

На правах рукописи



КВРИВИШВИЛИ  
Арсений Робертович

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ПАРАМЕТРЫ ПАРОВАРЫХ  
ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЭС**

Специальность 05.14.14 – тепловые электрические станции, их  
энергетические системы и агрегаты

**АВТОРЕФЕРАТ**  
Диссертации на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

Новосибирск – 2009

Работа выполнена в Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Новосибирский государственный технический университет»

Научный руководитель	доктор технических наук, профессор Ноздренко Геннадий Васильевич
Официальные оппоненты:	доктор технических наук Серант Феликс Анатольевич
	доктор технических наук, с.н.с. Огуречников Лев Александрович
Ведущая организация:	ОАО «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва

Защита диссертации состоится « 20 » марта 2009 года в 11 часов 00 минут на заседании диссертационного совета Д 212.173.02 при Новосибирском государственном техническом университете по адресу: 630092, Новосибирск, пр. К.Маркса, 20.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского государственного технического университета

Автореферат разослан « 10 » февраля 2009 г.

Учёный секретарь  
диссертационного совета  
кандидат технических наук, доцент



Шаров Ю.И.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность проблемы.** Развитие энергетики в России на ближайшие 20...30 лет связано с увеличением доли использования угля. Одним из путей более широкого вовлечения в топливно-энергетический баланс угля для производства энергии наряду с традиционным факельным и слоевым сжиганием является газификация угля и его внешнее сжигание в двухконтурных энергоблоках, работающих по комбинированным циклам (парогазовым и паропаровым).

Соединение в одном энергоблоке высокотемпературных установок (газотурбинных (ГТУ) или низконапорных паротурбинных (ПТУ), работающих в области высоко перегретого пара по типу газотурбинных циклов) и традиционных или утилизационных паротурбинных установок позволяет существенно повысить эффективность использования топлива, обеспечить рост КПД до 50 %, т.е. до уровня, недостижимого в настоящее время для других типов энергоблоков на угле.

Развитие двухконтурных угольных энергоблоков в развитых странах производится в рамках национальных программ (Advanced Turbine Systems в США, THERMIE в Европе и др.) по следующим направлениям: ПГУ с внутрицикловой газификацией угля; ПГУ с кипящим слоем под давлением; ПГУ с прямым (внешним) сжиганием угля.

Дальнейшим развитием двухконтурных схем является создание по типу ПГУ пылеугольных низконапорных высокотемпературных паротурбинных энергоблоков, работающих по комбинированному циклу Фильда-Барановского (на перегретом водяном паре в высокотемпературной области) и Ренкина (в утилизационной части). Такой энергоблок предлагается по аналогии с парогазовым называть паропаровым (ЭПП).

**Целью работы** является разработка методических подходов, математических моделей, методов расчета и исследования показателей тепловой экономичности, расходно-термодинамических, конструктивно-компоновочных параметров и профилей технологически новых высокотемпературных низконапорных пылеугольных паропаровых энергоблоков ТЭС и разработка рекомендаций по выбору схем, параметров и мощностей.

**Научная новизна** работы состоит в том, что в ней впервые получены и выносятся на защиту следующие наиболее важные результаты:

1. Разработанные методики термодинамического исследования, анализа показателей тепловой экономичности, расчетов конструктивно-компоновочных и технико-экономических параметров высокотемпературных низконапорных агрегатов ЭПП (пылеугольного парового котла, паровых осевых турбины и компрессора) с учетом теплофизических свойств высокотемпературного перегретого пара, ограничений, отражающих технологичность и условия протекания физико-технических процессов.

2. Разработанные математические модели функционирования агрегатов и в целом ЭПП.

3. Разработанные на основе выполненных исследований профили и конструктивно-компоновочные параметры высокотемпературных низконапорных агрегатов ЭПП и новая схема, защищенная Патентом РФ.

4. Рекомендации по выбору рациональных схем, расходно-термодинамических и конструктивно-компоновочных параметров, профилей высокотемпературных агрегатов и в целом энергоблоков для различных их единичных мощностей, определение путей дальнейшего повышения эффективности ЭПП.

**Методы исследования:** методы термодинамического и энергетического анализа, расходного и энергетического балансов, расчета паровых котлов и турбомашин, гидрогазодинамики, математического и компьютерного моделирования.

**Практическая значимость работы.** Разработанная методика, методический подход, математическая модель и алгоритмы позволяют получать на основе тепловых расчетов профили высокотемпературных агрегатов и конструктивно-компоновочные параметры оборудования ЭПП, определять влияние параметров цикла на эффективность, устанавливать рациональный диапазон мощностей энергоблока. Рассчитанные показатели паропаровых энергоблоков могут служить информационной базой для дальнейших исследований и проработки пилотных установок.

Результаты работы **использованы** в проектных организациях ОАО «НотЭП», ЗАО «СибКОТЭС» для перспективного проектирования ТЭС, в Проблемной лаборатории теплоэнергетики при факультете Энергетики НГТУ, в учебном процессе – в НГТУ при подготовке инженеров по специальности 140101 – «Тепловые электрические станции» и магистров по направлению 140100 – «Теплоэнергетика».

**Личный вклад автора.** Автором разработана технологическая схема ЭПП и математическая модель функционирования агрегатов и энергоблока в целом; разработаны методики, получены результаты термодинамического исследования, анализа показателей тепловой экономичности, расчетов конструктивно-компоновочных и технико-экономических параметров высокотемпературных низконапорных агрегатов ЭПП; разработаны профили этих агрегатов и рекомендации по выбору рациональных схем, расходно-термодинамических и конструктивно-компоновочных параметров высокотемпературных агрегатов и в целом энергоблоков для различных их единичных мощностей.

**Апробация работы.** Основные результаты исследований докладывались на: 9-й Российско-Корейской международной конференции «KORUS – 2005» (г. Новосибирск, НГТУ); международном коллоквиуме XXXVII Kraftwerkstechnisches Kolloquium (Германия, г. Дрезден, 2005 г.); международной научно-практической конференции «ИННОВАЦИОННАЯ ЭНЕРГЕТИКА» (г. Новосибирск, ИТ СО РАН, 2005 г.); одиннадцатой Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: экология, надежность, безопасность» (г. Томск, ТПУ, 2005 г.); пятой Российской научно-технической конференции «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности» (г. Ульяновск, 2006 г.); Всероссийской конференции – конкурсе инновационных проек-

тов студентов и аспирантов по приоритетному направлению Программы «Энергетика и энергосбережение» (г. Томск, ТПУ, 2006 г.); на втором международном форуме стратегических технологий «IFOST – 2007» (Монголия, г. Улан-Батор), на третьем международном форуме стратегических технологий «IFOST – 2008» (г. Новосибирск, НГТУ); третьей молодежной Международной научной конференции «Тинчуринские чтения» (г. Казань, КГЭУ, 2008 г.); межвузовской научной конференции «Современные научно-технические проблемы теплоэнергетики и пути их решения» (г. Саратов, СГТУ, 2008 г.); Всероссийских научных конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации.» НТИ-2005, НТИ-2006, НТИ-2007 (г. Новосибирск, НГТУ); в рамках научных сессий НГТУ и расширенного семинара кафедры ТЭС НГТУ.

**Публикации.** По материалам диссертации опубликовано 17 печатных работ, из них: 1 статья в журнале, входящем в перечень изданий, рекомендованных ВАК РФ, 1 – патент РФ, 4 – в сборниках научных трудов, 11 – в сборниках трудов конференций.

**Структура и объём работы.** Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы (из 104 наименований) и приложений. Основной текст изложен на 177 страницах, содержит 48 рисунков, 24 таблицы.

**Достоверность** результатов и выводов диссертационной работы обосновывается использованием разработанных методик (основанных на нормативных методах) расчета котлов и турбомашин, фундаментальных закономерностей технической термодинамики, гидрогазодинамики, теплопередачи, сопротивления материалов. Математические модели и компьютерное моделирование ЭПП базируются на методах, апробированных и хорошо себя зарекомендовавших на решении ряда других задач подобного класса.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цель исследования, определены научная новизна и практическая ценность работы, аннотируются основные положения работы.

В **первой главе** выполнен обзор высокоэффективных двухконтурных угольных технологий для производства электроэнергии, предлагается схема и цикл (патент № 78868, рис. 1) пылеугольного низконапорного высокотемпературного паропарового энергоблока, показана ее перспективность и технологическая готовность и обосновывается актуальность исследований предложенной схемы.

На основании проведенного анализа сформулированы **задачи исследования:**

1. Разработка методик термодинамического исследования, анализа показателей тепловой экономичности, расчета конструктивно-компоновочных и технико-экономических параметров агрегатов высокотемпературного низконапорного контура ЭПП (пылеугольного парового котла, паровых осевых турбины и

- компрессора) с учетом особенностей теплофизических свойств их рабочих тел.
2. Математическое моделирование функционирования агрегатов и в целом ЭПП.
  3. Исследование тепловой экономичности, расходно-термодинамических, конструктивно-компоновочных и технико-экономических параметров ЭПП.
  4. Разработка рекомендаций по выбору профиля, параметров, компоновки агрегатов высокотемпературного низконапорного контура ЭПП (парового котла, паровой турбины, парового компрессора) и энергоблока в целом.

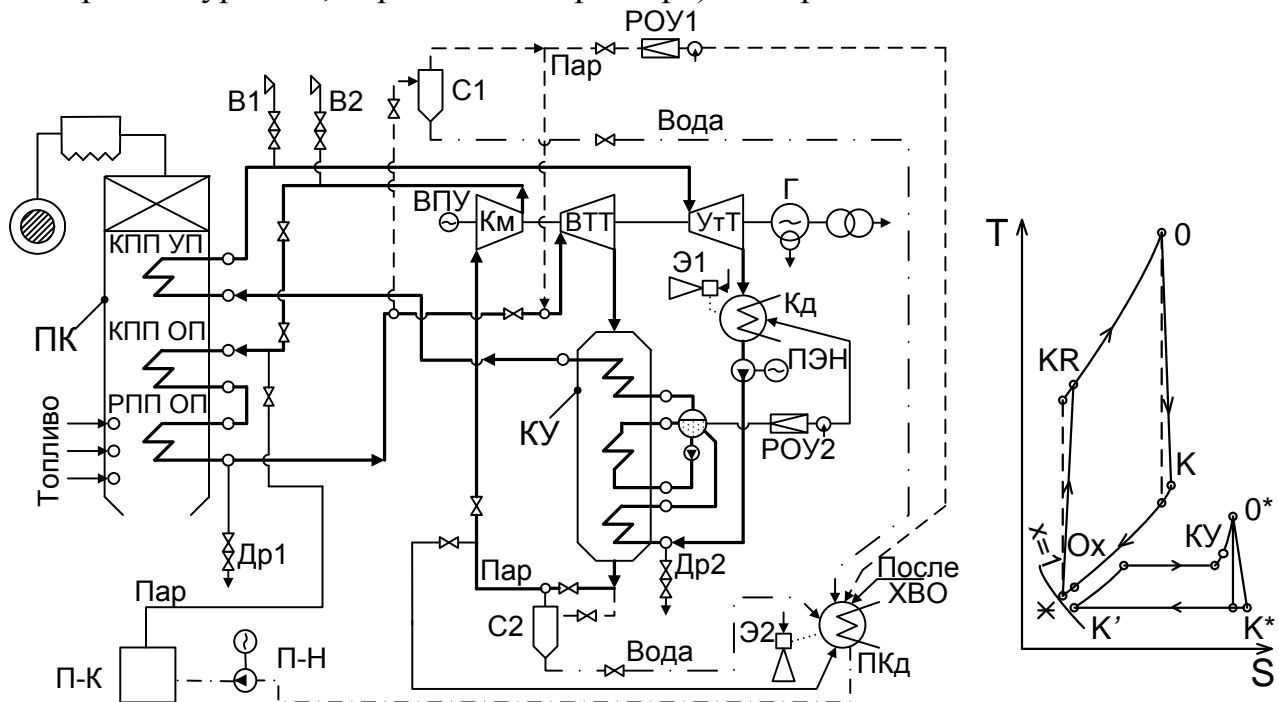


Рис. 1. Тепловая схема и цикл ЭПП: ПК – пылеугольный котел; РПП ОП – радиационный пароперегреватель основного потока пара; КПП ОП – конвективный пароперегреватель основного потока пара; КПП УП – конвективный пароперегреватель утилизационного потока пара; Км – компрессор; ВТТ – высокотемпературная паровая турбина; КУ – котел-утилизатор; УтТ – утилизационная турбина; Г – генератор; Кд – конденсатор; ПЭН – питательный электронасос; ВПУ – валоповоротное устройство; П-К – пусковой паровой котел; П-Н – пусковой насос; ПКд – пусковой конденсатор; С1, С2 – сепараторы пара; Э1, Э2 – эжекторы; РОУ1, РОУ2 – редукционно-охладительные устройства; Др1, Др2 – дренажи; В1, В2 – воздушники; ХВО – химводоочистка; \*, KR, 0, K, Oх, КУ, 0\*, K', K\* - характерные точки.

Во **второй главе** изложена разработанная методика исследования ЭПП и его агрегатов.

Методика термодинамического анализа ЭПП заключается в определении основных параметров рабочего тела и показателей тепловой экономичности. КПД по отпуску электроэнергии ЭПП

$$\eta_N = \frac{l_T - l_{KM} + l_\beta}{h_0 - h_{KR} + \beta \cdot (h_{0^*} - h_{KY})} \cdot \eta_K \cdot \eta_{ТГ} \cdot \eta_{ЭМ} \cdot \eta_{СН},$$

где  $l_T = h_0 - h_K$  – работа высокотемпературной турбины;  $l_{KM} = h_{KR} - h_*$  – работа парового компрессора;  $h_{KR}, h_K, h_*, h_0, h_{0^*}$  – энтальпии в характерных точ-

ках цикла;  $h_{КУ}$  – энтальпия пара утилизационного контура на выходе из котла-утилизатора;  $l_{\beta} = \beta \cdot H_0^{*(УТ)} (1 - \sum_{i=1}^k \alpha_i y_i)$  – работа утилизационной турбины;  $\beta$  –

относительный расход пара в утилизационном контуре;  $\alpha_i$  и  $y_i$  – отбор пара на  $i$ -й подогреватель и коэффициент недовыработки пара  $i$ -го отбора (в случае наличия системы регенерации в утилизационном контуре);  $H_0^{*(УТ)}$  – располагаемый теплоперепад на утилизационную турбину;  $\eta_K, \eta_{ТР}, \eta_{ЭМ}, \eta_{СН}$  – КПД пылеугольного котла, транспорта энергии, электромеханический, собственных нужд.

Расход натурального топлива  $B$  определялся по модели пылеугольного котла, представленного в виде последовательно расположенных поверхностей нагрева, с проверкой на поддержание допустимых температурных напоров и определением температуры уходящих газов

$$B = \left( \frac{h_0 - h_{KR} + \beta \cdot (h''_{\text{ВЫХ.УТ.}} - h'_{\text{ВХ.УТ.}})}{\eta_K \cdot Q_H^p} \right)_{\substack{\Delta T_i \geq \Delta T_{\text{МИН.ДОП}} \\ t_{\text{УХ}} \rightarrow t_{\text{УХ}}^{\text{МИН.ДОП}}} \rightarrow \min$$

где  $h''_{\text{ВЫХ.УТ.}}$ ,  $h'_{\text{ВХ.УТ.}}$  – энтальпии пара утилизационного контура на выходе и входе в пылеугольный котел;  $Q_H^p$  – низшая теплота сгорания топлива.

Разработанные математические модели функционирования высокотемпературных низконапорных агрегатов (пылеугольного котла, высокотемпературной турбины и парового компрессора) основываются на уравнениях:

энергобаланса

$$BQ_H^p + \sum_{k \in V(i)} (\eta G^x h)_{ki} - \sum_{j \in W(i)} (\eta G^y h)_{ij} = 0,$$

расходного баланса

$$B + \sum_{k \in V(i)} G_{ki}^x - \sum_{j \in W(i)} G_{ij}^y = 0,$$

где  $G, h$  – расход и энтальпия энергоносителя;  $\eta$  – коэффициент, учитывающий соответствующие потери энергии;  $V(i), W(i)$  – множества входов и выходов агрегата.

Для каждого энергоносителя (в зависимости от конструктивно-компоновочных показателей и расходно-термодинамических параметров) используются уравнения связей и соответствующие технологические ограничения.

Особенности разработки высокотемпературных низконапорных агрегатов определяются расходно-термодинамическими параметрами пара. Наиболее высокотемпературные поверхности нагрева, перегревающие рабочее тело до начальных температур 1000...1200 °С, расположены в топке пылеугольного котла (рис. 2).

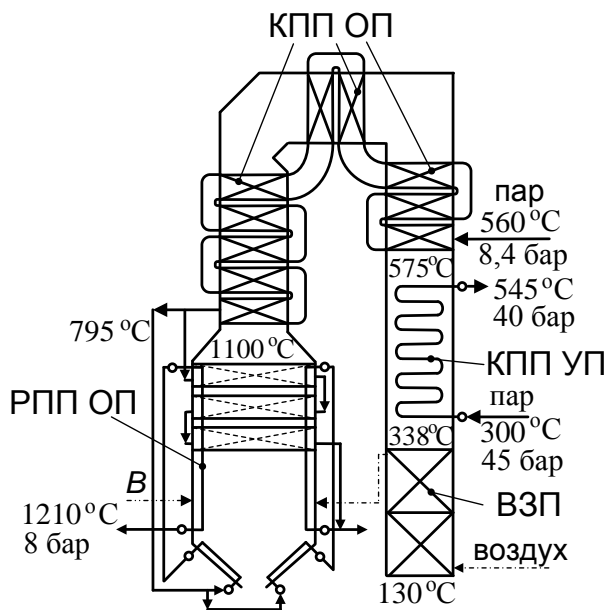


Рис. 2. Компоновочная схема высокотемпературного котла: РПП ОП – радиационный пароперегреватель основного потока; КПП ОП – конвективный пароперегреватель основного потока; КПП УП – конвективный пароперегреватель утилизационного потока пара; ВЗП – воздухоподогреватель.

При расчете топочных поверхностей нагрева необходимо учитывать коэффициент теплоотдачи  $\alpha_2 \approx 250 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$  от стенки к перегретому пару, который является в данном случае ограничивающим фактором.

Компоновка поверхностей нагрева в топке учитывает ограничения по напряжению топочного объема и по скорости дымовых газов, которая должна быть больше скорости витания частиц топлива (зола).

Расчет топочной камеры выполнялся по методу ВТИ-ЭНИН и основан на итерационном решении системы уравнений:

- лучистого теплообмена

$$Q_{\text{Л}} = \frac{c_0 a_{\text{К}} F_3}{B_{\text{Р}}} T_{\text{Ф}}^4 - T_3^4 ;$$

- теплового баланса топочной каме-

ры

$$Q_{\text{Л}} = \varphi V c T_{\text{а}} - T_{\text{Г}}'' = \varphi Q_{\text{Г}} - I_{\text{Г}}'' ;$$

- абсолютной температуры на внешней поверхности загрязненного экрана

$$T_3 = T_{\text{р.с}} + \left( \varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \frac{B_{\text{Р}} Q_{\text{Л}}}{10^{-3} F_3} ;$$

- абсолютной эффективной температуры топочной среды

$$T_{\text{Ф}} = T_{\text{Г}}'' \left( 1 + \sum \Delta_i \right) ,$$

где  $c_0$  – коэффициент излучения абсолютно черного тела;  $F_3$  – площадь загрязненной теплообменной поверхности;  $a_{\text{К}}$  – приведенная степень черноты топочной камеры;  $B_{\text{Р}}$  – расчетный расход топлива;  $\varphi$  – коэффициент сохранения тепла;  $T_{\text{а}}$ ,  $T_{\text{р.с}}$ ,  $T_{\text{Г}}''$  – абсолютные температуры: адиабатная горения топлива, средняя рабочей среды в трубах и газов на выходе из топки;  $\varepsilon = \delta_3 / \lambda_3$  – термическое сопротивление слоя загрязнений;  $\sum \Delta_i$  – поправки, учитывающие влияние вида сжигаемого топлива, угла наклона горелок и степень экранирования топочной камеры на эффективную температуру.

Высокотемпературные турбины (ВТ-турбины) работают в области температур 600...1200 °С при располагаемом теплорепеде около 1600 кДж/кг, что обуславливает технологические требования к сокращению количества ступеней при высоком КПД турбины с учетом оптимального распределения теплорепеда по ступеням:



$$\left(\frac{u}{c_{\phi}}\right)_{\eta_{\text{ОЛ}} \rightarrow \max, \alpha_2 \rightarrow \pi/2}^{\text{опт}} \approx \frac{\varphi \cos \alpha_{1\text{эф}}}{2\sqrt{1-\rho}},$$

где  $u$  – окружная скорость;  $c_{\phi}$  – фиктивная скорость;  $\eta_{\text{ОЛ}}$  – относительный лопаточный КПД;  $\alpha_{1\text{эф}}$  и  $\alpha_2$  – эффективный угол входа и угол выхода из рабочей лопаточной решетки;  $\varphi$  – коэффициент скорости;  $\rho$  – степень реактивности.

В области рассматриваемых параметров пара скорость звука в среде составляет 715...910 м/с, что позволяет при теплоперепаде на ступень 150...230 кДж/кг иметь дозвуковые ступени (число Маха меньше 0,7) в ВТ-турбине. При постоянной частоте вращения ротора турбины (50 Гц) повышение теплоперепада на ступень приводит к необходимости увеличения корневого диаметра лопаток до максимально возможного уровня 1,5...1,6 м (с учетом технологических ограничений).

Особенности профиля турбины учитываются с использованием зависимостей:

$$l_1^3 + 2d_k l_1^2 + d_k^2 l_1 - \frac{G_0 v_{1t} (u/c_{\phi})}{\mu_1 e \pi^2 \sin \alpha_{1\text{эф}} n \sqrt{1-\rho}} = 0,$$

$$(d_k + l_2) l_2 = \frac{G_0 v_2}{\pi c_2 \sin \alpha_2},$$

где  $v_2$  и  $v_{1t}$  – удельный объем пара на выходе из рабочей и сопловой решетки;  $e$  – степень парциальности при дроссельном парораспределении равна 1;  $\mu_1$  – коэффициент расхода;  $G_0$  – расход пара через ступень;  $d_k$  – корневой диаметр;  $c_2$  – скорость выхода из рабочей решетки;  $n$  – частота вращения;  $l_1$ ,  $l_2$  – высоты сопловой и рабочей лопаток.

Для всех рабочих лопаток был произведен прочностной расчет с определением суммарного напряжения в корневом сечении от действия паровых сил.

Для парового компрессора окружная скорость на периферии лопаток первой ступени находится на уровне 290...460 м/с. Осевая скорость пара для первой ступени составляет 190...240 м/с. Все ступени паровых компрессоров являются дозвуковыми (числа Маха находятся в диапазоне 0,25...0,75). Подбор угла входа в рабочее колесо  $\alpha_1$  и приведенной скорости  $\lambda_1$  для первой ступени осуществлялся по выражению:

$$c_{1a} = \lambda_1 \sin \alpha_1 \sqrt{\frac{2k}{k+1} R T_1^*},$$

где  $k$  – коэффициент адиабаты,  $R$  – газовая постоянная,  $T_1^*$  – температура торможения на входе в рабочую решетку.

Располагаемый теплоперепад на осевой паровой компрессор находится на уровне 820 кДж/кг при работе в рассматриваемой области параметров перегретого пара, что обуславливает большое количество ступеней и в ряде случаев двухцилиндровую конструкцию (количество ступеней в одном цилиндре технологически ограничивается значением не более 22).

Высоты лопаток для профиля проточной части компрессора с постоянным корневым диаметром рассчитывались как

$$l = \frac{d_k}{2} \left( \sqrt{\frac{4}{\pi d_k^2} \cdot \frac{G \sqrt{T^*}}{p^* q(\lambda) \sin \alpha \sqrt{k \left( \frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}} \frac{1}{R} \cdot k_G}} + 1} - 1 \right),$$

где  $d_k$  – корневой диаметр лопатки;  $p^*$ ,  $T^*$  – давление и температура торможения перед лопаточной решеткой;  $\alpha$  – угол входа в решетку;  $q(\lambda)$  – приведенный расход газа;  $k_G$  – коэффициент, учитывающий неравномерность поля осевых скоростей по высоте лопатки и влияние пограничного слоя на наружной и внутренней стенках.

В третьей главе проведен термодинамический анализ схемы и параметров ЭПП, представлены результаты расчетов тепловой схемы, рассмотрено влияние параметров цикла на КПД по отпуску электроэнергии.

Выполненные многовариантные расчеты для давлений пара перед компрессором  $p_* = 0,05 \dots 1$  бар, степеней повышения давления в компрессоре  $\varepsilon = 7 \dots 40$ , начальных температурах высокотемпературного контура  $t_0 = 1000 \dots 1500$  °С показали, что рациональные значения давления пара перед компрессором находятся на уровне  $p_* = 0,2 \dots 0,3$  бар (меньшие давления ограничивают создание установок относительно высокой мощности, более высокие – снижают КПД ЭПП и повышают металлоемкость пылеугольного котла).

Влияние некоторых параметров на КПД ЭПП по отпуску электроэнергии (при использовании кузнецкого каменного угля марки «Г») и КПД агрегатов (высокотемпературной и утилизационной турбин, компрессора), равных 0,9) иллюстрируется рис.3, 4.

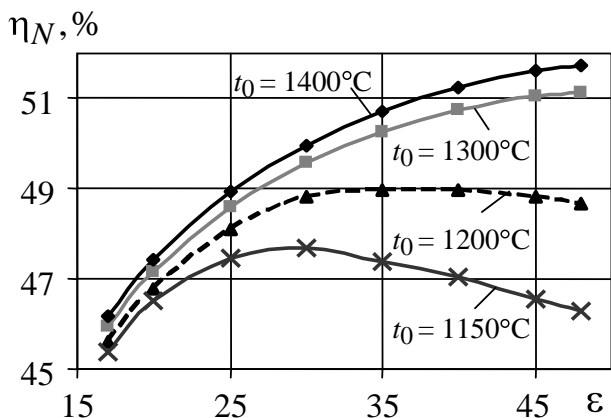


Рис. 3. Зависимость  $\eta_N$  от степени повышения давления в компрессоре  $\varepsilon$  при  $p_* = 0,3$  бар и  $\beta = 0,35 \dots 0,4$

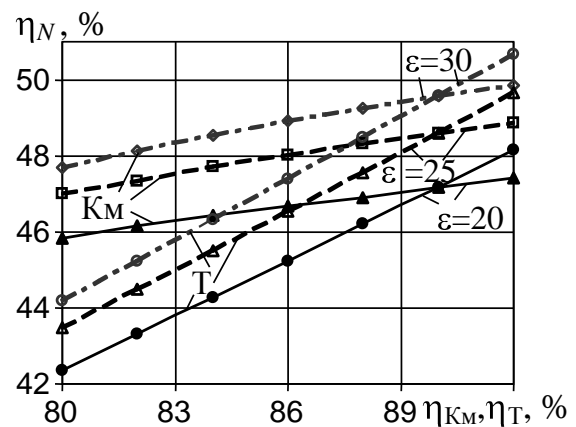


Рис. 4. Зависимость  $\eta_N$  от КПД парового компрессора  $\eta_{KM}$  и КПД высокотемпературной турбины  $\eta_T$  при  $t_0 = 1300$  °С,  $p_* = 0,3$  бар и  $\beta = 0,35 \dots 0,4$

В четвертой главе для основных параметров рабочего тела, представленных в табл. 1, приведены результаты многовариантных расчетов расходно-термодинамических и конструктивно-компоновочных параметров высокотемпературных агрегатов (пылеугольного котла при работе на кузнецком каменном угле марки «Г», высокотемпературной паровой турбины и парового осевого компрессора) и их анализ; рассмотрена рациональная компоновка оборудования ЭПП для различных мощностей, установлены ограничения по мощности для выбранных параметров схемы и определен рациональный диапазон мощностей ЭПП.

Таблица 1

Основные параметры ЭПП

Параметры	Состояния рабочего тела							
	ж	KR	0	K	KY	0*	K*	K'
Давление, бар	0,3	8,4	8	0,33	44,5	38	0,05	0,05
Температура, °C	79	559	1200	600	300	545	33	33
Энтропия, кДж/(кг·К)	7,82	8,01	9,39	9,61	6,29	7,25	7,69	0,48
Энтальпия, кДж/кг	2644	3609	5149	3706	2946	3551	2345	138

В табл. 2, для примера, приведены массогабаритные показатели высокотемпературных низконапорных пылеугольных котлов для принятых конструкционных материалов: экранные трубки (диаметром 0,06 м) – алюмоборонитридная композиционная керамика, трубки (диаметром 0,06 м) конвективного пароперегревателя – сталь 12X18H10T, трубки (диаметром 0,038 м) конвективного пароперегревателя утилизационного контура – сталь 12X1MФ, трубки воздухоподогревателя (диаметром 0,04 м) – сталь 20. Толщина стенок труб для поверхностей нагрева котла находится на уровне 2...3 мм, вследствие относительно невысоких давлений рабочего тела. Для оребренных труб пароперегревателя котла-утилизатора принималась сталь 12X1MФ, для остальных поверхностей нагрева – сталь 20. Материалы высокотемпературной турбокомпрессорной группы аналогичны материалам высокотемпературных газотурбинных установок, так: для лопаток высокотемпературной турбины – ХН65КМВЮТ, ЭП539ЛМУ, ЭИ893, ЭИ607, ЗМИ-3, ЭП800ВД.

Помимо традиционного сужения по глубине котла на выходе из топки, газоход имеет еще одно сужение по ширине при переходе к КПП УП. КПП ОП состоит из  $n$  пакетов труб, скомпонованных в виде  $m$ -рядных шахматных пучков с поперечными и продольными шагами  $\sigma_1 = 2, 2...3, 2$  и  $\sigma_2 = 1, 2...1, 4$  ( $m=9$ ).

При такой П-образной компоновке увеличение паропроизводительности приводит к увеличению ширины котла (высота и длина остаются практически неизменными). С повышением паропроизводительности котла усложняется размещение топочных поверхностей нагрева при соблюдении требований по скорости витания частиц, поэтому для мощностей ЭПП в 107 МВт и выше пылеугольные котлы компонуются как двухкорпусные (дубль-блок).

На рис. 5...6 приведены некоторые показатели однопоточных ВТ-турбин, а на рис. 7...8 – результаты расчета показателей ВТ-турбины на 68 кг/с.

Массогабаритные показатели высокотемпературных низконапорных пылеугольных котлов

Наименование	Установленная мощность энергоблока, МВт					
	58,9 (117,9)	71,0	89,3 (180,0)	107,0	136,5	163,5
Количество корпусов	1 (2)	1	1 (2)	2	2	2
Паропроизводительность корпуса котла, кг/с	68	82	104	62	78	93
Ширина топки корпуса котла, м	9,1	11,2	14,2	8,0	10,4	12,6
Глубина топки, м	6,0	5,9	5,9	6,0	5,9	5,9
Высота топки, м	23,7	23,5	23,2	23,9	23,5	23,4
Высота КПП ОП, м	17,2	18,3	18,5	17,2	18,3	17,2
Ширина конвективно-опускной шахты в КПП УП, м	6,8	8,3	9,9	6,2	7,7	8,9
Высота КПП УП, м	14,5	14,7	14,5	14,5	14,9	13,9
Высота воздухоподогревателя, м	13,3	13,3	13,8	13,5	13,6	13,9
Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup>						
РПП ОП	3785	4530	5591	3423	4245	5056
КПП ОП	6958	7774	10855	6058	7615	9469
КПП УП	7137	7902	10472	6348	7635	9093
ВЗП	13278	15211	19399	12105	14244	17466
Масса, т						
РПП ОП	27,4	32,7	40,2	24,8	30,5	36,4
КПП ОП	110,2	124,4	171,4	97,1	120,4	146,4
КПП УП	154,9	169,8	224,6	136,7	166,5	196,1
ВЗП	155,8	170,0	232,9	143,6	162,4	211,1
Высота котлоагрегата, м	43,2	43,8	43,7	43,4	43,9	42,7
Длина котлоагрегата, м	15,5	14,9	15,4	15,3	15,0	15,3

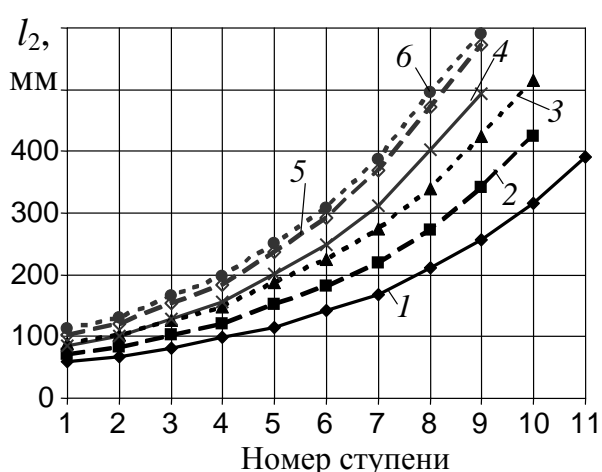


Рис. 5. Зависимость высоты рабочих лопаток  $l_2$  от номера ступени для турбин с расходом острого пара: 1 – 31 кг/с; 2 – 41 кг/с; 3, 4 – 52 кг/с; 5 – 62 кг/с; 6 – 68 кг/с.

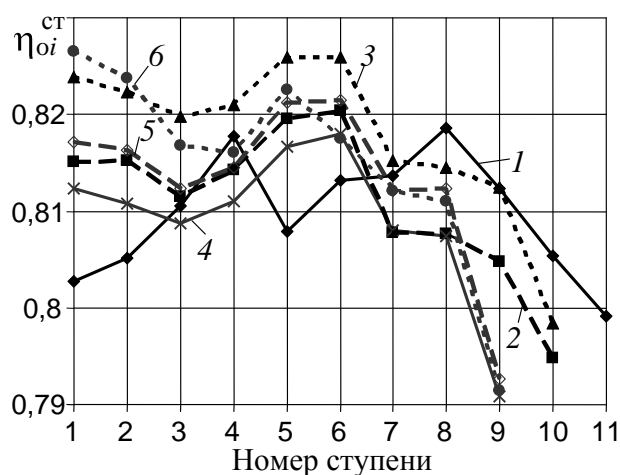


Рис. 6. Зависимость внутреннего относительного КПД ступени  $\eta_{oi}^{ст}$  от номера ступени для турбин с расходом острого пара: 1 – 31 кг/с; 2 – 41 кг/с; 3, 4 – 52 кг/с; 5 – 62 кг/с; 6 – 68 кг/с.

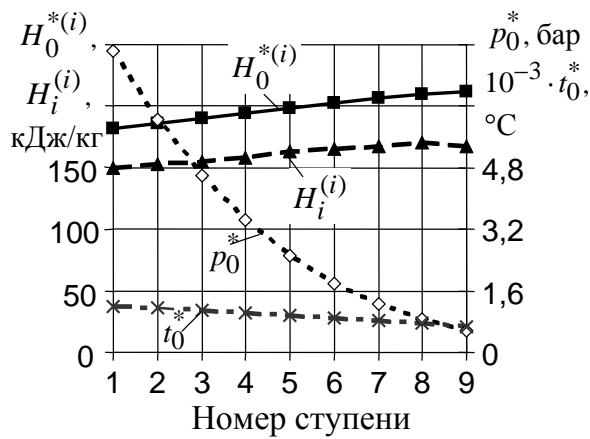


Рис. 7. Зависимость располагаемого теплоперепада  $H_0^{*(i)}$ , используемого теплоперепада  $H_i^{(i)}$ , давления  $p_0^*$  и температуры  $t_0^*$  торможения перед ступенью от номера ступени

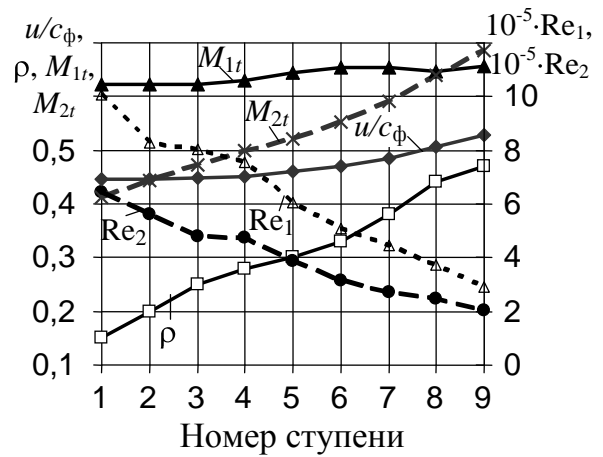


Рис. 8. Зависимость чисел Маха  $M_{1t}$  и  $M_{2t}$ , степени реактивности  $\rho$ , чисел Рейнольдса  $Re_1$  и  $Re_2$ , отношения  $u/c_\phi$  от номера ступени

Внутренний относительный КПД ВТ-турбины будет находиться на уровне 0,887...0,892 несмотря на относительно невысокий (0,80...0,82) КПД ступеней, что обусловлено большим коэффициентом возврата тепла (почти 10 %).

Максимальная мощность одного потока высокотемпературной паровой турбины достигается при высоте лопаток последней ступени около 600 мм (для существующих высокотемпературных жаропрочных материалов), что для выбранных параметров ЭПП соответствует расходу пара 68...70 кг/с. Поэтому при увеличении мощности энергоблока предлагается установка нескольких ВТ-турбин, работающих параллельно (т.е. разделение расхода пара в начале процесса расширения).

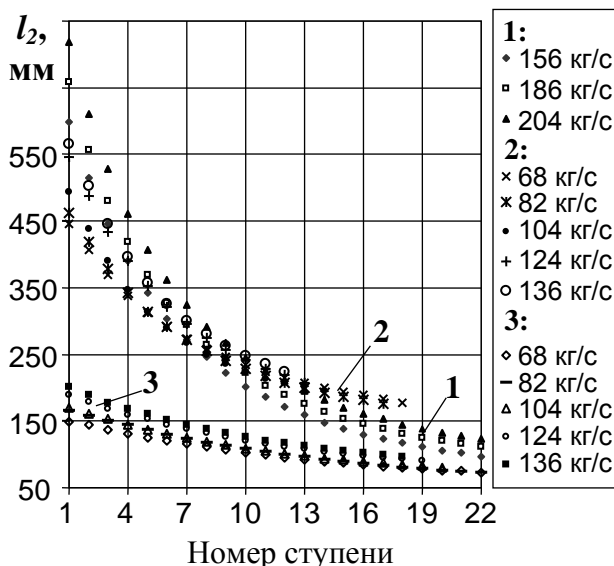


Рис. 9. Зависимость высоты рабочих лопаток  $l_2$  от номера ступени одно- и двухцилиндровых компрессоров с расходом пара 68...204 кг/с: 1 – одноцилиндровые; 2 – двухцилиндровые (первый цилиндр); 3 – двухцилиндровые (второй цилиндр).

На рис. 9 представлены высоты рабочих лопаток одно- и двухцилиндровых компрессоров, на рис. 10...11 – некоторые результаты расчета для компрессора на 204 кг/с. КПД паровых осевых компрессоров составляет 85...86,5 % (меньшие числа для 2-х цилиндрической конструкции, большие – для одноцилиндровой).

С увеличением единичной мощности компрессора растут его габариты (диаметр ротора с 1 до 1,6 м) и окружные скорости лопаток, это позволяет увеличить располагаемый теплоперепад на одну ступень компрессора и уменьшить количество ступеней. Для энергоблоков мощностью 60...120 МВт компрессор имеет двухцилиндровую конструкцию (сжатие

происходит последовательно в двух цилиндрах), для 135...180 МВт – одноцилиндровую. Создание осевого парового компрессора на заданные параметры для ЭПП менее 60 МВт является проблематичным, вследствие резкого увеличения количества ступеней.

В табл. 3 представлены основные показатели ЭПП.

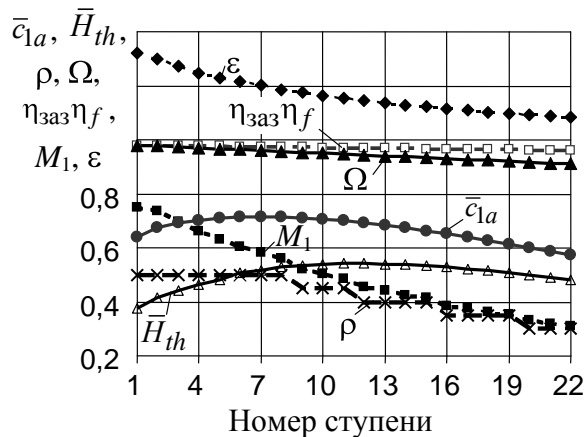
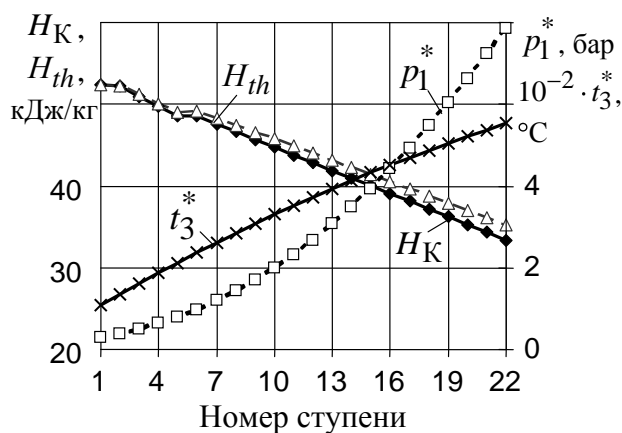


Рис. 10. Зависимости полной работы ступени  $H_K$ , теоретического напора  $H_{th}$ , давления торможения перед ступенью  $p_1^*$ , температуры торможения за ступенью  $t_3^*$  от номера ступени

Рис. 11. Зависимости коэффициентов расхода  $\bar{c}_{1a}$ , теоретического напора  $\bar{H}_{th}$ , затраченной работы  $\Omega$ , протечек и трения диска  $\eta_{заз}\eta_f$ , степени реактивности  $\rho$ , числа Маха  $M_1$  и степени повышения давления  $\epsilon$  от номера ступени

Таблица 3

Основные показатели ЭПП

Параметр	Значение								
Отпускаемая мощность ЭПП, МВт	58,9	71,0	89,3	107,0	117,9	136,5	163,5	180,0	
ВТ-турбины									
мощность, МВт	99,3	59,8	75,2	90,1	99,3	75,2	90,1	99,3	
расход пара, кг/с	68	41	52	62	68	52	62	68	
Компрессор									
мощность, МВт	66,0	79,9	99,9	119,9	131,9	147,2	176,7	194,3	
расход пара, кг/с	68	82	104	124	136	156	186	204	
Утилизационная турбина									
мощность, МВт	30,8	37,6	46,6	56,1	61,6	69,9	84,2	92,4	
расход пара, кг/с	25,5	31	39	46,5	51	58	70	76,5	
КПД ЭПП, %	45,57	45,25	45,60	45,50	45,57	46,01	45,91	45,98	

При мощностях ЭПП менее 120 МВт предполагается одновальная компоновка оборудования (паровой компрессор, ВТ-турбины и утилизационная турбина). При увеличении мощности установку выполняют с разрезным валом, это обусловлено тем, что количество агрегатов на одном валу не может превышать 5 цилиндров. Кроме того, при мощностях ЭПП 135...180 МВт конфигурация высокотемпературной турбокомпрессорной части представляет один компрессор и три ВТ-турбины, причем мощность двух ВТ-турбин равна мощности компрессора. Поэтому на одном валу находятся компрессор и две ВТ-турбины,

а привод вала генератора осуществляется одной ВТ-турбиной и одной утилиза- ционной турбиной.

В пятой главе изложена методика и приведены результаты оценки капи- таловложений в агрегаты, технические системы и в целом в ЭПП.

Капиталовложения в агрегаты и технические системы включают расходы на изготовление, монтаж, доставку оборудования на место строительства, а также дополнительные пропорционально отнесенные затраты в инфраструктуру ТЭС.

Стоимости конструкционных материалов для пылеугольного котла в рас- четах приняты: композитной керамики – 6 долл/кг, 12Х18Н10Т – 10 долл/кг, 12Х1МФ – 6 долл/кг, сталь 20 – 4 долл/кг. Капиталовложения в турбокомпрес- сорную группу оценивались по массе металла при удельных стоимостях ком- прессора и высокотемпературной турбины 50 и 100 долл/кг, соответственно.

На рис. 12...13 показаны капитальные вложения в высокотемпературные агрегаты и в целом в ЭПП, а также распределение капвложений по агрегатам и техническим системам для ЭПП мощностью 180 МВт. Два пика на графике свя- заны с изменением профиля энергоблока: переход от использования одной к применению двух ВТ-турбин и от двух к использованию трех ВТ-турбин.

Удельные капиталовложения в ЭПП лежат в диапазоне от 1200 до 1625 долл/кВт, что находится на уровне новых угольных технологий. Большую долю капиталовложений в ЭПП составляют капвложения в пылеугольный котел и высокотемпературную турбокомпрессорную группу, причем с увеличением мощности доля пылеугольного котла растет от 14 до 21 %, а доля турбогруппы падает от 34 до 19 %. Стоимость котла-утилизатора составляет около 60 % от капиталовложений в пылеугольный котел.

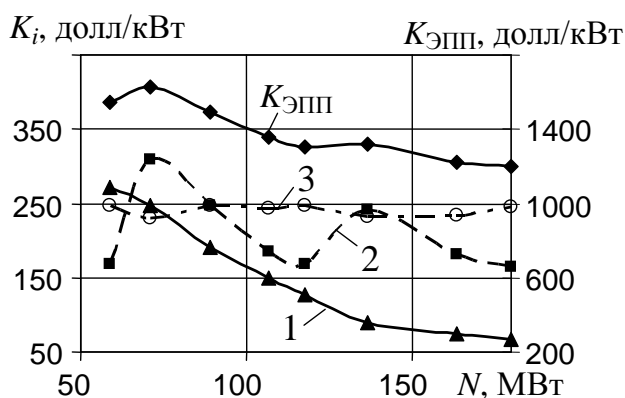


Рис. 12. Зависимость удельных капита- ловложения в высокотемпературные агрегаты  $K_i$  и ЭПП в целом  $K_{ЭПП}$  от мощности энергоблока  $N$ : 1 – паровой компрессор, 2 – высокотемпературные паровые турбины, 3 – пылеугольные котлы.

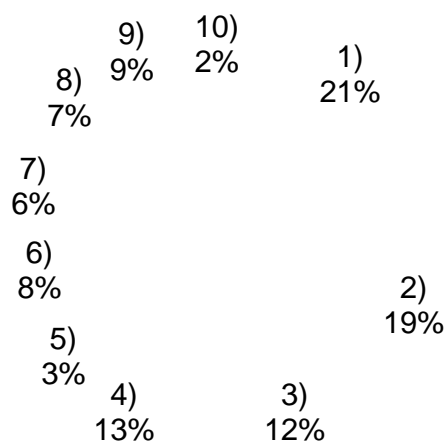


Рис. 13. Распределение капиталовложений в ЭПП 180 МВт:

1 – пылеугольный котел, 2 – высокотемпературная турбокомпрессорная группа, 3 – котел-утилизатор, 4 – топливоподача и топливоподготовка, 5 – система газоотвода, 6 – утилизационная турбина, 7 – электрическая часть, 8 – низкопотенциальная группа, 9 – АСУ ТП и КИП, 10 – остальное

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

1. Предложена новая схема высокотемпературного низконапорного двухконтурного паропарового энергоблока, защищенная Патентом РФ.
2. Разработаны методики термодинамического исследования, анализа показателей тепловой экономичности, расчета конструктивно-компоновочных и технико-экономических параметров агрегатов высокотемпературного низконапорного контура ЭПП (пылеугольного парового котла, паровых осевых турбины и компрессора с учетом особенностей теплофизических свойств их рабочих тел).
3. Выполнено математическое моделирование функционирования агрегатов и в целом ЭПП, учитывающее двухконтурность схемы и изменение (с учетом технических ограничений) расходно-термодинамических и конструктивно-компоновочных параметров агрегатов энергоблока.
4. Выполнены многовариантные расчеты ЭПП и показано:
  - тепловая экономичность может достигать 50...51 %, соотношение между мощностями высокотемпературной и утилизационной частями ЭПП составляет (1,1...1,25):1, затраты на собственные нужды – около 3...6 %;
  - рациональные начальные параметры пара высокотемпературного контура – 1200...1300 °С и 8...11 бар, степени повышения давления 25...35;
  - рациональная компоновка котлов – П-образная однокорпусная, а при мощностях более 107 МВт – П-образная двухкорпусная при тепловых напряжениях экранных поверхностей 18...20 кВт/м<sup>2</sup>, топочного объема около 100 кВт/м<sup>3</sup> и тепловой экономичности 93 %;
  - для основного (высокотемпературного) потока пара диаметры труб поверхностей нагрева – 50...60 мм, а для перегревателя утилизационного контура – 30...38 мм;
  - количество ступеней высокотемпературных паровых турбин – 9...11 при корневом диаметре лопаток 1,5...1,6 м, высотах лопаток 59...591 мм, частоте вращения 50 Гц, располагаемом теплоперепаде на турбину на уровне 1600 кДж/кг и внутреннем относительном КПД – 88,5...89,2 %;
  - компрессор имеет двухцилиндровую конструкцию для ЭПП мощностью 60...120 МВт, для 135...180 МВт – одноцилиндровую при корневом диаметре лопаток 1...1,6 м, количестве ступеней в одном цилиндре 12...22, высотах лопаток – 70...720 мм, располагаемом теплоперепаде на компрессор около 820 кДж/кг, КПД – 85...86,5 %;
  - в качестве материала экранных труб высокотемпературных парогенерирующих поверхностей целесообразно применение алюмоборонитридной композиционной керамики (около 10 % от массы всех поверхностей), для остальных поверхностей нагрева – традиционных котельных сталей (12Х18Н10Т, 12Х1МФ, сталь 20), для лопаток турбин – жаропрочных сплавов на никелевой и никель-кобальтовой основе (ХН65КМВЮТ, ЭП539ЛМУ, ЭИ893, ЭИ607, ЗМИ-3, ЭП800ВД), для лопаток компрессоров – хромистых (нержавеющих) сталей (20Х13Ш, ЭИ961Ш, ЭП517Ш);



- при технологически рациональных мощностях ЭПП 60...120 МВт целесообразна одновальная компоновка оборудования (паровой компрессор, ВТ-турбины, утилизационная турбина, электрогенератор), а при 135...180 МВт – с разрезным валом (компрессор и две ВТ-турбины – на одном валу, одна ВТ-турбина, утилизационная турбина и электрогенератор – на другом);
- капиталовложения в собственно ЭПП находятся на уровне в 1200...1625 долл/кВт.

**Совокупность полученных результатов составляет научную новизну диссертации.**

**Основное содержание диссертации отражено в следующих публикациях:**

*Публикации в ведущих рецензируемых научно-технических журналах и изданиях, определенных ВАК*

1. Квривишвили, А. Р. Конструктивные показатели высокотемпературного низконапорного паропарового энергоблока / А. Р. Квривишвили // Теплофизика и аэромеханика. – 2007, Т. 14. – № 2. – С. 313 – 322.

*Отраслевые издания, патенты и материалы конференций*

2. Kvrivishvili, A. R. Power generating units high thermal effectivity of power station / A. R. Kvrivishvili, A. P. Kaloshin, O. K. Grigoryeva, O. V. Borush, P. A. Schinnicov, G. V. Nozdrenko // Proc. The 9<sup>th</sup> Russian-Korean Int. Symposium on Science and Technology. KORUS 2005. – Part 2. – June 27 – July 2, 2005, Novosibirsk State Technical University, Russia. – Novosibirsk, 2005 – Vol. 1. – P. 336 – 338. [Энергоблоки тепловых электрических станций высокой тепловой экономичности]

3. Квривишвили, А. Р. Расходно-термодинамические и конструктивно-компоновочные параметры пылеугольного котла паропарового энергоблока / А. Р. Квривишвили // Энергосистемы, электростанции и их агрегаты: сб. науч. трудов / под ред. акад. РАН В.Е. Накорякова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. – Вып.9. – С. 130 – 138.

4. Квривишвили, А. Р. Термодинамические исследования схемы паропарового энергоблока / А. Р. Квривишвили // Энергетика: экология, надежность, безопасность: материалы докладов одиннадцатой Всероссийской научно-технической конференции, Томск, 7-9 декабря 2005 г. / Томский политехнический университет; Российский фонд фундаментальных исследований; Международная энергетическая академия; Международная академия наук экологии и безопасности жизнедеятельности. — Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – С. 215 – 218.

5. Kvrivishvili, A. R. Thermodynamic modeling and calculation of technical design parameter for a coal-fired high-temperature boiler in a combined steam-cycle power unit / A. R. Kvrivishvili, G. V. Nozdrenko // Tagungsunterlagen. XXXVII. Kraftwerkstechnisches Kolloquium. Heizkraftwerke und dezentrale Energieerzeuger. – 18. und 19. Oktober 2005 im Congress Center Dresden, Technische Universität Dresden, Institut für Energietechnik, Germany. – Dresden, 2005 – Tagungsband II. – P15, S. 200 – 203. [Термодинамическое моделирование и расчет конструктивно-компоновочных параметров пылеугольного высокотемпературного котла паро-

парового энергоблока]

6. Квривишвили, А. Р. Особенности конструкторского теплового расчета высокотемпературной турбины паропарового энергоблока / А. Р. Квривишвили // НАУКА, ТЕХНОЛОГИИ, ИННОВАЦИИ // Материалы всероссийской научной конференции молодых ученых в 7-ми частях, часть 3. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – С. 66 – 67.

7. Квривишвили, А. Р. Экономия топлива на ТЭС за счет применения двухконтурных энергоблоков / А. Р. Квривишвили, А. П. Калошин, О. К. Григорьева, О. В. Боруш // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности. Материалы Пятой Российской научно-технической конференции, г. Ульяновск, 20-21 апреля 2006 г. Том 2. – Ульяновск: УлГТУ, 2006. – С. 151 – 154.

8. Квривишвили, А. Р. Схемно-параметрическая оценка перспективности применения на пылеугольных ТЭС паровых энергоблоков / А. Р. Квривишвили, Г. В. Ноздренко // Проблемы рационального использования топливно-энергетических ресурсов и энергосбережения: сб. науч. трудов. – Саратов: Изд-во СГТУ, 2006. – С. 154 – 164.

9. Квривишвили, А. Р. Исследование эффективности, технологической готовности пылеугольных паропаровых энергоблоков и определение конструктивно-компоновочных параметров основных высокотемпературных агрегатов / А. Р. Квривишвили // Всероссийская конференция – конкурс инновационных проектов студентов и аспирантов по приоритетному направлению Программы «Энергетика и энергосбережение», 26 – 29 сентября 2006 г. Труды конференции. – Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2006. – С. 396 – 403.

10. Квривишвили, А. Р. Расчет высокотемпературных агрегатов паропарового энергоблока с оценкой капиталовложений / А. Р. Квривишвили // НАУКА, ТЕХНОЛОГИИ, ИННОВАЦИИ // Материалы всероссийской научной конференции молодых ученых в 7-ми частях. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. Часть.3 – С. 148 – 150.

11. Квривишвили, А. Р. Конструктивно-компоновочные параметры высокотемпературных агрегатов паропарового энергоблока / А. Р. Квривишвили // Энергосистемы, электростанции и их агрегаты: сб. науч. трудов / под ред. акад. РАН В.Е. Накорякова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – Вып.10. – С. 64 – 72.

12. Kvrivishvili, A. R. Features of a choice of technical design parameters of combined steam-cycle power unit high-temperature sets / A. R. Kvrivishvili // Proceedings of IFOST 2007. The Second International Forum on Strategic Technology. – October 3-5, 2007, Mongolian University of Science and Technology, Ulanbaatar, Mongolia. – Ulanbaatar, 2007 – P. 353 – 358. [Особенности расчета конструктивно-компоновочных параметров высокотемпературных агрегатов паропаровых энергоблоков]

13. Квривишвили, А. Р. Особенности расчета конструктивно-компоновочных параметров турбокомпрессорной группы паропаровых энергоблоков / А. Р. Квривишвили // НАУКА, ТЕХНОЛОГИИ, ИННОВАЦИИ // Материалы всероссийской научной конференции молодых ученых в 7-ми частях. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. Часть.3 – С. 164 – 165.

14. Квришвили, А. Р. Высокотемпературная турбогруппа паропаровых энергоблоков / А. Р. Квришвили // Материалы докладов III молодежной Международной научной конференции «Тинчуринские чтения» посвященной 40-летию КГЭУ / Под общ. ред. д-ра физ-мат. наук, проф. Ю.Я.Петрушенко. В 4 т.; Т.2. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2008. – С. 133 – 134.
15. Kvrivishvili, A. R. High-temperature turbocompressor set of combined steam-cycle power units / A. R. Kvrivishvili // Proceedings of IFOST 2008. The Third International Forum on Strategic Technology. – June 23-29, 2008, Novosibirsk State Technical University, Russia. – Novosibirsk, 2008 – P. 524 – 526. [Высокотемпературная турбокомпрессорная группа паропаровых энергоблоков]
16. Квришвили, А. Р. Теплоэнергетическая установка [текст] : пат. 78868 Рос. Федерация : МПК F01K 11/00 / А. Р. Квришвили, Г. В. Ноздренко, П. А. Щинников; патентообладатель Новосибирский гос. тех. ун-т. – № 2008127035/22; заявл. 02.07.08; опубл. 10.12.08, Бюл. № 34. – 2 с. : ил.
17. Квришвили, А. Р. Паропаровой энергоблок: эффективность, параметры и капиталовложения / А. Р. Квришвили, Г. В. Ноздренко // Энергосистемы, электростанции и их агрегаты: сб. науч. трудов / под ред. акад. РАН В.Е. Накорякова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. – Вып.12. – С. 41 – 58.

Отпечатано в типографии Новосибирского  
государственного технического университета  
630092, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20,  
тел./факс (383) 346-08-57  
формат 60 X 84/16, объем 1.25 п.л., тираж 100 экз..  
заказ № 259 подписано в печать 04.02.09г.