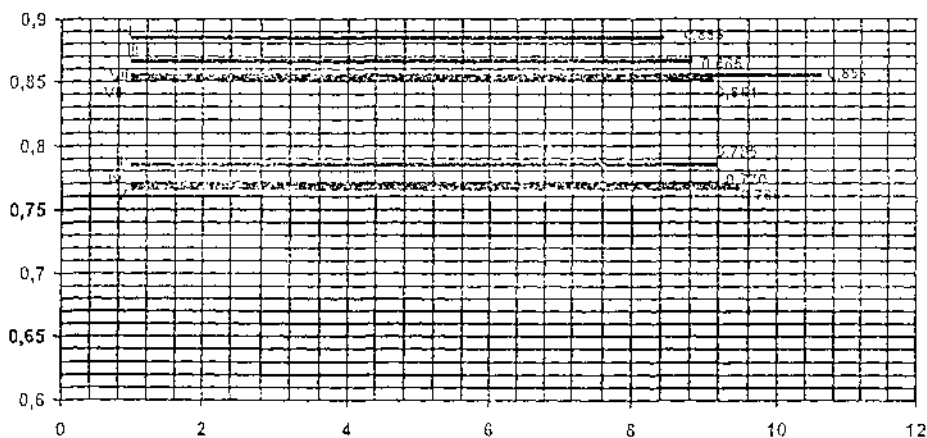


Рис.8 Средние коэффициенты технического использования с учетом диагностики K_{Tn}^A при различных вариантах ремонтных циклов

В полном виде вероятностные процессы формирования временных характеристик, трудовых и материальных затрат для плановых ремонтов представляют собой образования из выборочных совокупностей следующего вида:

$$\bigcup_{j=1}^s \{ПП + ПД + ПО + ТО + КИ\}_j \Rightarrow \{np\},$$

здесь технологически связаны в S-х плановых ремонтах: ПП - плановые пуско-остановочные, подготовительные и послеремонтные операции; ПД - плановые диагностические работы; ПО - типовые и сверхтиповые ремонтные работы; ТО - работы по техническому обслуживанию узлов; КИ - операции контроля и испытаний отремонтированных узлов.

Для предлагаемых вариантов ремонтных циклов были просчитаны $K_{\text{пл}}^A$ (рис. 8). Наиболее высокий коэффициент $K_{\text{пл}}^A$ получается при ремонтном цикле в 2 года. Но технически, технологически и экономически данные циклы явно не выгодны. Технически более выгодно, как видно по относительно высокой величине $K_{\text{пл}}^A$ увеличить межремонтный цикл до 6 лет (варианты VI и VII).

Глава 5 посвящена оценке эффективности предлагаемого метода оптимизации ремонтных циклов. Продление ремонтных циклов котельных установок до 6 лет на основе применения технического диагностирования дает экономно материальных затрат на проведение ремонтов в размере 7,6% ежегодно.

Основные выводы и результаты:

1. Рассмотрение вопроса надежности тепловых электрических станций позволило:
 - а) выяснить, что: на современном этапе развития энергетики проблема обеспечения надежности ТЭС является очень важной, особенно это актуально для электростанций с поперечными связями;
 - б) провести анализ надежности ТЭС с поперечными связями в условиях дефицита финансовых ресурсов;
 - в) разработать способ повышения надежности ТЭС с поперечными связями.

2. Теоретическое исследование надежности ТЭС с поперечными связями позволило:

а) составить математическую модель расчета показателей надежности электростанций с поперечными связями методом преобразования существующей схемы соединения элементов ТЭС в эквивалентную с последовательным соединением групп элементов;

б) предложить методику расчета коэффициента готовности и коэффициента технического использования с учетом проведения технического диагностирования установки. Применяя данную методику можно рассчитывать показатели надежности всей ТЭС.

3. Проведение анализа надежности теплосилового оборудования одной из электростанций ОАО «Читаэнерго» показал, что:

а) надежность работы электростанции в большой степени зависит от надежной работы котельных установок. Одним из способов повышения надежности электростанций наряду с некоторыми организационными мероприятиями (в соответствии с приказом РАО ЕЭС России) является проведение контроля и диагностирование поверхностей нагрева;

б) составленная математическая модель является достаточно достоверной. Это подтверждается расчетами, проведенными по статистическим данным и математической модели для одной из электростанций ОАО «Читаэнерго».

4. Проведение анализа существующей системы технического обслуживания и ремонтов оборудования ТЭС выявило необходимость оптимизации ремонтных циклов. По новой программе СТОИР ремонтные циклы рассчитываются по данным предыдущих лет и не учитывается состояние оборудования в настоящее время. Предложенная автором методика с учетом СТОИР позволяет реально рассчитывать межремонтные ресурсы. Выбор наилучшего варианта ремонтного цикла с учетом технического диагностирования для одной из ТЭС ОАО «Читаэнерго» подтверждается расчетами коэффициентов надежности и полученным экономическим эффектом.

5. Полученные результаты позволяют применять предложенную методику расчета коэффициентов надежности для любых ТЭС с поперечными связями и оптимизировать ремонтные циклы оборудования, применяя результаты технического диагностирования.

Основные результаты, изложенные в диссертации, опубликованы в работах:

1. Иванов С. А. , Ахмылова М. А. Особенности расчета показателей надежности ТЭС с поперечными связями // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири : Тезисы докладов региональной научно – технической конференции. – Иркутск : ИрГТУ . – 1996 . – 132 с.
2. Ахмылова М. А. Социальные аспекты проблемы повышения эксплуатационной надежности тепловых электрических станций // Материалы Российской научной конференции « Высшая школа. Гуманитарные науки и гуманитарные основы образования и воспитания ». – Чита: ЗабГПУ . – 1996 . – 121 с.
3. Ахмылова М. А. Оценка и повышение надежности тепловых электрических станций // Забайкалье на пути к устойчивому развитию: экология, ресурсы, управление: Тезисы докладов Международной конференции. – Чита: ЧитГТУ . – 1997 . – 120 с.
4. Иванов С. А. , Ахмылова М. А. Выбор рациональной системы ремонтного обслуживания котлов ТЭС с учетом надежности работы // Повышение эффективности в условиях Сибири: Тезисы докладов региональной научно – технической конференции. – Иркутск: ИрГТУ . – 1997 . – 126 с.
5. Ахмылова М. А., Иванов С. А. Особенности расчета показателей надежности ТЭС с поперечными связями // Вестник Читинского государственного технического университета. – Чита: ЧитГТУ . – 1997. – Выпуск 6 . – 170 с.
6. Ахмылова М. А. , Дегтерева И. В. Обеспечение эксплуатационной надежности ТЭС с поперечными связями // Молодежь и современный мир: Тезисы докл. Читинской областной научной студенческой конференции. – Чита:

ЗабГПУ. – 1997. – 139 с.

7. Ахмылова М.А., Иванов С.А., Макольский А.И. Техническое диагностирование поверхностей нагрева как один из способов повышения эксплуатационной надежности ТЭС // Вестник Читинского государственного технического университета. – Чита: ЧитГТУ. – 1999. – Выпуск 13. – 148 с.
8. Ахмылова М.А., Иванов С.А. Совершенствование ремонтных циклов оборудования ТЭС с поперечными связями // Проблемы прогнозирования в современном мире: Тезисы докладов международной конференции. – Чита: ЧитГТУ. – 1999. – 206 с.

