

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра
Российской академии наук

ПРОБЛЕМЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

ВЫПУСК 5

Материалы международной научной конференции

**«СОВРЕМЕННЫЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ
ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ»**

29–31 октября 2008 года
Саратов

Издательство Саратовского университета
2008

УДК 620.9: 621.311: 697.7

ББК 31.3

П78

**Проблемы совершенствования топливно-энергетического
П78 комплекса:** Сб. науч. тр. Вып. 5. Материалы международной научной конференции «Современные научно-технические проблемы теплоэнергетики и пути их решения». – Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 2008. – 200 с.: ил.

В сборнике представлены материалы международной научной конференции «Современные научно-технические проблемы теплоэнергетики и пути их решения», а также результаты научных исследований основных проблем развития и функционирования топливно-энергетического комплекса. Рассматриваются вопросы методологии оптимизации развития генерирующих мощностей и систем централизованного тепло-снабжения, пути технического перевооружения и повышения эффективности тепло-энергетических установок, энергоблоков АЭС и нетрадиционных источников энергии, а также другие проблемы.

Для научных, инженерных работников, аспирантов и студентов.

Рецензенты:

Р.З. Аминов, д-р техн. наук (отв. редактор),

Ю.Е. Николаев, д-р техн. наук, *В.А. Хрусталёв*, д-р техн. наук,

Ю.М. Хлебалин, д-р техн. наук, *Е.А. Ларин*, канд. техн. наук,

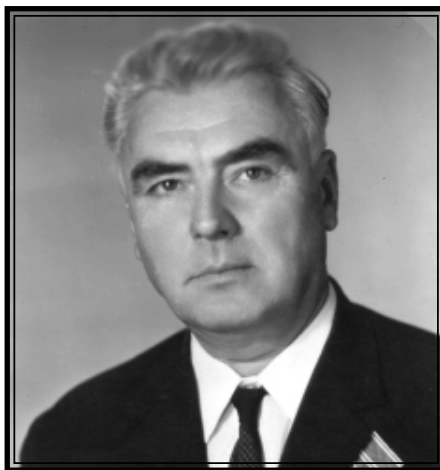
А.Ф. Шкрет, канд. техн. наук (отв. секретарь), *М.В. Гариевский*, инженер

УДК 620.9: 621.311: 697.7

ББК 31.3

ISSN 1682-9840

© Отдел энергетических проблем
Саратовского научного центра
Российской академии наук, 2008



АНАТОЛИЙ ИВАНОВИЧ АНДРЮЩЕНКО
(31 октября 1914 – 4 января 2008)

Настоящая конференция посвящена памяти доктора технических наук, профессора, заслуженного деятеля науки и техники РСФСР, члена Международной академии высшей школы и Международной энергетической академии Анатолия Ивановича Андрющенко и приурочена ко дню его рождения.

С именем А.И. Андрющенко связано становление Саратовского политехнического института, его развитие и превращение из узкопрофильного автодорожного института в крупный учебно-научный центр Поволжья. Большой вклад внес Анатолий Иванович в формировании энергетического факультета. Он создал кафедру теплоэнергетики и более 30 лет возглавлял ее. Со дня организации в 1967 году Проблемной научно-исследовательской лаборатории теплоэнергетических установок электростанций и систем энергообеспечения и до последних дней своей жизни А.И. Андрющенко был ее научным руководителем. Именно здесь Анатолий Иванович осуществил ряд важнейших научных исследований в области технической термодинамики реальных циклов теплоэнергетических установок (ТЭУ) электростанций и теоретических проблем создания новых высокоэффективных теплоэнергетических установок. Анатолий Иванович является одним из признанных основателей эксергетического метода исследования ТЭУ, им разработаны научные основы образцовых

циклов ТЭУ, обеспечивающие максимальную системную экономию топлива в реальных условиях их функционирования. По результатам этих исследований написан ряд оригинальных учебников и учебных пособий для студентов энергетических специальностей вузов, которые получили широкую известность и признание не только в России, странах СНГ, но и за рубежом. Книга «Основы технической термодинамики реальных процессов» выдержала два издания (1967 и 1975 гг.), а книга «Основы термодинамики циклов теплоэнергетических установок» – три издания (1968, 1977, 1985 гг.). Монография А.И. Андриященко «Термодинамические расчеты оптимальных параметров тепловых электростанций» (М.: Высшая школа, 1963. 230 с.) переиздана в Польше. Под редакцией А.И. Андриященко подготовлен первый в стране учебник «Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС» для студентов энергетических специальностей.

Под его руководством подготовлено 12 докторских и более 90 кандидатских диссертаций. Созданная в Саратове научная школа теплоэнергетиков пользуется заслуженным авторитетом и известностью среди ученых-энергетиков в стране и за рубежом.

Многогранна и эффективна общественная и научно-организационная деятельность А.И. Андриященко. Более 30 лет он был членом экспертного совета и президиума ВАК. До 2004 года Анатолий Иванович был председателем диссертационного совета по защите кандидатских и докторских диссертаций по специальностям 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы и 05.14.04 – Промышленная теплоэнергетика. В течение 30 лет он был членом редакционной коллегии журналов «Известия вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика» и «Известия вузов. Проблемы энергетике». Многие годы Анатолий Иванович возглавлял Поволжский региональный научный совет АН СССР и Минвуза РСФСР, где, по сути, были заложены основы организации Саратовского научного центра РАН.

Научные заслуги А.И. Андриященко, его многолетняя плодотворная общественная, организационная, научно-педагогическая деятельность оценены правительством страны. К его боевым наградам, полученным за участие в Великой Отечественной войне (орден Отечественной войны I и II степени, медаль «За боевые заслуги» и др.), прибавились награды за мирный труд: ордена Ленина, Октябрьской революции, два ордена Трудового Красного Знамени. В 1966 году А.И. Андриященко награжден почетным знаком Всемирного комитета защиты мира, ему присвоено звание «Почетный гражданин г. Саратова». В 2001 году Министерством образования РФ он награжден знаком «Почетный работник профессионального образования РФ». Светлая память об Анатолии Ивановиче Андриященко навсегда сохранится в наших сердцах.

Р.З. Аминов

УДК 620.9

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ НАУЧНОГО ОБОСНОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РОССИИ В НАСТОЯЩИЙ ПЕРИОД

Н.В. Дилигенский

Самарский государственный технический университет

Произошедшие системные преобразования в политическом устройстве страны привели к структурным преобразованиям в экономике России и, как следствие, в топливно-энергетическом комплексе, который по своей значимости вышел на первое место в производственном секторе по промышленному, бюджетному и финансовому потенциалу. В то же время за последние два десятилетия не прослеживается стратегической научно обоснованной энергетической политики страны с четко сформулированными целями развития, базовыми задачами и механизмами реализации. С точки зрения автора статьи, в качестве концептуальной основы научно обоснования сценариев развития энергетических систем должна быть принята парадигма универсального эволюционизма Н.Н. Моисеева [1].

Исходя из нее, определим базовые фундаментальные проблемы разработки стратегии развития систем энергетики:

1. Должны быть сформулированы и научно обоснованы основные генеральные цели развития энергетики страны. В соответствии с концепцией универсального эволюционизма такими целями являются:

- обеспечение структурной устойчивости – сохранение своего канала эволюционного развития энергетики;
- обеспечение условий коэволюции (соразвития) энергетики и экономической системы страны в целом.

2. Должны быть поставлены базовые задачи, разрешение которых необходимо для достижения сформулированных целей. Такими задачами являются:

- обеспечение максимальной устойчивости и надежности функционирования систем энергетики;
- получение наибольшей прибыли от энергетической деятельности в краткосрочной или долгосрочной перспективе;
- повышение эффективности энергетических установок и технологий;
- обеспечение социальной защищенности населения в сфере энергетических услуг;
- увеличение энергетических мощностей;
- повышение управляемости систем энергетики;
- улучшение экологических характеристик энергопроизводства и т.д.

Необходимо ранжировать эти задачи и положить их в основу разработки энергетической стратегии.

3. Должна быть четко сформулирована глобальная, системная стратегия развития энергетики страны, так как разные цели и задачи определяют возможные стратегии.

4. Должна быть сформулирована проблема определения рационального сбалансированного сочетания механизмов централизованного управления энергетикой и рыночного саморегулирования, адекватных поставленным целям, текущему состоянию энергосистем и динамике протекающих процессов. При отсутствии постановки задачи, естественно, нет ее обоснованного решения.

5. Должна быть разработана стратегия, направленная на поддержание устойчивого неравновесия (sustainability) в системах энергетики, так как концепция управления устойчивым развитием (sustainable development) систем научно не обоснована и нереализуема на практике [1]. Работы в этом направлении не ведутся.

6. Должна быть создана новая интеллектуальная парадигма рынка для обеспечения сохранения существующего канала эволюционного развития, так как рыночные механизмы естественного отбора из альтернативных сценариев эволюции на основе самоорганизации исчерпали свои возможности [1].

7. Должны быть построены системные, конструктивные математические модели, на основе которых следует моделировать, разрабатывать и анализировать различные альтернативные стратегии развития энергетики, проблемы и сценарии коэволюционных процессов энергетической деятельности.

Концептуальная модель коэволюции (соразвития) энергетики и экономики, взаимосвязанных между собой потоками топливных, капитальных, финансовых, инвестиционных и трудовых ресурсов и товарной продукцией энергетики – произведенной электрической и тепловой энер-

гии, – представлена на рис. 1. В функциональных моделях энергетики и экономики учтены объемы потребления в каждом секторе, а также выработка внутренних целей и проведение различной самостоятельной управленческой политики в интересах своих секторов производства. В концептуальной модели также отражена взаимосвязь с внешней инфраструктурой в форме внешних инвестиций в каждый сектор деятельности.



Рис. 1. Концептуальная коэволюционная модель развития энергетики

Взаимосвязь энергетики и экономики можно представить следующим образом.

Баланс приходов (P) и расходов (R) финансовых ресурсов за момент времени Δt

$$\Delta K = (P - R) \Delta t.$$

Приход финансовых ресурсов (Y – произведенная энергия, I – внешние инвестиции)

$$P = Y + I.$$

Производство продукции

$$Y(t) = A \cdot K^\alpha(t) L^\beta(t).$$

Расходы финансовых ресурсов (Π – внутреннее потребление, Q – затраты на реновацию)

$$R = \Pi + Q.$$

Потребление (μ – предельная норма потребления)

$$\Pi = \mu Y.$$

Затраты на реновацию (α – темп обновления капитала)

$$Q = \alpha K.$$

Конструктивная реализация концептуальной коэволюционной модели в форме модели системной динамики Форрестера, определяющая структуру модели в виде системы взаимодействий и взаимосвязей из замкнутых контуров положительных и отрицательных обратных связей, соответствующих цепочкам причинно-следственных коэволюционных процессов, представлена на рис. 2.

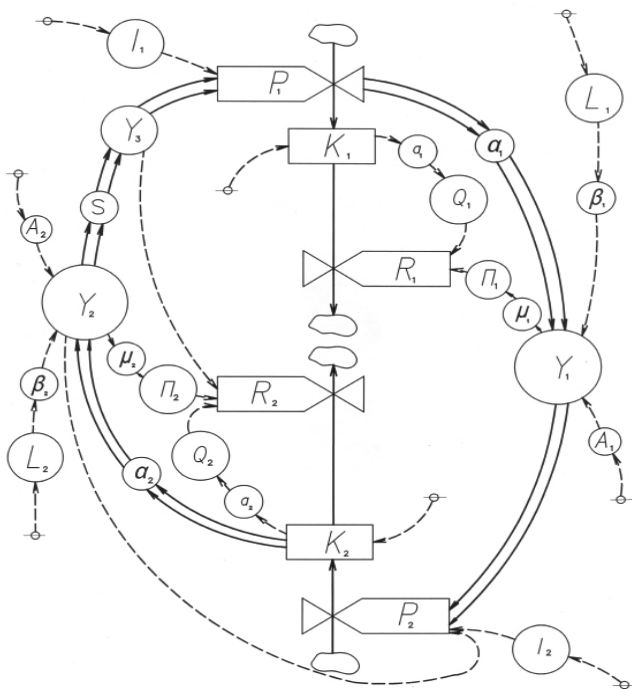


Рис. 2. Модель системной динамики коэволюции энергетики и экономики

Базовыми переменными модели являются объемы производства продукции Y_1 и Y_2 – энергии и товаров – соответственно в секторах энергетики и экономики. Дополнительными переменными являются Y_3 – продукция сектора экономики, произведенная для энергетического комплекса, K_1 и K_2 – величины капиталов (основных фондов), P_1 и P_2 – притоки финансовых ресурсов, R_1 и R_2 – расходы финансовых ресурсов, Π_1 и Π_2 – потребление, Q_1 и Q_2 – затраты на реновацию капитала, I_1 и I_2 – внешние инвестиции, L_1 и L_2 – затраты трудовых ресурсов, A_1, A_2 , α_1, α_2 , β_1, β_2 , α_1, α_2 ,

μ_1, μ_2, ζ – параметры моделей взаимосвязей между базовыми и дополнительными переменными, идентифицируемые на основе реальных статистических данных функционирования энергетики и экономики.

Величины внешних инвестиций I_i и численности трудовых ресурсов L_i считаются известными экзогенными характеристиками.

В качестве функциональных моделей энергетики и экономики принята первичная производственная функция Кобба – Дугласа $Y_i = A_i K_i^{\alpha_i} L_i^{\beta_i}$, адекватность которой для описания сектора энергетики показана в [2] и экономики в [3]. На основе функциональных моделей в форме производственных функций и балансовых соотношений для каждого сектора построен ряд системных математических моделей коэволюционного развития энергетики и экономики, различающихся способами формализации взаимосвязей между энергетическим и экономическим секторами.

Для дискретного времени $t=0, 1, 2, \dots, n, \dots, N$ они имеют следующий вид.

Базовая модель коэволюционного развития:

$$X_{n+1}b \cdot X_n^\alpha - (a-1)X_n + I, \quad (1)$$

где $X \equiv K_1$, $b=(1-\mu)AL^\beta$. Формализация взаимосвязи между энергетикой и экономикой в модели (1) осуществлена за счет учета потребления энергетикой продукции экономического сектора и формирования внутренних инвестиций в энергетику.

Модель ресурсных взаимодействий энергетики и экономики:

$$\begin{cases} X_{n+1} = k_1 \cdot Y_n^{\alpha_{11}} - k_2 \cdot X_n^{\alpha_{11}} - k_3 \cdot X_n + X_n \\ Y_{n+1} = k_4 \cdot Y_n^{\alpha_{12}} - k_5 \cdot X_n^{\alpha_{12}} - k_6 \cdot Y_n + Y_n \end{cases}, \quad (2)$$

где $X \equiv K_1$, $Y \equiv K_2$ и коэффициенты $k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6$ характеризуют балансы ресурсных и продуктовых потоков между секторами энергетики и экономики. Модель (2) построена на основе формализации двух функциональных моделей энергетики и экономики в форме производственных функций и структуры взаимодействий между ними.

Модель сотрудничества и конкуренции:

$$\begin{aligned} \frac{dX}{dt} &= c_1 \cdot X + a_1 \cdot X \cdot Y + a_2 \cdot X^2, \\ \frac{dY}{dt} &= c_2 \cdot Y + a_3 \cdot X \cdot Y + a_4 \cdot Y^2, \end{aligned} \quad (3)$$

где $X \equiv Y_1$, $Y \equiv Y_2$ и коэффициенты $a_1, a_2, a_3, a_4, c_1, c_2$ отражают вклады эффектов саморазвития и формирования внутренних целей в секторах энергетики экономики.

Классическая модель Лотка – Вольтерра (без квадратичных членов

в (3)) описывает взаимодействие подсистем, имеющих противоположные интересы, а ее модификация (3) усиливает конкуренцию.

Модель с конкуренцией и управлением (модель Беренса – Файхтингера):

$$\begin{aligned} X_{n+1} &= (1 - \alpha) \cdot X_n + a \cdot (1 - e^{-c(X_n - Y_n)})^{-1}, \\ Y_{n+1} &= (1 - \beta) \cdot Y_n + b \cdot (1 - e^{-c(X_n - Y_n)})^{-1}, \end{aligned} \quad (4)$$

где $X \equiv Y_1$, $Y \equiv Y_2$ и коэффициенты α , β , a , b , c характеризуют интенсивность взаимосвязей и факторов управления в секторах энергетики и экономики.

На основе моделей (1)÷(4) проведено модельное исследование различных стратегий развития энергетики. Самые общие, глобальные закономерности развития выявляются при анализе базовой, наиболее простой из возможных системных коэволюционных моделей.

Базовая модель коэволюционного развития энергетики в форме структуры, определяющей механизм самоорганизации, саморазвития энергетики, представлена на рис. 3.

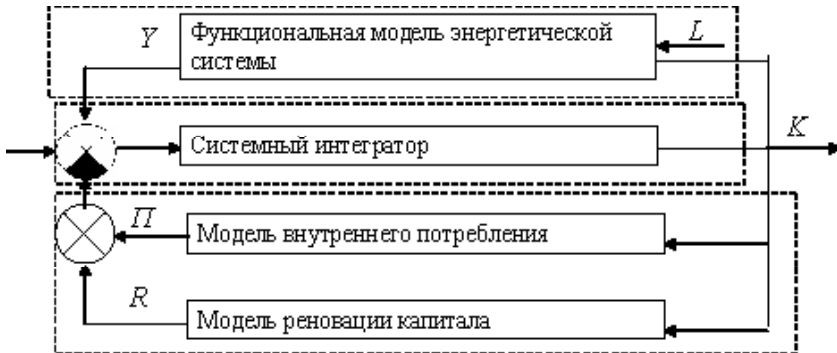


Рис. 3. Базовая модель коэволюционного развития

В базовой структуре функциональная модель энергетической системы формирует контур положительной обратной связи.

В нем вырабатываются внутренние цели энергетики как сложной системы, определяемые глубинными внутренними структурными и функциональными характеристиками. Этот контур определяет механизм изменчивости, саморазвития, приводит к росту многообразия поведения, образованию и организации новых структур, существованию неустойчивости как общесистемного свойства.

Модели внутреннего потребления реновации капитала формируют контур отрицательной обратной связи. Этот контур определяет механизм

стабилизации, саморегулирования, обеспечивает устойчивость, стабильность функционирования, адаптацию энергетики к всевозможным помехам, возмущениям, изменениям, уменьшает многообразие состояний.

Внешние инвестиции Y в базовой структуре определяют механизм целенаправления. Это внешнее целевое воздействие должно обеспечивать изменение процессов и показателей функционирования в энергетическом секторе в желаемом направлении развития.

Информационное взаимодействие трех системных механизмов управления – целенаправления, саморегулирования и саморазвития – определяет в совокупности общесистемный, глобальный механизм коэволюционного развития, который в зависимости от интенсивности и характера взаимодействий разных управляющих воздействий приводит к различным стратегиям и сценариям развитиям энергетики.

В [2, 3] изучен ряд таких сценариев, установлено, что в зависимости от значений характеристик энергетических систем возможно протекание равновесных, а также неравновесных процессов, возникновение локальных неустойчивостей – бифуркаций, катастроф, – а также глобального детерминированного хаоса.

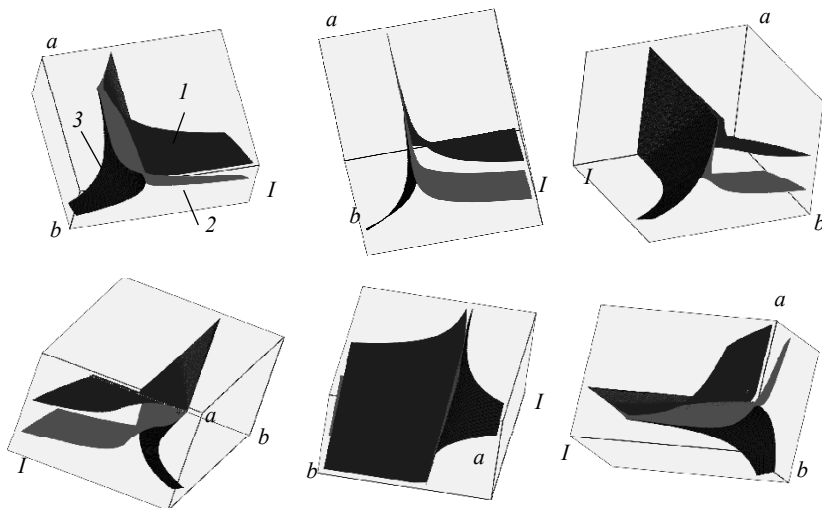


Рис.4. Каналы равновесного эволюционного развития: I – поверхность бифуркаций; 2 – поверхность сверхустойчивости; 3 – поверхность катастроф

Построенная в трехмерном пространстве интенсивностей характеристик системных механизмов управления – целенаправления I , саморегулирования a , саморазвития b – конфигурация области равновесных состояний энергетической системы приведена на рис. 4. Эта область

представляет собой, по терминологии Н.Н. Моисеева, канал эволюционного развития энергетики.

Прогнозируемое равновесное причинно-следственно обусловленное протекание эволюционных процессов развития энергетики может существовать только внутри этого эволюционного канала.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Моисеев Н.Н.* Универсум. Информация. Общество. М., 2001. 200 с.
2. *Дилигенский Н.В., Ефимов А.П.* Системный анализ глобальных закономерностей и последствий сценариев энергетической деятельности // Вестн. Саратов. гос. техн. ун-та. 2004. №3 (4). С. 18–30.
3. *Дилигенский Н.В., Цапенко М.В.* Модельный анализ сценариев взаимодействий инфраструктур энергетики экономики // Проблемы моделирования и управления в сложных системах. Самара, 2007. С. 112–125.

УДК 621.311

ОБ ОСОБЕННОСТЯХ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В КОНТЕКСТЕ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко

Новосибирский государственный технический университет

В России использование в энергетике органического топлива в ближайшей и отдаленной перспективе будет доминирующим. При этом доля использования твердого топлива по отношению к жидкому и газообразному будет возрастать.

Структура топливного баланса в настоящее время и на перспективу 2015 г. показана на рис. 1. Сегодня практически не существует сценария развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны, который не предусматривал бы (в той или иной мере) сокращения использования газа в энергетической отрасли. При этом речь идет о перераспределении потоков энергетических ресурсов в будущие периоды времени при постоянном наращивании уровня добычи газа и увеличении его импорта из стран САР (Среднеазиатского региона).

В то же время уголь является одним из важнейших топливных ресурсов страны. Его доля в топливном балансе электроэнергетики соответствует ежегодному потреблению приблизительно 115 млн т каменного и бурого угля. Стратегически уголь стабилизирует и повышает долговременную надежность топливного баланса, так как нормативные складские запасы угля на ТЭС делают их менее зависимыми

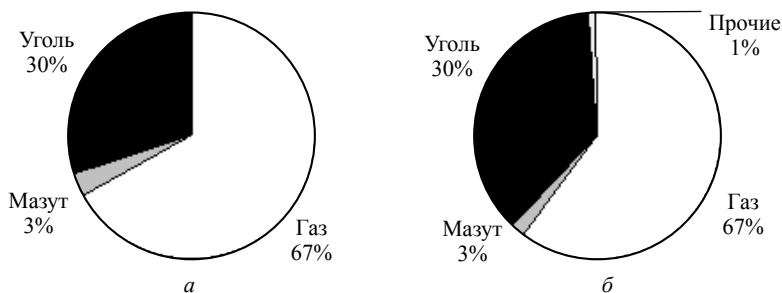


Рис. 1. Структура топливного баланса России сегодня (а) и на перспективу до 2015 г. (б)

от социально-экономической, транспортной или иной конъюнктуры в отопительный период.

Территориально и административно Россия представлена семью федеральными округами. Структура генерирующих мощностей и производство электрической энергии по территориальным округам показаны на рис. 2. Можно видеть, что в рамках округов установленные мощности могут не соответствовать доле выработке электроэнергии.

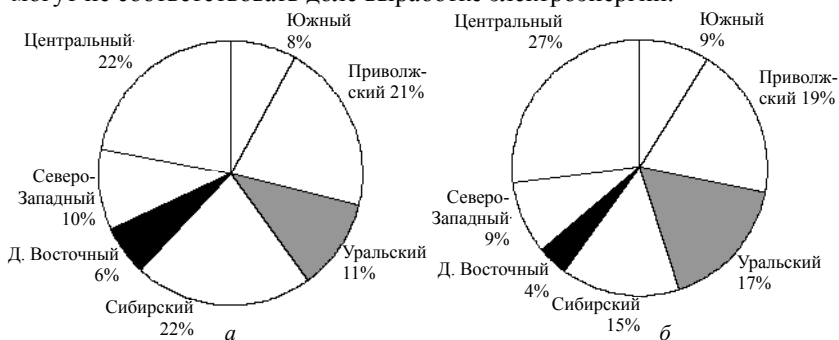


Рис. 2. Территориальная структура генерации электроэнергии в России: а – установленные мощности; б – выработка электроэнергии

Принятым в мировой практике показателем развития экономики является валовый внутренний продукт (ВВП), отнесенный на душу населения. П.Л. Капицей еще в 70-е гг. прошлого века было показано, что зависимость показателя ВВП от потребления топлива внутри страны прямо пропорциональна [1]. Современные оценки не опровергают данного утверждения, но несколько корректируют его [2] и выделяют тренды развития «сырьевых», «несырьевых» и «развитых» стран (рис. 3).

Выделяя в ВВП России долю каждого территориального округа в виде валового регионального продукта (ВРП), можно видеть, что все тер-

ритории Российской Федерации с высокой точностью попадают на тренд развития «сырьевых» стран (см. рис. 3). Предпочтительнее других выглядят Уральский и Дальневосточный федеральные округа, немного хуже других – Приволжский и Сибирский, однако данные отклонения незначительны и принципиального характера не имеют.

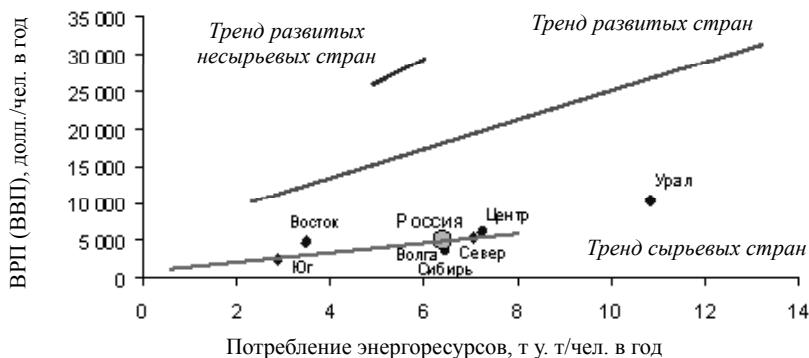


Рис. 3. Внутренний валовый (или региональный) продукт в зависимости от потребления энергоресурсов

Выражая потребление энергоресурсов на душу населения в стране (регионе) через валовый внутренний продукт, можно получить показатель преобразования топлива (энергоресурса) в ВВП:

$$\text{КПТ} = \frac{\text{ВВП}}{B},$$

где КПТ – коэффициент преобразования топлива; ВВП – валовый внутренний продукт на душу населения, долл./чел. в год; B – потребление первичного энергоресурса в пересчете на условное топливо на душу населения, т у.т./чел. в год.

Такой показатель характеризует количество единиц ВВП, получаемых с одной единицы топливного ресурса, когда 1 ед. ВВП = 1000 долл./чел. в год, а 1 ед. топливного ресурса = 1 т у. т/чел. в год. Тренд коэффициента преобразования топлива для разных стран показан на рис. 4. Можно видеть, что Россия открывает представленный ряд «сырьевых» стран и более чем в 4–6 раз уступает по этому показателю развитым «несырьевым» странам (Италия, Израиль, Швейцария, Германия, Япония и др.). Следует отметить, что такое сравнение различных стран в целом условно и часто не отражает индивидуальные особенности развития. Например, в Канаде, США и Аргентине коэффициент КПТ (см. рис. 4), существенно выше, чем в России, где уровень теневых финансовых потоков по разным оценкам составляет

от 30 до 50% годового бюджета страны. Вместе с тем ценность подобных оценок заключается в возможности сравнения динамики развития различных государств по уровню жизни и использованию достижений технического прогресса.

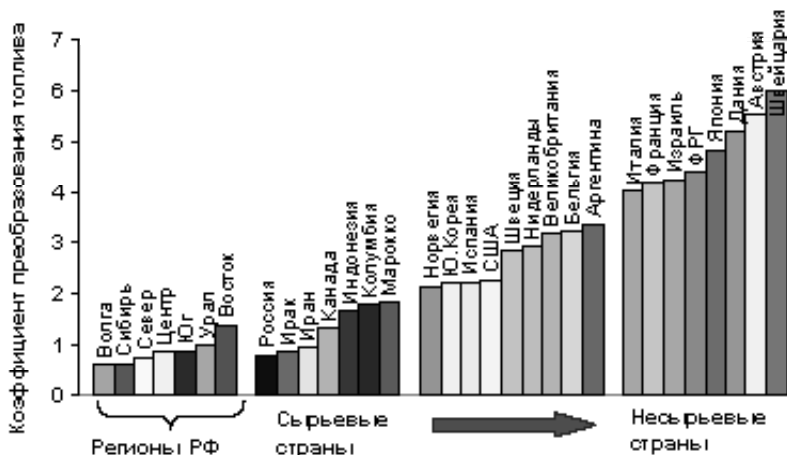


Рис. 4. Тренд изменения коэффициента преобразования топлива для регионов Российской Федерации в сравнении с другими странами

Аналогичным путем, выражая потребление электроэнергии на душу населения в стране (регионе) через валовый внутренний продукт, можно получить показатель преобразования энергии в ВВП:

$$\text{КПЭ} = \frac{\text{ВВП}}{\text{Э}},$$

где КПЭ – коэффициент преобразования энергии; ВВП – валовый внутренний продукт на душу населения, долл./чел. в год; Э – потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч/чел. в год.

Такой показатель сужает картину технологической оснащенности страны (региона) до уровня тех процессов, в основе которых лежит преобразование электроэнергии (широкий комплекс машиностроения общего назначения, легкая промышленность, бытовая техника, в значительной части стройиндустрия и тяжелое машиностроение и т.д.), что также представляет интерес (рис. 5). Коэффициент преобразования энергии характеризует количество единиц ВВП, которое может быть получено с единицы энергии, когда под единицей энергии понимается 1000 кВт·ч/чел. в год потребленной электроэнергии. Можно видеть, что Россия (ее регионы) и по этому показателю занимает не лидирующие позиции в мире (см. рис. 5).



Рис. 5. Тренд изменения коэффициента преобразования энергии для регионов Российской Федерации в сравнении с другими странами

Примечательно, что с ростом коэффициента преобразования энергии рассматриваемые страны в целом выстраиваются в порядке возрастания среднегодовой температуры воздуха. Россия является самой «холодной» страной и «вписывается» в указанный тренд (при том, что для показателя коэффициента преобразования энергии регионов внутри России подобная связь со среднегодовой температурой воздуха не просматривается) (см. рис. 5). Примечательно, что наивысшими коэффициентами преобразования энергии ($\approx 8\text{--}10$) обладают страны, у которых практически отсутствует обрабатывающая и перерабатывающая промышленность, а ВВП обеспечивается главным образом за счет продажи сырья и услуг (Филиппины, Венесуэла, Таиланд, Лаос, Египет) при достаточно низком уровне жизни в этих странах. В то же время страны с высоким уровнем жизни (США, Великобритания, Франция, Япония, Германия, Дания и др.) имеют коэффициент преобразования энергии на уровне $2\text{--}4$, для сравнения Россия — около $0,75$. Можно предположить, что относительно низкий коэффициент преобразования энергии связан с высоким уровнем потребления в развитых странах, а для России — в первую очередь с непроизводительными потерями энергии (при достаточно высоком уровне потребления в сравнении с «жаркими» странами).

Режимным показателем, характеризующим работу региональной энергетики, является коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). Этот показатель характеризует время работы энергоустановок в режиме несения нагрузки, равной установленной мощности в течение года, и определяется как

$$\text{КИУМ} = \frac{h}{8760} = \frac{N_{\text{ср}}}{N_{\text{усл}}},$$

где h – число часов работы установленной мощности в году, ч; 8760 – число часов в году, ч; $N_{\text{ср}}$ – среднегодовая нагрузка, МВт; $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность, МВт.

Данный показатель связывает время работы установки и время ее нахождения в вынужденном и невынужденном простое в годовом разрезе. Кроме того, в энергосистемах (и на отдельных ТЭС) мощность установленных энергоагрегатов ($N_{\text{уст}}$) превышает максимальную рабочую мощность ($N_{\text{макс}}$) на величину резерва. Отношение этих мощностей определяет коэффициент резерва в энергосистеме (или ТЭС), который определяется по располагаемой мощности. Число часов использования установленной мощности определяется возможностью установок в покрытии графика нагрузок. На основании изложенных соображений и по усредненным показателям всех типов и групп оборудования определены теоретические значения КИУМ для всех регионов России.

Средний для России КИУМ составляет 0,57, что меньше среднего теоретического (с учетом всех видов регламентных работ для каждого типа оборудования), который равен 0,65 (рис. 6, а). Отношение последнего к первому обуславливает коэффициент резерва для России на уровне 1,14 (14%), что отвечает требованиям резервирования энергосистем на уровне 13% (при структуре резерва в процентах от максимума нагрузки: ремонтный – 5; аварийный – 7; хозяйственный – 1) [3]. Однако с учетом территориального деления генерирующих мощностей по федеральным округам можно видеть, что для Центрального федерального округа резерв мощности недостаточен ($k_{\text{рез}}=1,05$), а генерация Южного и Уральского округов работает без резерва мощности ($k_{\text{рез}}=0,94$ и 0,9 соответственно) (рис. 6, б). В наиболее сложной ситуации находятся генерирующие мощности Уральского округа (для сравнения КИУМ=0,75...0,85 характерен для АЭС, которые работают в базовой части графика нагрузок) при практически полном отсутствии мощностей ГЭС, которые могут покрывать

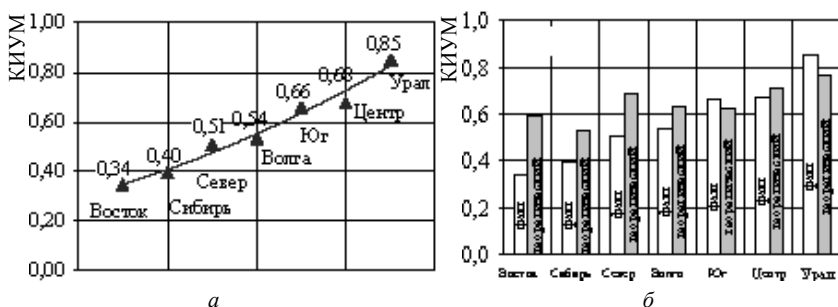


Рис. 6. Коэффициент использования установленной мощности для генерирующих мощностей регионов Российской Федерации: а – фактические значения; б – сравнение с теоретическими значениями

пиковую часть графика нагрузок и обеспечивать необходимый резерв мощности. Примечательно, что из 11 территорий, на которых превышен исторический максимум 1990 г. по выработке электроэнергии [4] и наблюдается дефицит мощности, шесть относятся к указанным округам, еще четыре к Северо-Западному и один – к Приволжскому. Отсутствие резерва мощности означает, что практически любая ситуация с аварийным выходом из строя какого-либо энергоблока может привести к системной аварии.

Выводы

Проведена ранжировка регионов по потреблению первичного топливного ресурса и электроэнергии на душу населения. При этом было выявлено, что для всех регионов страны процессы развития протекают в соответствии с зависимостью, характерной для «сырьевых» стран. Показано, что в сложном положении (при полном отсутствии резервной мощности) находятся энергосистемы Уральского и Южного федеральных округов и близка к аналогичной ситуации энергосистема центральной части России.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Катица П.А.* Эксперимент, теория, практика. Статьи, выступления. 3-е изд., доп. М., 1981. 495 с.
2. *Лаверов Н.П., Добрецов Н.Л., Конторович А.Э., Арбатов А.А.* Топливо-энергетические ресурсы России и сценарии выхода страны из экономического кризиса. Новосибирск, 2005. 32 с.
3. *Рыжкин В.Я.* Тепловые электрические станции. М., 1987. 328 с.
4. Энергетика – тормоз или локомотив развития?: Доклад председателя правления РАО «ЕЭС России» А.Б. Чубайса 13.02.2007 года // www.rao-ees.ru/ru/

УДК 621.165:621.438

ОСНОВНЫЕ ПУТИ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ УГОЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ РЕАЛИИ

Т.Ф. Богатова, А.Ф. Рыжков

Уральский государственный технический университет

В мире угольная генерация занимает первое место и составляет 39% от общей установленной мощности тепловых электростанций (ТЭС), равной около 2700 ГВт. Развитием угольной энергетики в приоритетном порядке занимаются как те государства, у которых есть собственные запасы угля, например США, Германия, Чехия, где угольная часть превы-

шает 50%, Китай и Индия (70–80%), так и те, у которых собственного угля почти нет или его запасы уже близки к истощению, – Япония, Корея, ряд стран Европейского союза.

Потребление угля в мире увеличивается высокими темпами. За последние три года спрос на уголь вырос на 25%, на газ на 9%, на нефть – на 6%. В странах, где цена на газ выше, чем на уголь, и продолжает расти, стоимость электроэнергии на газовых станциях уже превышает полученную на угольных даже с учетом того, что строить угольную ТЭС дороже. Затраты на строительство ТЭС тем меньше, чем более развито энергомашиностроение. Так, если в России возведение угольной станции оценивается в 1100–1400 долл./кВт, в Европе – 1000–1200 долл./кВт, то в Китае – 500–600 долл./кВт, в частности за счет глубокой унификации выпускаемого оборудования. За 2006 г. Китай увеличил мощности своей генерации более чем на 100 ГВт и достиг уровня 622 ГВт, 77% из них – угольные электростанции, а до 2012 г. планирует запустить еще 562 угольные станции, т.е. практически по одной угольной станции в неделю. В Японии 30% станций – угольные суммарной мощностью более 32 ГВт, и до 2020 г. намечено ввести не менее 10 ГВт мощностей угольных станций нового поколения.

В России угольные станции сейчас практически не строятся, за последнее десятилетие (в 2007 г.) введен в эксплуатацию только один пылеугольный блок мощностью 215 МВт на Хоронорской ГРЭС. На данный момент в Российской энергетике нет четкой стратегии развития. В одном из последних вариантов инвестиционной программы тепловых генерирующих компаний холдинга РАО «ЕЭС России» было предложено ввести до 2010 г. 34 угольных блока суммарной мощностью более 8,3 ГВт. В период с 2011 по 2015 г. планировался ввод еще 20 ГВт угольной генерации. На 2008 г. запланировано начало строительства крупнейшей пылеугольной станции – Петровской ГРЭС установленной мощностью 4 ГВт, – наиболее вероятными обозначены следующие варианты: 5 пылеугольных блоков по 800 МВт или 2 парогазовых блока по 800 МВт и 3 пылеугольных блока на суперсверхкритические параметры по 800 МВт с КПД не менее 45%. Закладываемое в отечественной угольной энергетике развитие (модернизация) классического паросилового цикла с использованием ВИР-технологий, циркулирующего кипящего слоя (ЦКС) и суперсверхкритических параметров (ССКП) сможет повысить КПД блоков с 34 до 42–46%, тогда как перспективная ТЭС на угле, разрабатываемая в мировом сообществе к 2010–2015 гг., должна обладать энергетической эффективностью на уровне 47–55%, а к 2020 г. – до 60%.

В развитии мировой угольной энергетики прослеживается конкуренция двух направлений – традиционного, связанного с модернизацией и усовершенствованием паросилового цикла путем перехода на суперсверхкритические параметры пара, и альтернативного, связанного с разработкой и внедрением парогазовых установок (ПГУ).

Область паротурбинных технологий находится в диапазоне температур от 250 °С до 600 °С, и, соответственно этому КПД, нетто паросилового цикла варьирует от 20 до 47% (рис. 1). Повышение эффективности традиционных технологий сдерживается нерешенностью материаловедческих проблем для нового диапазона термодинамических параметров. Так, при поддержке Европейской комиссии разрабатывается пылеугольный блок с перегревом пара до 700 °С и давлением 37,5 МПа с двумя промперегревами 12,5 МПа/720 °С. Такие параметры пара в сочетании с глубоким вакуумом в конденсаторе ($0,015 \div 0,021$) 10^5 Па / $5 \div 10$ °С должны обеспечить КПД блока на уровне 53÷54%.

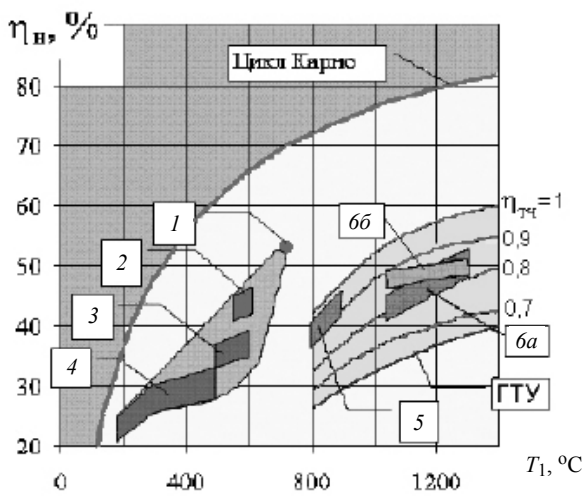


Рис. 1. Развитие мировой угольной энергетики. Конкуренция направлений: **традиционное направление: модернизация паротурбинных технологий:** 1 – «Терми» 37,5 МПа/700/720/720; 2 – перспективные блоки 1995–2005 гг. (300–1000 МВт) ЕС и Японии (600/610°С); 3 – блочные ТЭС с промежуточным перегревом; 4 – ТЭС без промежуточного перегрева; **альтернативное направление: создание парогазовых технологий:** 5 – демонстрационные и действующие ПГУ с топками КСД (США, Европа, Япония); 6 – перспективные ПГУ: а – с поточным газификатором под давлением; б – с КСД-карбонизатором

Преимуществом традиционного направления является то, что в его основе лежат технологии прямого сжигания, хорошо освоенные массовым производителем энергетического оборудования и привычные для сознания массового потребителя. Недостатками, кроме вы-

сокой материалоемкости, являются как высокие издержки в системе газоочистки (сероочистка и пр.), так и повышающиеся требования к качеству топлива. Ухудшение качества топлива на долгосрочную перспективу при увеличении объемов его переработки и повышении экологических требований заметно понижает конкурентные преимущества традиционного направления и требует развития новых альтернативных технологий.

Значительные преимущества при работе на низкосортном топливе имеют технологии газификации и работающие на их базе комбинированные парогазовые установки с различной степенью бинарности. Лежащие в основе альтернативного направления двухстадийные технологии сжигания позволяют выявить и реализовать ресурсосберегающий потенциал низкосортных топливно-энергетических ресурсов и поднять эффективность электростанции до 50–60% и выше. Кроме того, технологии газификации, наряду с эффективным решением экологических и энергетических проблем угольной энергетики, позволяют применять мощный потенциал газотурбинного энергомашиностроения и хорошо отработанные в энерготехнологии процессы газификации с многолетним опытом эксплуатации.

Новая энергетическая стратегия России включает в себя три этапа, ориентированных на решение:

- первоочередных задач, требующих неотложных действий. Этот этап с вводом новых мощностей рассчитан на пятилетний период – до 2011 г. По этому плану разрабатываются программы развития энергетики хозяйствующих субъектов Российской Федерации. Такие программы уже согласованы с администрацией городов Москвы, Санкт-Петербург, Сочи, Ханты-Мансийского автономного округа, Краснодарского края, Свердловской и Челябинской областей на общую сумму более 1000 млрд руб.;

- стратегических задач развития регионов. Для их решения создаются региональные программы развития электроэнергетики до 2020 г. в рамках разработки программы развития Единой энергетической системы России. Здесь необходим учет всех мнений для принятия стратегически выверенных решений;

- целевых задач развития электроэнергетики России до 2030 г. Основными участниками разработки этого направления являются Российская академия наук и отраслевые институты.

С целью решения первоочередных задач была принята инвестиционная программа ввода тепловых генерирующих мощностей, в соответствии с которой утверждена потребность в энергетическом оборудовании для ее реализации (табл. 1). Общий объем инвестиционной программы тепловых генерирующих компаний составлял около 1,5 трлн руб. Кроме того, предусмотрены инвестиции в ГидроОГК в объеме около 330 млрд руб.

Таблица 1

Прогноз потребности ОГК/ТГК в основных видах энергетического оборудования для реализации инвестиционной программы развития энергетики России на 2006–2010 гг.

Вид оборудования / типоразмер	Количество, шт.	Мощность, МВт, паропроизводительность, т/ч
Паровые турбины, в том числе для ПСУ: для ПГУ:	145 79 67	23 567 15 785 7 782
Газовые турбины	133	17 052
Котлоагрегаты	48	45 260
Котлы-утилизаторы	125	32 930

Инвестиционной программой при строительстве газовых тепловых электростанций была предусмотрена замена блоков с паросиловым циклом (КПД ~34%) на парогазовые (КПД >50%). Опыт внедрения отечественных ПГУ и характеристика пилотных проектов свидетельствуют об отсутствии на сегодняшний день отечественных газовых турбин большой мощности, заложенный проектный КПД (51,5%) не всегда подтверждается в условиях эксплуатации (табл. 2).

Таблица 2

Действующие отечественные ПГУ

ТЭС	Блоки	Мощность, МВт / Гкал/ч (электр/тепл)	Состав оборудования	Электрический КПД, %	Год ввода
Невинномысская ГРЭС	ПГУ-170	170	ГТ-35 + К-160; ВПП-450 т/ч	36,9	1972
Молдавская ГРЭС (2 блока)	ПГУ-250	500	ГТ-35+К-200; НПП – 625 т/ч	37,4–37,8	1980 1982
Северо-западная ТЭЦ	2хПГУ-450	900/730	2хV-94.2+T-150; 2хКУ П-90 (330 т/ч)	51,5	2000 2006
Тюменская ТЭЦ-1	ПГУ-190/220	190/220	V64.3A+T-130/160-12,8; КУ ТГЕ-435/ПГУ	46–47	2004
Сочинская ТЭЦ	2хПГУ-39	79/25	2хGT10C+T-10/11-5,2; 2хКУ – 50 т/ч	50,4	2004

Окончание табл. 2

ТЭС	Блоки	Мощность, МВт /Гкал/ч (электр/тепл)	Состав оборудования	Электри- ческий КПД, %	Год ввода
Калинин- градская ТЭЦ-2	2хПГУ-450	900/680	2хV-94.2+T-150; 2хКУ П-90 (330 т/ч)	51,5	2005
Дзержин- ская ТЭЦ	ПГУ-195	195	V94.2 + T-30/45; КУ П-91 (310 т/ч)	51	2006
Московская ТЭЦ-27	ПГУ-450Т	450	2хV-94.2+T-150; 2хКУ П-96 (555 т/ч)	53	2007

Отечественный современный опыт внедрения технологий приведен в табл. 3.

В целом, в инвестиционной программе ныне уже несуществующего РАО «ЕЭС России» 25 из 41 ГВт – блоки ПГУ (на газе), т.е. практически две трети планируемых к установке мощностей, что соответствует мировым тенденциям (в мире на парогазовых технологиях вводится до двух третей всех генерирующих мощностей). Всего по этой программе предполагалось ввести 40 блоков ПТУ и 65 блоков ПГУ мощностью 60 и более МВт.

Таблица 3

**Действующее и вновь вводимое оборудование ТЭС
с современными угольными технологиями**

ТЭС	Техно- логия	Топливо	Котел, блок	Год внед- рения	Преимущества
<i>Действующее оборудование</i>					
Ново- Иркутская ТЭЦ	Котел с коль- цевой топкой	Канско- ачинский бурый уголь	Е-820-140	1999	Снижение высоты котла на 30–40%; уменьшение металлоёмкости; повышение надёжности работы экранных панелей топки за счёт более высокой равномерности их тепловосприимчивости по периметру топки; уменьшение загрязнения и шлакования топки; снижение выбросов NOx

ТЭС	Техно- логия	Топливо	Котел, блок	Год внед- рения	Преимущества
Рязанская ГРЭС (2 котла)	ВИР	Подмоскoв- ный бурый уголь	П-59	2001– 2002	Повышение надеж- ности, паропроизво- дительности и КПД котла, обеспечение его бесшлаковочной работы, продление срока эксплуатации котлов, снижение затрат электроэнер- гии на собственные нужды, понижение уровня шума в цехе, улучшение экологии
Интинская ТЭЦ (5 котлов)	ВИР	Интинский каменный уголь	БКЗ-75-39	2002– 2003	
Владиво- стокская ТЭЦ-2	ВИР	Бурый уголь	БКЗ-210	2003– 2004	
Воркутин- ская ТЭЦ (5 котлов)	ВИР	Воркутин- ский камен- ный уголь	БКЗ-75-39 БКЗ-160- и 220-100	2003– 2004	
Назаровская ГРЭС (2 котла)	ВИР	Назаровский бурый уголь	ПК-38	2003– 2004	
Березовская ГРЭС (1 котел)	ВИР	Березовский бурый уголь	П-67	2003– 2005	
Троицкая ГРЭС (1 котел)	ВИР	Экибастуз- ский камен- ный уoль	ПК-38	2005– 2006	
Северодвин- ская ТЭЦ-1 (2 котла)	ВИР	Интинский каменный уголь	П-67	2005– 2006	
Вновь вводимое оборудование					
Троицкая ГРЭС (2 блока)	ССКП (р>300 мПа, t >600°С)	Экибастуз- ский камен- ный уголь	660 МВт	2010– 2011	Повышение КПД блока (не менее 45%), снижение расхода топлива
Петровская ГРЭС (2 блока)		Новокузнец- кий камен- ный уголь	660 МВт	2010– 2014	
Несветай ГРЭС (2 блока)	ЦКС	Донецкий АШ	110 МВт	2009	Сжигание низкосорт- ного топлива, высокие экологические показатели
Верхнета- гильская ГРЭС	ЦКС	Экибастуз- ский камен- ный уголь	330 МВт	2010	
Новочеркас- ская ГРЭС	ЦКС	Донецкий уголь	330 МВт	2011	
Омская ТЭЦ-6	ЦКС	Канско- ачинский бурый уголь	250 МВт	2011	

В соответствии с аналитическими исследованиями, выполненными по программам чистых угольных технологий, перспективная ТЭС на угле, разрабатываемая к 2010–2015 гг., должна обладать энергетической эффективностью на уровне 47–55% (рис. 2). Параллельно идет разработка комбинированных парогазовых циклов с различной степенью бинарности, обеспечивающих увеличение КПД до 60%.

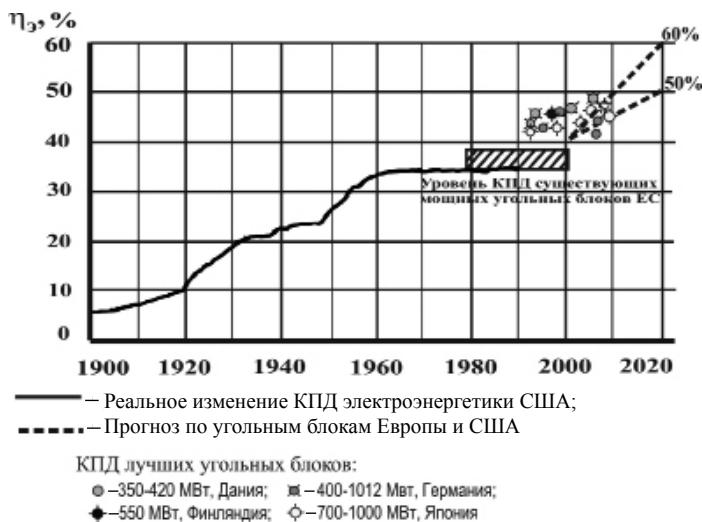


Рис. 2. Эффективность выработки электроэнергии в XX в. и прогноз на начало XXI в.

УДК 621.311

САРАТОВСКАЯ ЭНЕРГЕТИКА XX ВЕК... ВЗГЛЯД В БУДУЩЕЕ

В.И. Лубков

Поволжское межрегиональное отделение
Международной энергетической академии

Саратовская губерния с конца XIX в. имела определенный опыт создания миниэлектростанций в мукомольной промышленности, для освещения театров и др. Но уже к 1908 г. (100-летие даты!) была создана крупная по тем временам электростанция трамвайной компании. Так началось использование электроэнергии в быту – появились первые абоненты.

Крупным шагом в расширении использования электроэнергии в регионе явилось создание в 1930 г. первенца саратовской энергетики – Саратовской ГРЭС. Это была одна из тепловых электростанций Плана ГОЭЛРО, а в 1934 г. уже по инициативе саратовских энергетиков и областного руководства была введена в работу Саратовская ТЭЦ-1.

Особенностью этого начального периода советской энергетики в регионе является освоение сжигания низкокалорийного углеводородного топлива (природный сланец), отходов деревообрабатывающей и пищевой промышленности.

Поиск технических решений сжигания природных сланцев, а также удаления и утилизации шлаков, золы велся под руководством главного инженера Саратовского энергокомбината (позже РЭУ Саратовэнерго) М.К. Оберучева. В годы Великой Отечественной войны значительные опытно-исследовательские и наладочные работы на ТЭЦ-1 велись с активным участием В.Г. Каширского. Научные разработки профессора СПИ-СГТУ В.Г. Каширского, выполненные его сподвижниками и учениками, заслуживают, по нашему мнению, обобщения и оценки с позиций прогнозов развития российской энергетики в XXI в.

В 1942 г. в тяжелейших условиях в Саратове впервые в истории советской энергетики было начато использование в качестве топлива на ГРЭС (а в 1943 г. на ТЭЦ-3) природного газа Елшанского месторождения. Одна из первых опытных скважин, выполненная по результатам изысканий саратовских геологов профессора Б.А. Можаровского и его ученика И.И. Енбузарова, стала источником «голубого» топлива [1–4]!

Инициаторами использования природного газа как топлива для электростанций были секретарь Саратовского обкома И.Т. Новиков и главный инженер саратовской энергетики М.К. Оберучев. Вот как вспоминал бывший заместитель главного инженера ТЭЦ-1 В.Г. Каширский об этих событиях: «Природный газ был подан на ТЭЦ-1 в начале 1943 г. Почти полное отсутствие опыта эксплуатации котлов на природном газе было огромной проблемой. Продвигались вперед методом проб и ошибок, но без серьезных последствий! Несколько позже из Всесоюзного теплотехнического института приехал Афанасий Иванович Дворецков. С его участием на ГРЭС и ТЭЦ-1 были проведены эксперименты по режимам сжигания газа в топках котлов. Были разработаны отдельные усовершенствования, что позволило повысить уровень надежности и безопасности использования газа на электростанциях Саратовэнерго. Видимо, это был первый шаг научно-технических исследований по использованию газа в энергетике страны» [4, с. 66].

Инженерные кадры в саратовскую энергетику в довоенные годы и до начала 60-х гг. приходили из столичных вузов, Ивановского энергетического и вузов других городов. В довоенные годы кадры энергетиков готовил Саратовский индустриальный техникум (позже техникум им. П.Н. Яблочкова). Следует отметить, что уже в 50-е гг. имел место

кадровый «голод» не только по инженерам-энергетикам, но и техникам-энергетикам.

Создание мощной энергетической базы региона было начато в 1955 г. пуском первых агрегатов с параметрами пара 90 атмосфер и 500 °С на Саратовской ТЭЦ-2.

Вот кратко даты большой саратовской энергетики:

Энгельсская ТЭЦ-3 – 1956 г.

Балаковская ТЭЦ-4 – 1962 г.

Саратовская ГЭС – 1967 г.

Саратовская ТЭЦ-5 – 1978 г.

Балаковская АЭС – 1985 г.

В первой половине 60-х гг. Саратовская энергосистема «электрически примкнула к ЕЭС страны».

К началу 90-х гг. саратовская энергосистема сформировалась как крупный энергетический «донор», так как почти три четверти вырабатываемой энергии отпускалось и отпускается за пределы области. Но не только электричеством живет регион. Во все времена был острым вопрос обогрева жилищ и производственных площадей. Уже в середине 30-х гг. сразу после ввода в работу первых агрегатов ТЭЦ-1 была создана минисистема теплоснабжения жилпоселка завода комбайнов на основе принципов теплофикации – комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на ТЭС. В небольших объемах тепло от ГРЭС в те годы также отпускалось на отопление ближайших зданий. Саратовская теплофикация шагала «в ногу» с «теплофикацией» других энергосистем. С начала 60-х гг. было начато создание систем централизованного теплоснабжения от ТЭЦ Саратовэнерго в городах Саратов, Балаково, Энгельс. К настоящему времени в городах Саратов и Энгельс охват жилого сектора централизованным теплоснабжением от ТЭЦ превышает 50%, а в г. Балаково составляет 80% и более. В Саратове функционирует крупная система централизованного теплоснабжения от ТЭЦ-5 со сложными системами автоматики и защиты, причем именно эта система может и должна быть использована для дальнейшей теплофикации областного центра.

С первых дней создания энергетического факультета в Саратовском политехническом институте начала складываться система делового сотрудничества с Саратовэнерго как в учебном процессе, так и в научно-технической деятельности.

В начале 60-х гг. Саратовэнерго возглавил Б.И. Дерюгин – опытный руководитель и инженер. Именно он стал «локомотивом» в создании саратовской энергосистемы как в электрической, так и в тепловой части. Многие обоснования в создании и развитии электростанций, систем теплоснабжения для решения вопросов в Минэнерго и Госплане СССР готовились совместно с учеными энергофака СПИ. В ряде случаев существенную помощь оказывало авторитетное мнение крупного ученого-энергетика А.И. Андрущенко! В те годы постоянно действовал договор о

научно-техническом содружестве. На электростанциях активно участвовали в решении научно-технических вопросов ученые-преподаватели СПИ В.Г. Каширский, Ю.Я. Калинин и Н.В. Калинин, В.В. Семенов, М.В. Тенькаев, Э.А. Кин, Ю.М. Хлебалин, Р.З. Аминов, В.А. Медведев, Г.В. Антропов, Ю.В. Мусатов и многие другие. Студенты-энергетики принимали участие в проводимых испытаниях и обследованиях, что помогало им быстрее адаптироваться к условиям производства по окончании вуза.

С первого выпуска инженеров-энергетиков СПИ на электростанции начали приходить молодые специалисты, подготовленные преподавательским коллективом под руководством А.И. Андриященко. За этот почти полувековой период практически все должности инженеров теплоэнергетического профиля на энергопредприятиях области (включая Балаковскую АЭС) с успехом занимают выпускники-энергетики СГТУ.

СГТУ, и энергетический факультет в частности, может гордиться своими учениками, ставшими крупными инженерами и руководителями в энергетике Саратовского региона в разное время: Ю.С. Хахавиным, А.С. Лущенко, А.Ф. Печниковым, В.Н. Солостовским, С.Н. Туровым, В.А. Янковым, А.М. Сиротиным, С.П. Алексеевым, С.С. Левиным, В.В. Тимофеевым, В.А. Пашкиным, Н.В. Передерием, А.В. Софинским и многими другими.

Думается, что настало время создать галерею портретов выпускников энергетического факультета под девизом «Ими гордится факультет!». Это небольшая, но весомая доля научно-педагогического наследия крупного ученого-энергетика и блестящего педагога А.И. Андриященко.

А что же ждет саратовскую энергетику в будущем? Реформирование электроэнергетики, в том числе и саратовской, практически завершено. В состав энергетики саратовского региона входят:

1. Региональное диспетчерское управление (ОДУ СВ – ЦДУ ЕЭС).
2. Балаковская АЭС – Росэнергоатом.
3. Саратовская ГЭС – ГидроОГК РФ.
4. Волжская ТГК, входящая в объединенную энергокомпанию.
5. Магистральные электрические сети (220 кВ и выше) – «МЭС Волги».
6. Межрегиональная распределительная сетевая компания (электрические сети 110 кВ и ниже).
7. Саратовское ПРП – энергоремонт.
8. ОАО «Саратовэнерго» – энергосбыт.

Поскольку каждая энергокомпания свои планы и прогнозы развития не рекламирует, можно пока делать только оценки, полученные экспертным методом.

1) На электростанциях (ТЭС) и в тепловых сетях техническое перевооружение пока проводится в ограниченных объемах. Видимо, это связано с изменением формы собственности.

2) На ГЭС и в электрических сетях темпы технического перевооружения и развития нарастают. Государство имеет контрольный пакет акций этих энергокомпаний.

3) Энергоремонт (СПРП) в условиях неравномерной загрузки персонала испытывает значительные экономические трудности.

Таким образом, период выбора вариантов реформирования электроэнергетики закончился! Теперь представляется необходимым разрабатывать меры по совершенствованию управления в рамках региона столь «многоликим» энергокомплексом, его функционирования и развития синхронно с экономикой и социальной сферой губернии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Мухин Д.М., Семикопенко В.Ф. и др.* Первенец Саратовской энергетики. Саратов, 1968. 53 с.
2. *Дерюгин Б.И., Лубков В.И. и др.* Саратовская энергосистема за 50 лет. Саратов, 1980. 78 с.
3. *Лубков В.И.* Саратовская энергосистема – составная часть ЕЭС России // Промышленность Поволжья. 2006. № 1. С. 10–13.
4. *Базанов С.М., Лубков В.И.* Саратовская ГРЭС – пионер применения природного газа в энергетике страны // Электрические станции. 2008. № 1. С. 65–68.

УДК 621.311

ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ПАРАМЕТРЫ ПАРОПАРОВЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ

Г.В. Ноздренко, А.Р. Кервишвили

Новосибирский государственный технический университет

На обозримую перспективу уголь сохранит позиции основного источника производства электроэнергии. Поэтому вопрос о повышении эффективности выработки электроэнергии на основе твердого топлива является актуальным.

Развитие угольных энергоблоков может основываться на применении двухконтурных схем высокой тепловой экономичности. К таким новым схемам можно отнести паропаровые энергоблоки (ЭПП) (рис.1), работающие по комбинированному циклу, сочетающему цикл со сжатием пара вместо конденсации (цикл Фильда – Барановского) в высокотемпературной низконапорной паротурбинной ступени [1] и цикл Ренкина в утилизационной части. В [2, 3] показаны перспек-

тивность, технологическая готовность и термодинамическая эффективность ЭПП, а в [2, 4–7] приведены методика и результаты расчета основных агрегатов.

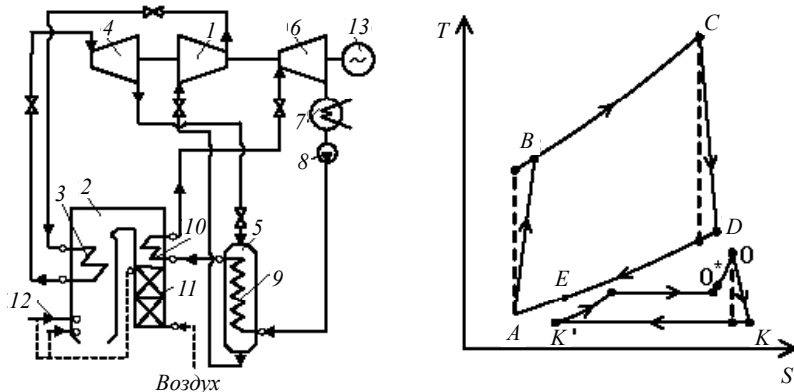


Рис. 1. Схема и цикл паропарового энергоблока: 1 – паровой компрессор; 2 – пылеугольный котел; 3 – пароперегреватель высокотемпературного контура; 4 – высокотемпературная паровая турбина; 5 – котел-утилизатор; 6 – утилизационная паровая турбина; 7 – конденсатор; 8 – насос; 9 и 10 – парогенерирующие поверхности нагрева и пароперегреватель утилизационного контура; 11 – воздухоподогреватель; 12 – подвод пылевидного угля; 13 – электрогенератор; A, B, C, D, E, 0, K, K*, 0* – характерные точки цикла

Основные особенности разработки высокотемпературных низконапорных агрегатов определяются параметрами пара. При начальных параметрах 0,5–1,1 МПа, 1000–1200 °С пар имеет удельный объем 0,5–1,4 м³/кг, обуславливающий включение в коллекторы большого количества параллельно работающих экранных труб при скоростях пара 22–27 м/с, 5%-ном (от начального давления пара) гидравлическом сопротивлении и применение двухрядных шахматных гладкотрубных настенных экранов, что дополнительно вызвано коэффициентами теплоотдачи от стенки к перегретому пару на уровне 250 Вт/(м²·К). Кроме того, вверху топки выше зоны выгорания угольных частичек располагаются пакеты труб радиационных поверхностей нагрева с шагом по ширине топки не менее 700 мм. Пакеты труб конвективных поверхностей нагрева между собой соединяются коробами (подобно воздушным коробам в воздухоподогревателе) (рис. 2).

Все ступени высокотемпературной низконапорной паровой турбины (ВТ-турбины) являются дозвуковыми (нет волновых потерь) при скорости звука 715–910 м/с и тепलोперепаде 150–230 кДж/кг, что обуславливает (с учетом оптимальной разбивки тепलोперепада по ступеням и технологических ограничений) корневой диаметр 1,5–1,6 м и размеры ротора, соизмеримые с размерами роторов традиционных цилиндров низкого давления.

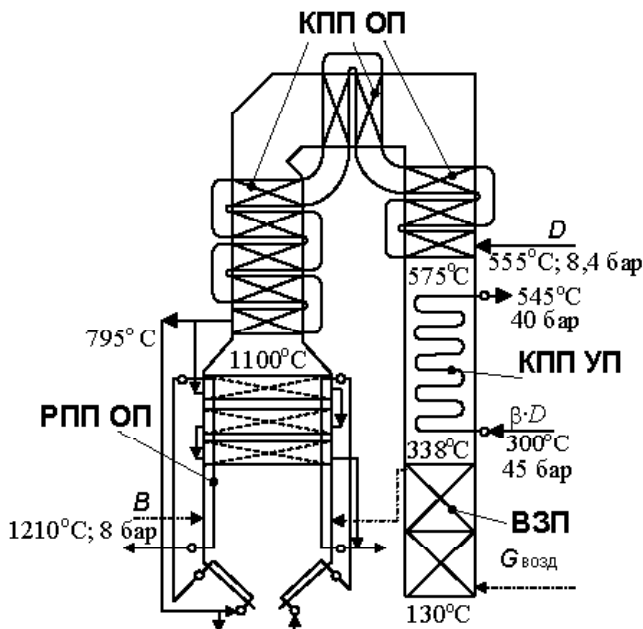


Рис. 2. Конструктивно-компоновочная схема пылеугольного котла и основные параметры пара: РПП ОП – радиационный пароперегреватель основного потока; КПП ОП – конвективный пароперегреватель основного потока; КПП УП – конвективный пароперегреватель утилизационного потока пара; ВЗП – воздухоподогреватель; $G_{\text{возд}}$ – расход воздуха; B – подвод топлива; D – паропроизводительность по пару высокотемпературного контура; β – относительный расход пара утилизационного контура

Располагаемый теплотерепад 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. Окружная скорость на периферии лопаток первой ступени парового компрессора находится на уровне 290–460 м/с, осевые скорости потока для паровых компрессоров в среднем выше, чем для воздушных, и для первой ступени составляют 190–240 м/с, при этом все ступени паровых компрессоров являются дозвуковыми.

По разработанной математической модели функционирования ЭПП выполнена серия расчетов для конденсационных энергоблоков мощностью 60–180 МВт при работе на кузнецком угле марки «Г» и параметрах

пара, представленных на рис. 2, давлении пара за ВТ-турбиной 0,033 мПа и в конденсаторе – 5 кПа. Основные конструкционные материалы для элементов пылеугольного котла и турбокомпрессорной группы выбраны согласно [6, 8, 9].

Массогабаритные показатели высокотемпературных низконапорных котлов (см. рис. 2) приведены в табл. 1. С повышением паропроизводительности котла (увеличением мощности энергоблока) увеличивается количество параллельно работающих труб в топке, что усложняет их размещение в топочной камере при поддержании рекомендуемых габаритов и требований по скорости витания частиц. Поэтому для мощностей энергоблока в 107 МВт и выше пылеугольные котлы компонуются как двухкорпусные. Тепловая экономичность таких котлов находится на уровне 93%.

Таблица 1

Массогабаритные показатели 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, 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
Количество радиационных пакетов труб вверх топки по ширине топки/ количество ходов пакетов по высоте	9/4	11/4	16/4	8/4	10/4	15/4
Количество пакетов труб в КПП ОП, шт.	19	20	20	19	20	19
Высота КПП ОП, м	17,2	18,3	18,5	17,2	18,3	17,2
Высота КПП УП, м	14,5	14,7	14,5	14,5	14,9	13,9
Высота ВЗП, м	13,3	13,3	13,8	13,5	13,6	13,9
Площадь поверхности нагрева, м ²						
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

Располагаемый теплоперепад на ступень ВТ-турбины составляет 150–220 кДж/кг и соизмерим с теплоперепадом для ступеней цилиндров низкого давления традиционных турбин. В результате (рис. 3) при практически одинаковом располагаемом теплоперепаде на турбину число ступеней ВТ-турбины в 2–2,5 раза меньше числа ступеней традиционной паровой турбины. Вместе с тем 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 %).

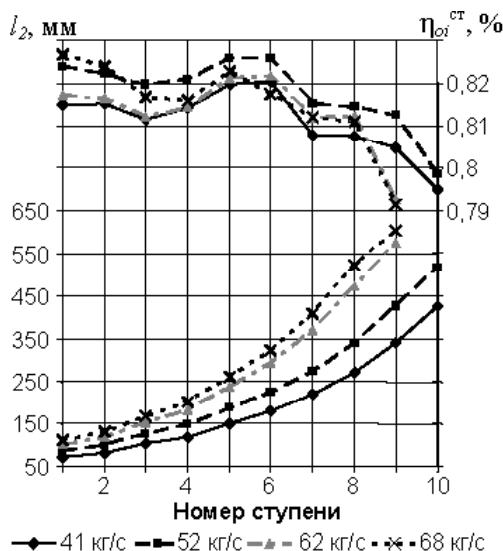


Рис. 3. Зависимость высоты рабочих лопаток l_2 и внутреннего относительного КПД ступени $\eta_{oi}^{ст}$ от номера ступени ВТ-турбин с расходом пара 41–68 кг/с

Профили одно- и двухцилиндровых компрессоров представлены на рис. 4. Большой в 1,5–2,0 раза располагаемый теплоперепад (а соответственно, и большее количество ступеней) по сравнению с воздушными компрессорами, резко расходящиеся изобары в области перегретого пара рассматриваемых параметров ЭПП (что обуславливает увеличение неравновесности процесса сжатия в компрессоре при одних и тех же значениях КПД отдельных ступеней) приводят к тому, что КПД паровых осевых компрессоров ниже, чем воздушных, работающих в составе ГТУ, и составляет 85,0–86,5 % (меньшие числа для двухцилиндровой конструкции, большие – для одноцилиндровой).

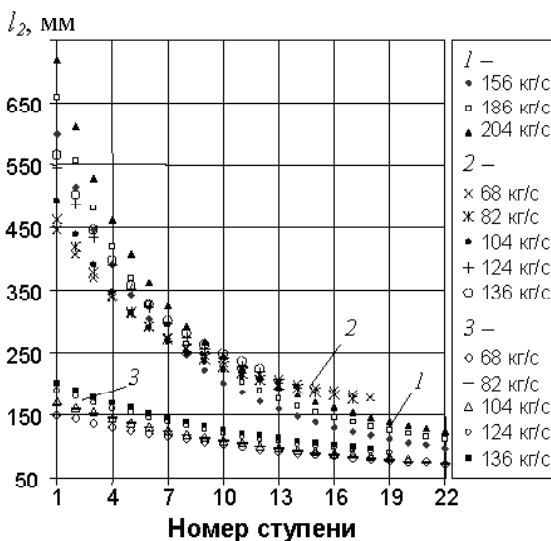


Рис. 4. Зависимость высоты рабочих лопаток l_2 от номера ступени одно- и двухцилиндровых компрессоров с расходом пара 68–204 кг/с: 1 – одноцилиндровые; 2 – двухцилиндровые (первый цилиндр); 3 – двухцилиндровые (второй цилиндр)

С увеличением единичной мощности компрессора растут его габариты (диаметр ротора, средний диаметр лопаток) и окружные скорости лопаток, что позволяет увеличить располагаемый теплоперепад на одну ступень компрессора и уменьшить количество ступеней. Таким образом, для энергоблоков мощностью 60–120 МВт компрессор имеет двухцилиндровую конструкцию (сжатие происходит последовательно в двух цилиндрах), для 135–180 МВт – одноцилиндровую.

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).

Основные показатели ЭПП представлены в табл. 2. При мощностях ЭПП менее 135 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 пре-

вышать 5 цилиндров. Кроме того, при мощностях ЭПП 135–180 МВт две ВТ-турбины работают на привод компрессора, а привод вала генератора осуществляется одной ВТ-турбиной и одной утилизационной турбиной.

Капитальные вложения в высокотемпературные агрегаты и в целом в ЭПП показаны на рис. 5. Из представленных данных видно, что удельные капиталовложения в пылеугольный котлоагрегат практически не зависят от мощности ЭПП и составляют 230–250 долл./кВт.

Таблица 2

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
количество турбин	1	2	2	2	2	3	3	3
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
количество цилиндров	2	2	2	2	2	1	1	1
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
Собственные нужды, МВт	5,2	6,3	7,8	9,4	10,4	11,8	14,3	16
КПД ЭПП, %	45,57	45,25	45,60	45,50	45,57	46,01	45,91	45,98

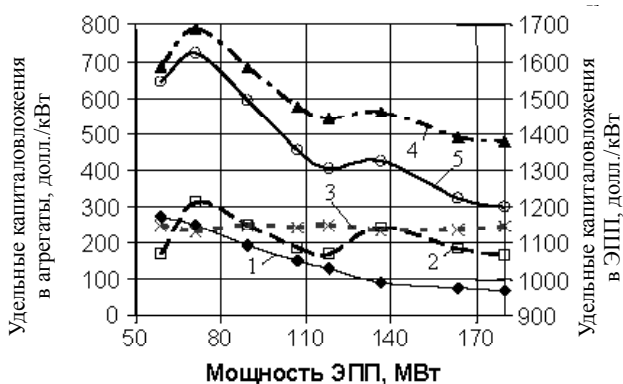


Рис. 5. Зависимость удельных капиталовложений в единицу мощности: 1 – паровой компрессор; 2 – высокотемпературные паровые турбины; 3 – пылеугольные котлы; 4 – три агрегата (суммарно); 5 – ЭПП

Удельные капиталовложения в ВТ-турбины составляют 165–310 долл./кВт ЭПП, два пика на графике связаны с изменением профиля энергоблока – переходом от использования одной к использованию двух ВТ-турбин и от двух – к трем ВТ-турбинам. Таким образом, удельные капиталовложения в высокотемпературные агрегаты (котел, компрессор и ВТ-турбину) из расчета на установленный киловатт ЭПП составят 475–790 долл./кВт.

Удельные капиталовложения в ЭПП лежат в диапазоне от 1200 до 1625 долл./кВт, что находится на уровне новых угольных технологий (ПГУ с газификацией угля, ПГУ с кипящим слоем под давлением и т.д.).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Аксютин С.А.* Перспективы развития паровых и газовых турбин электрических станций. М., 1957. 220 с.
2. *Кервишвили А.Р.* Конструктивные показатели высокотемпературного низконапорного паропарового энергоблока // Теплофизика и аэромеханика. 2007. Т. 14, № 2. С. 313–322.
3. *Кервишвили А.Р.* Конструктивно-компоновочные параметры высокотемпературных агрегатов паропарового энергоблока // Энергосистемы, электростанции и их агрегаты: Сб. науч. трудов / Под ред. акад. РАН В.Е. Накорякова. Новосибирск, 2006. Вып. 10. С. 64–72.
4. *Кервишвили А.Р.* Расходно-термодинамические и конструктивно-компоновочные параметры пылеугольного котла паропарового энергоблока // Там же. 2005. Вып. 9. С. 130–138.
5. *Холщевников К.В., Солохина Е.В.* Выбор параметров и расчет многоступенчатого осевого компрессора. М., 1967. 132 с.
6. Стационарные газотурбинные установки / Л.В. Арсеньев, В.Г. Тырышкин, И.А. Богов и др.; Под ред. Л.В. Арсеньева и В.Г. Тырышкина. Л., 1989. 543 с.
7. *Костюк А.Г., Шерстюк А.Н.* Газотурбинные установки: Учеб. пособие для вузов. М., 1979. 254 с.
8. *Сударев А., Тихоплав В., Шишов Г., Катенев В.* Высокотемпературные двигатели с применением конструкционной керамики // Газотурбинные технологии. 2000. № 3. С. 2–5.
9. Конструкционные материалы: Справочник / Под ред. Б.Н. Арзамасова. М., 1990. 688 с.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ

Р.З. Аминов, А.Ф. Шкрет, М.В. Гариевский, Е.Ю. Бурденкова

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра
Российской академии наук

В соответствии с энергетической стратегией России [1, 2] на период до 2015 г. предусматриваются продление (до 30 лет) сроков эксплуатации угольных ТЭС, имеющих сверхкритическое давление пара, и замена устаревшего паросилового оборудования ТЭЦ и КЭС, работающих на газе, на современные парогазовые технологии.

В этот период должны быть созданы и освоены современные угольные технологии – парогазовые установки с внутрицикловой газификацией угля и котлами циркулирующего кипящего слоя под давлением, что позволит в дальнейшем развернуть техническое перевооружение действующих и строительство экологически чистых угольных ТЭС.

Предусматривается дальнейшее развитие комбинированного производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ на базе новых угольных, парогазовых и газотурбинных технологий на основе действующих и строительства новых теплоэлектроцентралей, замещение отопительных котельных модульными ПГУ и ГТУ ТЭЦ малой и средней мощности.

В рамках программы развития атомной энергетики до 2020 г. предполагается построить 26 крупных энергетических блоков, что существенно повысит долю АЭС в выработке электроэнергии в России.

За последние 8 лет существенно выросли стоимостные показатели топлива как на мировом рынке, так и внутри страны, изменилось соотношение стоимости различных видов топлива для электростанций (природный газ, уголь, ядерное топливо).

Все вышеперечисленное предопределяет необходимость проведения исследований сравнительной эффективности развития электрогенерирующих источников с учетом нового видения.

Рассмотрены следующие типы генерирующих мощностей: газотурбинные установки с агрегатами ГТУ-110, парогазовые установки ПГУ-480 на природном газе, парогазовые установки с газификацией угля ПГУ-500, КЭС на угле с агрегатами К-500-240, АЭС с ВВЭР-1000.

Сравнительная оценка эффективности различных типов электростанций проводилась в соответствии с методическими рекомендациями по определению эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования [3] по следующим критериям: суммарным дисконтированным затратам на развитие и функционирование генерирующих

источников за 25-летний срок эксплуатации; удельным дисконтированным затратам на отпущенную электроэнергию; изменению капитала устойчивости.

В качестве исходной информации принимались следующие технико-экономические показатели рассматриваемых генерирующих источников [2,4,5] (табл. 1).

Таблица 1

Технико-экономические показатели генерирующих источников

Показатели	Типы электростанций					
	ГТУ пиковые	ГТУ базовые	ПГУ- газ	ПГУ- уголь	КЭС- уголь	АЭС
Оборудование	ГТД-110	ГТД-110	ПГУ-480	ПГУ-500	К-500-240	ВВЭР-1000
Единичные мощности, МВт	110	110	480	500	500	1000
КПД брутто при 100%-ной загрузке	36	36	53,6	50	38	33,4
КПД нетто, %	30,9	35,6	51	45	36,1	31,8
Удельные капиталовложения, долл./кВт	300–400	300–400	600–800	1100–1300	900–1100	1000–2000
Срок строительства, лет	2	2	4	5	5	6

Принципиальный подход к размещению новых электрогенерирующих мощностей на рассматриваемую перспективу заключается в максимальном использовании площадок действующих ТЭС и АЭС, обеспеченных транспортной и внутриплощадочной инфраструктурой, подготовленными кадрами и жильем. Это существенно снижает удельные капиталовложения в развитие электростанций по сравнению с новым строительством. Поэтому удельные капиталовложения в генерирующие источники определялись в широком диапазоне возможного их изменения. Минимальная их величина относилась к техническому перевооружению и расширению действующих станций, максимальная – к новому строительству. Так, например, для АЭС диапазон изменения капиталовложений составил от 1000 до 2000 долл./кВт. Минимальный уровень капиталовложений потребуется при расширении действующих ТЭС и АЭС или замене основного оборудования, выработавшего свой ресурс (удельные капиталовложения принимались в диапазоне 1000–1500 долл./кВт), максимальный – при новом строительстве источника.

Динамика стоимости топлива на рассматриваемую перспективу (25 лет) принималась по конкурентной цене (подразумевается цена на газ,

дающая газовым кампаниям равный доход при его реализации внутри и за пределами страны с учетом затрат на экспорт, иногда она называется внутренней равновесной мировым ценам и показана на рис. 1. Динамика минимальной цены на природный газ и уголь принималась по данным [2] для варианта «3000». Максимальный уровень цен принимался исходя из намерений правительства страны с 2011 г. довести внутренние цены на топливо до уровня равновесных с мировыми ценами. Соотношение цен газ/уголь возрастет за рассматриваемый период с 1,8 в 2010 г. до 2,6–2,7 в 2035 г. Соотношение цен газ/ядерное топливо возрастет соответственно с 6 до 8–10.

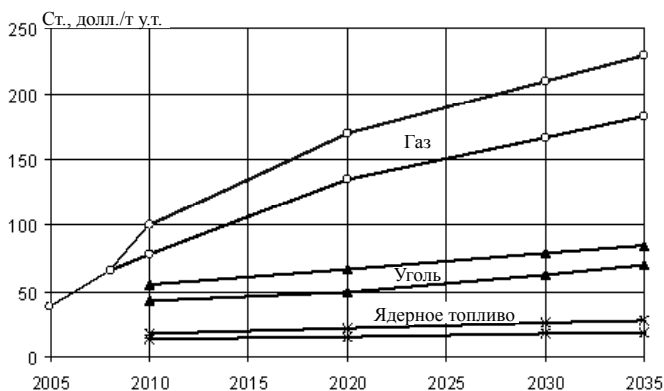


Рис. 1. Прогноз цен на топливо

Результаты расчетов сравнительной эффективности различных генерирующих источников для принятой исходной информации показали следующее (рис. 2).

Наиболее эффективным базовым источником электрической энергии (при числе часов использования установленной мощности 7000 ч/год) являются атомные электростанции при удельных капиталовложениях до 1350 долл./кВт. Затем следует зона равноэффективности ПГУ и КЭС на угле, ПГУ на газе и АЭС в диапазоне удельных капиталовложений 1350–1700 долл./кВт. Следовательно, расширение атомных электростанций является более эффективным по сравнению с развитием электростанций на органическом топливе.

ПГУ на газе при удельных капиталовложениях 600–800 долл./кВт и ПГУ на угле с внутрицикловой газификацией при удельных капиталовложениях 1100–1300 долл./кВт находятся в зоне равноэффективности. Следовательно, при конкурентной цене на природный газ и соотношении цен газ/уголь свыше 1,8 угольные станции становятся конкурентоспособными.

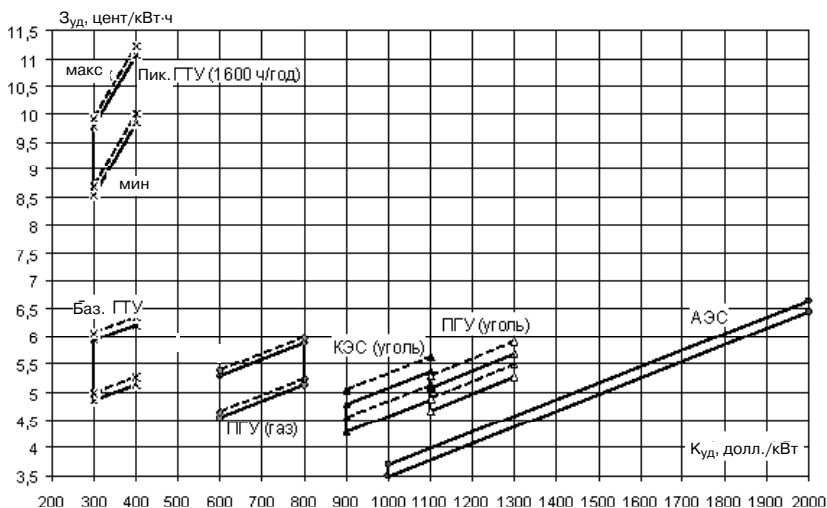


Рис. 2. Сравнительная эффективность вариантов развития генерирующих мощностей. Штриховыми линиями показаны затраты на электроэнергию с учетом платы за вредные выбросы источников в окружающую среду

Атомные станции при новом строительстве ($K_{уд}=2000$ долл./кВт), по сравнению с другими генерирующими источниками, при принятом соотношении цен на топливо менее эффективны (см. рис. 2). Поэтому необходимо повышение эффективности развития и работы АЭС в энергосистемах, в частности за счет снижения стоимости и сроков капитального строительства, продления сроков эксплуатации, повышения коэффициента использования установленной мощности и др.

Для принятого диапазона возможного изменения стоимости топлива на рассматриваемую перспективу (см. рис. 1) определена зона эффективности использования газа и ядерного топлива для производства электроэнергии на ПГУ и АЭС (рис. 3).

Как видим из рис. 3, зона эффективности существенно зависит от удельных капиталовложений в конкурирующие источники и соотношения цен на газ и ядерное топливо. Расширение действующих атомных станций ($K_{уд}=1000$ долл./кВт) эффективнее ПГУ при соотношении цен газ/ядерное топливо свыше 3 и 6. Соответственно, при новом строительстве АЭС ($K_{уд}=2000$ долл./кВт) это соотношение составляет свыше 9 и 14. Минимальная величина вышеприведенных соотношений соответствует максимальным удельным капиталовложениям в ПГУ и высокой цене на ядерное топливо.

Подобная зависимость была рассчитана и построена для условий конкуренции ПГУ на газе и ПГУ с газификацией угля (рис. 4). При минималь-

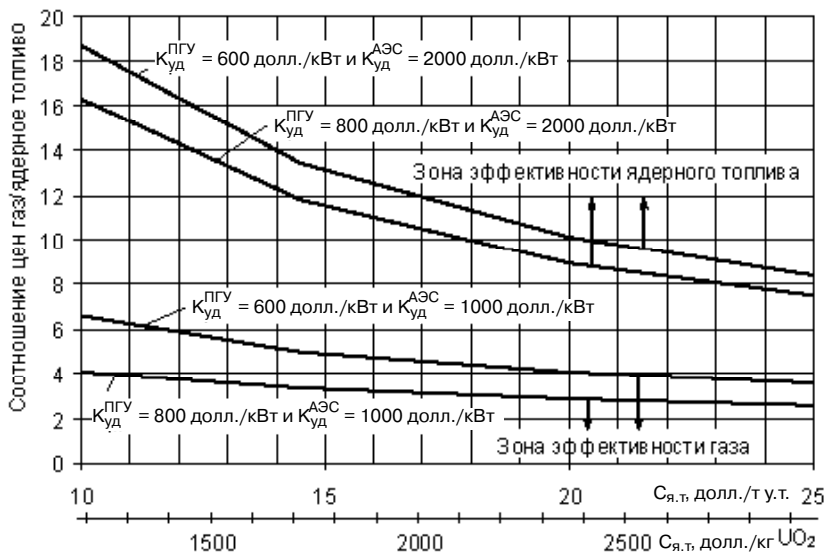


Рис. 3. Кривые равноэффективности использования газа и ядерного топлива для производства электроэнергии на ПГУ и АЭС

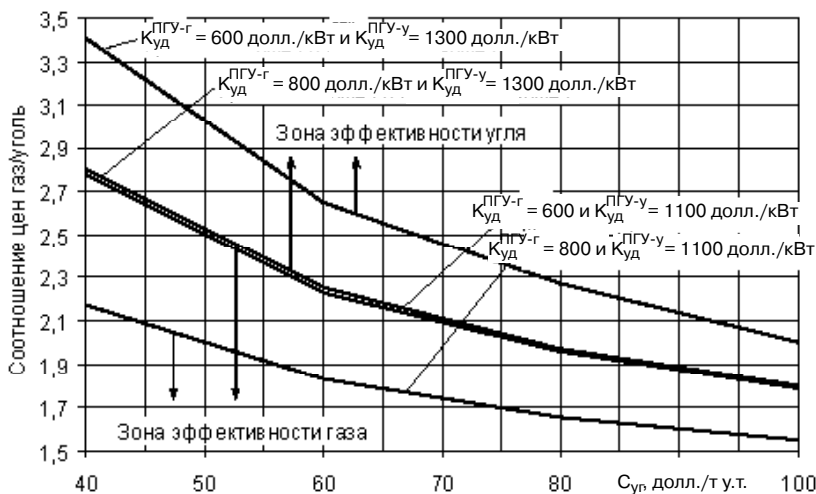


Рис. 4. Кривые равноэффективности использования газа и угля для производства электроэнергии на ПГУ на газе и ПГУ на угле

ных удельных капвложениях в ПГУ на угле (1100 долл./кВт) они эффективнее ПГУ на газе при соотношении цен газ/уголь свыше 1,8 и 2,5. При максимальных удельных капвложениях в ПГУ на угле (1300 долл./кВт) производство электроэнергии на угле эффективнее, чем на газе при соотношении цен газ/уголь свыше 2,6 и 3,1.

В качестве дополнительного критерия оценки сравнительной эффективности различных вариантов развития генерирующих мощностей использовался показатель капитала устойчивости.

Центральное место в понятии устойчивого развития занимает проблема учета долгосрочных последствий от принимаемых сегодня решений. На практике это означает необходимость минимизации негативных экологических последствий в будущем и бережного использования ограниченных природных ресурсов [6]. Сама концепция устойчивого развития базируется на том положении, что в основе прогрессивного поступательного движения лежит совокупность трех видов капитала: физического (называемого также антропогенным, техногенным, воспроизводимым), созданного в результате человеческой деятельности – K_m ; интеллектуального – K_h ; природного (все невозобновляемые ресурсы) – K_n .

Устойчивым может быть признано такое развитие, при котором обеспечивается, как минимум, восстановление основного капитала. В первом приближении считаем, что изменение интеллектуального (человеческого) капитала (K_h) не происходит. Природный капитал (K_n) убывает только за счет невозобновляемых ресурсов – продукции ТЭК и других добывающих и перерабатывающих отраслей. Антропогенный капитал (K_m) увеличивается за счет любых инвестиций.

Изменение капитала устойчивости можно представить следующим образом:

$$\Delta K_t = \Delta K_t^m - \Delta K_t^n,$$

где $\Delta K_t^m = \Pi_t^{\text{ЭС}}$ – увеличение физического капитала, которое равно потенциалу инвестиций (прибыли); $\Delta K_t^n = B_m \cdot C_t^m$ – уменьшение природного капитала может быть определено как величина топливной составляющей затрат (B_t – потребление топлива, C_t^m – цена топлива в t -й год).

При рассмотрении сравнительной эффективности развития различных генерирующих источников учитывалась не только непосредственно технологическая стоимость производства энергии, но и полная стоимость возмещения всех ущербов (экстерналей), которые сопровождают производство и распределение энергии, присущих каждой из этих технологий. К таким экстерналиям в первую очередь относится возмещение ущербов от вредных выбросов электростанций. Ущерб, связанные с экологическим загрязнением, учитывались по выбросам NO_x , SO_2 , летучей золы и аэрозольным выбросам АЭС.

Результаты оценки сравнительной эффективности развития рассматриваемых генерирующих источников по критерию изменения капитала устойчивости показаны на рис. 5.

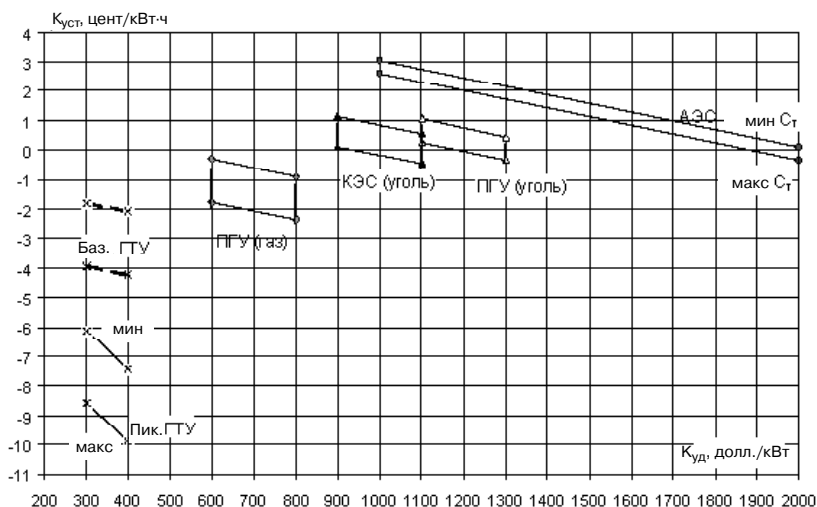


Рис. 5. Изменение капитала устойчивости для различных типов генерирующих мощностей

Сравнение рассматриваемых вариантов развития генерирующих мощностей по критерию изменения капитала устойчивости подтвердило картину их сравнительной эффективности по удельным дисконтированным затратам (см. рис. 2). Электростанции, работающие на природном газе (ГТУ и ПГУ на газе), при заданных тарифах на электроэнергию во всех диапазонах изменения удельных капиталовложений и затрат на топливо имеют отрицательную величину изменения капитала устойчивости, т.е. происходит «проедание» ограниченных топливных ресурсов. Угольные электростанции (КЭС и ПГУ на угле) имеют положительный показатель изменения капитала устойчивости при минимальном уровне цены на топливо.

Развитие атомных электростанций имеет положительный показатель изменения капитала устойчивости при удельных капиталовложениях в АЭС менее 1900 и 2000 долл./кВт соответственно для максимальной и минимальной цены на ядерное топливо (см. рис. 5). При удельных капиталовложениях менее 1500–1700 долл./кВт развитие атомных электростанций более эффективно по сравнению с развитием электростанций, работающих на органическом топливе.

Проведенные исследования позволили сделать следующие выводы.

1. Наиболее эффективным базовым источником электрической энергии (при количестве часов использования установленной мощности 7000 ч/год) являются атомные электростанции при удельных капиталовложениях до 1350 долл./кВт.

2. ПГУ на газе при удельных капиталовложениях 600–800 долл./кВт и ПГУ на угле с внутрицикловой газификацией при удельных капиталовложениях 1100–1300 долл./кВт находятся в зоне равноэффективности. ПГУ на угле эффективнее ПГУ на газе при соотношении цен газ/уголь свыше 2,5.

3. Зона равноэффективности ПГУ и КЭС, работающих на угле, ПГУ на газе и АЭС имеет место в диапазоне удельных капиталовложений в атомные станции 1350–1700 долл./кВт. При соотношении цены газ/уголь свыше 12 новое строительство АЭС эффективнее, чем ПГУ на газе.

4. По критерию изменения капитала устойчивости эффективное развитие АЭС сдвигается в сторону больших удельных капиталовложений, до 1500 и 1700 долл./кВт соответственно для максимального и минимального уровня цены на ядерное топливо.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. М., 2003. 280 с.
2. О целевом видении стратегии развития электроэнергетики России на период до 2030 года. ОИВТ РАН. М., 2007. С. 136.
3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. М., 1994. 80 с.
4. *Тумановский А.Г., Резинских В.Ф.* Стратегия продления ресурса и технического перевооружения тепловых электростанций // Теплоэнергетика. 2001. № 6. С. 3–10.
5. *Цанев С.В., Бузов В.Д., Ремезов А.Н.* Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М., 2002. 584 с.
6. *Аминов Р.З., Доронин М.С., Борисенков А.Э., Гариевский М.В.* Эффективность ПГУ на природном газе в новых экономических условиях // Теплоэнергетика. 2002. № 9. С. 52–55.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ ВВЭР-1000 НА ПОВЫШЕННОЙ НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ (на примере блока 2 Балаковской АЭС)

***В.И. Игнатов, А.В. Шутиков, Ю.А. Рыжков, Ю.В. Копьев¹, С.Б. Рыжков²,
В.Я. Беркович², Ю.М. Семченков³, Р.З. Аминов⁴, В.А. Хрусталева⁴***

ОАО «Концерн Энергоатом» Балаковская АЭС, ¹ОАО «Концерн Энергоатом», ²ОАО ОКБ «Гидропресс», ³Российский научный центр «Курчатовский институт», ⁴Отдел энергетических проблем СНЦ РАН, Саратовский государственный технический университет

Опыт повторного лицензирования работы с повышенной номинальной мощностью ряда АЭС с PWR в США и других странах с развитой атомной энергетикой и АЭС с ВВЭР-440 в Чехии, Словакии, Венгрии и Финляндии показал осуществимую технически и оправданную экономически возможность повышения номинальной мощности на отдельных энергоблоках станций этого вида. Тем самым была облегчена работа по обоснованию вопросов безопасности и надежности и для российских энергоблоков. Это подтверждает сегодняшняя практика эксплуатационных мероприятий по переводу АЭС на работу с повышенной мощностью.

Разработчиками РУ В-320 и энергоблоков БалаАЭС с участием специалистов Балаковской АЭС осуществлен значительный объем расчетов и доказательств с целью модернизации технического проекта реакторной установки энергоблока № 2 Балаковской АЭС, обоснования безопасной эксплуатации на уровне тепловой мощности 3120 МВт и подтверждения выполнения критериев безопасности в соответствии с существующими нормативными документами.

Расчеты и анализ выполнялись на основании проектных характеристик и фактических данных, полученных с Балаковской АЭС.

В обоснование безопасной эксплуатации энергоблоков с ВВЭР-1000 на повышенном уровне мощности были выполнены следующие наиболее значимые работы:

- расчеты в обоснование нейтронно-физических характеристик 16–18-топливных загрузок блока № 2 Балаковской АЭС;
- анализ условий охлаждения активной зоны в стационарных режимах работы РУ на четырех, трех и двух ГЦН, подтверждено выполнение критериев надежности охлаждения твэлов;
- анализ условий охлаждения активной зоны в определяющих режимах и в условиях проектных аварий при работе РУ на четырех, трех и двух ГЦН, подтверждено выполнение приемочных критериев безопасности;

- анализ условий охлаждения активной зоны в определяющих реактивных режимах, показано, что все приёмоочные критерии, установленные для рассматриваемых режимов, выполняются;
- расчет выхода радиоактивности под оболочку ТВЭЛ и в теплоноситель первого контура, показано соответствие этих показателей нормативным требованиям по безопасности;
- проведены расчетные исследования и анализ поведения ТВЭЛов и ТВЭГов УТВС и ТВС-2, которые показали теплофизическую и прочностную надежность тепловыделяющих элементов в стационарных и переходных режимах нормальной эксплуатации и нарушения нормальной эксплуатации в режимах проектных аварий в соответствии с требованиями;
- анализ влияния повышения мощности на сопротивление хрупкому разрушению корпуса реактора (с учетом данных по флюенсу нейтронов);
- анализ динамической устойчивости реакторной установки, обоснованы уставки технологических защит и блокировок, уточнены эксплуатационные пределы, требования к уставкам срабатывания управляющих систем безопасности с точки зрения обеспечения динамической устойчивости, в целом подтверждены фактические характеристики подсистем АСУ ТП;
- разработаны технические требования к модернизации технических средств контроля, управления, регулирования, алгоритмам их работы в части изменения диапазона измерения и регулирования, уменьшения погрешности измерений, изменения алгоритмов и уставок защит, блокировок и сигнализации;
- анализ способности парогенераторов ПГВ-1000М принять дополнительную нагрузку на основании расчетов паропроизводительности и осадительной сепарации, результатов сепарационных испытаний на энергоблоках и модели, которые подтвердили возможность обеспечения влажности пара не более 0,2% (по массе);
- анализ возможности реализовать дополнительную нагрузку турбоустановкой и технологическими системами машзала;
- оценка воздействия на окружающую среду при подъеме мощности энергоблока № 2 БалАЭС до 104% $N_{\text{ном}}$;
- разработаны технические требования к сепарационным испытаниям для подтверждения требуемой влажности пара в паропроводе каждого ПГ не более 0,2% (по массе);
- всесторонняя комплексная качественная и количественная оценка достигнутого в проекте уровня безопасности энергоблока с использованием результатов ВАБ;
- выпущена программа испытаний оборудования и реакторной установки в целом при пуске и опытной эксплуатации энергоблока № 2 БалАЭС на повышенной мощности. Программа содержит требования к готовности основного оборудования и систем РУ и энергоблока в целом, определяет объем испытаний и последовательность их проведения, методику и критерии их завершения.

Работы по повышению мощности энергоблока № 2 до 104% $N_{\text{ном}}$ выполнялись в три этапа.

Важнейшей работой на первом этапе было прогнозирование основных параметров энергоблока и определение технологических защит и блокировок при работе энергоблока на повышенном уровне мощности.

Значения основных параметров, а также величины уставок и блокировок на срабатывание систем и оборудования при выполнении анализа безопасности выбирались с учетом фактических и допускаемых значений.

Фактические значения уставок защит и блокировок, использованные при проведении анализа безопасности, были обоснованы ФГУП ОКБ «ГИДРОПРЕСС» в 2007 г. и представлены в отдельном документе – «Требованиях к модернизации технических средств контроля, управления, регулирования, к алгоритмам их работы на повышенной мощности».

Важнейшей работой при выполнении этапа 2 явилось ступенчатое увеличение мощности реактора со 100 до 104% $N_{\text{ном}}$ и проведение испытаний на повышенном уровне мощности.

В ходе работ по испытанию энергоблока № 2 Балаковской АЭС при повышении мощности в соответствии с комплексной программой выполнено ступенчатое повышение мощности РУ со 100 до 104% $N_{\text{ном}}$.

Указанные испытания проводились в период с 7 по 28 марта 2008 г. и преследовали следующие цели:

- проверку соответствия фактических параметров и характеристик оборудования и систем АС проектным в стационарном и переходных режимах, комплексную проверку совместной работы основного и вспомогательного оборудования при повышении мощности со 100 до 104% $N_{\text{ном}}$;
- проверку пропускной способности первой ступени ЦВД турбоагрегата при повышении мощности энергоблока;
- проверку пропускной способности конденсатно-питательного тракта при повышении мощности энергоблока;
- проверку соответствия величин теплотехнических параметров РУ и нейтронно-физических параметров активной зоны реактора требованиям РТР;
- подтверждение надежного теплоотвода от активной зоны при повышении мощности реактора выше номинального уровня (до 104% $N_{\text{ном}}$) в проектных режимах эксплуатации РУ;
- получение экспериментальных данных для корректировки и настройки основных регуляторов блока;
- проверку устойчивости регулирования ЭГСР;
- получение экспериментальных данных для корректировки, при необходимости, проектной и эксплуатационной документации.

Благодаря проведенным испытаниям, проверкам и измерениям при ступенчатом повышении мощности реактора со 100 до 104% $N_{\text{ном}}$ были получены следующие результаты:

- подтверждена безопасная, надежная и устойчивая работа оборудования и систем энергоблока № 2 в процессе повышения мощности реактора от 100 до 104% $N_{\text{ном}}$;
- показано, что работа оборудования, систем регулирования и защиты соответствует проектным алгоритмам;
- получены экспериментальные данные об изменении параметров первого и второго контуров, о работе основных регуляторов блока, технологической защиты и блокировок;
- подтверждена надежность средств контроля состояния блока, регистрации и отображения параметров.

Необходимо отметить, что в период до проведения испытаний (этап 2) конструкция первой ступени ЦВД турбин Балаковской АЭС позволяла иметь мощность ~1025 МВт при расчётной температуре охлаждающей воды 15 °С и мощности РУ 100% $N_{\text{ном}}$. При указанных параметрах положение главных сервомоторов турбины составляло 260–270 мм, давление в ГПК – 60 кгс/см² и средняя температура холодных ниток петель ГЦТ – ~287 °С.

Таким образом, при прогнозировании увеличения температуры охлаждающей воды для компенсации снижения теплового напора в конденсаторах при неизменной мощности турбины необходимо увеличение параметров пара за регулирующей ступенью, что может быть достигнуто открытием главного сервомотора (ГСМ) (стопорно-регулирующих клапанов) вследствие снижения дросселирования пара на СРК. Однако при положении ГСМ более 300 мм исчерпывается возможность дальнейшего увеличения расхода пара.

При мощности РУ 104% $N_{\text{ном}}$ электрическая мощность блока составляла 1075 МВт при положении РК ~290–300 мм (с учётом увеличения давления в ПГ до верхнего эксплуатационного предела и при температуре циркуляционной воды 10 °С). Таким образом, запас на компенсацию снижения теплоперепада на турбине из-за дальнейшего роста температуры циркуляционной воды за счёт открытия РК практически был исчерпан. При росте температуры циркуляционной воды более 15 °С во избежание постановки РК на упор и для приведения их в диапазон регулирования необходимо будет снижать электрическую мощность, что неизбежно приведёт к уменьшению тепловой мощности РУ ниже 104% $N_{\text{ном}}$.

В результате анализа определено, что для работы энергоблока на мощности 104% $N_{\text{ном}}$ примерно при $t_{\text{цв}} > 15$ °С необходима модернизация 1-й ступени ЦВД.

До начала выполнения этапа 3 испытаний с целью увеличения пропускной способности цилиндра высокого давления на энергоблоке № 2 БалАЭС выполнена замена лопаточного аппарата 1-й ступени ЦВД и их сопловых аппаратов.

При выполнении этапа 3 после проведенной замены и увеличения мощности РУ до 104% от номинальной подтверждено, что положение РК турбины находится в пределах диапазона регулирования. Уровни виброскорости подшипников турбины не изменились.

В период освоения мощности на этапе 3 подтверждена пропускная способность конденсатно-питательного тракта: уровни нагрузок конденсатных насосов и положение регулирующих клапанов изменились незначительно, что свидетельствует о наличии запаса пропускной способности конденсато-питательного тракта.

Температура меди и железа статора генератора не превысила номинальных значений. Температура водорода в системе охлаждения генератора и воздуха в системе охлаждения возбудителя и выпрямителя находится в пределах допустимых значений.

Кроме того, важнейшей работой при осуществлении этапа 3 явилось подтверждение на начальном этапе 17-й топливной кампании после планово-предупредительного ремонта 2008 г. выполнения критериев безопасной эксплуатации, полученных ранее при испытаниях в предыдущей топливной кампании. Результаты измерений в начале работы 17-й топливной кампании после ППР-08 представлены на рис. 1.

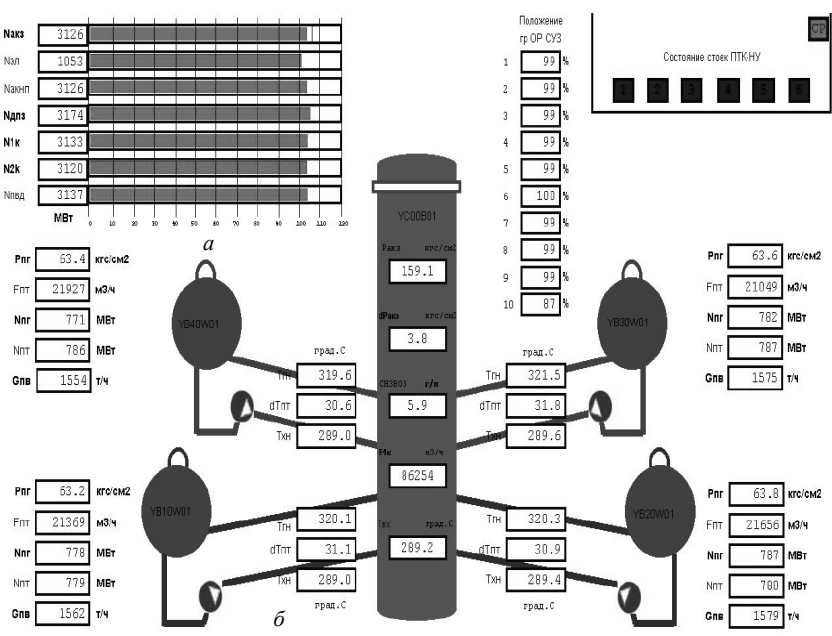


Рис. 1. Основные теплотехнические параметры РУ при работе энергоблока № 2 в начале работы 17-й топливной кампании на уровне мощности 104% от номинальной

Значения тепловой и электрической мощности, полученные различными методами, но имеющими высокую сходимость, представлены на рис. 1, а:

$N_{акз}$ – мощность (тепловая) активной зоны;

$N_{эл}$ – электрическая мощность;

$N_{\text{акпп}}$ – мощность по данным автоматизированного контроля нейтронного потока;

$N_{\text{дпз}}$ – мощность по данным показателей датчиков прямой зарядки;

$N_{1к}$ – мощность по тепловому балансу первого контура;

$N_{2к}$ – мощность по тепловому балансу второго контура;

$N_{\text{ПВД}}$ – мощность по тепловому балансу ПВД.

Основные теплотехнические параметры, несколько отличающиеся по петлям реакторной установки, схематически представлены на рис. 1, б:

$P_{\text{акз}}$ – давление в активной зоне;

$P_{\text{ПГ}}$ – давление в парогенераторе;

$F_{\text{ПТ}}$ – расход теплоносителя через петлю;

$N_{\text{ПГ}}$ – мощность (тепловая) парогенератора;

$N_{\text{ПТ}}$ – мощность (тепловая) по паротурбинному контуру;

$G_{\text{ПВ}}$ – расход питательной воды;

$T_{\text{ГН}}$ – температура теплоносителя в горячей нитке;

$dT_{\text{ПТ}}$ – подогрев теплоносителя;

$T_{\text{ХН}}$ – температура теплоносителя в холодной нитке;

$dP_{\text{акз}}$ – сопротивление в активной зоне;

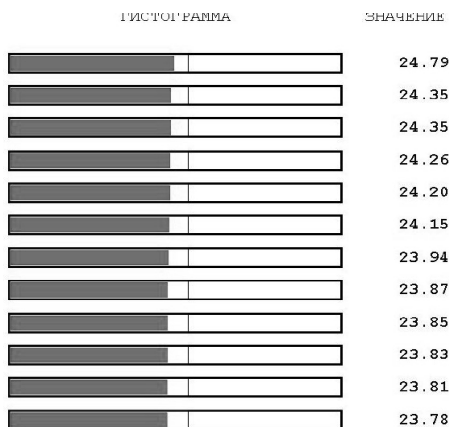
$C_{\text{H}_3\text{BO}_3}$ – концентрация борной кислоты в активной зоне;

$F_{1к}$ – подача теплоносителя через активную зону;

$T_{\text{ВХ}}$ – температура воды на входе в активную зону.

Распределение мощности в максимально нагруженных ТВС и распределение линейного энерговыделения в максимально напряженной ТВС по высоте при работе РУ на 104% $N_{\text{ном}}$ представлено на рис. 2 и 3.

Напряженные кассеты



Уставка 27,0 МВт

Рис. 2. Мощность наиболее напряженных ТВС, МВт

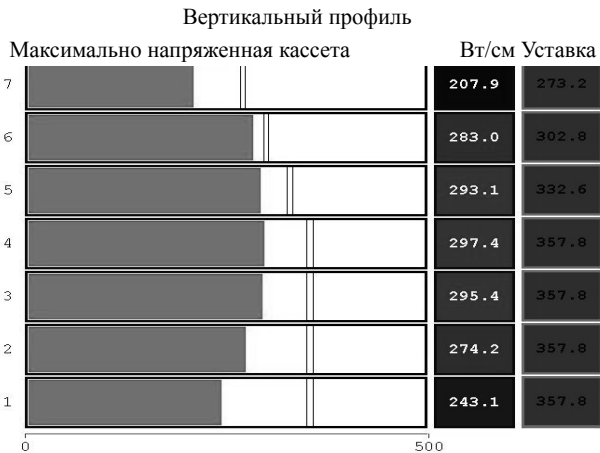


Рис. 3. Распределение линейного энерговыделения в максимально напряженной ТВС по высоте, Вт/см

Видно, что во всех наиболее нагруженных ТВС значения их мощности и линейное энерговыделение в максимально напряженной ТВС ниже пределов для нормальной эксплуатации энергоблока.

Распределение подогрева и коэффициентов неравномерности в ТВС по энерговыделению для максимально напряженных ТВС при работе РУ на 104% $N_{\text{ном}}$ представлено на рис. 4 и 5.

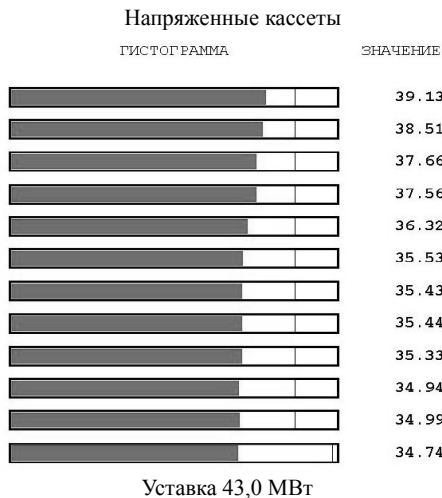


Рис. 4. Распределение подогрева в максимально напряженных ТВС

Напряженные кассеты

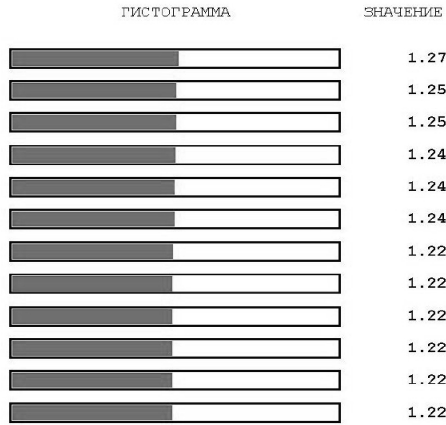


Рис. 5. Распределение K_q в максимально нагруженных ТВС

Видно, что во всех наиболее нагруженных ТВС значения подогрева и относительного энерговыделения в них ниже пределов, установленных для нормальной эксплуатации энергоблока.

Выводы

1. Полученные на энергоблоке № 2 БалАЭС результаты испытаний подтвердили возможность его устойчивой работы на повышенном уровне мощности 104% $N_{\text{ном}}$ при условии внесения всех предусмотренных изменений в алгоритмы работы автоматизированной системы управления технологическим процессом реакторного и турбинного отделений в соответствии с разработанной для реакторной установки и Балаковской АЭС проектной и эксплуатационной документацией.

2. Данные испытаний энергоблока № 2 БалАЭС могут быть положены в основу работ по увеличению номинальной мощности энергоблоков ВВЭР-1000 других АЭС в России и за рубежом и исследований возможностей дальнейшего повышения мощности блоков с РУ указанного типа.

**К ВОПРОСУ ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОЖИГАНИЯ
ТЕПЛО ВЫДЕЛЯЮЩИХ СБОРОК
ОТРАБОТАВШЕГО ЯДЕРНОГО ГОРЮЧЕГО ВВЭР-1000***

Р.З. Аминов, В.А. Хрусталеv¹

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра
Российской академии наук,

¹Саратовский государственный технический университет

Вопросы дожигания отработавших в ВВЭР-1000 тепловыделяющих сборок (ОТВС) в менее напряженных активных зонах (а.з.) обсуждались в научной литературе и ранее [1, 2]. Сегодня вернуться к этим вопросам побуждают увеличение числа ОТВС, выдерживаемых в бассейнах и направляемых на переработку, увеличение конечного содержания делящихся изотопов в ОТВС из-за тенденции роста начального обогащения, рост стоимости ядерного горючего.

Для уточнения потенциального количества энергии, имеющейся в выгружаемом топливе реактора ВВЭР-1000, при его дальнейшей работе в условиях реактора атомной станции теплоснабжения (АСТ) в ИАЭ им. И.В. Курчатова (РНИЦ «Курчатовский институт») были проведены специальные нейтронно-физические расчеты [1]. Результаты расчетов позволили, с одной стороны, установить, для скольких реакторов АСТ могут служить источником тепловой энергии ОТВС ВВЭР-1000, а с другой – определить наилучшие характеристики активной зоны, скомпонованной из выгоревшего топлива данного реактора.

Было показано, что возможность дожигания твэлов, отработавших в ВВЭР с «нулевой стоимостью» в реакторах АСТ, повышает конкурентоспособность последних при технико-экономических сопоставлениях с альтернативными источниками энергоснабжения по раздельному и комбинированному вариантам.

Однако в связи со снижением доли топливной составляющей в общих затратах из-за их увеличения в основном по требованиям безопасности интерес к вариантам сооружения АСТ на некоторое время был потерян.

Производство водорода за счет использования внепиковой электроэнергии электролизом воды позволяет попутно получать тяжелую воду, которая может эффективно использоваться в специальных реакторах-дожигателях.

В настоящей работе предлагаются и рассматриваются техническая возможность реализации и условия эффективной эксплуатации на АЭС

* Статья подготовлена при поддержке РФФИ (грант 07-08-00079а).

двухконтурного сателлитного блока с реактором-дожигателем на тяжелой воде ($D_2O - D_2O$) канального исполнения.

Обоснование технологий дожигания ОТВС в тяжеловодных реакторах (ТВР)*

Как известно [3], только тяжеловодные реакторы могут быть сконструированы для работы на природном (необогащенном) уране с большим избытком реактивности как в гомогенной, так и гетерогенной активной зоне. Тяжелая вода (в связи с высокой стоимостью) чаще используется в качестве теплоносителя именно в тех реакторах, в которых она является одновременно и замедлителем.

В таких реакторах высок коэффициент воспроизводства, они являются хорошими конверторами по накоплению нового ядерного горючего [3]. Тяжелая вода хорошо изучена и обладает, как показано в табл. 1, более высоким коэффициентом замедления в смеси с H_2O даже при относительно невысоких концентрациях D_2O .

При всем многообразии тяжеловодных реакторов следует остановиться, по нашему мнению, на корпусных и канальных тяжеловодных реакторах $D_2O - D_2O$ (D_2O – одновременно теплоноситель и замедлитель), получивших в свое время развитие в Швеции и Канаде соответственно. Эти варианты наиболее приближены к российским технологиям реакторо- и парогенераторостроения.

Таблица 1

Значение замедлительной и поглотительной способности и общего коэффициента замедления для обычной и тяжелой воды

Вещество	$\xi \Sigma_{is}$	Σ_{ain}	$K_3 = \frac{\xi \Sigma_{is}}{\Sigma_{ain}}$
Вода, H_2O	135	2,21	61
Тяжелая вода, D_2O	18,8	0,0044	4300
Смесь			
5%D ₂ O + 95%H ₂ O	129,2	2,1	61,52
10%D ₂ O + 90%H ₂ O	123,4	1,99	62,02
20%D ₂ O + 80%H ₂ O	111,76	1,79	63,21
30%D ₂ O + 70%H ₂ O	100,14	1,55	64,7
40%D ₂ O + 60%H ₂ O	88,52	1,39	66,66
50%D ₂ O + 50%H ₂ O	76,9	1,11	69,46
95%D ₂ O + 55%H ₂ O	24,61	0,1142	215,5
99%D ₂ O + 1%H ₂ O	14,95	0,006456	3090

* Окончательное решение по выбору конструкции тяжеловодного реактора-дожигателя должно быть принято учеными-реакторостроителями.

Как видно из табл. 1, ощутимый эффект по замедлению можно получить, подняв концентрацию D_2O в теплоносителе до 50% (рост K_3 около $12\div15\%$). Вместе с тем известно, что сечение реакции деления ^{235}U σ_f в области тепловых нейтронов возрастает примерно на один порядок при снижении средней энергии нейтронов на два порядка. Примем, что повышение коэффициента замедления по активной зоне на $12\div15\%$ эквивалентно примерно такому же дополнительному замедлению нейтронов, тогда, вероятно, сечение деления σ_f ^{235}U возрастет на $1,2\div1,5\%$. При прочих неизменных условиях это вызовет дополнительное энерговыделение, эквивалентное примерно 1%.

Таблица 2

Сечение основных реакций при физическом взаимодействии ядер ^{235}U с нейтронами

Е, эВ	σ_f , барн	σ_c , барн	ν	σ_c/σ_f
2,15–4,65	20	7	2,42	0,35
1,0–2,15	35	13	2,42	0,37
0,465–1,0	64	10	2,42	0,156
0,215–0,465	155	35	2,42	0,226
0,025	582	101	2,42	0,173

В табл. 2 $\sigma_c/\sigma_f = \alpha$ – соотношение сечений захвата σ_c и деления σ_f для ^{235}U ; ν – средний выход нейтронов на 1 акт деления ядра ^{235}U .

Конструкции реакторов с обычной водой в качестве замедлителя обладают рядом недостатков при использовании их как дожигателей ТВС, отработавших в ВВЭР-1000.

Вполне понятно, что при потере легководного теплоносителя «разгонные» характеристики не позволяют обеспечивать приемлемую безопасность (в связи с заметной поглотительной способностью нейтронов у легкой воды). Поэтому водоурановое отношение ω выбирают у этих реакторов так, чтобы значение ω лежало при нормальной работе левее максимума (на левой ниспадающей ветви). Подобная «недозамедленность» может негативно сказываться на «дожигательной» способности а.з. подобных реакторов. По этой причине данный вариант не рассматривается нами как конкурирующий.

Общим для всех тяжеловодных реакторов является увеличенный пробег нейтронов в тяжеловодном замедлителе (из-за заметно меньшей, чем у обычной воды, поглотительной способности тяжелой воды). Поэтому при аналогичных проектных мощностях габаритные размеры реакторов на D_2O существенно выше.

Достаточно иметь в виду, что удельная объемная энергонапряженность активной зоны таких реакторов составляет $7\div12$ кВт/л, а для ВВЭР-1000 – $85\div105$ кВт/л.

Поскольку общий коэффициент замедления для тяжелой воды значительно ниже (см. табл. 1), чем для легкой, в ТВР намного выше водоуратовые отношения, а следовательно, и больше шаг размещения топлива. Так, для ТВР $\omega = 15 \div 20$, для ВВЭР-1000 – $1,4 \div 2,5$.

Экономические показатели тяжеловодных реакторов обусловлены:

- загрузкой больших количеств очень дорогой тяжелой воды (до 250 тыс. долл./т) и мероприятиями по минимизации ее потерь в процессе эксплуатации;

- в $7 \div 8$ раз меньшей, чем в ВВЭР, удельной объемной энергонапряженностью а.з. из-за худшей замедляющей способности (большого свободного пробега нейтронов) D_2O , чем H_2O , а значит, большими габаритами реакторного отделения;

- более низким расходом ядерного горючего.

В целом можно отметить следующее:

- удельные капитальные затраты на АЭС с тяжеловодными реакторами на $50 \div 55\%$ выше, чем с ВВЭР;

- стоимость электроэнергии, вырабатываемой на АЭС, примерно одинакова или несколько ниже, чем на АЭС с ВВЭР;

- рассматриваемые реакторы могут оказаться предпочтительными в связи с возрастанием цены на обогащенный уран при поставке в страны, не имеющие обогатительных производств. Особое значение разработки приемлемой концепции тяжеловодного реактора имеют сегодня в России для широкомасштабного дожигания ОТВС с длительным сроком пребывания в а.з. и повышенным содержанием ^5U и ^9Pu .

В пользу канадского некорпусного (канального) реактора системы CANDU – Canada Deuterium Uranium (табл. 3), в сравнении с корпусной конструкцией, говорят следующие факторы:

- их проще изготавливать и транспортировать [3];

- использование отработанных ТВС для дожигания с остаточным содержанием ^5U , близким к природному, с одной стороны, сокращает глубину выгорания, ограничивает маневренность из-за малого запаса реактивности, а с другой – на многоблочную АЭС с ВВЭР ОТВС могут поступать в реактор-дожигатель из уплотненного бассейна выдержки практически с любой заданной периодичностью. Таким образом, первый недостаток ослабляется непрерывной перегрузкой, допустимой в канальных реакторах $D_2O - D_2O$ (реакторах CANDU), где D_2O – одновременно и замедлитель, и теплоноситель.

Негативная особенность тяжеловодных реакторов (ТВР) – опасность повышенного содержания паров трития в помещениях АЭС из-за утечек D_2O . Тритий способен попадать в организм через дыхательные пути и кожу. Необходимо использовать защитную одежду и воздушные маски, усилить вентиляцию и очистку воздуха.

Таблица 3

Основные характеристики ТВР CANDU

Основные характеристики	Размерность	Значение
Электрическая мощность	МВт	514
Тепловая мощность	МВт	1744
Диаметр каландра	мм	8040
Высота активной зоны	мм	5940
Число рабочих каналов	шт.	390
Диаметр каналов (внутренний)	мм	103
Давление теплоносителя на выходе	МПа	8,82
Температура теплоносителя на выходе	°C	293
Максимальная тепловая мощность канала	МВт	5,125
Выгорание	МВт·сут/т U	7420–7710
Тепловыделение линейное	Вт/см	273
Давление замедлителя	МПа	0,175
Давление насыщенного пара	МПа	4,0
Температура D ₂ O на входе в реактор	°C	249
Температура D ₂ O на выходе	°C	293
Топливо	–	UO ₂ (природный уран)
Коэффициент воспроизводства	–	1,0
Перегрузка топлива	–	Непрерывная

Укрупненная оценка эффективности дожигания ОТВС в специальном реакторе

Примем следующую схему доиспользования ОТВС многоблочной АЭС с ВВЭР в реакторе-дожигателе тяжеловодного типа (далее ТВР-дожигатель).

Отработавшие ТВС в период штатной перегрузки реактора ВВЭР подвергаются в бассейне выдержки контролю на герметичность и остаточное содержание делящихся нуклидов (в основном U и Pu). непригодные к дожиганию ОТВС штатным образом хранятся в бассейне-выдержке (БВ), остальные сортируются и ожидают в специальном отсеке БВ поочередной загрузки в ТВР-дожигатель. По мере предельного выгорания «до-выгоревшие» ОТВС (в дальнейшем ДОТВС) выгружаются из а.з. ТВС, контролируются в специальном отсеке БВ и направляются на РХЗ на переработку.

Для реализации энергоресурса ОТВС энергоблоков какой-либо АЭС (или нескольких АЭС, находящихся относительно недалеко) на данной

станции необходимо соорудить специальный энергоблок «ТВР + паротурбинная установка» (с учетом затрат на мероприятия по защите персонала) и осуществить реконструкцию БВ основных энергоблоков.

Помимо снижения эксплуатационных расходов (в основном за счет практического отсутствия топливной составляющей), ожидаемый эффект состоит в снижении затрат на хранение ОТВС в БВ, а также на транспорт и переработку ДОТВС в сравнении с ОТВС ($\Delta Z_{\text{хр}}$, $\Delta Z_{\text{тр}}$, $\Delta Z_{\text{пер}}$) из-за существенно меньшего остаточного тепловыделения. Таким образом, баланс изменений затрат и получаемого эффекта может быть представлен следующим образом (например, в расчете на 1 год):

$$Z_{\text{эф}} = Z_{\text{ЭН}}^{\text{доп}} + \Delta Z_{\text{хр,тр,пер}} - \alpha Z_{\text{кап}}^{\text{ТВР}}, \quad (1)$$

где $Z_{\text{ЭН}}^{\text{доп}}$ – замещаемые затраты на дополнительную энергоснаработку на АЭС за счет дожигания ОТВС, руб./год; $Z_{\text{кап}}^{\text{ТВР}}$ – капиталовложения в блок с ТВР и паровой турбиной, профили которых схемно-параметрически взаимосвязаны и позволяют дожигать ОТВС ВВЭР современных новых конструкций; α – коэффициент, учитывающий нормативы дисконтирования и приведения капиталовложений.

Подобную технико-экономическую оценку (1) на данном этапе можно осуществить только укрупненно. Примем, что достигаемая глубина выгорания ТВР-дожигателя составляет от 7 до 10 МВт·сут./кг. Это соответствует выгоранию в реакторах CANDU, работающих на природном и слабообогащенном уране. Отметим, что более высокие значения выгорания будут относиться к ОТВС, выгружаемым после удлиненных топливных циклов. Как известно, эти ОТВС имеют большие конечные содержания ^{235}U .

Необходимую мощность ТВР-дожигателя определим из балансового уравнения массы ОТВС, ежегодно выгружаемой из реакторов многоблочной АЭС (в среднем), и массы ОТВС, дожигаемой в сателлитном реакторе ТВР:

$$\frac{n_{\text{бл}} \cdot N_0 \cdot \tau_{\text{р}}^{\text{г,ср}} \cdot \text{КИУМ}^{\text{ср}}}{24 \cdot B_{\text{ввг}}^{\text{ср}} \cdot \eta_{\text{ст}}^{\text{ср}}} = \frac{N_{\text{ТВР}} \cdot \tau_{\text{р}}^{\text{ТВР}} \cdot \text{КИУМ}^{\text{ТВР}}}{24 \cdot B_{\text{ввг}}^{\text{ТВР}} \cdot \eta_{\text{ст}}^{\text{ТВР}}},$$

где N_0 – единичная номинальная мощность энергоблока с ВВЭР-1000 ($N_0 = 10^6$ кВт);

$$\text{откуда } N_{\text{ТВР}} = \frac{n_{\text{бл}} \cdot 10^6 \cdot \tau_{\text{р}}^{\text{г,ср}} \cdot \text{КИУМ}^{\text{ср}} \cdot B_{\text{ввг}}^{\text{ТВР}} \cdot \eta_{\text{ст}}^{\text{ТВР}}}{\tau_{\text{р}}^{\text{ТВР}} \cdot \text{КИУМ}^{\text{ТВР}} \cdot B_{\text{ввг}}^{\text{ср}} \cdot \eta_{\text{ст}}^{\text{ср}}}. \quad (2)$$

В упрощенном случае, когда средние КИУМ (коэффициенты использования установленной мощности) и плановая длительность работы энергоблоков АЭС и сателлитного блока с ТВР-реактором равны $\text{КИУМ}^{\text{ср}} = \text{КИУМ}^{\text{ТВР}}$ и $\tau_{\text{р}}^{\text{г,ср}} = \tau_{\text{р}}^{\text{ТВР}}$, получим

$$N_{\text{ТВР}} = n_{\text{бл}} \cdot 10^6 \cdot \frac{B_{\text{выг}}^{\text{ТВР}} \cdot \eta_{\text{ст}}^{\text{ТВР}}}{B_{\text{выг}}^{\text{ср}} \cdot \eta_{\text{ст}}^{\text{ср}}} \quad (3)$$

В формуле (3) принято: число блоков $n_{\text{бл}} = 4$; глубина выгорания ТВР и блока с ВВЭР-1000 $B_{\text{выг}}^{\text{ТВР}} = 7 \div 8$ МВт·сут./кг и $B_{\text{выг}}^{\text{ср}} = 40 \div 45$ МВт·сут./кг; $\eta_{\text{ст}}^{\text{ТВР}} = 0,25 \div 0,28$; $\eta_{\text{ст}}^{\text{ср}} = 0,32 \div 0,33$. Таким образом, по минимальной и максимальной оценкам, единичная необходимая мощность ТВР будет находиться в диапазоне

$$0,48 \cdot 10^3 \leq N_{\text{ТВР}} \leq 0,7 \cdot 10^3 \text{ МВт}$$

при значениях $B_{\text{выг}}^{\text{ТВР}} = 7,5$ МВт·сут./кг; $B_{\text{выг}}^{\text{ср}} = 45$ МВт·сут./кг; при средних КПД $\eta_{\text{ст}}^{\text{ТВР}} = 0,25$; $\eta_{\text{ст}}^{\text{ср}} = 0,33$; $N_{\text{ТВР}} = 500$ МВт.

Затраты на спутниковый энергоблок с ТВР-дожигателем и энергоблок с ВВЭР-500 определим по формуле

$$K_{\text{ТВР}} = K_0^{\text{баз}} \cdot \left(\frac{N_{\text{баз}}}{N_{\text{ТВР}}} \right)^a \cdot N_{\text{ТВР}} \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (4)$$

изменение затрат в сравнении с блоком ВВЭР-1000 –

$$\Delta K = K_{\text{ТВР}} \left(1 - \frac{1}{K_1 \cdot K_2} \right) \rightarrow K_{\text{ВВЭР}} (K_1 \cdot K_2 - 1);$$

$$K_{\text{ВВЭР}} = K_{\text{ТВР}} / K_1 \cdot K_2, \text{ откуда } \Delta K = K_{\text{ВВЭР}} \frac{K_1 \cdot K_2 - 1}{K_1 \cdot K_2},$$

где $K_0^{\text{баз}}$ – базовое значение удельных капиталовложений в АЭС с энергоблоками 1000 МВт, руб./кВт; a – показатель степенной функции удельных капиталовложений от единичной мощности, $a = 0,8 \div 0,9$; $K_1^* = 1,25$ – коэффициент удорожания блока за счет больших весогабаритных показателей реакторной части блока с ТВР в сравнении с ВВЭР той же мощности; K_2 – коэффициент снижения удельных капвложений из-за привязки дополнительного блока к общим общестанционным сооружениям и системам; $K_2 = 0,8 \div 0,9$.

Если консервативно принять $K_2 = 0,9$; $K_1 \cdot K_2 = 1,125$; $K_{\text{ВВЭР}}^{\text{АЭС}} = 18 \cdot 10^9$ руб. (3 тыс. долл./кВт по курсу 1 : 12), то $\Delta K = 2,25 \cdot 10^9$ руб., а перерасход капиталовложений в варианте с ТВР составит всего до 0,34 млрд руб./год.

При этом эффект от экономии ядерного топлива на замещаемой АЭС в случае использования в ТВР-дожигателе ОТВС с «нулевой» стоимостью можно оценить по формуле

* Условно принято, что 1,5-кратное удорожание учитывается только по реакторному отделению, доля которого в общих капиталовложениях в АЭС составит 50%.

$$З_{\text{т}} = \frac{N_{\text{ТВР}} \cdot \tau_{\text{р}}^{\text{ТВР}} \cdot \text{КИУМ}^{\text{ТВР}}}{24 \cdot B_{\text{выг}}^{\text{ср}} \cdot \eta_{\text{АЭС}}^{\text{ср}}} \cdot Ц_{\text{я,ср}}^{\text{АЭС}}. \quad (5)$$

Для ранее принятых значений: $N_{\text{ТВР}} = 500$ МВт; $\eta_{\text{АЭС}}^{\text{ср}} = 0,33$; $B_{\text{выг}}^{\text{ср}} = 45$ МВт·сут/кг, а также принимая $\tau_{\text{р}}^{\text{ТВР}} = 8000$ ч/год, $\text{КИУМ}^{\text{ТВР}} = 0,95$ в диапазоне цены на ядерное топливо от 15 до 25 тыс. руб./кг, получаем диапазон изменения эффекта экономии топлива от 0,02 до 0,033 млрд руб./год.

В случае если капиталовложения в последующие блоки за референтным энергоблоком с ТВР-дожигателем снизятся до 2,5 и далее до 2,0 тыс. долл./кВт, перерасход капиталовложений в этом варианте составит только 0,28 и 0,225 млрд руб./год.

Ожидаемый срок окупаемости (оценочно) затрат на сооружение «ТВР-дожигатель + турбина» за счет экономии топлива при дожигании ОТВС виден из табл. 4.

Таблица 4

Оценка сроков окупаемости затрат на сателлитный энергоблок с ТВР-дожигателем на АЭС

Расчетная стоимость $Ц_{\text{я}}$, руб./кг	Затраты на блок с ТВР-дожигателем, млрд руб.		
	24000	30000	36000
15000 (0,02 млрд руб./год)	0,225 / 0,02 = 1,2 лет	0,28 / 0,02 = 14 лет	0,34 / 0,02 = 17,5 лет
25000 (0,033 млрд руб./год)	0,225 / 0,033 = 6,8 лет	0,28 / 0,033 = 8,4 лет	0,34 / 0,033 = 10,3 лет

Выводы

1. В качестве этапа перехода к ЗЯТЦ (замкнутому ядерному топливному циклу) легководных реакторов может быть предложено дожигание ОТВС в ТВР-реакторах и получение дополнительной мощности на блочной работающей с этим реактором турбине.

2. Предварительные экономические оценки показывают, что такой способ дожигания становится эффективным только при повышении стоимости ядерного горючего до 20–25 тыс. руб./кг при относительно невысоком предельном удорожании (до 15–20%) стоимости 1 кВт сателлитного энергоблока с ТВР-дожигателем в сравнении с энергоблоками с ВВЭР-1000.

3. В случае учета снижения затрат на хранение и транспортировку после дожигания полученный эффект может быть увеличен не менее чем на 10–15%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. АЭС с ВВЭР: режимы, характеристики, эффективность / Р.З. Аминов, В.А. Хрусталев, А.С. Духовенский, А.И. Осадчий. М., 264 с.
2. *Иванов В.А.* Эксплуатация АЭС. СПб., 1994. 384 с.
3. *Климов А.И.* Ядерная энергетика и ядерные реакторы. М., 1985. 350 с.

УДК 621.311

ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОСТИ АЭС В СОСТОЯНИЯХ ОБЕСТОЧИВАНИЯ ПРИ РЕЗЕРВИРОВАНИИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД АЭС ТОПЛИВНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ*

М.В. Гариевский

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра
Российской академии наук

Использование топливных элементов для резервирования собственных нужд АЭС

В обеспечении безопасности АЭС в режимах обесточивания немаловажную роль играет надежная работа каналов безопасности. Трехканальная действующая система резервирования собственных нужд (СН) энергоснабжения энергоблоков ВВЭР-1000 обеспечивается дизель-генераторами (ДГ).

С целью повышения надежности электроснабжения собственных нужд АЭС в аварийных ситуациях рассмотрены варианты с установкой дополнительного источника питания – электрохимического генератора (ЭХГ), также называемого топливным элементом. Однако не всякая из имеющихся разновидностей топливных элементов подходит для этого: к примеру, для запуска высокотемпературных элементов требуется несколько часов времени и дополнительный источник энергии, в связи с чем они абсолютно непригодны для работы в режиме ожидания. Иначе ситуация выглядит при использовании топливных элементов с полимерно-электролитной мембраной (ПЭМ) – они способны поддерживать полную нагрузку уже через 10–20 с.

Использование топливных элементов для покрытия пиковых нагрузок

Перспективным направлением использования ЭХГ может явиться создание систем электролизер – ЭХГ для накопления энергии в периоды недогрузки базовых АЭС и последующего покрытия пиковых нагрузок.

* Статья подготовлена при поддержке РФФИ (грант 07-08-00079а).

Известно, что электроэнергия в течение суток потребляется крайне неравномерно. Задача выравнивания графика нагрузки электростанций может быть решена с помощью водорода. Во время относительно низкого потребления энергии избыточную часть можно использовать для электролиза воды с получением водорода и кислорода, который при необходимости направляют в топливные элементы для получения электроэнергии в часы пиков нагрузки. Суточный график нагрузки ОЭС Средней Волги в зимний рабочий день, провальная электроэнергия, потребляемая электролизерами, а также пиковая электроэнергия, вырабатываемая в топливных элементах при КПД водородного цикла 14%, представлены на рис. 1. Изменение в течение суток запасов водорода на станции при работе электролизеров и топливных элементов по графику рис. 1 в процентах максимального объема и по возможному времени работы для резервирования собственных нужд 4-блочной АЭС показаны на рис. 2.

Показатели надежности

Электрохимический генератор тока (ГП «Уральский электрохимический комбинат») на водородно-кислородных топливных элементах с матричным щелочным электролитом для космической системы «БУРАН» – средняя наработка на отказ 2000 часов [1].

Топливные элементы с полимерным электролитом (Polymer Electrolyte Fuel Cells) (Toshiba) – наработка на отказ 5000 часов [2].

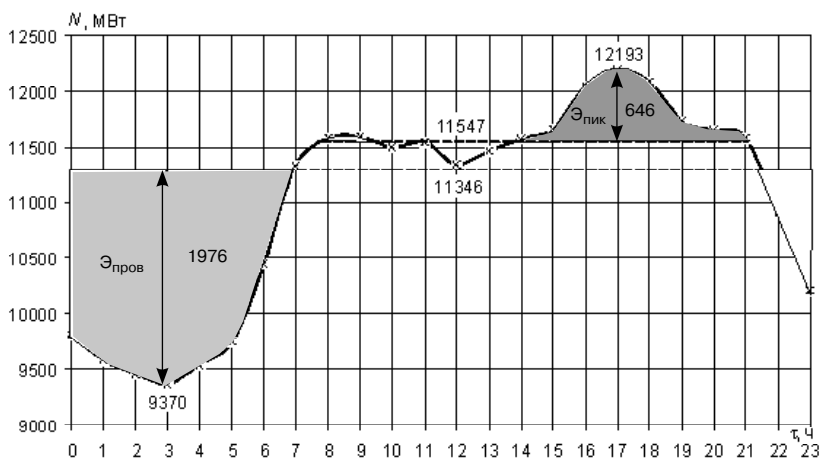


Рис. 1. Суточный график нагрузки ОЭС Средней Волги в зимний рабочий день (14.12.2000): заштрихованные области: провальная электроэнергия ($\Theta_{\text{пров}}$), потребляемая электролизерами, и пиковая электроэнергия ($\Theta_{\text{пик}}$), вырабатываемая в топливных элементах при $\eta_{\text{ВЦ}} = 0,14$

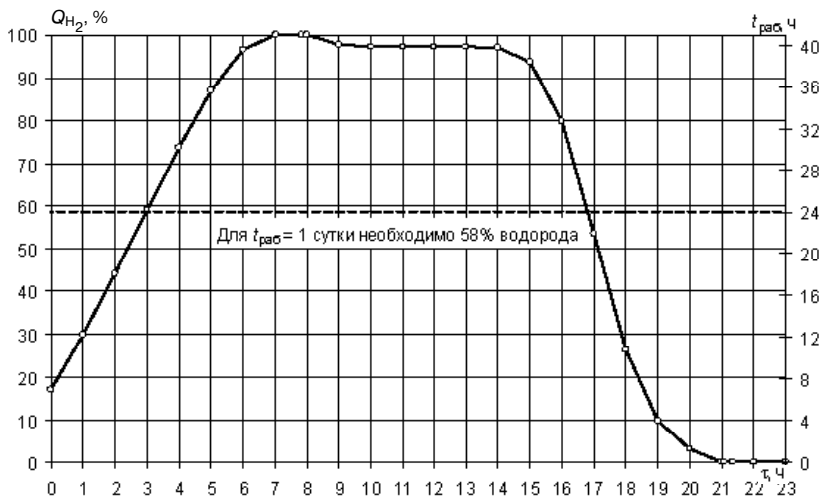


Рис. 2. Запасы водорода на станции в процентах от максимального объема (Q_{H_2}) и по времени работы СН для 4 энергоблоков по 11 МВт ($t_{\text{р}}$)

Достоинства и недостатки топливных элементов

Помимо высокой надежности, электрохимические генераторы имеют высокий КПД, что выгодно отличает их от паротурбинных установок и даже от установок с ГТУ простого цикла. Важными достоинствами топливных элементов также являются: продолжительная непрерывная работа, определяемая в основном запасом топлива; способность к значительным и продолжительным перегрузкам без заметного снижения напряжения; умеренные рабочие температуры и давление; бесшумность работы; отсутствие вредных выбросов в окружающую среду [3, 4].

Многочисленные преимущества топливных элементов, к сожалению, не могут в настоящее время перевесить их единственный недостаток – высокую стоимость. Удельные капитальные затраты на сооружение энергоустановки даже с наиболее конкурентоспособными топливными элементами составляют примерно 3500 долл./кВт. И хотя по мере совершенствования удельные затраты снижаются, стоимость сооружения таких объектов остается достаточно высокой, особенно при сопоставлении с капитальными затратами на строительство мини-ГЭС с ГТУ или с двигателями внутреннего сгорания мегаваттного диапазона мощности, которые составляют примерно 500 долл./кВт.

Для оценки вероятности повреждения активной зоны реактора составлен граф состояний для системы аварийного расхолаживания реактора, состоящей из 3 каналов с дизель-генераторами с дополнительным

резервным источником – электрохимическим генератором (рис. 3). Результаты расчета частоты повреждения активной зоны в случае обесточивания энергоблока при резервировании собственных нужд (СН) ЭХГ различной надежности и при различном резерве водорода на станции представлены в таблицах 1, 2.

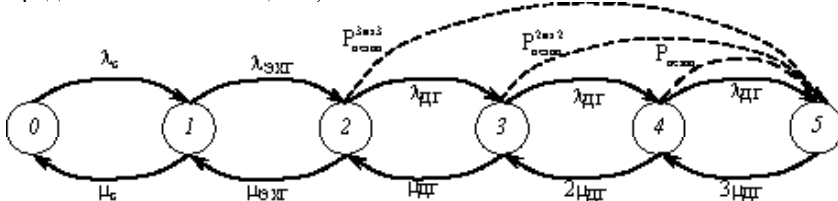


Рис. 3. Граф состояний для системы электроснабжения СН АЭС с 3 дизель-генераторами и ЭХГ: 0 – отсутствие нарушений связи с системой; 1 – потеря внешних источников электроэнергии, выполнение функций ЭХГ; 2 – отказ ЭХГ, выполнение функций одним из трех ДГ; 3 – отказ одного работающего резервного канала, выполнение функций вторым ДГ; 4 – отказ 2-го работающего резервного канала, выполнение функций третьим ДГ; 5 – отказ всех 3 резервных каналов, отсутствие функционирования системы аварийного электроснабжения

Таблица 1

Частота повреждения активной зоны (ЧПАЗ) в случае обесточивания энергоблока для различных схем резервирования СН, 1/реакт.год

Варианты схем расхолаживания реакторной установки	ЧПАЗ, 1/реакт.год
Базовая	$1,05 \cdot 10^{-5}$
Базовая + 1 ДГ	$1,92 \cdot 10^{-7}$
Базовая + 1 ГТУ	$7,66 \cdot 10^{-7}$
Базовая + 2 ГТУ	$1,97 \cdot 10^{-8}$
Базовая + 3 ГТУ	$4,92 \cdot 10^{-10}$

Таблица 2

Частота повреждения активной зоны (ЧПАЗ) в случае обесточивания энергоблока при резервировании СН ЭХГ различной надежности и при различном резерве водорода на станции, 1/реакт.год

Варианты схемы расхолаживания реакторной установки	Величина резерва водорода, ч			
	24*	12	4	Нет резерва**
Базовая + ЭХГ со средней наработкой на отказ, ч:				
2000	$1,259 \cdot 10^{-7}$	$3,152 \cdot 10^{-6}$	$4,016 \cdot 10^{-6}$	$4,448 \cdot 10^{-6}$
3500	$7,193 \cdot 10^{-8}$	$3,113 \cdot 10^{-6}$	$3,982 \cdot 10^{-6}$	$4,417 \cdot 10^{-6}$
5000	$5,035 \cdot 10^{-8}$	$3,098 \cdot 10^{-6}$	$3,969 \cdot 10^{-6}$	$4,404 \cdot 10^{-6}$

Примечания. * Принято, что необходимый резерв водорода 24 ч.; ** Нет резерва – 14 ч в сутки (0,583) емкости заполнены водородом, необходимым для обеспечения СН 4 энергоблоков по 11 МВт в течение 24 ч, 10 ч в сутки (0,416) водорода недостаточно.

Выводы

Совместное использование резервных дизель-генераторов и ЭХГ позволяет повысить надёжность электроснабжения собственных нужд АЭС в состояниях обесточивания и снизить вероятность аварий с повреждением активной зоны при нарушении связей с энергосистемой.

Частота повреждения активной зоны при резервировании собственных нужд АЭС ЭХГ (ЧПАЗ схемы базовая + ЭХГ $1,26 \cdot 10^{-7} - 5,04 \cdot 10^{-8}$ соответственно для средней наработки на отказ 2000–5000 ч) при наличии резерва водорода ниже, чем для схем с резервированием общестанционным дизель-генератором (базовая + 1 ДГ: $1,92 \cdot 10^{-7}$) или ГТУ (базовая + 1 ГТУ: $7,66 \cdot 10^{-7}$). Если аварийного резерва водорода на станции нет, то схема базовая + ЭХГ ($4,45 \cdot 10^{-6} - 4,40 \cdot 10^{-6}$) менее надёжна, чем схемы базовая + 1ДГ или базовая + 1ГТУ.

Оптимальный резерв водорода на станции должен быть определен технико-экономической оптимизацией с учетом надежности ЭХГ, времени восстановления энергосистемы, затрат на электролизеры и топливные элементы, стоимости хранения резервного водорода и др.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГП «Уральский электрохимический комбинат» // <http://www.midural.ru/ek.ru/dbo.enterprise/78/Default.htm>
2. Топливные элементы – источники питания будущего // <http://www.mconline.ru/post/15022>
3. Введение в водородную энергетику / Э.Э. Шпильрайн, С.П. Малышенко, Г.Г. Кулешов; Под ред. В.А. Легасова. М., 1984. 264 с.
4. Водород. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение: Справ. изд. / Д.Ю. Гамбург, В.П. Семенов, Н.Ф. Дубовкин, Л.Н. Смирнова; Под. ред. Д.Ю. Гамбурга, Н.Ф. Дубовкина. М., 1989. 672 с.

УДК 621.039.533.6

ВЫБОР СИСТЕМЫ ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ВОДОРОДА И КИСЛОРОДА НА ПЛОЩАДКЕ АЭС*

А.В. Портянкин

Саратовский государственный технический университет

Организация технически и экономически эффективного хранения и транспортировки водорода является задачей, успешное решение которой во многом определяет дальнейший прогресс в развитии атомно-

* Статья выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант 07–08–00079).

водородной технологии. Водород можно хранить и транспортировать как газ, жидкость, в твердом виде (связанный водород в форме гидридов) или в форме химических соединений. Важнейшим параметром, определяющим эффективность хранения и транспортировки энергии различных видов, является ее плотность [1].

Существует пять промышленных методов хранения водорода: хранение газообразного водорода при обычном давлении (в газгольдерах, подземное хранение); хранение сжатого газообразного водорода в резервуарах высокого давления; хранение в виде гидридов металлов; криогенное хранение в виде адсорбирующих водород материалов; хранение жидкого водорода.

Способы хранения водорода в виде гидридов металлов и адсорбирующих водород материалов широкого распространения в промышленности не получили и находятся в рамках научных разработок.

Перевозить водород можно автомобильным, железнодорожным, водным, трубопроводным транспортом.

При транспортировке водорода автомобильным и железнодорожным транспортом потеря жидкого водорода составляет 3–5%, а водный транспорт по климатическим условиям в нашей стране в зимний период времени не может практически использоваться. Возникает необходимость в перевалочных базах в портах для передачи водорода с водного на наземный транспорт.

Для хранения и транспортировки жидкого водорода требуются дополнительные капитальные вложения в криогенный завод и дополнительные энергозатраты на его ожижение, а также трубы с экранно-вакуумной изоляцией, стоимость которых очень высока.

В связи с тем что на АЭС используется пар с давлением 6 МПа, давление при хранении водорода не должно превышать 7–8 МПа (с учетом потерь давления при транспортировке). Хранить и перевозить сжатый газообразный водород при давлении более 20 МПа в резервуарах высокого давления и стальных сосудах нецелесообразно, так как потребуются дополнительные энергозатраты на сжатие водорода.

Для использования водорода на АЭС потребуется следующее оборудование (рисунки):

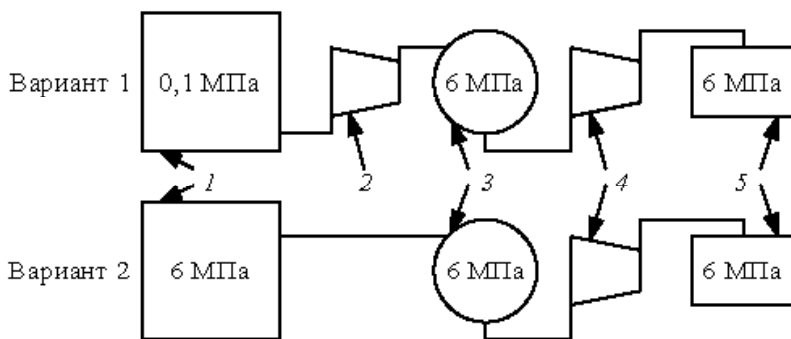
1. Электролизная установка для получения водорода;
2. Компрессор для повышения давления водорода;
3. Хранилище для суточного или сезонного хранения водорода;
4. Дожимной компрессор для поддержания заданного давления водорода, необходимого для подачи его в КС, включается, когда давление в хранилище начинает снижаться;
5. Камера сгорания (КС) [2] для получения пара, который может использоваться на АЭС для повышения её мощности.

Рассмотрим следующие варианты хранения и транспортировки водорода на площадке или вблизи АЭС:

1. АЭС → электролизная установка (при атмосферном давлении расход электроэнергии $5,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{нм}^3$) → компрессор → хранилище → дополнительный дожимной компрессор → камера сгорания → АЭС (рисунок, вариант 1);

2. АЭС → электролизная установка (при давлении 6 МПа расход электроэнергии $3,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{нм}^3$) → хранилище → дополнительный дожимной компрессор → камера сгорания → АЭС (рисунок, вариант 2).

Проведены расчеты представленных вариантов хранения и транспортировки водорода на АЭС при следующих условиях: давление в КС 6 МПа; доля охлаждающей воды в КС 75%; стехиометрическое соотношение кислорода к водороду 7,937; производительность по пару КС $33,3(120) \text{ кг/с}$ (т/ч), что соответствует расходу водорода $D_{H_2} = 0,93 \text{ кг/с}$ или $V_{H_2} = 0,2 \text{ м}^3/\text{с}$ (при температуре 27°C); потери водорода и его давления в результате транспортировки и хранения отсутствуют; число часов использования провальной мощности для получения водорода $\tau = 1000, 2000, 3000 \text{ ч/год}$; стоимость провальной электроэнергии на АЭС $C_{\text{эл}} = 0,5 \text{ руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$; длина водородных трубопроводов от электролизной установки до хранилища и камеры сгорания в рассматриваемых вариантах одинаковы; затраты на транспортировку, хранилище, дополнительный дожимной компрессор и камеру сгорания в рассматриваемых вариантах одинаковые и в расчетах не учитывались.



Варианты схемы хранения и транспортировки водорода: 1 – электролизная установка; 2 – компрессор; 3 – хранилище; 4 – дожимной компрессор; 5 – камера сгорания

Рассчитанные показатели данной схемы следующие.

Количество водорода, необходимое для работы камеры сгорания в течение одного часа, кг/ч :

$$D_{\text{ПР.Н}_2} = D_{\text{Н}_2} \cdot \tau = 0,93 \cdot 3600 = 3348. \quad (1)$$

Необходимый объем водорода при заданном давлении, $\text{м}^3/\text{ч}$:

$$V_{\text{ПР.Н}_2} = D_{\text{ПР.Н}_2} / \rho = 3348 / 4,65 = 720, \quad (2)$$

где ρ – плотность водорода при заданном давлении, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Для суточного хранения водорода, а затем его использования на АЭС подходят газгольдеры [1], объем которых обычно не превышает 2500 м^3 (к примеру, при работе электролизеров с 23:00 до 6:00 необходимо задействовать 2 газгольдера):

$$n = (V_{\text{ПР.Н}_2} \cdot t) / V_{\text{ГАЗГ.}} = (720 \cdot 7) / 2500 \approx 2, \quad (3)$$

где $V_{\text{ГАЗГ.}}$ – объем газгольдера, м^3 ; t – время работы электролизеров в часы провала графика электрической нагрузки, ч.

Такие газгольдеры могут располагаться на площадке или вблизи АЭС. При сезонном хранении водорода (получение его в летний период и использование в зимний) применение газгольдеров невыгодно вследствие малой плотности газообразного водорода. Для сезонного хранения водорода (т.е. в очень больших количествах) подходят подземные естественные и искусственные хранилища (соляные каверны, горные выработки, истощенные газовые и водоносные пласты), где может храниться более 10^6 м^3 водорода [1]. Расстояние от подземного хранилища до АЭС может быть более 8 км. Недостаток подземного хранения в том, что потери водорода за год составляют 5% полного объема хранилища.

Так как плотность газообразного водорода низкая и расстояние от АЭС до хранилища близкое, то целесообразно использовать трубопроводный транспорт.

С учетом вышесказанного мощность электролизных установок можно определить следующим образом.

Объем водорода при нормальных условиях, $\text{нм}^3/\text{ч}$:

$$V_{\text{ПР.Н}_{2\text{Н}}} = D_{\text{Н}_2} / \rho_{\text{н}} = 3348 / 0,09 = 37200, \quad (4)$$

где $\rho_{\text{н}}$ – плотность водорода при нормальных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Расход электроэнергии в пересчете на 1 кг водорода составит, $\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{кг}$

$$R_{\text{кг}} = R_{\text{МЗ}} / \rho_{\text{н}}, \quad (5)$$

где $R_{\text{МЗ}}$ $\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{нм}^3$ – расход электроэнергии на электролизные установки.

Мощность электролизных установок составит, МВт

$$N_{\text{эл}} = D_{\text{ПР.Н}_2} \cdot R_{\text{кг}} \cdot 10^{-3}. \quad (6)$$

Результаты расчетов приведены в табл. 1.

Таблица 1

Мощность электролизных установок

Вариант	Расход электроэнергии, кВт·ч/кг	Мощность электролизных установок, МВт
1	60	201
2	42,2	141

Так как расход водорода соответствует $V_{H_2} = 12 \text{ м}^3/\text{мин}$ при давлении 6 МПа, то, по данным завода «Борец» за 2006 г., можно выбрать компрессор 2ГМ4-12/65М1, характеристики которого приведены в табл. 2.

Таблица 2

Характеристики компрессора 2ГМ4-12/65М1

Модель компрессора	Газ	Давление, кг/см ²	Выход, м ³ /мин	Мощность, кВт	Цена с НДС, руб.
2ГМ4-12/65М1	водород	65	12	132	1 824 000

Произведем расчет расхода электроэнергии на электролизер и компрессор, МВт · ч:

$$E_{эл} = N_{эл} \cdot \tau_{пр}, \quad (7)$$

$$E_k = N_k \cdot \tau_{пр}. \quad (8)$$

Издержки на электроэнергию, млн руб.:

$$И_{ээ} = (E_{эл} + E_k) \cdot 10^3 \cdot Ц_{эл} \cdot 10^{-6}. \quad (9)$$

Результаты расчетов приведены в табл. 3 по (7)–(8).

Таблица 3

Издержки на электроэнергию

Вариант	Расход электроэнергии на электролизеры при 1000 ч/год, МВт·ч	Расход электроэнергии на компрессор при 1000 ч/год, МВт·ч	Издержки на электроэнергию, млн руб.		
			1000 ч/год	2000 ч/год	3000 ч/год
1	$201 \cdot 10^3$	132	100,6	201,2	301,8
2	$141 \cdot 10^3$	–	70,5	141	211,5

Расчет капитальных вложений в электролизное оборудование.

Капитальные вложения в электролизеры ФВ-500 при атмосферном давлении, характеристики которого приведены в табл. 4.

Таблица 4

Характеристики электролизера ФВ-500

Показатель	Значение
Производительность по водороду, м ³ /ч	500
Расход э/э, кВт·ч/м ³ H ₂	5,4
Мощность, кВт	2700

Ориентировочная стоимость ФВ-500 составляет 30 млн руб. [3], что соответствует капитальным вложениям $K_{\text{эл.ФВ-500}} = 11,1$ млн руб./МВт или 60 тыс. руб./1 м³/ч водорода, 2400 долл./1 м³/ч водорода (по курсу валют 1 долл. – 25 руб.).

Примем диапазон удельных капитальных вложений в электролизные установки под давлением по варианту 2 от 2500 до 3000 долл./1 м³/ч водорода [4] (с шагом расчета 100 долл.) и обозначим их вариантами от 2.1 до 2.6.

Затраты на производственное помещение электролизерной были приняты (по данным завода-изготовителя, 1975 г. [5]) на базе электролизера ФВ-500 (табл. 5).

Таблица 5

Затраты на электролизное оборудование и его помещение

Наименование	Капитальные затраты 1975 г., тыс. руб.
Электролизер + вспомогательное оборудование	143,8
Производственное помещение электролизера	61,5

Из табл. 5 видно, что отношение

$$a_{\text{пр.пом}} = K_{\text{пр.пом}} / K_{\text{эл.об}} = 61,5 / 143,8 = 0,43, \quad (10)$$

где $K_{\text{пр.пом}}$ – капитальные затраты на производственное помещение, тыс. руб.; $K_{\text{эл.об}}$ – капитальные затраты в электролизное оборудование, тыс. руб.; $a_{\text{пр.пом}}$ – коэффициент, учитывающий капиталовложения на производственное помещение электролизерной в зависимости от стоимости капитальных вложений электролизного оборудования ФВ-500.

В дальнейших расчетах будем принимать $a_{\text{пр.пом}} = 0,5$.

Тогда удельные капитальные затраты на производственное помещение за 1 МВт установленной мощности электролизерной в настоящее время будут равны, млн руб./МВт

$$K_{\text{пр.пом}} = a_{\text{пр.пом}} \cdot K_{\text{эл.ФВ-500}} = 0,5 \cdot 11,1 = 5,55, \quad (11)$$

где $K_{\text{пр.пом}} = 5,55$ млн руб./МВт – будем принимать для всех типов электролизеров за 1 МВт установленной мощности.

Заграты в электролизное оборудование, млрд руб.:

$$З_{эл.об} = N_{эл} \cdot K_{эл} \cdot 10^{-3}, \quad (12)$$

где $K_{эл}$ – капитальные вложения в 1 МВт электролизного оборудования, млн долл./МВт.

Заграты в производственное помещение электролизерной, млрд руб.:

$$З_{пр.пом} = K_{пр.пом} \cdot N_{эл} \cdot 10^{-3}. \quad (13)$$

Суммарные заграты на установку электролизного оборудования, компрессор (для ФВ-500) и строительство здания, млрд руб.:

$$З_{уст.стр} = З_{эл.об} + З_{ком} + З_{пр.пом}. \quad (14)$$

В табл. 6 приведены результаты расчетов по (12)–(14).

Таблица 6

**Капиталовложения в электролизный цех производительностью
37,2 тыс. $\text{nm}^3/\text{ч}$ водорода**

Варианты	Удельные капиталовложения в электролизеры, долл./ $1\text{m}^3/\text{ч}$ водорода	Капиталовложения в производственное помещение электролизерной, млн долл.	Суммарные капиталовложения, млн долл.
1	2400	44,8	134
2.1	2500	32	125
2.2	2600	То же	128,4
2.3	2700	>>	132,4
2.4	2800	>>	<u>136,4</u>
2.5	2900	>>	<u>139,6</u>
2.6	3000	>>	<u>144</u>

При $K_{эл} > 2800$ долл./ $1\text{m}^3/\text{ч}$ водорода суммарные заграты будут больше, чем для электролизера ФВ–500, что видно из табл. 6.

Произведем расчет затрат на производство водорода для рассматриваемых вариантов.

Для обслуживания электролизера необходим дежурный персонал – инженер, механик, мастер, слесарь, электрик, приборист, электролизник (для приготовления электролита), т.е. примерно 7 человек или для одного электролизера ФВ–500 2,6 чел/МВт.

Издержки на заработную плату, млн руб.:

$$И_{зп} = n_{шт} \cdot N_{эл} \cdot \Phi_{зп} \cdot (1 + H_{соц}) \cdot 10^{-6}, \quad (15)$$

где $n_{шт} = 1,5$ чел./МВт – штатный коэффициент (принят для электролизного цеха большой мощности); $\Phi_{зп} = 144\,000$ руб./год – фонд заработной платы; $H_{соц} = 0,27$ – норматив отчислений в социальный фонд.

Издержки на амортизацию, ремонт и эксплуатацию, млн руб.:

$$I_{\text{ам}} = a_{\text{ам}} \cdot \sum Z_{\text{уст.стр}} \cdot 10^3, \quad (16)$$

$$I_{\text{р}} = a_{\text{р}} \cdot \sum Z_{\text{уст.стр}} \cdot 10^3, \quad (17)$$

$$I_{\text{экс}} = a_{\text{экс}} \cdot Z_{\text{эл.об}} \cdot 10^3, \quad (18)$$

где $a_{\text{ам}} = 0,1$ – коэффициент амортизации; $a_{\text{р}} = 0,08$ – доля отчислений на внеплановый ремонт; $a_{\text{экс}} = 0,05$ – доля отчислений на приготовление химически очищенной воды и пр. в зависимости от типа электролизера.

Прочие издержки, млн руб.:

$$I_{\text{пр}} = a_{\text{пр}} \cdot (I_{\text{ам}} + I_{\text{р}} + I_{\text{эл}}), \quad (19)$$

где $a_{\text{пр}} = 0,03$ – отчисления на прочие издержки.

Затраты на производство водорода, млн руб.:

$$Z_{\text{вод}} = I_{\text{эв}} + I_{\text{экс}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{р}} + I_{\text{эл}} + I_{\text{пр}}. \quad (20)$$

Результаты затрат на производство водорода приведены в табл. 7.

Таблица 7

Суммарные затраты на производство водорода по вариантам, млн долл.

τ, ч/год	Варианты						
	1	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6
1000	35,6	32,3	33	34	35	<u>35,7</u>	<u>36,7</u>
2000	39,6	35,1	35,9	36,8	37,7	38,5	39,5
3000	43,7	38	38,7	39,6	40,6	41,3	42,4

При $\tau = 1000$ ч/год и $K_{\text{эл}} > 2900$ долл./1 м³/ч водорода затраты на его производство будут больше, чем для электролизера ФВ–500, а при $\tau > 1000$ ч/год затраты снизятся. Все это в основном объясняется тем, что снижаются затраты на электроэнергию. С увеличением масштабов производства ($\tau = 2000, 3000$ ч/год) и применением электролизеров с низким энергопотреблением затраты в ценовых вариантах 2.4, 2.5 и варианте 1 будут равнозначны через 3–6 лет.

Выводы

1. Выбраны системы хранения водорода вблизи АЭС (газгольдеры для суточного хранения, подземное хранилище для сезонного хранения), а также трубопроводный транспорт водорода из-за низкой плотности газообразного водорода и близкого расстояния от АЭС до хранилища.

2. Сравнены две схемы хранения и транспортировки водорода с использованием электролизеров с атмосферным и повышенным давлением и показаны условия их эффективности.

3. При использовании электролизеров под давлением с капиталовложениями до 2700 долл./1 м³/ч водорода суммарные затраты будут меньше, чем для электролизера ФВ–500, что связано со снижением установленной мощности электролизерной и затратами на электроэнергию.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Водород. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение: Справ. изд. / Д.Ю. Гамбург, В.П. Семенов, Н.Ф. Дубовкин, Л.Н. Смирнова; Под ред. Д.Ю. Гамбурга, Н.Ф. Дубовкина. М., 1989. 672 с.
2. Бебелин И.Н., Волков А.Г., Грязнов А.Н., Малышенко С.П. Разработка и исследование экспериментального водородо-кислородного парогенератора мощностью 10 МВт(т) // Теплоэнергетика. 1997. № 8. С. 48–52.
3. Аминов Р.З., Байрамов А.Н. Оценка стоимости производства водорода методом электролиза // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса: Сб. науч. тр. Саратов, 2006. Вып. 4. С. 46–56.
4. Брусницын А. Два сценария развития водородных технологий // Мировая энергетика. Июнь 2007. № 6(42). С. 46–48.
5. Шпильрайн Э.Э., Малышенко С.П., Кулешов Г.Г. Введение в водородную энергетику. М., 1984. 264 с.

УДК 621.311

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ И КОНСТРУКЦИЙ ТЭЦ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

Ю.М. Хлебалин

Саратовский государственный технический университет

Энергетика России развивается в двух направлениях: большая энергетика – техническое перевооружение, реконструкция и модернизация действующих мощных КЭС и ТЭЦ на твердом и газовом топливе и малая энергетика – строительство мелких ТЭЦ и котельных на природном газе [1].

Прогноз структуры мощностей на период до 2015 г. следующий: ГЭС – 9,5, АЭС – 15,8, КЭС – 29,5, ТЭЦ – 31, ГТУ – 1, ПГУ – 12,9%. На прочие электростанции малой мощности приходится всего 0,3%. В основном на КЭС, ТЭЦ, ГТУ и ПГУ сжигается газовое топливо – 67, уголь – 26, мазут – 7%.

В настоящее время действующие КЭС с отпуском теплоты из нерегулируемых отборов, работающие на газе, имеют КПД 32–39%. Проектируемые КЭС нового поколения на параметры 30–40 МПа, 600/600/600 °С дают возможность увеличивать КПД до 47–50%.

На ТЭЦ большой мощности применяются параметры пара 13 МПа, 555 °С и закритические – 24 Мпа, 540/540 °С. Проводятся исследования по внедрению на ТЭЦ с блоками Т-250/300 сверхкритических параметров 30 МПа 600/600 °С.

Основными направлениями повышения эффективности схем и конструкций ТЭЦ и КЭС являются увеличение начальных параметров пара, введение промежуточного перегрева, укрупнение единичной мощности с оптимизацией других параметров цикла.

Для действующих ТЭЦ в условиях рынка и кризиса промышленно-сти была разработана малозатратная технология технического перевооружения, реконструкции и модернизации оборудования станций [2, 3].

Рассмотрены следующие основные направления совершенствования схем и конструкций ТЭЦ большой мощности:

- 1) техническое перевооружение ТЭЦ с противодавленческими турбинами;
- 2) модернизация ТЭЦ с противодавленческими турбинами и пром-перегревом;
- 3) повышение электрической мощности на действующих ТЭЦ;
- 4) применение на ТЭЦ закритических параметров турбин типа ТК и ПТК.

1. Техническое перевооружение ТЭЦ на современном этапе развития энергетики России является первоочередным и актуальным направлением повышения мощности и эффективности действующих станций. Снижение отпуска теплоты из отборов турбин в результате снижения расхода пара на технологические нужды промпредприятий приводит к сокращению использования противодавленческих турбин Р-50-130/13 и Р-100-130/15, а в ряде случаев – к полной их остановке, что уменьшает прибыль и эффективность станций.

Для эксплуатации противодавленческих турбин заводы-изготовители ОАО ТМЗ и ОАО ЛМЗ разработали различные типы приключенных турбин различной мощности на параметры пара 1,5 МПа, 275 °С.

Ввод в эксплуатацию турбин Р-50 и Р-100 с приключенными турбинами взамен устаревшего и физически изношенного неэффективного оборудования на низкие начальные параметры пара позволит обновить парк основного оборудования ТЭЦ с минимальными затратами.

В исследованиях выполнено технико-экономическое обоснование вариантов модернизации ТЭЦ с блоками Р-50-130/13 и приключенной турбиной ПТ-45–15 [4], а также Р-100-130/15 и приключенной турбиной Т-70/110-1,6 [5].

Расчет технико-экономического эффекта от технического перевооружения ТЭЦ с противодавленческими турбинами выполнен по методике, учитывающей рыночные условия, с оценкой интегрального эффекта или чистого дисконтированного дохода, индекса доходности и срока окупаемости.

Ожидаемые технико-экономические показатели модернизируемых ТЭЦ мощностью 95 МВт (с Р-50-130/13) и 170 МВт (с турбиной Р-100-130/15) рассчитаны по методу ОРГРЭС с удельным расходом топлива и себестоимостью продукции ТЭЦ, которые оказались ниже по сравнению с раздельной схемой КЭС и котельных.

Выполненные технико-экономические расчеты по обоснованию капиталовложений в модернизацию ТЭЦ с противодавленческими турбинами свидетельствуют о высокой рентабельности проекта ($\mathcal{E}_{\text{ин}} = 1076 - 2030$ млн руб.; $T_{\text{ок}} = 3 - 6$ лет).

2. Модернизация ТЭЦ с противодавленческими турбинами и пром-перегревом.

В выполненных исследованиях рассмотрен вариант применения промежуточного перегрева пара при модернизации ТЭЦ с противодавленческими турбинами и приключенными турбинами конденсационного типа К-45-15 и К-110-16.

Введение промежуточного перегрева пара на ТЭЦ позволяет уменьшить влажность пара в последних ступенях приключенных турбин, повысить КПД части низкого давления, увеличив мощность блоков и их эффективность [6, 7].

Рассмотрен вариант технико-экономического обоснования газового перегрева пара в водогрейном котле КВГМ-100 для турбины К-45-15 и КВГМ-180 для К-110-16.

Расчет технико-экономического эффекта от предлагаемого способа перегрева пара на ТЭЦ выполнен с учетом рыночных отношений по интегральному эффекту, индексу доходности и сроку окупаемости.

Для варианта с турбиной К-45-15 и КВГМ-100 эффект составил $\mathcal{E}_1 = 11,4$ млн руб./год при сроке окупаемости дополнительных капиталовложений $T_{\text{ок}} = 0,609$ года, а для варианта К-110-16 и КВГМ-180 соответственно $\mathcal{E}_2 = 31,3$ млн руб./год и $T_{\text{ок}} = 0,554$ года.

3. Повышение электрической мощности на действующих ТЭЦ.

В настоящее время кризис энергоемкой промышленности привел к снижению потребления технологического пара, отпускаемого из отборов турбин ТЭЦ, и к недовыработке электроэнергии на станциях. В этих условиях многие АО-энерго, включающие ТЭЦ, испытывают дефицит электрической мощности и вынуждены покупать электроэнергию на федеральном рынке (ФОРЭМ) по высокой цене.

При отсутствии инвестиций на создание нового оборудования в энергетике важна разработка малозатратных технологий повышения мощности и экономичности действующих ТЭЦ.

В исследованиях приведено сравнение различных способов получения дополнительной электроэнергии на ТЭЦ за счет использования пара промышленных отборов турбин типа ПТ с подачей его в часть низкого давления (ЧНД) турбин типа Т в двух случаях – с использованием РОУ и с приключенной турбиной [8, 9].

Турбины типа Т в зимних режимах работают с ЧНД при минимальных пропусках пара и низких КПД, а в некоторых случаях – с потреблением полезной работы на вентиляцию последних ступеней турбин. В этих режимах догрузка ЧНД редуцированным паром промотбора или отработанным паром приключенной турбины приведет к росту КПД и увеличе-

нию энергии в ЧНД Т-турбин. В то же время производство электроэнергии ограничивается предельным пропуском пара через проточную часть, допустимой мощностью электрогенератора, температурным режимом ЧНД, системой охлаждающих устройств и условиями рынка ФОРЭМ.

Расчет технико-экономического эффекта от использования пара промотора ПТ-турбин для дополнительной выработки электроэнергии на ТЭЦ выполнен по методике, учитывающей рыночные условия.

По первому варианту – с РОУ в пиковом режиме работы Т-турбин – получен положительный эффект, по второму варианту – с приключенной турбиной – получен отрицательный эффект из-за значительных капиталовложений в приключенную турбину.

И только в базовом режиме вариант с приключенной турбиной становится эффективнее варианта с РОУ и выработка электроэнергии возможна в ЧНД Т-турбин.

4. Применение на ТЭЦ закритических параметров турбин типа ТК и ПТК.

Для повышения эффективности теплофикации в прошлом столетии проводились исследования по созданию турбин типа Т и ПТ большой мощности на закритические параметры пара с промперегревом и развитой регенерацией питательной воды. Так, для промышленных ТЭЦ были разработаны схемы и конструкции турбин типа ПТ-200/300-240/13 и ППТ-200/300-240/15/7. Аналогичные исследования были проведены для отопительных ТЭЦ с турбинами Т-250/300-240.

Проводились также исследования по созданию турбин с большой привязанной конденсационной мощностью и отпуском теплоты потребителю из нерегулируемых отборов типа ТК и ПТК. Однако проекты по созданию турбин ТК и ПТК не были осуществлены по разным причинам.

В связи с изменением условий развития энергетического рынка и методов расчета эффективности теплофикации (переход от физического метода к методу ОРГРЭС), когда теплофикационный режим работы ТЭЦ не дает существенного эффекта, а также наметившейся тенденцией к увеличению электрической мощности станций в настоящее время оправдывается необходимость создания турбин типа ТК и ПТК при работе ТЭЦ не только на газе, но и на твердом топливе.

В исследованиях [10] рассмотрена схема ТЭЦ с турбиной ТК мощностью 200-300 МВт на закритические параметры пара с промежуточным перегревом.

В турбинах ТК и ПТК рекомендуется отказаться от конструкции регулируемых отборов проточной части турбины и заменить отпуск теплоты из нерегулируемых отборов с регулированием изменения температуры сетевой воды за счет установки байпасов между сетевыми подогревателями с установкой регулирующих устройств, изменяющих расход воды, через подогреватели.

В качестве примера было выполнено технико-экономическое обоснование повышения эффективности ТЭЦ с турбиной ТК-100-130 с применением облопачивания реактивного типа ЧВД и с отпуском теплоты из нерегулируемых отборов турбины для нужд теплоснабжения.

Ниже приведены технико-экономические показатели ТЭЦ с турбиной ТК-100-130 при расчете удельных расходов топлива и себестоимости продукции по методу ОРГРЭС.

1. Установленная электрическая мощность, МВт – 104,5.
2. Число часов использования мощности, ч/год – 8760.
3. Отпуск электроэнергии, МВт · ч/год – $915,16 \cdot 10^3$.
4. Отпуск тепловой энергии, МВт · ч/год – $896,36 \cdot 10^3$.
5. Капитальные затраты, млн руб. – 2825.
6. Удельные капиталовложения, руб./кВт – 2952.
7. Удельный расход условного топлива:
на электроэнергию, кг/(кВт · ч) – 0,271;
на теплоту, кг/ГДж – 33,06.
8. Себестоимость продукции:
на электроэнергию, руб./(кВт · ч) – 0,95;
на теплоту, руб./ГДж – 57,46.
9. Интегральный эффект (ЧДД), млн руб. – 820,94.
10. Срок окупаемости, лет – 3,44.

Разработка и внедрение турбин типа ТК и ПТК с нерегулируемыми отборами пара на ТЭЦ, работающих на твердом топливе, являются актуальной проблемой повышения эффективности теплофикации и требуют проведения дальнейших исследований.

Оценка коммерческой эффективности паро- и газотурбинных установок, а также КЭС с отпуском теплоты из нерегулируемых отборов до настоящего времени дискуссионна.

Несмотря на узаконенный метод ОРГРЭС по расчету распределения топлива котла на электрическую и тепловую энергию на ТЭЦ до сих пор применяют устаревший физический метод.

В [11] предпринята попытка оценить эффективность работы бинарных ПГУ-ТЭЦ с помощью метода ОРГРЭС. Однако в настоящее время парадоксом теплофикации является возвращение к показателям коэффициента использования теплоты топлива, электрическому КПД и физическому методу. Использование этих показателей приводит к ошибочным результатам [11, 12].

В [13] приводится обоснование возможного применения эксергетического метода для расчетов технико-экономических показателей для любых энергетических установок.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хлебалин Ю.М. Пути повышения эффективности паротурбинных ТЭЦ // Энергосбережение по Саратовской области. 2005. № 3(4).

2. *Хлебалин Ю.М.* Повышение маневренности ТЭЦ с использованием малозатратных технологий // *Промышленная энергетика.* 2000. № 1.
3. *Хлебалин Ю.М.* Малозатратные технологии модернизации действующих ТЭЦ // Там же. 2000. № 9.
4. *Хлебалин Ю.М.* Техническое перевооружение ТЭЦ с противоаварийными турбинами // Там же. 2006. № 1.
5. *Хлебалин Ю.М.* Модернизация ТЭЦ с турбинами Р-100-130/15 и Т-70/100-1,6 // Там же. 2006. № 6.
6. *Хлебалин Ю.М.* Модернизация ТЭЦ с противоаварийными турбинами и промежуточным перегревом // Там же. 2005. № 8.
7. *Хлебалин Ю.М.* Применение промперегрева пара на ТЭЦ с противоаварийными турбинами // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса. Саратов. 2006. Вып. 4.
8. *Хлебалин Ю.М.* Повышение электрической мощности действующих ТЭЦ // *Промышленная энергетика.* 2005. № 7.
9. *Хлебалин Ю.М.* Производство дополнительной электроэнергии на действующих ТЭЦ // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса. Саратов. 2006. Вып. 4.
10. *Хлебалин Ю.М.* О необходимости дальнейшей разработки и внедрения на ТЭЦ турбин типов ТК и ПТК // *Промышленная энергетика.* 2007. № 4.
11. *Хлебалин Ю.М.* Оценка эффективности бинарных ПГУ-ТЭЦ // Там же. 2006. № 12.
12. *Хлебалин Ю.М.* Термодинамическая эффективность паро- и газотурбинных установок // Там же. 2007. № 3.
13. *Хлебалин Ю.М.* Эксергетический метод – основа анализа систем теплофикации с целью их эффективности и конкурентоспособности // Там же. 2005. № 3.

УДК 621.310.025

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ МАЛЫХ ТЭЦ С ГТУ

Ю.Е. Николаев, С.В. Сизов

Саратовский государственный технический университет

В нашей стране комбинированное производство электрической и тепловой энергии на основе газотурбинных технологий получило наибольшее развитие в последние десять лет. В этот период построены малые ТЭЦ (МТЭЦ) на природном газе для обеспечения электрической и тепловой энергией небольших промышленных предприятий, жилых районов городов и поселков [1]. Довольно часто такие станции строятся на площадках существующих котельных, когда старое котельное оборудование демонтируется или переводится для покрытия пиков тепловой нагрузки. Схема МТЭЦ с газотурбинным двигателем приведена на рис. 1.

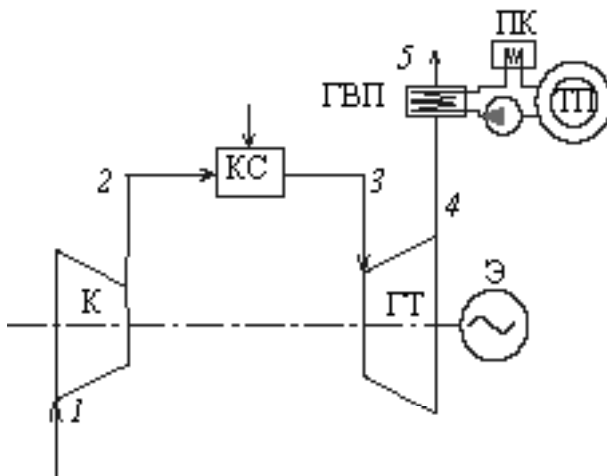


Рис. 1. Тепловая схема МТЭЦ с ГТУ: К – компрессор; КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина; ПК – пиковый котел; ТП – тепловой потребитель; ГВП – газовойдяной подогреватель; Э – электрогенератор

МТЭЦ с газотурбинными двигателями ориентированы, по аналогии с крупными паротурбинными ТЭЦ, преимущественно на покрытие теплового графика (рис. 2) нагрузки [2]. В этом случае достигаются наилучшие технико-экономические показатели, но получаемая электрическая мощность оказывается в 2–3 раза меньше максимальной нагрузки. Это вызывает необходимость покупки недостающей энергии из энергосистемы. Использование МТЭЦ для работы по электрическому графику (рис. 3) приводит к снижению достигаемой экономии топлива от теплофикации в результате выпуска части продуктов сгорания ГТУ без утилизации, частых пусков и остановки энергоагрегатов. Поэтому при сооружении МТЭЦ важным является выбор рационального способа работы, по которому будет достигнут наибольший экономический эффект.

Для полезного использования избыточной теплоты при работе МТЭЦ по электрическому графику и увеличения выработки электроэнергии при работе по тепловому графику в летний период возможна передача тепловой энергии в сети районной ТЭЦ (РТЭЦ) или котельной. Для этого прокладываются дополнительные перемычки между сетями РТЭЦ или котельной и МТЭЦ (рис. 4).

Очевидно, такая совместная работа РТЭЦ, котельной и МТЭЦ приведет к снижению получаемой прибыли на РТЭЦ или котельной и увеличению ее на МТЭЦ. Однако если РТЭЦ, котельная и МТЭЦ входят в территориальную генерирующую компанию, то последняя может полу-

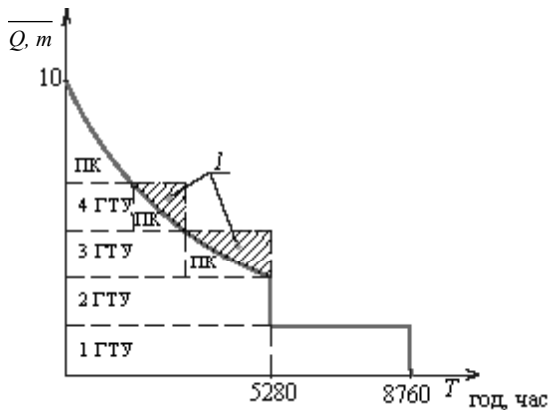


Рис. 2. Тепловой график коммунально-бытовой нагрузки по продолжительности (I – выхлоп теплоты в относительных единицах)

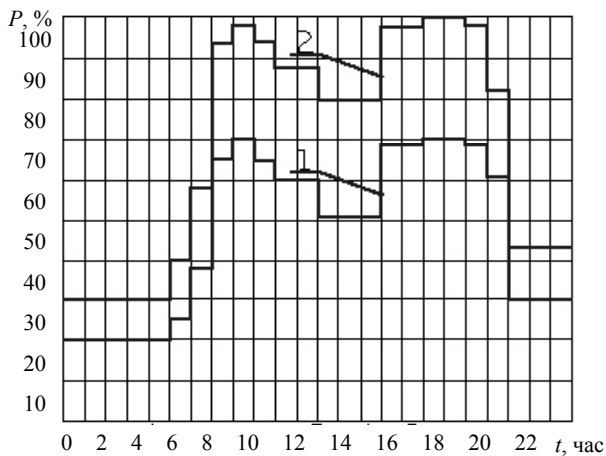


Рис. 3. Суточный электрический график района города: (1 – летняя нагрузка; 2 – зимняя нагрузка)

чить дополнительную прибыль. Определим достигаемый эффект от такой работы источников энергии в зависимости от длины перемычки и характеристик РТЭЦ. Для расчета ГТУ при различных температурах наружного воздуха и переменных нагрузках, определения количественных показателей МТЭЦ использована разработанная в [3] математическая мо-

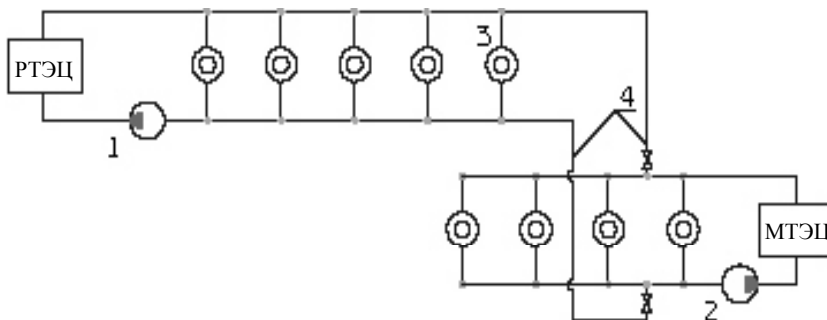


Рис. 4. Схема совместной работы районной и малой ТЭЦ: 1, 2 – сетевые насосы РТЭЦ и МТЭЦ; 3 – тепловой потребитель; 4 – перемычка

дель. В качестве критерия для определения экономической эффективности рассматриваемого варианта по сравнению с изолированной работой источников используем экономию дисконтированных затрат в системе энергоснабжения, руб.:

$$\Delta Z = \sum_{t=0}^T (C_T \Delta B - p_{\text{аро}} \Delta K \pm C_3 \Delta \mathcal{E}_c) (1 + E)^{-t} - \Delta K, \quad (1)$$

где C_T – стоимость топлива, сжигаемого на МТЭЦ, РТЭЦ и котельной руб/кг; ΔB – изменение топливных затрат на МТЭЦ (с учетом расхода топлива на пуск ГТУ и ПК), РТЭЦ и котельной, достигаемых на t -шаге расчета, руб./год; $p_{\text{аро}}$ – отчисления на амортизацию, ремонт, обслуживание перемычки и сетевого насоса, 1/год; ΔK – изменение капиталовложений, руб.; $\Delta \mathcal{E}_c = \Delta \mathcal{E}_{\text{МТ}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{РТ}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{пер}}$, изменение количества вырабатываемой энергии в электроэнергетической системе в летний период, кВт · ч/год, $\Delta \mathcal{E}_{\text{МТ}}, \Delta \mathcal{E}_{\text{РТ}}$ – прирост выработки электроэнергии на МТЭЦ и РТЭЦ, кВт · ч/год; $\Delta \mathcal{E}_{\text{пер}}$ – изменение количества электроэнергии, затрачиваемой на перекачку теплоносителя, кВт · ч/год.

Плюс или минус в формуле (1) определяется увеличением (уменьшением) суммарной выработки электроэнергии в системе.

Изменение топливных затрат и выработки электроэнергии в системе будет зависеть от приоритетного графика, по которому работает МТЭЦ, считая при этом, что производство электроэнергии на РТ осуществляется на базе теплового потребления. При работе МТЭЦ по электрическому графику нагрузки отпуск избыточной теплоты в сети РТЭЦ и котельной не оказывает заметного влияния на расход топлива на МТЭЦ, но вызовет уменьшение выработки электроэнергии на тепловом потреблении и расхода топлива на РТЭЦ и в котельной. В этом случае $\Delta \mathcal{E}_{\text{МТ}} = 0$, а $\Delta \mathcal{E}_{\text{РТ}} < 0$ и $\Delta \mathcal{E}_c > 0$. Уменьшение расхода топлива на РТЭЦ можно определить по выражению, кг/год [3]:

$$\Delta B_{PT} = \frac{\Delta Q \cdot y_{PT} \cdot (1 + \gamma_P) \cdot q_K \cdot \tau_L \cdot \varepsilon}{Q_H^p \cdot \eta_K \cdot \eta_{TC} \cdot \eta_{СП} \cdot q_{СП}}, \quad (2)$$

где ΔQ – передаваемая теплота от МТЭЦ, кВт; y_{PT} – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении РТЭЦ; γ_P – коэффициент, учитывающий расходы пара в регенеративные отборы; q_K – удельная теплота, расходуемая на образование пара в котле, кДж/кг; τ_L – продолжительность летнего периода, час/год; ε – доля времени работы ГТУ в летний период; Q_H^p – теплота сгорания топлива, кДж/кг; η_K , η_{TC} , $\eta_{СП}$ – КПД энергетического котла, тепловой сети, сетевого подогревателя; $q_{СП}$ – удельная теплота пара теплофикационного отбора, кДж/кг.

Уменьшение расхода топлива в котельной определяется по формуле, кг/год:

$$\Delta B_{КОТ} = \frac{\Delta Q}{Q_H^p \cdot \eta_{КОТ} \cdot \eta_{TC}}, \quad (3)$$

где $\eta_{КОТ}$ – КПД котельной.

Уменьшение выработки электроэнергии на РТЭЦ определим как

$$\Delta \mathcal{E}_{PT} = \Delta N_{PT} \cdot \tau_L \cdot \varepsilon \cdot \eta_{СП}^{PT}, \quad (4)$$

где ΔN_{PT} – уменьшение электрической мощности РТ в летнем режиме, кВт; $\eta_{СП}^{PT}$ – коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на собственные нужды РТ.

При работе МТЭЦ по тепловому графику и включении ГТУ в летний период для замещения теплоты РТЭЦ и котельной расход топлива и выработка электроэнергии на малой ТЭЦ увеличатся и могут быть рассчитаны по формулам, кг/год, кВт ч/год

$$\Delta B_{MT} = \frac{\Delta Q \cdot y_{MT} \cdot \tau_L}{Q_H^p \cdot \eta_3}, \quad (5)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{MT} = \Delta N_{MT} \cdot \tau_L \cdot \eta_{СП}^{MT}, \quad (6)$$

где y_{MT} – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении МТЭЦ; η_3 – электрический КПД ГТУ; ΔN_{MT} – прирост электрической мощности малой ТЭЦ в летний период, кВт; $\eta_{СП}^{MT}$ – коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на собственные нужды МТЭЦ.

На РТ уменьшение расхода топлива и выработки электроэнергии определяется по (2) и (4), принимая $\varepsilon = 1$. В этом случае, в зависимости от начальных параметров РТЭЦ $\Delta \mathcal{E}_{MT}$ может быть как больше $\Delta \mathcal{E}_{PT}$, так и меньше. Поэтому $\Delta \mathcal{E}_c$ будет иметь различные знаки.

Представим дополнительные капиталовложения в перемычку и насос, тыс. руб.

$$\Delta K = k_L L + k_H N_H, \quad (7)$$

где k_1 – удельные капиталовложения в сооружение переемычки, руб./км; L – длина переемычки, км; k_n – удельная стоимость насоса, руб./кВт; N_n – мощность насоса, кВт.

С использованием приведенных выражений были выполнены расчеты при следующих исходных данных: место расположения системы теплоснабжения – Среднее Поволжье, присоединенная тепловая мощность РТЭЦ в летний период – 122 МВт, на МТЭЦ установлены 4 ГТУ единичной электрической мощностью 6,5 МВт, тепловой – 10 МВт. Тепловая нагрузка района, обслуживаемого МТЭЦ в летний период, составляет 13,5 МВт, остальная тепловая мощность передается через переемычку в тепловую сеть районной ТЭЦ или котельной, которая составляет 26,5 МВт. Результаты расчетов количественных показателей МТЭЦ, РТЭЦ и котельной приведены в таблице.

Количественные показатели совместной работы РТЭЦ, котельной и МТЭЦ в летний период

Наименование показателя	Единица измерения	Режим работы МТЭЦ	
		по тепловому графику	по электрическому графику
При совместной работе РТЭЦ и МТЭЦ			
Увеличение выработки электроэнергии на МТЭЦ	$\frac{\text{млн кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$	56,4	–
Увеличение выработки тепловой энергии на МТЭЦ	$\frac{\text{млн кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$	91,4	60,9
Увеличение расхода топлива на МТЭЦ	$\frac{\text{млн нм}^3}{\text{год}}$	48	–
Уменьшение выработки электроэнергии на РТЭЦ при начальных параметрах: 3,5 МПа/435 °С 9 МПа/535 °С 13 МПа/555 °С 24 МПа/540 °С	$\frac{\text{млн кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$	31,2	20,8
		44,1	29,4
		50,3	33,5
		59,4	39,6
Снижение расхода топлива на РТЭЦ при начальных параметрах: 3,5 МПа/435 °С 9 МПа/535 °С 13 МПа/555 °С 24 МПа/540 °С	$\frac{\text{млн нм}^3}{\text{год}}$	74	49
		105	69
		119	80
		141	94
Изменение баланса электроэнергии в системе при замещении РТЭЦ с начальными параметрами: 3,5 МПа/435 °С 9 МПа/535 °С 13 МПа/555 °С 24 МПа/540 °С	$\frac{\text{млн кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$	+25,2	–20,8
		+12,3	–29,4
		+6,1	–33,5
		–3,0	–39,6
При совместной работе котельной и МТЭЦ			
Снижение расхода топлива в котельной	$\frac{\text{млн нм}^3}{\text{год}}$	103	68

Анализируя таблицу, следует отметить, что при передаче одинакового количества теплоты от МТЭЦ в сети РТЭЦ наблюдается уменьшение выработки электроэнергии на РТЭЦ в зависимости от начальных параметров станции. С повышением начальных параметров величина недовыработки электроэнергии возрастает по причине увеличения располагаемого теплоперепада в турбине. При этом наибольшая недовыработка электроэнергии на РТЭЦ получается при работе МТЭЦ по тепловому графику нагрузки. Такая же закономерность наблюдается при расходе топлива на РТЭЦ. При совместной работе МТЭЦ и котельной наибольшее снижение расхода топлива в котельной также наблюдается при работе МТЭЦ по тепловому графику.

Экономия дисконтированных затрат в системе РТЭЦ, котельной и МТЭЦ в зависимости от длины переемычки между РТЭЦ, котельной и МТЭЦ при различных начальных параметрах районной ТЭЦ представлена на рис. 5 и 6.

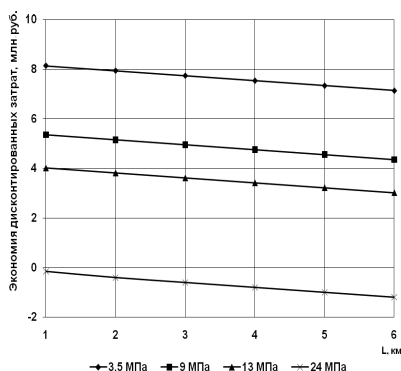


Рис. 5. Экономия дисконтированных затрат при работе МТЭЦ по тепловому графику нагрузки

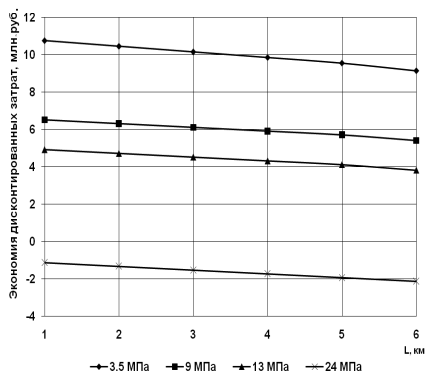


Рис. 6. Экономия дисконтированных затрат при работе МТЭЦ по электрическому графику нагрузки

Как видно из рис. 5 и 6, экономия дисконтированных затрат снижается по мере увеличения длины переемычки. Наибольшее влияние на величину ΔZ оказывают начальные параметры пара на входе в турбину на районной ТЭЦ. Так, при работе МТЭЦ по тепловому графику нагрузки положительная величина экономии дисконтированных затрат достигается при длинах 2,4–3,3 км для районных ТЭЦ с начальными параметрами 3,5 МПа/435 °С, 9 МПа/535 °С, 13 МПа/555 °С и 24 МПа/540 °С, для котельной эта величина немного больше 5 км. При работе МТЭЦ по электрическому графику нагрузки экономия дисконтированных затрат остается положительной при длинах 1,1–1,3 км и начальных параметрах пара на РТЭЦ 3,5 МПа/435 °С, 9 МПа/535 °С, для станций с начальными

параметрами 13 МПа/555 °С и 24 МПа/540 °С наблюдается перерасход дисконтированных затрат вследствие более высокой тепловой экономичности РТЭЦ. В условиях замещения тепловой нагрузки котельной предельная длина перемычки достигает 4,6 км.

На эффективность работы МТЭЦ оказывает влияние участие ее в покрытии той или иной зоны суточного электрического графика нагрузки. По мере увеличения зоны покрытия электрического графика тепловая экономичность ГТУ снижается в результате дополнительных затрат топлива на пуски и остановку оборудования, роста потерь с выхлопом неохлажденных продуктов сгорания, однако при этом увеличиваются тарифы на отпускаемую электроэнергию. В этих условиях важным является определение рациональных зон участия МТЭЦ в покрытии электрического графика.

Определение эффективной области работы МТЭЦ по электрическому графику рассмотрим при заданном количестве установленных агрегатов. В качестве экономического критерия принята величина получаемой годовой прибыли от работы станции. Тарифы на электрическую энергию, по данным Мосэнерго, в 2007 г. с учетом динамики роста цен приняты следующие:

- 1) базовая нагрузка (с 21.00 до 05.00) – 0,52 руб./кВт · ч;
- 2) полупиковая нагрузка (с 05.00 до 07.00, с 12.00 до 15.00, с 20.00 до 21.00) – 1,20 руб./кВт · ч;
- 3) пиковая нагрузка (с 07.00 до 10.00, с 15.00 до 20.00) – 2,20 руб./кВт · ч. Стоимость природного газа оценена: 2007 г. – 1900 руб./т у.т., 2015 г. – 3300 руб./т у.т., 2020 г. – 5800 руб./т [4]. Стоимость тепловой энергии – 143 руб./ГДж.

Результаты расчета прибыли при дифференцированном и средневзвешенном тарифах на электроэнергию представлены на рис. 7.

Анализируя полученные результаты, следует отметить, что наибольшая величина прибыли получилась при использовании дифференцированного тарифа на электроэнергию по зонам суток, причем максимальная прибыль достигается при покрытии МТЭЦ пиковой и полупиковой нагрузки.

Выводы

1. Сооружение малых ТЭЦ для теплоснабжения промышленных и коммунальных объектов позволяет в периоды снижения их тепловой нагрузки передавать избытки теплоты в сети районных ТЭЦ и котельных с низкоэффективным оборудованием.

2. Наибольший эффект достигается при работе малой ТЭЦ по тепловому графику нагрузки и замещении оборудования районных ТЭЦ на начальные параметры пара 3,5–9,0 МПа и котельных. При этом длина перемычки для передачи избытков теплоты от малой ТЭЦ должна быть не более 3–5 км.

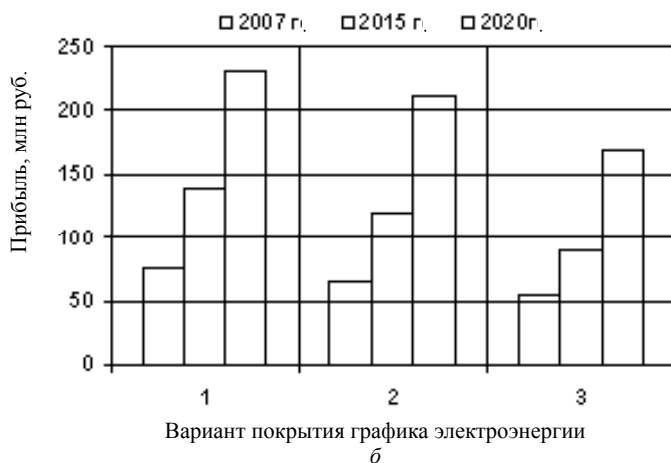


Рис. 7. Величина прибыли при дифференцированном тарифе по зонам суток с многотарифными приборами учета (а) при средневзвешенном тарифе на электроэнергию (б): цифры 1, 2, 3 соответствуют вариантам покрытия зон электрического графика; в варианте 1 рассмотрено покрытие МТЭЦ базовой, полупиковой и пиковой нагрузки, в варианте 2 – покрытие МТЭЦ полупиковой и пиковой нагрузки, в варианте 3 – покрытие МТЭЦ полупиковой нагрузки

3. При регулировании суточного графика электрической нагрузки на малой ТЭЦ наибольший эффект достигается при использовании дифференцированного тарифа на электроэнергию и покрытии пиковой и полу-

пиковой зон графика. При использовании средневзвешенного тарифа на электроэнергию максимальная прибыль достигается при покрытии всех областей графика нагрузки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Щаумов В.Ю.* Опыт внедрения и эксплуатации ГТУ малой мощности // Малые и средние ТЭЦ. Современные решения. М., 2005. С. 89–98.
2. *Свиридов О.В. и др.* Роль автономных источников энергии на современном этапе развития России // Там же. С. 49–54.
3. *Николаев Ю.Е., Сизов С.В.* Оптимизация количества устанавливаемых газовых турбин на малых ТЭЦ // Вестн. СГТУ. 2008. № 1(31). С. 134–142.
4. *Попырин Л.С. и др.* Высокоэффективные технологии в теплоснабжении // Изв. РАН. Сер. Энергетика. М., 2006. № 4. С. 89–93.

УДК 621.311.22

ПУТИ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ТЭЦ

Е.А. Ларин, Л.И. Пешков¹, Л.П. Шелудько¹

Саратовский государственный технический университет

¹Самарский государственный технический университет

По оценкам специалистов, к 2015 г. выработка паркового ресурса генерирующих мощностей всех электростанций достигнет уровня 62%. Вывод из эксплуатации устаревшего оборудования ТЭС превысил ввод новых мощностей. При начавшемся росте экономики и увеличении потребления электроэнергии требуется предотвращение дефицита в электро- и теплоснабжении потребителей. Необходимо ввести новые энергетические мощности и повысить мощность и экономичность существующих тепловых электростанций. Установленная электрическая мощность ТЭЦ составляет около 30% от суммарной мощности электростанций. Но, несмотря на снижение тепловых нагрузок и сокращение на ТЭЦ конденсационной выработки электроэнергии, не используется значительная часть их установленной мощности [1].

На первом этапе модернизации ТЭЦ с целью минимизации требуемых капиталовложений экономически целесообразна реновация генерирующего оборудования электростанций с продлением их эксплуатационного ресурса и заменой оборудования, достигшего предельного состояния. По остальному энергетическому оборудованию, вырабатывающему парковый ресурс, должны быть проведены работы по продлению их срока службы.

С целью минимизации капиталовложений целесообразна реновация генерирующего оборудования электростанций, но в перспективе этот путь увеличит долю устаревших энергоагрегатов и приведет к росту расхода топлива и затрат на текущий ремонт.

Техническое перевооружение электростанций с использованием парогазовой технологии потребует больших капиталовложений, но обеспечит существенную экономию дорожающего топлива, повышение надежности и сокращение затрат на ремонт.

Модернизация должна проводиться с использованием имеющегося на ТЭЦ работоспособного оборудования и обеспечить их конкурентоспособность на энергетическом рынке в течение 25–30 лет.

Учитывая многообразие ТЭЦ по назначению, мощности и параметрам пара, для оптимальных решений при их надстройке ПГУ потребуются проведение сравнительного технико-экономического анализа нескольких альтернативных вариантов.

Действующие станции должны быть разделены на несколько групп – по их электрической мощности, величине и характеру присоединенных тепловых нагрузок, параметрам пара и степени изношенности основного оборудования.

В первую очередь должны надстраиваться устаревшие ТЭЦ с давлением пара 3 и 9 МПа, имеющие низкую тепловую экономичность и неиспользуемые резервы мощности турбоагрегатов.

Для большинства ТЭЦ целесообразно вместо двухконтурных принимать одноконтурные котлы-утилизаторы (КУ) с камерами дожигания и газодыяными подогревателями сетевой воды теплосети. Выработываемый в КУ острый пар может направляться в главные паропроводы станций, что позволит увеличить рабочую мощность турбоагрегатов за счет дополнительного расширения в них пара КУ и пара вытесненных регенеративных и теплофикационных отборов.

Анализ инженерного центра РАО ЕЭС подтверждает целесообразность использования при надстройках ТЭЦ ГТУ мощностью 12–18 МВт при начальном давлении пара 3 МПа, 25–35 МВт для ТЭЦ 9 МПа, и 45–55 МВт при 13 МПа. На данном этапе наша промышленность не выпускает энергетические ГТУ мощностью 35–90 МВт, поэтому на первом этапе надстройка ТЭЦ будет производиться в основном с использованием импортных ГТУ мощностью 65–70 МВт.

Реконструкцию региональных ТЭЦ экономически целесообразно проводить при использовании их работоспособного турбинного и электротехнического оборудования.

Температура выхлопных газов у большинства ГТУ недостаточна для выработки в КУ острого пара стандартных параметров, и поэтому требуется дожигание топлива перед КУ, приводящее к снижению КПД и увеличению стоимости ПГУ.

Фирмой ALSTOM в ГТУ марки ГТ–26 применен промежуточный

подвод тепла топлива перед силовой газовой турбиной с повышением мощности ГТУ и температуры газов на ее выходе.

Этот путь может быть использован для модернизации энергетической ГТУ НК-37-1 с установкой перед ее силовой турбиной (СТ) дополнительной камеры дожигания. При повышении температуры перед СТ до 880–900 °С температура газа на входе в КУ возрастет до 600–620 °С, увеличатся мощность ГТУ и паропроизводительность КУ с возможностью выработки в них пара стандартных параметров для всех типов ТЭЦ. Эта модернизация может быть произведена с использованием существующего турбокомпрессора ГТУ НК-37-1.

Получаемая прибыль при надстройке ТЭЦ ПГУ зависит от надежности ГТУ. Число часов работы парогазового блока в течение года $\tau_{\text{раб}i}$ зависит от календарного числа часов в году $\tau_{\text{кал}i}$, времени нахождения ГТУ в восстановительном ремонте $\tau_{\text{рем}i}$ и в резерве $\tau_{\text{рез}i}$ $\tau_{\text{раб}i} = \tau_{\text{кал}i} \left(1 - \frac{T_{B.P.i}}{T_i}\right) - \tau_{\text{рез}i}$, T_i , где $T_{B.P.i}$ – время работы i -го блока до отказа и его ремонта.

Обычно ТЭЦ надстраивают несколькими блоками. Задержка с начала эксплуатации первого из блоков ПГУ типа J в первом варианте, по сравнению с первым блоком I второго варианта составит

$$\Delta\tau_{\text{ЭК}J} = (\tau_{\text{П}J} + \tau_{\text{М}J}) - (\tau_{\text{П}I} + \tau_{\text{М}I}),$$

где $\tau_{\text{П}I}$, $\tau_{\text{М}I}$ – периоды времени на поставку; $\tau_{\text{М}I}$ – на строительство, монтаж и наладку блока.

Превышение суммарной выработки электроэнергии m_J блоками первого варианта надстройки $\Sigma\Delta\mathcal{E}_{\text{ВЫР}}$ по сравнению с m_J блоками второго варианта за период времени от момента пуска первого блока I до окончания головной эксплуатации последнего вводимого блока J : $\Sigma\Delta\mathcal{E}_{\text{ВЫР}} = \Sigma\Delta\mathcal{E}_{\text{НЕД}J} - \Sigma\Delta\mathcal{E}_{\text{НЕД}I}$.

Если в первом варианте $m_I = 4$, $\tau_{\text{П}I} = \tau_{\text{М}I} = \varepsilon_I = 0,5$ года, а во втором $m_J = 2$, $\mathcal{E}_{1J} = 2\mathcal{E}_{1I}$, $\tau_{\text{П}J} = 1,5$ года, а $\tau_{\text{М}J}$ и ε_J равны одному году, то превышение суммарной выработки электроэнергии блоками первого варианта перед блоками второго варианта будет соответствовать пяти годовым выработкам энергии одним парогазовым блоком типа I .

Характер изменения выработки электроэнергии блоками первого и второго вариантов надстройки с момента начала прибыльной эксплуатации их первых блоков показан на рис. 1.

В рассмотренном примере прибыльная эксплуатация первого блока I началась на пять лет раньше первого блока J .

Если в первом варианте $m_I = 4$, $\varepsilon_I = 0,5$ года, а во втором варианте $\mathcal{E}_{1I} = 2\mathcal{E}_{1J}$, $\varepsilon_J = 1$, то $\Sigma\Delta\mathcal{E}_{\text{ПР}I} = (\tau_{\text{ЭК}J} - \tau_{\text{ЭК}I})m_J\mathcal{E}_{1J} + 0,5m_J^2\mathcal{E}_{1J} - 0,45m_I^{1,737}\mathcal{E}_{1I}$. Иными словами, блоки типа I выработают по сравнению

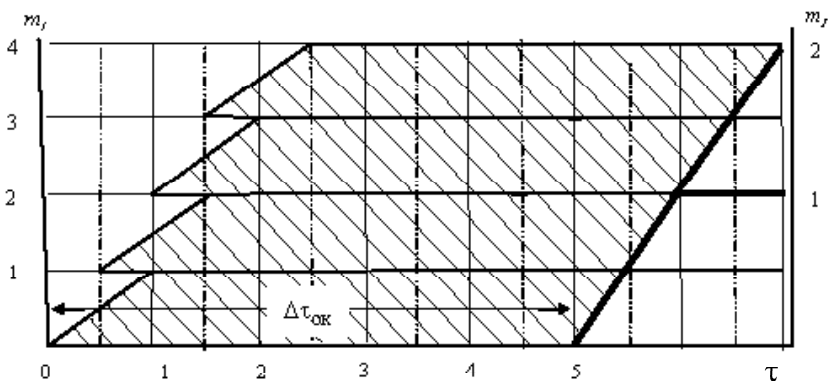


Рис. 1. Выработка электроэнергии при прибыльной эксплуатации блоков ПГУ первого и второго вариантов надстройки

с блоками второго варианта за период $\Delta\tau_{\text{ок}}$ разницы их сроков окупаемости дополнительное количество электроэнергии $\Sigma\Delta\mathcal{E}_{\text{ПР}I} = 19\mathcal{E}_{II}$.

Годовая прибыль ТЭЦ за счет прибыльной эксплуатации i -го из установленных блоков зависит от величин годового отпуска электрической энергии $\mathcal{E}_i$ и тепловой Q_i , тарифов $T_{\mathcal{E}}$, T_T , затрат на топливо $z_i^{\text{ТОП}}$, амортизационных отчислений $z_{\text{ам}i}$, на обслуживание $z_{\text{ОБС}i}$ и восстановительный ремонт $z_{\text{Р}i}$

$$\Pi_i = (1 - \alpha_{\text{НАЛ}}) \left[\mathcal{E}_i T_{\mathcal{E}} + Q_i T_T - z_i^{\text{ТОП}} - z_{\text{ам}i} - z_{\text{ОБС}i} - z_{\text{В.Р}i} n_{\text{В.Р}i} \right].$$

Среднегодовая электрическая мощность блока равна сумме мощностей ГТУ и дополнительной электрической мощности паровой турбины $N_{\mathcal{E}i}^{\text{CP}} = N_{\mathcal{E}i}^{\text{ГТУ}} + \Delta N_{\mathcal{E}i}^{\text{ТУР}}$. Прибыль, получаемая в течение годовой эксплуатации i -того блока, если тепловая нагрузка ТЭЦ та же, что и до ее

$$\Pi_i = (1 - \alpha_{\text{НАЛ}}) N_{\mathcal{E}i}^{\text{CP}} \times \left\{ \tau_{\text{раз}i} \left[(1 - \alpha_{\text{СН}}) T_{\mathcal{E}} - b_{\mathcal{E}i}^{\text{CP}} \Pi_T \right] - f_{\text{вал}} k_i (p_a + n_{\text{В.Р}i} \mu_i) - (\phi_i + \varphi_i) \right\}.$$

При прибыльной эксплуатации m_i парогазовых блоков I -го типа с учетом разницы в сроках окупаемости $\Delta\tau_{\text{ок}} = \tau_{\text{ок}I} - \tau_{\text{ок}I}$ и усредненных за период времени удельных расходов топлива, тарифов и цены топлива, изменяющихся по линейным законам, дополнительная прибыль ТЭЦ

$$\Delta\Pi_I^{\text{доп}} = (1 - \alpha_{\text{НАЛ}}) \Delta\tau_{\text{ок}} m_I N_{\mathcal{E}i}^{\text{CP}} \times \left\{ \tau_{\text{раз}i} \left[T_{\mathcal{E}i}^{\text{CP}} - b_{\mathcal{E}i}^{\text{CP}} \Pi_T^{\text{CP}} \right] - f_{\text{вал}} k_i (p_a + n_{\text{В.Р}i} \mu_i) - (\phi_i + \varphi_i) \right\}.$$

Обоснованный выбор вариантов надстройки ТЭЦ, типов и мощности ГТУ целесообразно производить путем определения периода времени τ_z , соответствующего равенству суммарной накопленной прибыли при эксплуатации на ТЭЦ блоков ПГУ рассматриваемых вариантов.

Характер изменения полученной прибыли блоками надстройки при эксплуатации на ТЭЦ нескольких блоков ПГУ типов I и J условно показан на рис. 2.

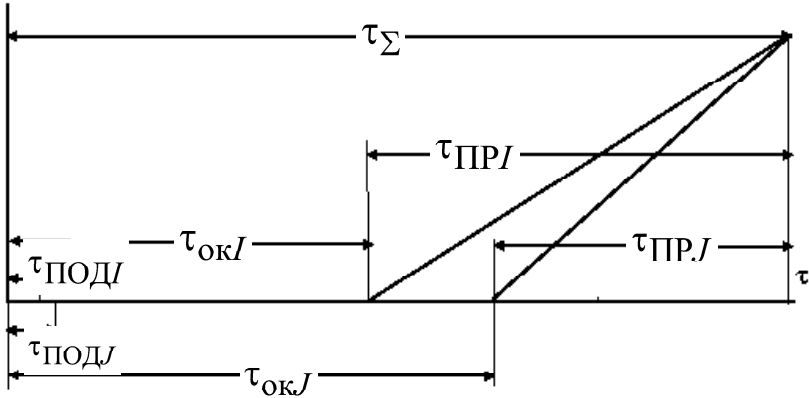


Рис. 2. Зависимость годовой прибыли ТЭЦ, надстроенной ПГУ, от времени их прибыльной эксплуатации

$\tau_{ПОДI} = \tau_{ПИ} + \tau_{МИ}$, $\tau_{ПОДJ} = \tau_{ПJ} + \tau_{МJ}$ – сроки подготовки блоков I и J к вводу в эксплуатацию, включая сроки поставки, строительства и монтажа; $\tau_{ПРI}$, $\tau_{ПРJ}$ – продолжительность прибыльной эксплуатации блоков I и J до достижения ими равенства накопленной прибыли.

Предположив, что цена топлива и тарифы на электроэнергию за период времени $\Delta\tau_{ОК}$ имеют средние значения, представим дополнительную прибыль ТЭЦ при ее надстройке блоками I и J за период их работы $\tau_{ПРI}$:

$$\begin{aligned} \Pi_I &= (1 - \alpha_{НАЛ}) \tau_{ПРI} m_I N_{ЭI}^{CP} \times \\ &\times \left\{ \tau_{рзбI} \left(1 + \delta_k \frac{\tau_{ПРI}}{2} \right) T_{Э0} \left[1 - \frac{b_{ЭI}^{CP}}{g} \right] - f_{эл} k_I (p_a + n_{В.Р.I} \mu_I) - [(\phi_I + \varphi_I)] \right\}, \\ \Pi_J &= (1 - \alpha_{НАЛ}) \tau_{ПРJ} m_J N_{ЭJ}^{CP} \times \\ &\times \left\{ \tau_{рзбJ} \left(1 + \delta_k \frac{\tau_{ПРJ}}{2} \right) T_{Э0} \left[1 - \frac{b_{ЭJ}^{CP}}{g} \right] - f_{эл} k_J (p_a + n_{В.Р.J} \mu_J) - [(\phi_J + \varphi_J)] \right\}. \end{aligned}$$

Равенство полной накопленной прибыли, полученной при надстройке ТЭЦ блоками I и J , равно $\Delta\P'_I^{\text{доп}} + \Pi'_I = \Pi'_J$, или $(1-\nu)\Pi'_I = \Delta\P'_I^{\text{доп}}$.

Число лет после начала финансирования рассматриваемых вариантов, соответствующее достижению равенства накопленной ими прибыли, т.е. условию одинаковой экономической эффективности вариантов надстройки, определится из выражения $\tau_{\Sigma} = \tau_{\text{ок}I} + \Delta\tau_{\text{ок}} + \tau_{\text{пр}J} = \tau_{\text{ок}J} + \tau_{\text{пр}I}$.

Ниже приведены сравнительные результаты экономической эффективности надстройки ТЭЦ 9 МПа блоками с ГТУ НК-37-2 и блоками J с ГТУ V64.3A при различных значениях разностей сроков окупаемости капиталовложений $\Delta\tau_{\text{ок}}$ для сравниваемых блоков.

Среднегодовая электрическая мощность блока I равна 39 МВт, удельные капитальные затраты – 700 долл./кВт. Рассмотрены варианты с изменениями наработки на отказ этих блоков с 4000 до 6000 ч/год. Прибыльная эксплуатация блоков I начинается в 2018 г. Электрическая мощность блока J равна 75 МВт, удельные капитальные затраты – 920 долл./кВт. Предполагается, что блоки J имеют наработку на отказ 8000 ч/год. Зависимость накопленной прибыли для вариантов установки на ТЭЦ ПГУ типов I и J от продолжительности их прибыльной эксплуатации при $\Delta\tau_{\text{ок}} = 4$ года показана на рис. 3 и 4. Прибыль для вариантов надстройки с 4 блоками I с ГТУ НК-37-2 и 2 блоками ПГУ типа J с ГТУ V64.3A приведена на рис. 3, а на рис. 4 – для варианта с 4 НК-37-2 и 3 V64.3A.

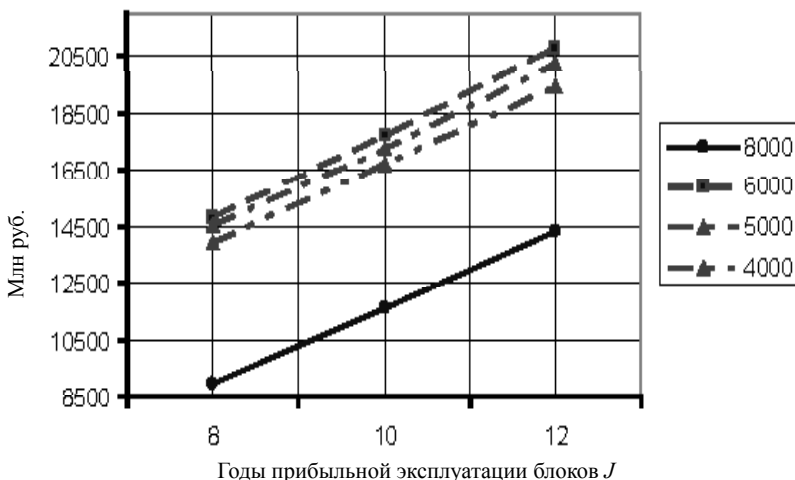


Рис. 3. Суммарная прибыль ТЭЦ, надстроенной 4 блоками с НК-37-2 и 2 блоками с V64.3A

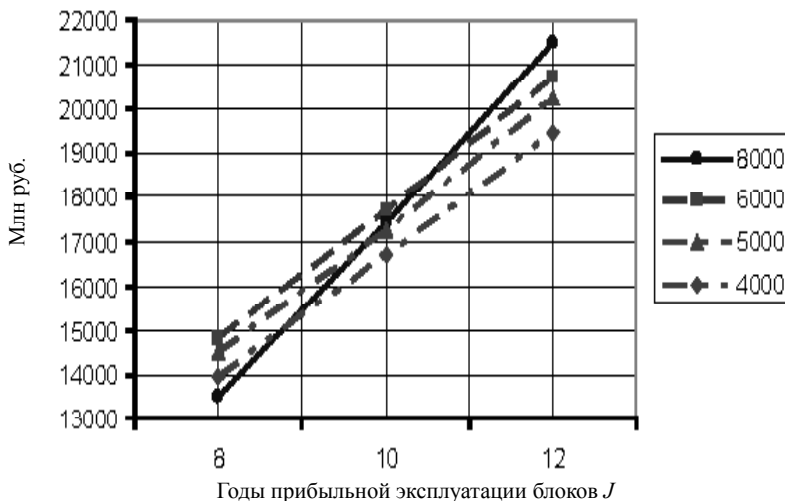


Рис. 4. Суммарная прибыль для вариантов с 4 блоками I и 3 блоками J

Несмотря на то что в расчетах принята более высокая надежность блоков J с ГТУ V64.3A, накопленная прибыль оказывается существенно более высокой для первого варианта надстройки с 4 НК-37-2 по сравнению со вторым вариантом с 2 V64.3A. Даже в варианте с надстройкой ТЭЦ тремя ГТУ V64.3A накопленная прибыль сравняется с прибылью в варианте с установкой четырех ГТУ НК-37-2 лишь через 9–11 лет после начала прибыльной эксплуатации на ТЭЦ импортных блоков.

Проведенный анализ показал экономическую эффективность надстроек ТЭЦ 9 МПа отечественными ГТУ НК-37-2, которые могут быть созданы в короткие сроки при небольших затратах за счет модернизации ГТУ НК-37-1.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Воронин В.П., Романов А.А. и др. Некоторые направления технического перевооружения теплоэлектроцентралей // Теплоэнергетика. 2002. № 12. С. 15–18.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДОЖИГАТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ В ПГУ-ТЭЦ С ОДНОКОНТУРНЫМИ КОТЛАМИ-УТИЛИЗАТОРАМИ

Е.А. Ларин, А.А. Соколов, А.В. Чикалкин

Саратовский государственный технический университет

Использование в схемах ПГУ тех или иных типов турбин при одинаковых начальных параметрах пара обосновывается, как правило, тепловой нагрузкой. При применении конденсационной турбины теплоснабжение от ПГУ-ТЭЦ возможно только от сетевого подогревателя котла-утилизатора (КУ). Установка теплофикационной турбины позволит получить дополнительное количество тепловой энергии в сетевом подогревателе, в турбине типа Р вся теплота отработанного пара может быть передана сетевой воде. Применение в схемах ПГУ-ТЭЦ турбоустановок двух или трех давлений пара усложняет схему, заметно повышает ее стоимость, создает проблемы при эксплуатации. Кроме того, масса котла-утилизатора возрастает на 20–25%.

При последовательном нагреве сетевой воды в сетевом подогревателе пар с более низкими параметрами, догревая ее в сетевом подогревателе ЛУ, а потом в ПВК, позволяет выработать в ПТУ дополнительную мощность. Схема с последовательным и параллельным включением сетевого подогревателя ПТ и сетевого подогревателя КУ изображена на рис. 1.

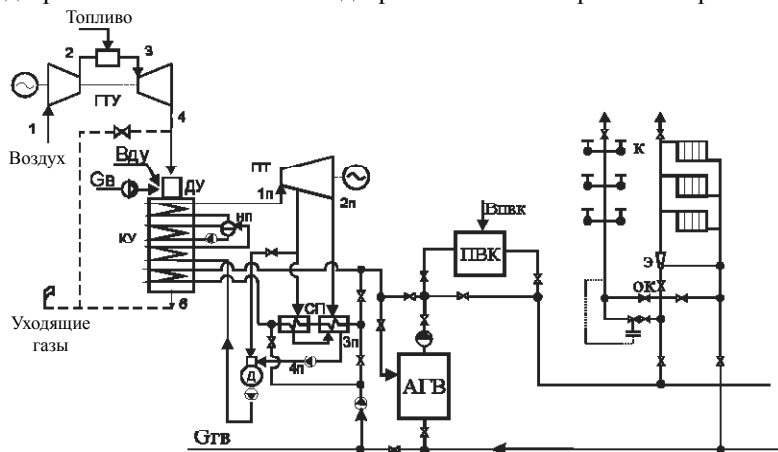


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема отопительной ПГУ с последовательным или параллельным включением сетевых подогревателей турбины и СПКУ

Одним из способов уменьшения зависимости тепловой и электрической мощности установки от температуры наружного воздуха является размещение в котле-утилизаторе дополнительной камеры сгорания топлива в среде уходящих газов. Сжигание дополнительного топлива в камере дожигания (КД) КУ позволяет стабилизировать параметры пара или поднять тепловую и электрическую мощности отопительных ПГУ. Кроме того, появляется возможность покрытия пиковых тепловых нагрузок и расширения диапазона регулирования тепловой мощности. В некоторых случаях применение дожигания приводит к повышению тепловой экономичности ПГУ-ТЭЦ.

Возможность дополнительного сжигания в КД КУ топлива определяется кислородным балансом ГТУ. Количество кислорода в уходящих газах ГТУ зависит от их температуры перед турбиной. Сжигание дополнительного топлива в среде уходящих газов возможно до остаточного содержания кислорода 14–15%. Оснащение КУ вентилятором для подачи воздуха в камеру дожигания позволит подавать в нее необходимое для горения количество дополнительного воздуха.

Термодинамический цикл ПГУ с дожиганием дополнительного топлива в КД показан на рис. 2. Площадь $f4_d4_y$ соответствует теплоте, полученной в КД за счет сжигания дополнительного количества топлива в среде уходящих газов ГТУ. Дожигание дополнительного топлива перед КУ приводит при постоянных параметрах рабочего тела (пара) к увеличению работы парового цикла. В отличие от теплофикационных ГТУ на базе теплоты дожигания топлива в КД появляется дополнительная выработка электроэнергии на тепловом потреблении в паровой части ПГУ.

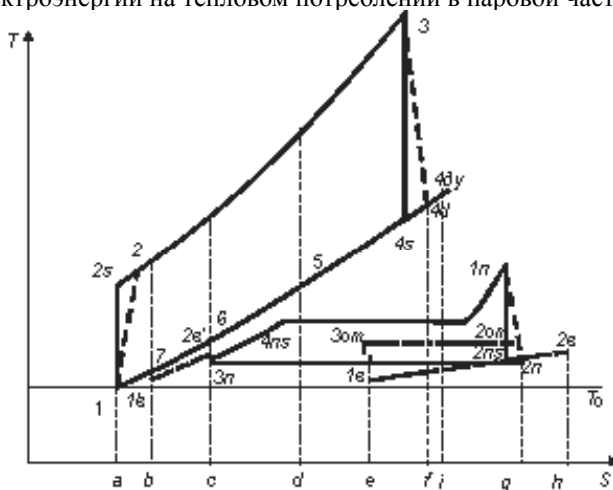


Рис. 2. Термодинамический цикл ПГУ бинарного типа с дожиганием дополнительного топлива

Для оценки эффективности применения дожигающего устройства в КУ отопительной ПГУ-ТЭЦ была разработана математическая модель, учитывающая основные влияющие факторы (температура наружного воздуха, зависимость тепловой нагрузки от температуры наружного воздуха, алгоритм регулирования ГТУ в зависимости от температуры наружного воздуха и пр.).

В качестве основного оборудования принята газовая турбина НК-14Э, а утилизационной части – паротурбинные установки на базе К-6-16У, теплосеть – открытая, с расчетным температурным графиком 95/70 °С. Выбор начальных параметров ПГУ основан на использовании параметров выпускаемого оборудования. Начальная температура пара (320 °С) ограничена температурой уходящих газов ГТУ (450 °С).

Программа регулирования, применяемая при эксплуатации ГТУ НК-14Э, работает следующим образом: при температуре наружного воздуха выше +15 °С температура газов перед турбиной поддерживается постоянной, а при температуре наружного воздуха ниже +15 °С – постоянной поддерживается мощность ГТУ. В интервале температур от –5 °С до +5 °С производится подогрев наружного воздуха перед осевым компрессором для предотвращения льдообразования.

В качестве объекта исследования принята дубль-блочная схема отопительной ПГУ-ТЭЦ, состоящая из 2 ГТУ, 2 КУ и противодавленческой турбины с последовательным включением сетевого подогревателя паровой турбины и сетевых подогревателей КУ. Рассматривается 2 режима работы установки – с использованием дожигающего устройства и без него. Расчеты проводились с учетом почасового изменения температуры наружного воздуха для климатических условий г. Саратова.

В результате проведения расчетных исследований выявлено влияние климатических условий на работу отопительной ПГУ. Изменение конфигурации термодинамического цикла ПГУ в зависимости от температуры наружного воздуха представлено на рис. 3. С понижением $t_{\text{нв}}$ степень повышения давления в компрессоре растет, что ведет к увеличению полезной работы газового цикла. Вместе с тем снижается температура газов после турбины, а расход газов на выходе ГТУ растет. Это изменяет параметры парового цикла (в расчетах принимается поддержание номинальных параметров пара путем изменения его расхода). С понижением расхода пара снижается электрическая и тепловая мощность паровой турбины. Необходимость соблюдения минимальных температурных напоров в котле-утилизаторе приводит к тому, что при снижении расхода пара повышается температура газов перед сетевым подогревателем КУ, позволяя утилизировать в нем большее количество тепла.

Еще одной особенностью работы ПГУ-ТЭЦ является понижение температуры охлаждающей (подпиточной) и обратной сетевой воды с последующим понижением температуры наружного воздуха, что позволяет увеличить теплоперепад в паровой турбине.

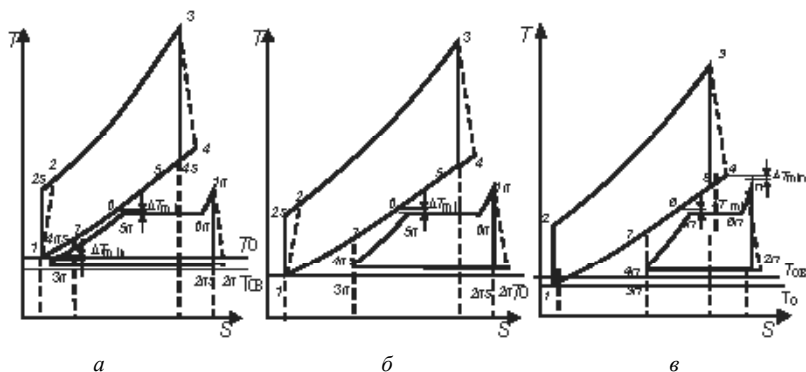


Рис. 3. Изменение термодинамического цикла ПГУ в зависимости от температуры наружного воздуха: *а* – $T_0 = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$; *б* – $T_0 = 8\text{ }^{\circ}\text{C}$; *в* – $T_0 = -27\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Изменение тепловой нагрузки не оказывает влияния на мощность ГТУ, поскольку она имеет сильную зависимость от температуры наружного воздуха. С понижением температуры наружного воздуха уменьшаются температура газов на выходе из ГТУ, количество утилизируемой теплоты и, соответственно, электрическая и тепловая мощность паровой турбины. При этом максимум потребной электрической и тепловой мощности совпадает с минимумом температуры атмосферного воздуха.

Применение дожигавшего устройства позволяет более выгодно использовать теплоту сжигаемого в нем топлива, чем в ПВК. Это происходит за счет того, что температура на выходе из ГТУ даже в самый холодный период выше, чем температура пара. Однако, как видно из рис. 3, 4, с понижением температуры наружного воздуха цикл ПТУ за счет снижения расхода пара «сжимается» к точке 5п.

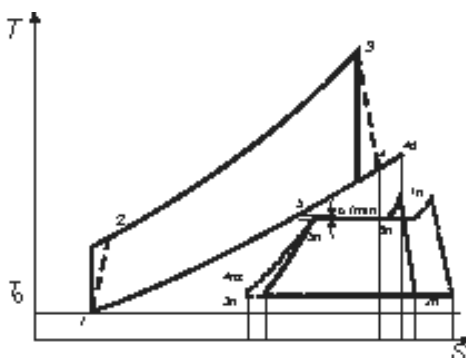


Рис. 4. Изменение парового цикла при использовании дожигавшего устройства

Такой эффект «дополнительной утилизации» возможен до того момента, пока температурный напор на горячем и холодном концах экономайзера не будет минимальным. Это соответствует максимальной утилизации тепла газовой турбины. Дальнейшее увеличение подачи топлива в камеру дожигания не приводит к росту выработки электроэнергии и теплоты комбинированным способом. В этом случае будут происходить только нагрев сетевой воды в сетевом подогревателе КУ и потери с уходящими газами.

Кроме того, при низкой температуре наружного воздуха тепловая нагрузка возрастает, что приводит к необходимости включать в работу пиковый котел. Это снижает долю энергии, вырабатываемой комбинированным способом.

Изменение характеристик ГТУ сильно сказывается на характеристиках утилизационной части установки и, соответственно, всей ПГУ. Кроме того, на характеристиках утилизационной части установки сильно сказываются величина присоединенной тепловой нагрузки и принятый способ регулирования.

Характеристики утилизационной части ПГУ в зависимости от температуры наружного воздуха приведены на рис. 5, из которого видно, что при температуре -27°C , дожигая $0,04\text{ кг/с}$ (немногим более 6% дополнительного топлива от расхода топлива в КС ГТУ без учета топлива ПВК), можно поднять электрическую мощность паровой турбины на $0,7\text{ МВт}$ (19,4%) и тепловую – на $3,7\text{ МВт}$ (22%). Кроме того, это позволяет снизить количество теплоты, вырабатываемой в пиковых котлах, на 3 МВт (15%) и, соответственно, расход топлива в них – на $0,09\text{ кг/с}$ (15%). Таким образом, применение дожигающего устройства приводит к увеличению доли комбинированной выработки электроэнергии и теплоты на ПГУ ТЭЦ, что, в свою очередь, приводит к росту экономии топлива в системе.

Важной задачей оценки эффективности проектируемых ТЭЦ является определение системного критерия оценки эффективности комбинированных энергоустановок в системах теплоснабжения, по максимуму или минимуму которого следует выбирать тепловую схему, параметры и характеристики установок и режимы их работы.

Поскольку в отличие от КЭС и котельных ТЭЦ производит два вида энергии комбинированным способом (используя один или два «потока» теплоты от сгорания топлива на одновременное производство электроэнергии и теплоты), применение для оценки эффективности проектируемой ПГУ-ТЭЦ частных показателей, таких как электрический КПД, коэффициент использования теплоты топлива, удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, по отдельности может привести к ошибочным результатам.

Одним из показателей системной топливной эффективности ТЭЦ в системах теплоснабжения может служить предложенная в [1, 2] ве-

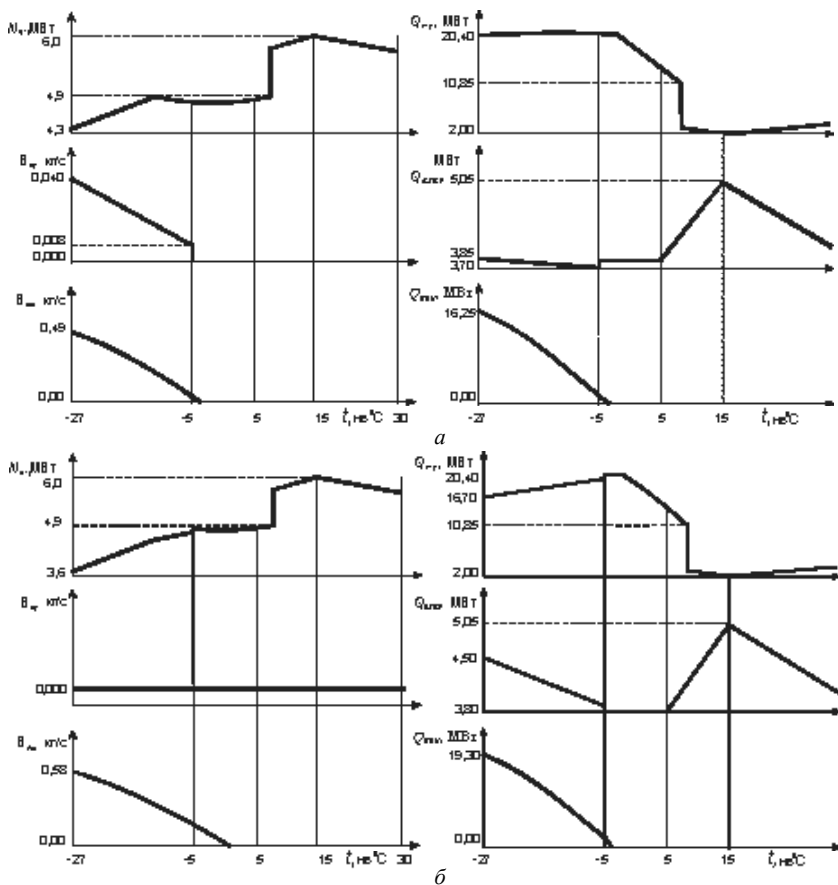


Рис. 5. Энергетические характеристики утилизационной части ПГУ: *a* – с ДУ; *б* – без ДУ; $N_{\text{пту}}$ – электрическая мощность ПТУ; $B_{\text{ду}}$ – расход топлива в дожигающее устройство; $B_{\text{пвк}}$ – расход топлива в пиковых водогрейных котлах; $Q_{\text{пту}}$ – теплота, отпущенная сетевым подогревателем ПТУ; $Q_{\text{спкв}}$ – теплота, отпущенная сетевым подогревателем КУ; $Q_{\text{пвк}}$ – теплота, отпущенная пиковыми котлами

личина удельной относительной экономии топлива β_T , определяемая как отношение

$$\beta_T = \Delta B_{\text{жк}}^{\text{от}} / B_T^{\text{тэл}}.$$

Экономия топлива от комбинированной выработки электроэнергии и теплоты определяется как разность расходов топлива на выра-

ботку заданного количества электроэнергии и теплоты при раздельном производстве электроэнергии на КЭС $V_{\text{кэс}}$ и теплоты на котельной $V_{\text{кот}}$ и комбинированном способе их производства на ТЭЦ $V_{\text{тэц}}$, т.е.

$$\Delta B_{\text{эк}} = (V_{\text{кэс}} + V_{\text{кот}}) - V_{\text{тэц}}.$$

Исследование по определению эффективности дожигающего устройства в схемах ПГУ может привести к неверным выводам по следующим причинам: во-первых, высокая зависимость газотурбинного цикла от температуры наружного воздуха (чем ниже температура наружного воздуха, тем ниже температура газов на выходе из ГТУ и возможная теплота утилизации); во-вторых, с понижением температуры наружного воздуха увеличивается количество теплоты, необходимое для отпуска тепловым потребителям как с подогревателей паровой турбины, так и с сетевого подогревателя КУ; в-третьих, в довольно длительный летний период (около полугода), когда снижается электрическая и тепловая нагрузки (остается только ГВС), а температура уходящих газов, наоборот, возрастает, необходимость в использовании ДУ отпадает; в-четвертых, алгоритм регулирования ГТУ (поддержание заданной мощности, температуры перед газовой турбиной и т.д.) также зависит от температуры наружного воздуха и т.д. (рис. 6). Поэтому эффективность использования ДУ должна определяться по среднегодовым показателям, полученным за счет усреднения всего количества годовых показателей, с учетом реальных климатических и режимных факторов, тепловых нагрузок ТЭЦ [3].

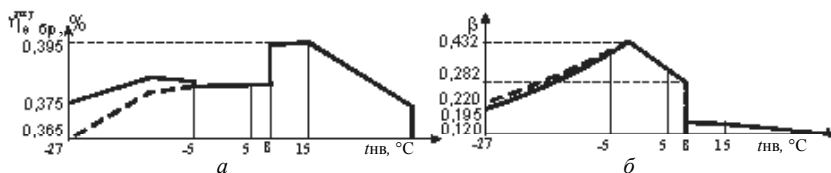


Рис. 6. Характеристики ПГУ в зависимости от температуры наружного воздуха: а – с использованием ДУ; б – без использования ДУ

Из графиков видно, что электрический КПД при использовании ДУ снижается. Это объясняется тем, что рассматривается ПГУ с противодавленной паровой турбиной с довольно низкими параметрами. Кроме того, при расчете электрического КПД не учитывается снижение количества топлива в ПВК. Тем не менее, несмотря на снижение электрического КПД, увеличивается эффективность отпуска теплоты от ТЭЦ, что и обеспечивает рост системной экономии топлива.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андриященко А.И. Методика системных термодинамических исследований в теплоэнергетике. Саратов, 1996. 72 с.

2. Андрющенко А.И. Системная эффективность бинарных ПГУ-ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2000. № 12. С. 11–15.
3. Андрющенко А.И. и др. Системная топливная эффективность отопительных ПГУ в системах // Вестн. СГТУ. 2008. № 1(31), вып. 2. С. 223–237.

УДК 621.039

ВЕРОЯТНОСТНАЯ МОДЕЛЬ РАСЧЕТА И ОПТИМИЗАЦИИ АВАРИЙНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ В РАЗВИВАЮЩЕЙСЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Е.А. Ларин, Л.А. Сандалова

Саратовский государственный технический университет

Величина необходимого (оптимального) аварийного резерва мощности в энергосистеме зависит от ее структуры, единичной мощности энергоблоков и показателей их надежности. Ввод новых и вывод из эксплуатации отработавших свой ресурс, как правило, неэкономичных и относительно низконадежных энергоустановок приводит к изменению структуры системы и показателей надежности электроснабжения. Поэтому расчет величины аварийного резерва мощности необходимо проводить в условиях меняющейся структуры генерирующих мощностей в энергосистеме. При вводе мощных энергоблоков в энергорайонах со слабыми межсистемными связями возможен вариант, когда энергоблок в первые годы эксплуатируется с неполной мощностью. Принимая линейную зависимость роста мощности энергоблока от времени, суммарную мощность энергосистемы $N_{\Sigma}(t)$ можно представить зависимостью

$$N_{\Sigma}(t) = \sum_{i=1}^n N_i(t) = \sum_{i=1}^n \left[N_{0i} + \gamma_i (\alpha + bt) \Delta N_i(t) \right], \quad (1)$$

где N_{0i} – суммарная электрическая мощность энергоустановок (энергоблоков) i -го типа в исходный год; $\Delta N_i(t)$ – единичная мощность вводимого (выводимого) энергоблока в t -й год; a, b – постоянные коэффициенты, определяющие увеличение рабочей мощности энергоблоков в течение расчетного периода времени T_{Π} ; γ_i – троичная индикаторная переменная, принимающая следующие значения:

$$\gamma_i = \begin{cases} 1, & \text{если в год } t \text{ вводится энергоблок } i\text{-го типа;} \\ 0, & \text{если число блоков } i\text{-го типа не изменяется;} \\ -1, & \text{если в год } t \text{ блок } i\text{-го типа демонтируется.} \end{cases}$$

В течение расчетного периода T_{Π} вследствие старения оборудования даже в условиях проведения планового профилактического обслужива-

ния энергооборудования показатели надежности энергоустановок снижаются. Анализ статистических данных по отказам энергоблоков на органическом топливе показал, что в технико-экономических расчетах можно пользоваться линейной моделью снижения коэффициента готовности во времени

$$K_T(t) = K_{ГО}(t) - \beta_T, \quad (2)$$

где $K_{ГО}(t)$ – значение коэффициента готовности энергоустановки в начальный период времени; β – коэффициент, учитывающий интенсивность снижения коэффициента готовности во времени.

Изменение структуры и суммарной мощности энергосистемы во времени приводит к тому, что при заданном индексе надежности энергоснабжения потребителей величина аварийного резерва мощности изменяется. Вместе с тем фактически невозможно обеспечить уменьшение величины аварийного резерва, например, при выводе низконадежных энергоблоков в систему. С учетом этого обстоятельства возможны два варианта расчета величины аварийного резерва мощности в развивающейся системе. Первый из них исходит из предположения, что величина аварийного резерва мощности принимается наименьшей из всех значений этой величины за рассмотренный период времени $T_{П}$, т.е.

$$N_p^P = N_p^{\min} = \min N_p(t), \quad t \in T_{П}. \quad (3)$$

При этом затраты на создание аварийного резерва мощности наименьшие. В данном случае в расчетах необходимо учитывать дополнительные затраты, эквивалентные экономическому ущербу, в те периоды времени t , когда $N_p^{TP}(t) > N_p^{\min}$. Некорректность указанного подхода обусловлена тем, что, как правило, ущерб потребителей от перерыва электрообеспечения в десятки раз превышает затраты на производство энергии, а это приводит к существенному перерасходу затрат за расчетный период.

Во втором варианте расчетная величина аварийного резерва мощности принимается равной максимальной потребной величине резервной мощности в системе за период времени $T_{П}$ с соответствующими максимальными системными затратами, т.е.

$$N_p^P = N_p^{\max} = \max N_p(t), \quad t \in T_{П}. \quad (4)$$

Выполнение требований по надежному отпуску электроэнергии приводит к необходимости учета дополнительных затрат в системе ΔZ_H , которые включают затраты на создание аварийного резерва мощности в системе N_p , перерасход затрат на топливо за счет пуска и остановки аварийных установок, ущерб от ухудшения качества электроэнергии вследствие нарушения исходного баланса мощностей, а также затраты материальных и трудовых ресурсов на восстановление отказавшего оборудования. Такой подход позволяет определить экономический эффект не

по изменению недоотпуска продукции потребителям, связанного с соответствующим ущербом, а по экономической оценке затрат на создание аварийного резерва мощности при неизменном полезном отпуске потребителям электрической энергии. При этом индекс надежности электроснабжения F потребителей оптимизирован на более высоком иерархическом уровне.

В основу метода расчета величины аварийного резерва мощности, разработанного в ГОУ ВПО СГТУ [1], положено эквивалентирование разнородной энергосистемы с последующим расчетом необходимого числа резервных установок в однородной (эквивалентной) системе для обеспечения заданной надежности энергоснабжения потребителей с учетом влияния полных и частичных отказов работоспособности и функционирования входящих в систему энергоустановок.

Характеристики эквивалентированной системы, учитывающие полные и частичные отказы работоспособности входящих в систему энергоустановок, рассчитываются по формулам

$$n_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m N_{ij}^2 P_{ij} - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (N_{ij} P_{ij})^2}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m N_{ij}^2 P_{ij} (1 - P_{ij})},$$

$$q_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m N_{ij} (1 - P_{ij})}{\sum_{i=1}^n N_i}, \quad N_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{n_{\Sigma}}. \quad (5)$$

Приняв значение индекса надежности электроснабжения $F = F_0(t)$, можно рассчитать необходимое число резервных агрегатов с учетом значений t (например, при $F = 0,999$, $t = 3,05$; при $F = 0,99$, $t = 2,33$ и т.д.) по формуле

$$K' = t \sqrt{n_{\Sigma} q_{\Sigma}} + n_{\Sigma} q_{\Sigma} + 0,5, \quad (6)$$

а коэффициент резерва в системе

$$r_{\Sigma} = \frac{N_P}{N_C} = \frac{t \sqrt{n_{\Sigma} q_{\Sigma}} + n_{\Sigma} q_{\Sigma} + 0,5}{n_{\Sigma}}, \quad (7)$$

где N_C – суммарная мощность энергосистемы.

В самом общем случае требуемый уровень надежности по каждому виду энергии, отпускаемой потребителям, обеспечивается выбором термодинамических параметров установки, способами функционального, системного и структурного резервирования. Это определяет необходимость их обоснования и оптимизации в каждом конкретном случае. Если

энергоблок характеризуется совокупностью X оптимизируемых термодинамических параметров и расходных характеристик, Y вариантами технологической схемы, структурного и функционального резервирования и мощностью системного резерва R , то задача оптимизации указанных характеристик с учетом динамических факторов заключается в минимизации суммарных затрат на энергоснабжающую систему $З_{\Sigma}$ [1, 2]

$$\{X, Y, R\}^{\text{ОПТ}} : \min_{x, y, r} З_{\Sigma} = \\ = \min_{x, y, r} \left\{ \sum_{t=t_0}^T (З_{\text{ОИТ}_t} + З_{\text{СП}_t} + З_{\text{ПРИ}_t} + З_{\text{С}_t}) (1 + E)^{t-t_0} \right\} \quad (8)$$

при выполнении условия $H^3(X, Y, R) \geq H_{\text{Н}}^3$.

Здесь $З_{\text{ОИТ}_t}$, $З_{\text{СП}_t}$, $З_{\text{ПРИ}_t}$ – ежегодные затраты на систему генерирующих мощностей, систему транспорта и пиково-резервные источники в t -й год; $З_{\text{С}_t}$ – дополнительные затраты в непроизводственной сфере и на охрану окружающей среды в t -й год; T – расчетный срок; $H_{\text{Н}}^3$ – нормативные показатели надежности снабжения потребителей электроэнергией.

В структуру затрат входит капитальная составляющая

$$З_{\text{К}} = \sum \sum (p_{k_t} K_{k_t} R_t + p_{k_t} K_{k_t} (\Delta R_t^{\text{С}} + \Delta R_t^{\text{ДЕМ}})) (1 + E)^{t_0 - T}, \quad (9)$$

где p_{k_t} – доля отчислений на амортизацию и ремонт от капвложений в k -ю резервную установку в t -й год; K_{k_t} – капвложения в k -ю установку; R_t – резервная мощность в t -й год; ΔR_t – изменение резервной мощности в t -й год; $\Delta R_t^{\text{ДЕМ}}$ – демонтаж резервных мощностей в t -й год.

Топливная составляющая определяется из условия, что системный резерв включается только при отказе функционирования системы. Вводимая в работу мощность резерва определяется глубиной отказа функционирования. Если глубина отказа меньше или равна суммарной мощности системного резерва, то мощности, вводимые в работу, должны быть равны необходимой величине для ликвидации отказа. В противном случае вводятся все имеющиеся в наличии резервные мощности для уменьшения потерь от отказа функционирования. Тогда топливная составляющая определится как

$$З_T = \sum_{t=t_0}^T \sum_{i=1}^l \sum_{j=0}^m b_{t \dots i} \tau_c P_i P_j (N_i - A), \\ A = \begin{cases} N_j, & \text{если } N_{mp} < N_{\text{ав}} \\ R_t + \Delta R_t, & \text{если } N_{mp} > N_{\text{ав}} \end{cases} \quad (10)$$

где b_t – удельный расход топлива резервными установками t -й год; P_i – цена топлива, используемого резервными установками в t -й год; τ_c – число часов работы системы в течение года; P_i – вероятность нахождения

системы в состоянии с i -м уровнем мощности; P_j – вероятность j -го уровня мощности, требуемого графиком нагрузки потребителями; N_j – требуемый уровень мощности; N_i – i -й уровень состояния системы по отпуску различных видов энергии; N_{mp} – дефицит мощности в системе, $N_{mp} = N_j - N_i$; $N_{ав}$ – мощность системного резерва; l – число состояний системы по отпуску энергии различных видов; m – число уровней мощности, требуемой потребителям.

В случае системного отказа функционирования ущерб от недоотпуска энергетической продукции определяется по следующей формуле:

$$Z_y = \sum_{t=t_0}^T \sum_{i=1}^l \sum_{j=1}^m Y_{ijt} \left[N_{jt} - N_{it} - \left(R_t + \Delta R_t - \Delta R_t^{\text{дем}} \right) \right] P_i P_j \tau_c, \quad (11)$$

если $N_{mp} > N_{ав}$,

где Y_{ijt} – удельный ущерб от недоотпуска продукции при i -м уровне системы и j -м потребном уровне мощности в t -й год.

Величина ущерба зависит не только от количества недоотпуска продукции, но и от глубины отказов. Так, при глубине отказа менее уровня технологической брони ущерб определяется стоимостью недовыработки продукта на предприятиях потребителей. При глубине отказа, превышающей уровень технологической брони, но меньшей уровня аварийной брони, к стоимости недоотпуска продукта необходимо прибавить стоимость вышедшего из строя оборудования. При глубине отказа, превышающей уровень аварийной брони, возможны ситуации с риском для жизни персонала и загрязнением окружающей среды. Таким образом, задача выбора оптимального уровня резервирования в энергосистеме сводится к минимизации функционала затрат

$$R^{\text{опт}} \Rightarrow \min Z_{\text{при}} = \sum_{t=t_0}^T Z_{K_t} + Z_{T_t} + Z_{Y_t}. \quad (12)$$

Динамические факторы определяются величинами

$$\left(\frac{\partial R}{\partial t} \right) = \Delta R - \Delta R^{\text{дем}}; \quad \left(\frac{\partial \Pi_m}{\partial t} \right) = f(t);$$

$$\left(\frac{\partial P_i}{\partial t} \right) = f(t); \quad \left(\frac{\partial P_j}{\partial t} \right) = f(t), \quad (13)$$

учитывающими изменение пиково-резервной мощности в системе за счет ввода в строй новых установок и демонтажа старых, а также графиков нагрузок вследствие развития производственной и непроизводственной инфраструктуры.

Для решения данной динамической задачи воспользуемся следующим методом. В конечный момент времени T_{Π} затраты на аварийный резерв мощности системы, определяемые как сумма топливной и капитальных составляющих и ущерба от недоотпуска продукции, составят

$$3_{\text{ПРИ}}^T = 3_{K_T} + 3_{T_T} + 3_{y_T}. \quad (14)$$

При этом ущерб от недоотпуска энергии минимален и определяется по методике [1]. Составим вспомогательную функцию

$$H(R, \Delta R, t, \psi) = \sum_{k=1}^n \left[\psi_{kt} (\Delta R_{kt} - \Delta R_{kt}^{\text{ДСМ}}) - \sum_{j=1}^l \sum_{j=1}^m \left(p_{kt} K_{kt} \left[R_{kt} + \Delta R_{kt}^s - \Delta R_{kt} \right] - b_{Tkt} \Pi_{Tkt} \tau_c P_{jt} P_{jt} [N_{jt} - A] - Y_{ijt} \left[N_{jt} - N_{jt} + \left(R_{kjt} + \Delta R_{kjt} - \Delta R_{kjt}^{\text{ДСМ}} \right) P_{jt} P_{jt} \right] \right) \right]. \quad (15)$$

Оптимальное приращение резервной мощности в t -й год находим из условия $\Delta R_t^{\text{опт}} \Rightarrow \frac{\partial H(R, \Delta R, t, \psi)}{\partial (\Delta R_t)} = 0$

или с учетом (12)

$$\Delta R_t^{\text{опт}} \Rightarrow \sum_{k=1}^n \left[\psi_{jt} - \sum_{j=1}^l \sum_{j=1}^m \left(p_{kt} K_{kt} s \Delta R_{kt}^{(s-1)} - b_{Tkt} \Pi_{Tkt} \tau_c P_{jt} P_{jt} - Y_{ijt} \tau_c P_{jt} P_{jt} \right) \right]. \quad (16)$$

Отсюда находим

$$\Delta R_{kt}^{\text{опт}} = \left(\frac{\psi_{kt} - b_{Tkt} \Pi_{Tkt} \tau_c P_{it} P_{jt} - \tau_c P_{it} P_{jt}}{P_{kt} K_{kt} s} \right), \quad (17)$$

где ψ_{kt} определяется из условия

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial \psi_{kt}}{\partial t} \right) &= \frac{\partial H(R, \Delta R, t, \psi)}{\partial R_{kt}} = \\ &= \sum_{i=1}^l \sum_{j=1}^m \left[\left(p_{kt} K_{kt} + b_{Tkt} \Pi_{Tkt} \tau_c P_{it} P_{jt} \right) \right] = B, \end{aligned} \quad (18)$$

отсюда
$$\psi_{kt} = B + C \Big|_{t_0}^T. \quad (19)$$

Для определения неопределенного члена C воспользуемся условием трансверсальности [3]

$$\frac{\partial \pi_{\text{приг}}}{\partial x_{it}} = \psi_T;$$

$$\psi_{kt} = \sum_{i=1}^l \sum_{j=1}^m \left(p_{ikt} K_{kt} + b_{Tkt} \Pi_{Tkt} \tau_c P_{it} P_{jt} + Y_{ijt} \tau_c P_{it} P_{jt} \right), \quad (20)$$

и это доказывает, что $C = 0$.

Подставляя (20) в (17), определим оптимальное приращение уровня резервирования

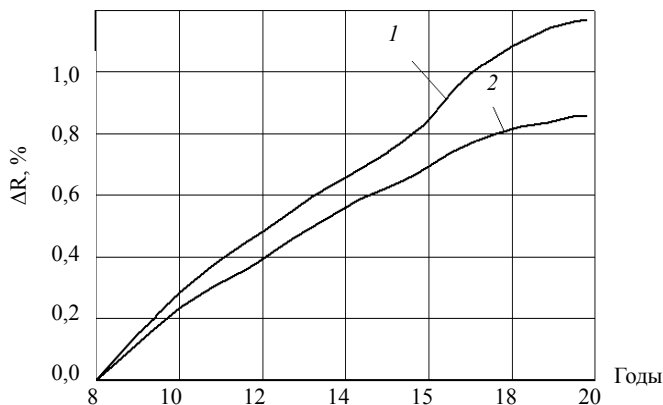
$$\Delta R_{kt}^{\text{опт}} = \left(\frac{B|_{t_0}^t - b_{Tkt} \Pi_{Tkt} \tau_c P_{it} P_{jt} + Y_{ijt} \tau_c P_{it} P_{jt}}{P_{kt} K_{kt} s} \right)^{(1-s)}. \quad (21)$$

Изложенный методический подход использован для расчета величины аварийного резерва мощности в энергосистеме Средней Волги в условиях изменения структуры генерирующих мощностей, обусловленных выводом из эксплуатации действующих паротурбинных установок, вводом парогазовых установок и энергоблоков АЭС. Структура генерирующих мощностей энергосистемы на 2007 и 2020 г. в соответствии с энергетической стратегией России до 2020 г. характеризуется следующими данными (таблица):

Показатели	2008	2020
Генерирующая мощность, МВт/%	23 887 / 100	26 217 / 100
в том числе ТЭС	13 580 / 56,85	14 100 / 53,78
ГЭС	6 235 / 26,10	6 235 / 23,78
АЭС	4 072 / 17,05	6 072 / 22,44

При расчете величины аварийного резерва мощности принималась средняя мощность агрегатов ГЭС 100 МВт с коэффициентом аварийности $q = (1 - K_T) = 0,02$. Аварийность блоков ТЭЦ принималась для блоков ПТ-80 0,05, для блоков Т-110 – 0,07. Изменение оптимальной величины приращения системного аварийного резерва мощности, определенного по формуле (21) в зависимости от коэффициента аварийности энергоблоков АЭС показано на рисунке.

Приращение величины аварийного резерва мощности в начальный период более интенсивно за счет снижения показателей надежности существующих установок, что видно из рисунка. Ввод в эксплуатацию более надежных энергоблоков АЭС приводит к снижению темпа роста величины аварийного резерва мощности.



Оптимальное приращение величины аварийного резерва мощности в системе

Выводы

1. Разработана динамическая вероятностная модель расчета величины аварийного резерва мощности в системе, учитывающая изменение структуры энергосистемы, эксплуатационной надежности энергоблоков, полные и частичные отказы энергоустановок и позволяющая определять величину аварийного резерва мощности для решения оптимизационных задач.

2. Разработана методика оптимизации величины аварийного резерва мощности в энергосистеме с изменяющейся структурой генерирующих мощностей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС: Учеб. пособие для теплоэнергетических и энергомашиностроительных вузов / Гладышев Г.П., Аминов Р.З., Гуревич В.З. и др.; Под ред. А.И. Андриященко. М., 1991. 303 с.
2. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. М., 1994. 252 с.
3. Большев Л.Н., Смирнов Н.В. Таблицы математической статистики. М., 1968. 474 с.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ПГУ С УЧЕТОМ РЕЖИМОВ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Р.З. Аминов, А.В. Янков¹

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра
Российской академии наук,

¹Саратовский государственный технический университет

В настоящее время признано, что эффективное развитие теплоэнергетики должно предусматривать широкое использование парогазовых установок (ПГУ) в структуре генерирующих мощностей энергосистем. Для успешного их применения необходима высокая надёжность ПГУ. Нерешённой остаётся проблема выбора и обоснования структурной схемы ПГУ. Между тем видом структурной схемы в значительной степени определяется надёжность функционирования ПГУ.

Надёжность теплоэнергетических установок всех типов (ПГУ, ГТУ, ПТУ) зависит от режимов их эксплуатации. В то же время основные решения, от которых зависит надёжность использования теплоэнергетических установок, должны приниматься ещё на стадии разработки оборудования и проектирования электростанций. На эффективность использования ПГУ в энергосистемах будет влиять, в частности, состояние самих энергосистем, а они, как известно, имеют различную степень аварийности и надёжности энергоснабжения.

В качестве объекта исследования взята парогазовая установка со сбросом уходящих газов от ГТУ в энергетический котёл (сбросная ПГУ).

Для анализа надёжности такой ПГУ (рис. 1) был выбран метод расчёта показателей надёжности, основанный на использовании Марковских процессов. В основе этого метода расчета надёжности лежит описание функционирования энергоблоков Марковским процессом с дискретным множеством состояний. Метод используется в предположении экспоненциальных законов распределения вероятностей, времени работы и восстановления.

Алгоритм, реализующий данную методику расчёта надёжности ПГУ, предусматривает выполнение следующих этапов.

1. Функциональная тепловая схема энергоблока преобразуется в структурную схему. Включаются только те элементы и связи, которые структурно определяют надёжность функционирования энергоблока.

2. На основе структурной схемы строится граф достижимых состояний. Состояния энергоблока разделяются на работоспособные и неработоспособные. Граф включает только достижимые состояния.

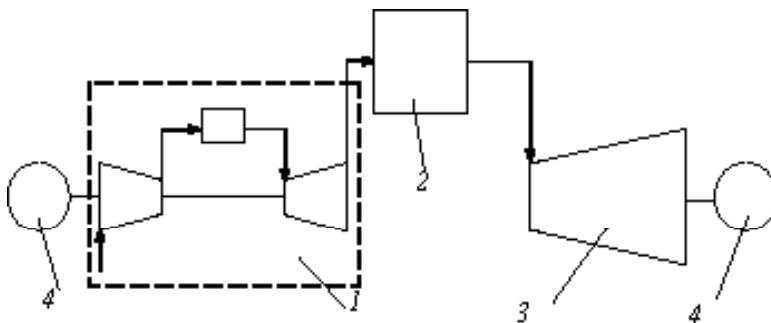


Рис. 1. Структурная схема ПГУ сбросного типа: 1 – газотурбинная установка; 2 – энергетический котёл; 3 – паротурбинная установка; 4 – электрогенератор

3. Составляются дифференциальные уравнения Колмогорова для каждого состояния графа. Для решения системы уравнений дополнительно вводится уравнение нормирования.

4. Из решения системы уравнений Колмогорова определяются финальные вероятности возможных состояний системы и стационарный коэффициент готовности.

Рассматривались следующие возможные режимы работы ГТУ в составе ПГУ:

1) отключение ГТУ в ночные часы по требованию диспетчера (с 20.00 до 8.00);

2) отключение ПГУ по требованию диспетчера в часы снижения энергопотребления;

3) ПГУ работает без отключения.

Возможна автономная работа паросиловой части ПГУ.

Исходные значения показателей надёжности рассматриваемой ПГУ представлены в табл. 1 (они не соответствуют показателям, приведённым в ГОСТе, а являются более жёсткими требованиями к надёжности агрегатов).

Таблица 1

Значения наработки на отказ, время восстановления агрегатов ПГУ

Агрегат	Наработка на отказ, ч	Время восстановления, ч
ГТУ	6000	50
Прочие элементы энергоустановки (энергетический котёл, электрогенератор, паровая турбина)	20 167	50

Графы достижимых состояний ПГУ при работе ГТУ с отключением в часы провала энергопотребления (ПГУ сбросного типа) изображены на рис. 2.

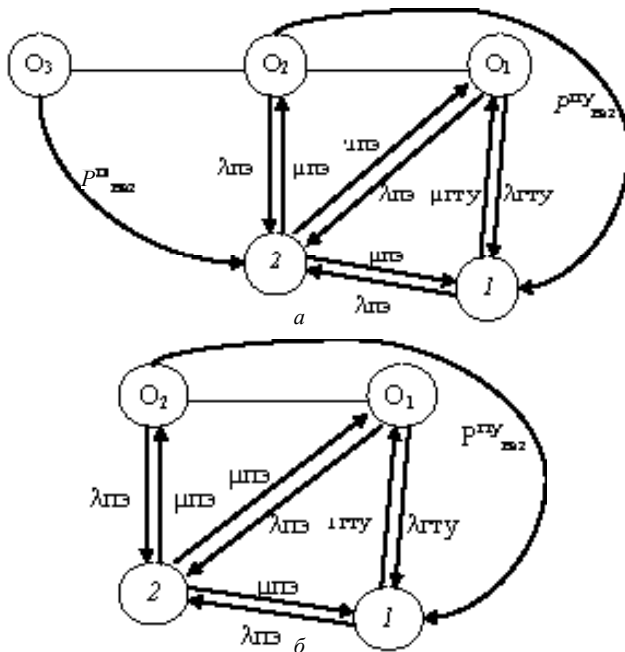


Рис. 2. Граф достижимых состояний энергоблока: *a* – с последовательным отключением ГТУ и всего энергоблока; *б* – с отключением ГТУ: O_1 – все агрегаты системы в работе; O_2 – отключение ГТУ в ночные часы по требованию диспетчера; O_3 – отключение ПГУ по требованию диспетчера в часы провала потребления энергии; 1 – аварийный отказ ГТУ; 2 – аварийный отказ прочих элементов ПГУ (котёл, паровая турбина, электрогенераторы), приводящий к остановке энергоблока

Граф достижимых состояний ПГУ при постоянном суточном режиме её работы изображен на рис. 3.

Вероятность каждого из состояний, указанных на рис. 2, определяется решением систем дифференциальных уравнений (1) и (3) и нормировочных уравнений (2) и (4).

Вероятность состояний, изображённых на рис. 3, определяется решением системы дифференциальных уравнений (5) и нормировочного уравнения (6).

Дополнительно учитывалось, что при незапуске ГТУ с вероятностью $P_{\text{незап}}^{\text{ГТУ}} = 0,02$ система переходит из состояния $O_2^{1,2}$ в состояние 1 – аварийный отказ ГТУ, аналогично из состояния O_3^1 с вероятностью $P_{\text{незап}}^{\text{ПЭ}} = 0,02$ в состояние 2 – аварийный отказ прочих элементов ПГУ (полный отказ системы).

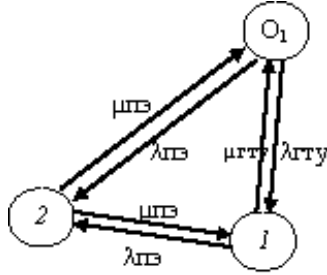


Рис. 3. Граф достижимых состояний энергоблока при постоянном суточном режиме работы ПГУ: O_1 – все агрегаты системы в работе; 1 – аварийный отказ ГТУ; 2 – аварийный отказ прочих элементов ПГУ (котёл, паровая турбина, электрогенераторы)

Необходимо также учесть, что состояния $O_2^{1,2}$, O_3^1 запланированные и не являются вероятностными. Условные связи между данными состояниями изображены на рис. 2.

$$\begin{cases} \frac{dP^1(t)_{O1}}{dt} = -(\lambda_{ГТУ} + \lambda_{ПЗ}) \cdot P_{O1}^1(t) \cdot \tau_1^1 + \mu_{ГТУ} \cdot P_1^1(t) + \mu_{ПЗ} \cdot P_2^1(t) \\ \frac{dP^1(t)_{O2}}{dt} = -\lambda_{ПЗ} \cdot P_{O2}^1(t) \cdot \tau_2^1 + \mu_{ПЗ} \cdot P_2^1(t) \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} \frac{dP^1(t)_1}{dt} = -(\lambda_{ПЗ} + \mu_{ГТУ}) \cdot P_1^1(t) + \lambda_{ГТУ} \cdot P_{O1}^1(t) \cdot \tau_1^1 + P_{O2}^1(t) \cdot \tau_2^1 + \mu_{ПЗ} \cdot P_2^1(t) \\ \frac{dP^1(t)_2}{dt} = -(\lambda_{ПЗ} \cdot P_2^1(t) + \lambda_{ПЗ} \cdot P_1^1(t) + \lambda_{ПЗ} \cdot P_{O1}^1(t) \cdot \tau_1^1 + \lambda_{ПЗ} \cdot P_{O2}^1(t) \cdot \tau_2^1 + P_{O3}^1(t) \cdot \tau_3^1) \end{cases} \quad (2)$$

$$P_{O1}^1(t) \cdot \tau_1^1 + P_{O2}^1(t) \cdot \tau_2^1 + P_{O3}^1(t) \cdot \tau_3^1 + P_1^1(t) + P_2^1(t) = 1,$$

$$P_{O3}^1(t) = 1,$$

$$P_{O1}^1(t) \cdot \tau_1^1 = P_{O1}^{1*},$$

$$P_{O2}^1(t) \cdot \tau_2^1 = P_{O2}^{1*},$$

$$\begin{cases} \frac{dP^2(t)_{O1}}{dt} = -(\lambda_{ГТУ} + \lambda_{ПЗ}) \cdot P_{O1}^2(t) \cdot \tau_1^2 + \mu_{ГТУ} \cdot P_1^2(t) + \mu_{ПЗ} \cdot P_2^2(t) \\ \frac{dP^2(t)_{O2}}{dt} = -\lambda_{ПЗ} \cdot P_{O2}^2(t) \cdot \tau_2^2 + \mu_{ПЗ} \cdot P_2^2(t) \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} \frac{dP^2(t)_1}{dt} = -(\lambda_{ПЗ} + \mu_{ГТУ}) \cdot P_1^2(t) + \lambda_{ГТУ} \cdot P_{O1}^2(t) \cdot \tau_1^2 + P_{O2}^2(t) \cdot \tau_2^2 + \mu_{ПЗ} \cdot P_2^2(t) \end{cases} \quad (4)$$

$$P_{O1}^1(t) \cdot \tau_1^1 + P_{O2}^1(t) \cdot \tau_2^1 + P_1^1(t) + P_2^1(t) = 1,$$

$$P_{O1}^1(t) \cdot \tau_1^1 = P_{O1}^{1*},$$

$$P_{O2}^1(t) \cdot \tau_2^1 = P_{O2}^{1*},$$

$$\begin{cases} \frac{dP^3(t)_{O1}}{dt} = -(\lambda_{ГТУ} + \lambda_{ПЭ}) \cdot P_{O1}^3(t) + \mu_{ГТУ} \cdot P_1^3(t) + \mu_{ПЭ} \cdot P_2^3(t) \\ \frac{dP^3(t)_1}{dt} = -(\lambda_{ПЭ} + \mu_{ГТУ}) \cdot P_1^3(t) + \lambda_{ГТУ} \cdot P_{O1}^3(t) + \mu_{ПЭ} \cdot P_2^3(t) \end{cases} \quad (5)$$

$$P_{O1}^3(t) + P_1^3(t) + P_2^3(t) = 1, \quad (6)$$

где $\lambda_{ГТУ}$ – интенсивность отказов ГТУ; $\mu_{ГТУ}$ – интенсивность восстановления ГТУ; $\lambda_{ПЭ}$ – интенсивность отказов прочих элементов ПГУ (котёл, паровая турбина, электрогенераторы); $\mu_{ПЭ}$ – интенсивность восстановления прочих элементов ПГУ (котёл, паровая турбина, электрогенераторы); τ_1 – относительная продолжительность пребывания ПГУ в полностью работоспособном состоянии ($\tau_1^1 = 0,4$; $\tau_1^2 = 0,5$); τ_2 – относительная продолжительность пребывания ПГУ в состоянии с отключенной ГТУ по требованию диспетчера ($\tau_2^1 = 0,4$; $\tau_2^2 = 0,5$); τ_3 – относительная продолжительность пребывания установки в полностью неработоспособном состоянии (отключение ПГУ по требованию диспетчера, $\tau_3^1 = 0,2$).

Расчётные данные интенсивности отказов агрегатов ПГУ и возможных состояний вероятности отказов ПГУ приведены в табл. 2, 3, 4, 5.

Таблица 2

Расчётные данные интенсивности отказов агрегатов ПГУ

Агрегат	Обозначение	Интенсивность отказов, 1/ч
ГТУ	$\lambda_{ГТУ}$	$1,67 \cdot 10^{-4}$
Прочие элементы ПГУ (котёл, паровая турбина, электрогенераторы)	$\lambda_{ПЭ}$	$4,96 \cdot 10^{-4}$

Таблица 3

**Стационарные значения вероятности состояний ПГУ
(граф возможных состояний, изображённый на рис. 2, а)**

P_{O1}^{1*}	P_{O2}^{1*}	P_{O3}^{1*}	P_1^1	P_2^1
0,7895	0,00196	0,2	0,008526	0,000014

Таблица 4

**Стационарные значения вероятности состояний ПГУ
(граф возможных состояний, изображённый на рис. 2, б)**

P_{O1}^{2*}	P_{O2}^{2*}	P_1^2	P_2^2
0,985	0,0049	0,01	0,0000061

Таблица 5

**Стационарные значения вероятности состояний ПГУ
(граф возможных состояний, изображённый на рис. 3)**

P_{01}^3	P_1^3	P_2^3
0,9893	0,0095	0,0012

В результате проведенного исследования можно сделать следующий вывод. На основе Марковских процессов разработана методика расчёта вероятности состояний при запланированном изменении режимов работы и состава оборудования ПГУ в процессе её эксплуатации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРА

1. Надёжность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС / Под ред. А.И. Андрющенко. М., 1991. 303 с.
2. Попырин Л.С., Штромберг Ю.Ю., Дильман М.Д. Надёжность парогазовых установок // Теплоэнергетика. 1999. №7. С. 50–53.

УДК621.575.9:658.26.004.183

СИСТЕМА ТРИГЕНЕРАЦИИ НА БАЗЕ ПАРОГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ И АБСОРБЦИОННОЙ БРОМИСТОЛИТИЕВОЙ ХОЛОДИЛЬНОЙ МАШИНЫ

Л.В. Галимова, Р.Б. Славин, А.А. Камнев

Астраханский государственный технический университет

Проблема энергосбережения является основой энергетической политики России. В настоящее время в среднем потенциал энергосбережения составляет 30–35% потребления различных видов энергии, а затраты на энергосберегающие мероприятия в 2–3 раза меньше, чем на добычу и производство энергоресурсов. Технические системы, включающие в себя установки для производства электроэнергии, сезонного производства тепла и холода, обеспечивают экономное расходование энергоресурсов с высокими показателями процессов энергетических превращений.

В качестве примера энергосберегающей системы предлагается схема для комплексной выработки электроэнергии, тепла и холода на базе парогазотурбинной установки и абсорбционной бромистолитиевой холодильной машины нового поколения, работающей в межсезонный период (рис. 1) [1].

турбину 5. Отработавший газ из котла-утилизатора отводится в окружающую среду. В конденсаторе и теплофикационном пароводяном теплообменнике происходит конденсация пара, идущего из паровой турбины. Тепло из цикла в зимнее время года отводится в систему теплоснабжения через теплофикационный пароводяной теплообменник. В данном случае конденсатор охлаждается водой, поступающей из отопительной системы и, следовательно, отпадает необходимость в градирне.

В летнее время года, когда отключено отопление, горячая вода температурой 115 °С обеспечивает работу АБХМ.

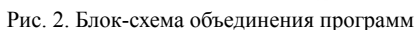
Рабочим телом бромистолитиевой абсорбционной холодильной машины является водный раствор бромата лития, а холодильным агентом – вода. Горячая вода, поступающая в генератор холодильной машины из теплофикационного теплообменника, способствует процессу десорбции раствора с выделением водяного пара, который затем поступает в конденсатор холодильной машины. Из конденсатора через дроссельное устройство конденсат подаётся в испаритель, где за счёт его частичного испарения совершается холодильное действие. Вода, выходящая из испарителя, имеет температуру 7 °С. Пары воды из испарителя поступают в абсорбер, где смешиваются с раствором бромистого лития, поступающего из генератора, и обогащенный водой раствор снова подаётся в генератор. Конденсатор и абсорбер холодильной машины охлаждаются водой из градирни. Холодная вода, полученная в АБХМ за счёт потребления неиспользованного летнего теплового отбора, может быть направлена в систему кондиционирования воздуха и частично для охлаждения воздушного компрессора ПГТУ.

Для уменьшения потерь энергии при её транспортировке система энергосбережения должна быть автономной.

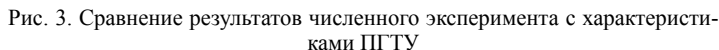
Достоинства автономных энергосберегающих систем состоят в следующем: это, во-первых, более низкая стоимость тепла и электроэнергии, чем при покупке у традиционных поставщиков; во-вторых, в случае строительства новых автономных систем приобретение, монтаж и наладка оборудования могут обойтись дешевле, чем сооружение питающих линий, подстанций и подключение к централизованным сетям [2].

Целью работы является создание информационной методики расчёта энергосберегающей системы для получения её характеристик в различных климатических условиях. При разработке программы расчёта были использованы данные по ПГТУ, опубликованные в трудах МЭИ [3], и материалы ООО «Теплосибмаш» – разработчика и создателя АБХМ нового поколения.

Блок-схема объединения программ расчёта ПГТУ и АБХМ с учётом величины теплового отбора, температуры и влажности окружающего воздуха приведена на рис. 2.



С использованием разработанной программы проведён численный эксперимент. Результаты расчета ПГТУ по программе, показывающие ее адекватность на основе энергетических характеристик парогазовых теплофикационных установок для зимнего режима, приведены на рис. 3.



Сплошными линиями на рис. 3 обозначены результаты расчета, проведенного в МЭИ, а точками – результаты численного эксперимента. Среднее квадратичное отклонение составляет 13%.

При разработке программы поверочного расчета АБХМ решена задача получения зависимости, основанной на термодинамических свойствах водного раствора бромистого лития в интервале, соответствующем работе энергосберегающей системы.

Результаты расчета АБХМ по программе показывают ее адекватность, приведены для летнего режима работы с параметрами, соответствующими схеме. Среднее квадратичное отклонение составляет 13%.

В результате численного эксперимента определены основные характеристики энергосберегающей системы для различных климатических условий.

Графическая зависимость холодопроизводительности АБХМ для условий работы системы приведена на рис. 4. Ограничения слева и справа определяют область возможной и эффективной работы машины.

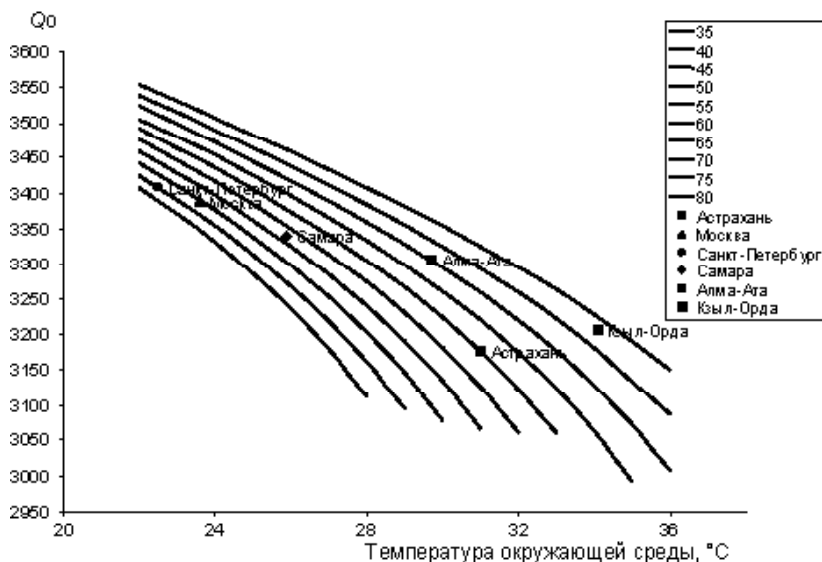


Рис. 4. Результаты численного эксперимента по определению холодопроизводительности АБХМ

Графическая зависимость величины выработки электроэнергии для условий работы системы приведена на рис. 5. Как видно из графиков, выработка электроэнергии остаётся практически постоянной.

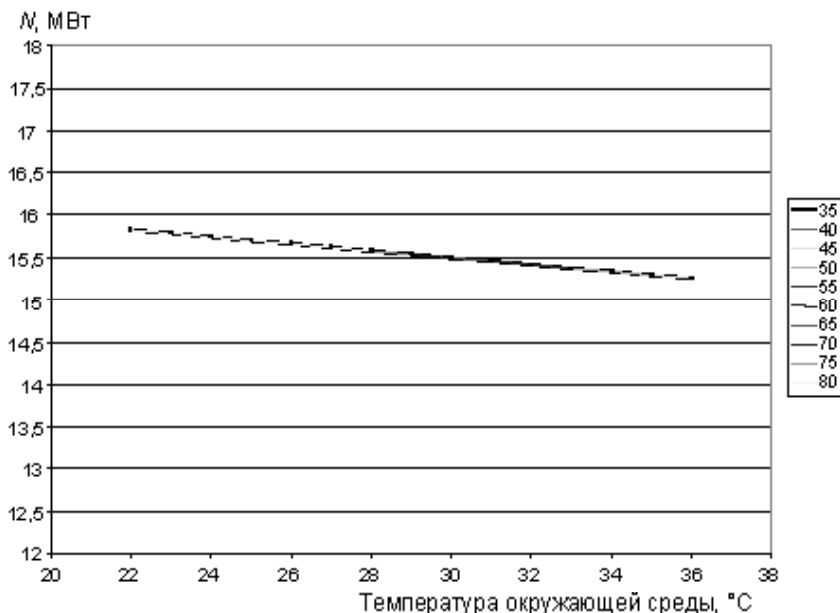


Рис. 5. Результаты численного эксперимента по определению мощности ПТТУ

Предварительная экономическая оценка показала, что срок окупаемости данной системы составит 1,8 года.

Для полноты оценки автономной энергосберегающей системы в настоящее время разработана методика, проводится также термодинамический анализ этой оценки, в результате которого после определения эксергетических потерь и КПД будет определена степень термодинамического совершенства системы в целом и каждого её элемента в отдельности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бараненко А.В., Тимофеевский Л.С., Долотов А.Г., Попов А.В. Абсорбционные преобразователи теплоты. СПб., 2005.
2. Беляков С.В., Плохих И.П. Автономные источники тепла и электроэнергии. М., 2002.
3. Соколов Е.Я., Мартынов В.А. Энергетические характеристики газотурбинных теплофикационных установок // Теплоэнергетика. 1996. № 12.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ КОТЛОВ

Р.А. Ильин, А.К. Ильин

Отдел энергетических проблем
Саратовского научного центра Российской академии наук

Традиционно эффективность котлов оценивается по тепловому КПД (находится в пределах 0,75–0,93), а также по коэффициенту использования теплоты топлива (0,80–0,98). Эти критерии оценки не дают представления о действительной энергетической эффективности использования сжигаемого в котлах топлива.

Более точные оценки дают разработанные автором термодинамические показатели расчета эффективности: коэффициент эффективности использования первичной тепловой эксергии топлива в теплоэнергетических установках η_{ex} , в частности в котлах, и полный коэффициент использования эксергии $\eta_{\text{ex,полн}}$ [1–4]. Последний учитывает как эффективность преобразования тепловой энергии топлива в полезную эксергию (по коэффициенту η_{ex}), так и эффективность использования строительной эксергии (по коэффициенту η_{ex}).

Расчетные формулы для определения η_{ex} , $\eta_{\text{ex, стр}}$ и $\eta_{\text{ex, полн}}$ приведены в работах [1, 2, 4]. Некоторые оценки по этим формулам для большого количества котлов различного назначения выполнены в [4].

В данной работе для большой группы используемых на практике котлов вычислен наиболее общий и базовый показатель эффективности – полный коэффициент использования эксергии $\eta_{\text{ex, полн}}$, по которому можно судить об эффективности котлов.

Оценка эффективности выполнена по перечисленным термодинамическим параметрам η_{ex} , $\eta_{\text{ex, стр}}$, $\eta_{\text{ex, полн}}$, по сроку эксплуатации котлов C , лет, по их удельной массе, кг/кВт, полезной тепловой мощности, температуре пара (воды) на выходе из котла $t_{\text{п}}$, °C, или $T_{\text{п}}$, К. При этом принято: затраты эксергии на создание 1 кг массы котла $50 \cdot 10^6$ кДж/кг (величина входит в параметр $\eta_{\text{ex, стр}}$); сроки эксплуатации котлов $C = 7$ и 40 лет; тепловой КПД 0,93. Изменение остальных параметров показано на рис. 1–3.

Выбирать необходимые условия для эффективной работы котлов – ограничения по удельной массе котлов, их сроку службы, параметрам пара (воды) на выходе из котлов и т.д. – позволяют рис. 1–3.

По результатам анализа можно сделать следующие выводы.

1. Необходимо проектировать или выбирать котлы с минимальной удельной массой, так как при ее увеличении (см. рис. 1–3) существенно сни-

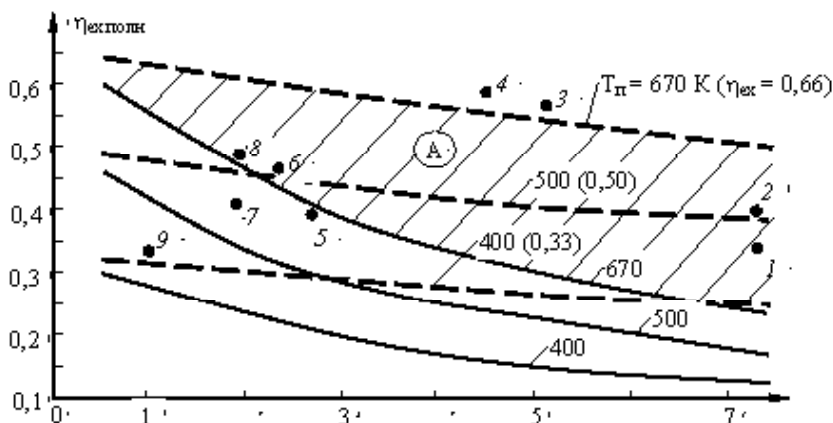


Рис. 1. Функция $\eta_{\text{эксп, полн}} = f(m, \eta_{\text{эксп}}, C)$ термодинамической эффективности для некоторых распространенных котлов: 1 – ДКВр-2,5-13-194, $m = 7,3$ кг/кВт; 2 – ДКВр-2,5-13-250, $m = 7,3$; 3 – Е-35-40-У-440, $m = 5,1$; 4 – Е-50-40-У-440, $m = 4,5$; 5 – ДКВр-10-13-194, $m = 2,7$; 6 – ВВД-200-13-250, $m = 2,3$; 7 – ДКВр-35-13-194, $m = 1,9$; 8 – ДКВр-35-13-250, $m = 1,9$; 9 – КВ-ГМ-30-150, $m = 1,0$; линии: сплошные – срок эксплуатации котла 7 лет, прерывистые – 40 лет; А – область значений полного коэффициента использования эксергии для котлов при $C = 7 \dots 40$ лет; температура теплоносителя на входе в потребитель $T_{\text{п}} = 670$ К; удельная масса котлов $m = 0,5 \dots 7,5$ кг/кВт

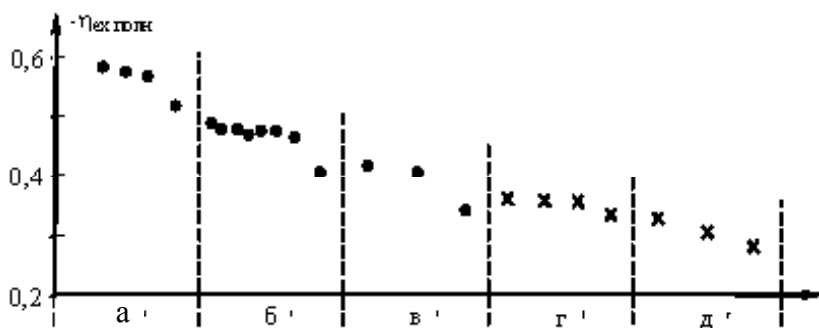


Рис. 2. Коэффициенты $\eta_{\text{эксп, полн}}$ для котлов паровых и водогрейных различной производительности, мощности и удельной массы при условии: $\epsilon_{\text{х}_0, \text{стр}} = 50 \cdot 10^6$ кДж/кг, $C = 40$ лет. Состав котлов в зонах а...д: а – Е-50-40-Ц, БГМ-35-М, Е-35-40-Ц, Б-35-40; б – Е-25-14ГМ, ДКВр-35-13-250, КВВА-12/15, ВВД-200-13, Е-10-14ГМ, КЕ-10-14-С, ДКВр-10-13, ДКВр-2,5-13; в – ДКВр-35-13, ДКВр-10-13, ДКВр-2,5-13; г – КВ-ГМ-30-150, КВ-ГМ-180-150, КВ-ГМ-6,5-150, КВ-ТС-50; д – КЭВ-10000/6, КЭВ-1000/6, КЭВ-1000/0,4; температура пара (воды) на выходе из котлов составляет в зоне а – 440 °С, б – 250, в – 194, г – 150, д – 130; котлы в зонах (точки) расположены по мере увеличения удельной массы m , кг/кВт

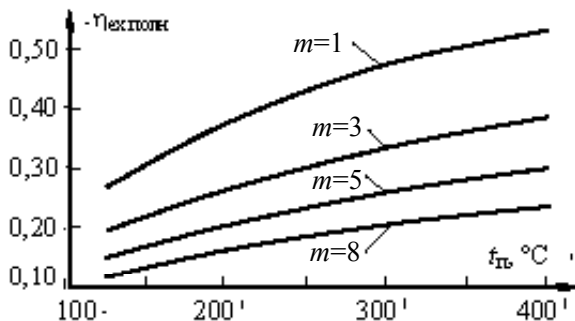


Рис.3. Функция $\eta_{\text{ex.полн}} = f(m, t_{\text{гв}})$ термодинамической эффективности котлов с номинальной температурой пара $t_{\text{п.ном}} = 400\text{ }^\circ\text{C}$ при температуре теплоносителя на входе в потребитель $t_{\text{п}} < 400\text{ }^\circ\text{C}$; $C = 7$ лет; m , кг/кВт

жается значение коэффициента $\eta_{\text{ex.полн}}$ и, следовательно, эффективность преобразования тепловой энергии топлива в полезную эксергию.

2. Повышение температуры пара (воды) на входе в потребитель (см. рис. 2, 3) ведет к непосредственному увеличению полного коэффициента использования эксергии.

3. При увеличении срока эксплуатации котлов C повышается значение коэффициента $\eta_{\text{ex.полн}}$, на что стоит обращать внимание при их проектировании.

4. Важно также повышать эффективность использования эксергии топлива, сжигаемого в котлах, — η_{ex} , например включая их в состав мини-ТЭЦ. Это влияет и на $\eta_{\text{ex.стр}}$ и на $\eta_{\text{ex.полн}}$.

Таким образом, об эффективности использования котлов в теплоэнергетике можно судить по полному коэффициенту использования эксергии как комплексному показателю.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ильин А.К., Ильин Р.А. Методология термодинамической оценки эффективности теплоэнергетических технологий // Энергетика России в 21 веке: развитие, функционирование, управление: Материалы Всерос. конф. Секция «Новые энергетические технологии, нетрадиционная и малая энергетика». Иркутск, 2005. С. 782–790.
2. Ильин Р.А. О коэффициентах энерго- и эксергоотдачи теплоэнергетических установок // Национальная конференция по теплоэнергетике. Казань, 2006. Т. 2. С. 245–246.
3. Ильин Р.А., Ильин А.К. Еще раз об эксергетической эффективности использования топливных котлов для теплоснабжения // Изв. высш. учеб. заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. 2006. № 8. С. 49–51.
4. Ильин Р.А., Ильин А.К. Эффективность использования эксергии топлива в котлах различного назначения // Вестн. АГТУ. 2006. Вып. 3. С. 253–256.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОЛУЧЕНИЯ СИНТЕЗ-ГАЗА В КОНВЕРТОРЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ЭНЕРГОХИМИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

Р.З. Аминов, А.Ф. Шкрет, А.А. Гудым¹, М.В. Гариевский¹

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра
Российской академии наук

¹Саратовский государственный технический университет

Повышение эффективности и экологической безопасности использования природного газа в энергетике возможно за счет комбинирования энергохимических технологий. Наилучшие условия для эффективного использования энергии топлива создаются в энергохимических комплексных установках на базе парогазовых циклов с одновременным производством электроэнергии и побочной топливной продукции, в частности синтетического жидкого топлива, к которому относятся метанол, диметилловый эфир и др. [1].

Метанол (метилловый спирт) – один из востребованных на мировом рынке продуктов химической промышленности, являющийся сырьем для получения многих продуктов органического синтеза и высокооктановой добавки к моторному топливу.

Процесс получения метанола по традиционной технологии основан на каталитической парокислородной конверсии природного газа при температуре около 900 °С и давлении 20–30 атм. Полученный синтез-газ охлаждается до 30–40 °С, очищается от каталитических ядов и водяных паров. Затем синтез-газ компримируется до 50–75 атм и направляется в реактор, где при температуре 250 °С происходит реакция синтеза метанола. После реактора метанол охлаждается до 40 °С, конденсируется в аппаратах воздушного охлаждения, а затем посредством ректификации доводится до требуемого состава.

Как видим, с точки зрения эффективности использования энергии первичного энергоносителя каждая стадия передела, начиная от конверсии метана в синтез-газ и кончая получением метанола, связана с потерей энергетического потенциала топлива и выделением значительных объемов тепловой энергии с потенциалом 220–250 °С.

Учитывая вышесказанное, в Институте высоких температур РАН предложена и разработана принципиальная схема оригинальной экологически чистой энергохимической технологии комплексного использования природного газа с производством энергии и синтетического жидкого топлива на базе высокоэффективных парогазовых установок [1]. При этом используются наиболее дешевые и простые технологии однопроводного синтеза, дающие дополнительный экономический эффект. Такие уста-

новки позволяют повысить коэффициент полезного использования топлива, а следовательно, обеспечивают энергосберегающий эффект и способствуют суммарному снижению вредных выбросов, включая выбросы парниковых газов как на самой установке, так и в процессе потребления.

В данной технологии одновременно решается несколько целевых задач, что позволяет существенно повысить эффективность использования природного газа и резко снизить удельные капиталовложения.

Как показал термодинамический анализ частичного окисления метана, выход синтез-газа практически не зависит от давления в реакторе. В то же время геометрические размеры и, соответственно, стоимостные показатели конвертора получения синтез-газа и следующего за ним пароперегревателя в значительной степени зависят от давления. Поэтому были исследованы схемно-параметрические решения блока подготовки и получения синтез-газа с учетом параметров унифицированного оборудования.

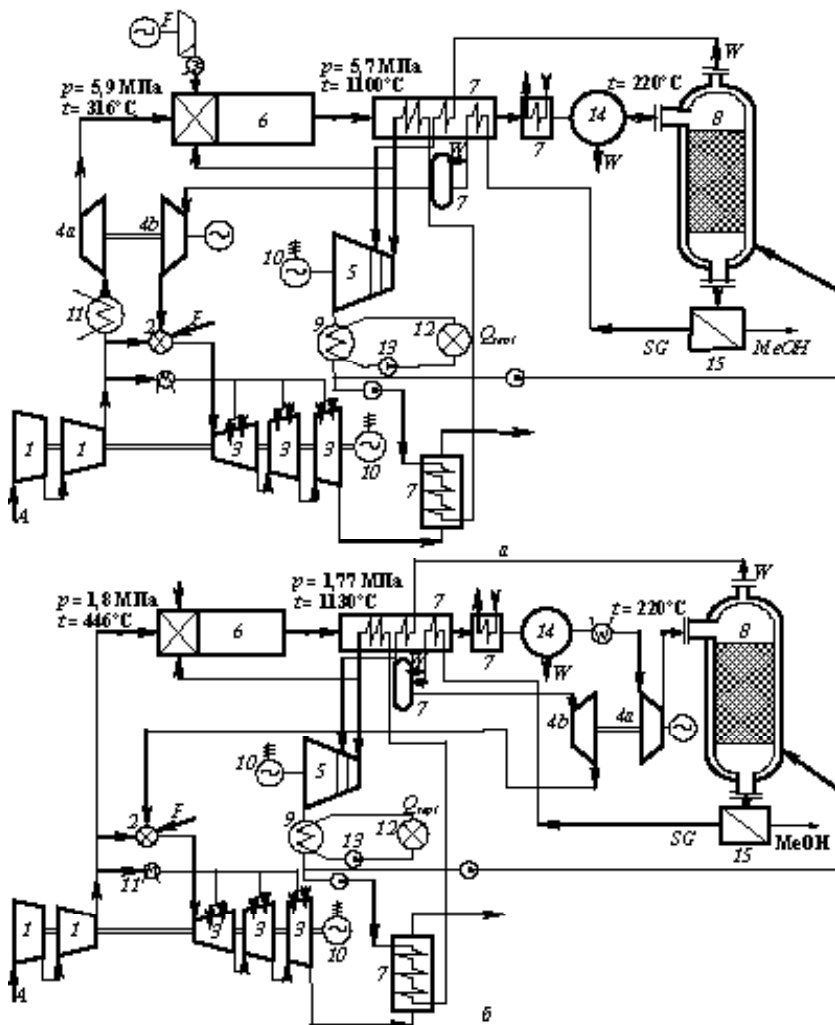
Выбранное для энергохимической установки оборудование позволяет организовать процесс конверсии природного газа в конверторе при двух давлениях: пониженном ($\approx 1,8$ МПа), используя для этого сжатый воздух после турбокомпрессора газовой турбины, и повышенном ($\approx 5,8$ МПа), используя для этого сжатый воздух после турбокомпрессора газовой турбины и поджимного за ним компрессора турбодетандера.

Сравниваемые технологические схемы энергохимической установки с исходными и расчетными параметрами приведены на рисунке и в табл. 1.

В исходной технологической схеме (см. рисунок, *а*) давление в конверторе ($5,7\text{--}5,9$ МПа) создается турбокомпрессорами газовой турбины ($1,8$ МПа) и компрессором турбодетандера со степенью сжатия воздуха $3,28$. Причем после компрессора газовой турбины перед турбодетандером размещен охладитель воздуха для понижения температуры последнего с 446 до 129 °С.

Второй вариант (см. табл. 1) рассматривает процесс конверсии метана при давлении воздуха $1,8$ МПа за компрессорами газовой турбины (см. рисунок, *б*). При этом отпадает необходимость в охладителе воздуха перед компрессором турбодетандера, но дополнительно размещается теплообменник перед компрессором синтез-газа. Такое решение позволит повысить температуру воздуха на входе в конвертор с 316 до 446 °С, что положительно скажется на тепловом балансе конвертора. При этом отпадает необходимость в дожимном компрессоре на линии природного газа перед конвертором. Снижение давления в конверторе с $5,7$ до $1,8$ МПа также позволит уменьшить толщину стенки корпуса конвертора и высоконапорного пароперегревателя.

Однако при понижении давления при тех же геометрических размерах конвертора возрастет скорость газа и снизится время пребывания газа в нём. Поэтому размеры конвертора необходимо увеличить для обеспечения необходимого времени реакции конверсии природного газа.



Принципиальная технологическая схема энергохимической установки частичного окисления природного газа при разном давлении в конвертере: а – 5,7 МПа; б – 1,8 МПа: 1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4а – компрессор турбодетандера; 4б – турбина турбодетандера; 5 – паровая турбина; 6 – реактор частичного окисления природного газа; 7 – теплообменник; 8 – блок синтеза метанола; 9 – теплофикационный бойлер; 10 – электрогенератор; 11 – охладитель воздуха; 12 – теплофикационный потребитель; 13 – насос; 14 – блок очистки синтез-газа; 15 – блок разделения метанола; обозначение рабочих тел: А – воздух; F – природный газ; SG – синтез-газ; W – вода

Таблица 1

Расчетные термодинамические и энергетические показатели энергохимической установки для двух давлений (вариантов) конверсии природного газа

Показатель	Давление конверсии природного газа, МПа	
	5,7	1,8
Вход		
Воздух		
– расход, кг/с	21,78	21,78
– давление, МПа	5,9	1,8
– температура, °С	316	446
Природный газ		
– расход, кг/с	3,328	3,328
– давление, МПа	5,9	1,8
– температура, °С	250	130
Водяной пар		
– расход, кг/с	0,523	0,523
– давление, МПа	7,8	7,8
– температура, °С	500	500
Выход		
Продукты частичного окисления		
– давление, МПа	5,7	1,77
– температура, °С	1100	1100
– общий расход, кг/с	25,63	25,63
В том числе:		
N ₂	16,750	16,750
CO	5,028	5,114
H ₂ O	1,987	1,816
CO ₂	1,058	1,037
H ₂	0,641	0,657
CH ₄	0,048	0,0038
Количество синтез-газа после блока очистки, кг/с	23,20	23,25
Степень конверсии метанола	0,65	0,65
Выработка метанола, кг/с	3,333	3,416
Выход синтез-газа из реактора синтеза метанола, кг/с	19,86	19,83
Тепло, выделившееся в реакторе синтеза метанола, кВт	9417	9658
Количество пара низкого давления (НД), выработанного в реакторе синтеза метанола, кг/с	4,22	4,3
Давление пара НД, МПа	2,75	2,75
Температура пара НД, °С	229	229
Количество остаточного синтез-газа после блока синтеза метанола, кг/с	19,86	19,83
Давление остаточного синтез-газа после блока синтеза, МПа	4,8	4,8

Показатель	Давление конверсии природного газа, МПа	
	5,7	1,8
Температура остаточного синтез-газа после блока синтеза, °С	250	250
Температура остаточного синтез-газа после подогрева в теплообменнике (7), °С	565	565
Впрыск пара в остаточный синтез-газ (8,34 МПа, 520 °С), кг/с	2	2
Температура синтез-газа перед детандером, °С	550	550
Расход синтез-газа через детандер в камеру сгорания, кг/с	21,86	21,83
Мощность детандера, кВт	4400	4394
Расход добавочного топлива в камеру сгорания, кг/с	0,151	0,120
Расход воздуха в камеру сгорания, кг/с	32,35	32,35
Давление газов перед ГТУ, МПа	1,68	1,68
Температура газов за турбиной, °С	504	504
Температура уходящих газов за котлом-утилизатором, °С	140	140
Расход пара высокого давления (ВД), кг/с	14	14
Давление пара ВД, МПа	8,34	8,34
Температура пара ВД на выходе котла-утилизатора, °С	298	298
Паропроизводительность котла-утилизатора, кг/с	14	14
Температура пара ВД после перегрева в теплообменнике, °С	520	520
Давление в конденсаторе паровой турбины, МПа	0,32	0,32
Массовый расход воздуха/синтез-газа через компрессор, кг/с	21,79/–	–/23,25
Степень сжатия компрессора детандера	3,29	3,29
Температура воздуха/синтез-газа на входе компрессора, °С	129/–	–/87
Потребляемая мощность компрессора воздуха/синтез-газа, кВт		–/6062
В том числе: с турбодетандером	4400/–	–/4394
с электроприводом	4400/–	–/1668
Мощность дожимного компрессора природного газа, кВт	200	–
Мощность ГТУ, кВт	19700	19700
Мощность паровой турбины высокого давления, кВт	9914	9914
Мощность паровой турбины низкого давления, кВт	2156	2214

С учетом вышесказанного проведен термодинамический анализ и тепловой расчет технологической схемы блока подготовки и получения синтез-газа при разных давлениях конверсии метана, выполнена энергетическая и технико-экономическая оценка сравниваемых вариантов.

Для расчета равновесного состава продуктов конверсии использовались методические рекомендации [2–4], позволяющие рассчитывать состав продуктов частичного окисления метана при низких коэффициентах расхода воздуха с учетом условий сажеобразования.

В качестве исходного условия задан состав горючего в атомарных долях входящих в него элементов: n – углерода, m – водорода, l – кислорода и q – азота. Для известного состава химических элементов горючего C_n , H_m , O_l , N_q индексы соответствуют атомным долям элементов в килограмм-атомах данного элемента на 1 кг · моль горючего.

Для природного газа с объемным составом метана CH_4 , двуокиси углерода CO_2 , окиси углерода CO , водяного пара H_2O , этана C_2H_6 , азота N_2 и т.д. атомарные доли равны

$$n = r_{CH_4} + r_{CO_2} + r_{CO} + 2r_{C_2H_6} + \dots; m = 4r_{CH_4} + 2r_{H_2O} + 6r_{C_2H_6} + \dots;$$

$$l = 2r_{CO_2} + r_{CO} + 6r_{H_2O} + \dots; q = 2r_{N_2},$$

где r_i – объемные доли содержания данного компонента в рабочей массе горючего.

За расчетную единицу горючего принят моль с массой, равной $(12n + m + 16l + 14q)$ кг. Окислителем служит сухая смесь азота и кислорода с отношением $0,79/0,21 = 3,76$. Добавка водяного пара, поступающего в конвертор, выражается как доля от используемого для конверсии сухого воздуха. В уравнение материального баланса вводятся дополнительные члены, учитывающие водород и кислород, участвующие в реакциях.

Уравнения материального баланса элементов, образующихся при сгорании одной расчетной единицы горючего, принимают вид

$$n = M_{CO_2} + M_{CO} + M_{CH_4} + M_C; m = 2M_{H_2O} + 2M_{H_2} + 4M_{CH_4};$$

$$l + M_O^{OK} = 2M_{CO_2} + M_{CO} + M_{H_2O} + 2M_{O_2}; l + M_N^{OK} = 2M_{N_2}.$$

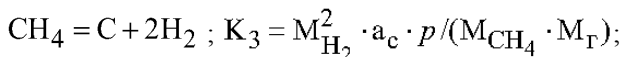
Через M_i обозначено число молей компонентов, поступивших в конвертор с окислителем, на расчетную единицу горючего.

Рассмотрены различные реакции.

А. При наличии свободного твердого углерода.

$$C + CO_2 \rightleftharpoons 2CO; K_1 = M_{CO}^2 \cdot p / (M_{CO_2} \cdot M_T \cdot a_c);$$

$$C + H_2O = CO + H_2; K_2 = M_{CO} \cdot M_{H_2} \cdot p / (M_{H_2O} \cdot M_T \cdot a_c);$$



где p – общее давление смеси, кгс/см²;

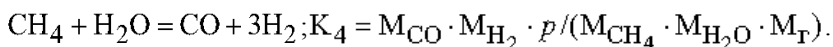
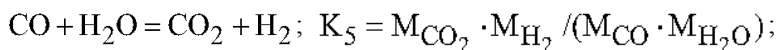
K_i – константа равновесия данной реакции, зависящая от температуры и давления;

a_c – термодинамическая активность углерода, $a_c = (n-l)/(m/2 + 2n-l)$;

M_{T} – суммарное число молей газообразных продуктов сгорания.

Выделение сажи определяется в результате решения системы уравнений. При $M_{\text{c}} > 0$ наблюдается сажеобразование, при $M_{\text{c}} \leq 0$ сажеобразование отсутствует.

Б. Свободного углерода в системе нет, и образование сажи термодинамически невозможно.



Для определения состава образовавшихся компонентов в результате конверсии для обоих сочетаний уравнений (А и Б) составляются системы из десяти уравнений для расчета выхода продуктов конверсии природного газа при заданных величинах температуры, расхода пара и воздуха на входе в конвертор. По составу продуктов конверсии рассчитаны:

- выход метанола при заданной степени конверсии;
- состав синтез-газа после реактора синтеза метанола;
- расход тепла на производство пара высокого и низкого давления, подогрев синтез-газа перед детандером;
- теплота сгорания синтез-газа на выходе из реактора синтеза метанола;
- расход синтез-газа за конвертором, на выходе из реактора синтеза метанола;
- мощность на сжатие воздуха в первом варианте и сжатие синтез-газа во втором;
- мощность паровых турбин высокого и низкого давления.

Результаты расчетов термодинамических и энергетических показателей частичного окисления природного газа при различном давлении в конверторе приведены в табл. 1 и показали следующее.

Преимущества использования схемы с понижением давления в конверторе с 5,7 до 1,8 МПа:

1. Происходит более полное окисление природного газа, увеличивается выход водорода и окиси углерода из-за повышения доли вступившего в реакцию метана, что позволяет увеличить производство метанола на 0,083 кг/с (2091,6 т/год).

2. Снижается толщина стенки корпуса конвертора и теплообменника.

3. Отпадает необходимость в дополнительной установке дожимного компрессора природного газа для повышения давления до 5,7 МПа.

4. Не требуется установки воздухоохладителя для снижения температуры воздуха после компрессора газовой турбины. Воздух температурой 446 °С поступает в конвертор. Снижается подогрев топлива с 250 до 130 °С.

5. Увеличение содержания в синтез-газе водорода и оксида углерода повышает теплоту его сгорания на 46 кДж/кг. Вследствие этого снижается расход добавочного природного газа в камеру сгорания ГТУ.

Снижение давления в конверторе имеет следующие недостатки:

1. Требуется установка дополнительного охладителя для синтез-газа после конвертора для снижения температуры до 89 °С, чтобы обеспечить для реактора синтеза метанола получение оптимальной температуры после компрессора.

2. Увеличивается мощность компрессора-турбодетандера на 1662 кВт по сравнению с вариантом повышенного давления в конверторе, несмотря на снижение температуры перед компрессором.

3. Ухудшаются условия для компоновки оборудования, так как детандер не может полностью компенсировать затрат мощности на привод компрессора сжатия синтез-газа перед реактором синтеза метанола.

В целом снижение давления в конверторе с 5,7 до 1,8 МПа приводит к понижению полезной электрической мощности комбинированной энергохимической установки на 1290 кВт, увеличению выхода метанола с 3,333 до 3,416 кг/с и капиталовложений в установку.

Для оценки сравнительной эффективности рассматриваемых вариантов использовалась современная методология оценки эффективности инвестиционных проектов [5]. В качестве критерия оценки экономической эффективности рассматриваемых вариантов использовался интегральный показатель – суммарные дисконтированные затраты на сооружение и функционирование этих установок в течение 25 лет.

Все варианты приведены к равному энергетическому эффекту с равным полезным отпуском метанола, электрической и тепловой энергии через замещаемые производства. При этом учитывались затраты только в те элементы технологической схемы, которые различаются в рассматриваемых вариантах. В частности, учитывались капиталовложения в конвертор, компрессоры синтез-газа, природного газа, воздушный компрессор, замещаемую мощность по производству метанола и электрической энергии для выравнивания вариантов по полезному отпуску этих продуктов и эксплуатационные издержки, связанные с работой этих элементов.

В качестве исходной информации для технико-экономической оценки эффективности вариантов выступали геометрические параметры конвертора и его стоимость, а также мощность компрессоров и капиталовложения в них, величины замещаемой электрической мощности и производительности по метанолу и др.

Исходные технико-экономические показатели рассматриваемой технологической установки принимались исходя из следующего.

Удельные капиталовложения в замещающую электрическую мощность (ПУ) и производство метанола принимались по современным реализованным и перспективным проектам. Рост стоимости природного газа за расчетный период принимался с 78 до 180 долл./т у.т.

Исходные и расчетные показатели для технико-экономического сравнения рассматриваемых технологических схем приведены в табл. 2.

Технико-экономическое сравнение вариантов частичного окисления газа при двух давлениях приведено в табл. 3.

Таблица 2

Расчетные показатели технологических схем и исходная информация для технико-экономического сравнения вариантов

Показатели и их размерность	Технологическая схема установки с давлением газа в конверторе	
	5,7 МПа	1,8 МПа
Рабочий объём конвертора, м ³	2,31	7,44
Диаметр конвертора, м	1,24	2,18
Площадь поверхности конвертора, м ²	8,75	17,42
Удельная стоимость корпуса конвертора, тыс. долл./м ³	2,5	0,775
Удельная стоимость изоляции корпуса конвертора, долл./м ²	310	310
Удельная стоимость компрессора воздух ¹ и синтез-газ ² , долл./кВт	12 ¹	18 ²
Удельная стоимость компрессора природного газа, долл./кВт	18	—
Доля затрат на строительно-монтажные работы блока конверсии	0,9	0,9
Доля постоянных расходов от капиталовложений в производство метанола, %	6,1	6,1
Использование установленной мощности метанолового производства и электрической мощности в году, ч/год	7000	7000
Годовой недоотпуск метанола в первом варианте, т/год	2091,6	—
Удельные капиталовложения в замещающую мощность производства метанола, долл./ т/год	270	—
Удельный расход природного газа на производство 1 т метанола на замещаемом производстве, т у.т./т	1,2	—

Показатели и их размерность	Технологическая схема установки с давлением газа в конверторе	
	5,7 МПа	1,8 МПа
Годовой расход природного газа на замещающем метаноловом производстве, т у.т.	2509,92	—
Удельный расход электроэнергии на производство метанола на замещающем производстве, кВт · ч/т	400	—
Годовой расход электроэнергии на замещающем производстве метанола, млн кВт · ч	0,837	—
Потребная электрическая мощность для замещаемой мощности производства метанола, кВт	120	—
Расход добавочного топлива в камеру сгорания, кг/с	0,151	0,120
Годовой расход добавочного топлива в камеру сгорания ГТУ, т у.т.	4349	3456
Баланс мощности		
Суммарная электрическая мощность паровой и газовой турбины, кВт	31 770	31 828
Мощность дожимного компрессора природного газа, кВт	200	—
Потребная электрическая мощность на замещаемой мощности в производстве метанола, кВт	120	—
Электрическая мощность компрессора синтез-газа, кВт	—	1668
Общая полезная мощность, кВт	31 450	30 160
Потребность в замещаемой электрической мощности, кВт	—	1290
Выработка электроэнергии на замещаемой мощности, млн кВт · ч	—	9,03
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, кг у.т./кВт · ч	—	0,246
Годовой расход топлива на замещаемой электростанции, т у.т.		2211,4
Удельные капиталовложения в замещаемую электрическую мощность (ПГУ), долл./кВт	—	700
Доля постоянных издержек от капиталовложений в замещаемую мощность, %	—	8,3

Окончание табл. 2

Показатели и их размерность	Технологическая схема установки с давлением газа в конверторе	
	5,7 МПа	1,8 МПа
Постоянные издержки по замещающей электрической мощности, тыс. долл.	–	74,95
Период эксплуатации установки, лет	25	25
Норма дисконта	0,1	0,1

Таблица 3

Результаты технико-экономического сравнения вариантов частичного окисления природного газа в конверторе при различном давлении газа

Показатели и их размерность	Технологическая схема установки с давлением газа в конверторе	
	5,7 МПа	1,8 МПа
Стоимость оборудования блока конверсии природного газа, тыс. долл.	64,888	120,291
Всего капиталовложений в блок конверсии, тыс. долл.	123,287	228,563
Постоянные годовые издержки по блоку конверсии, тыс. долл.	7,52	13,94
Капиталовложения в замещающую мощность метанолового производства/электрическую мощность, тыс. долл.	564,732/–	–/903
Постоянные издержки по замещающей мощности, тыс. долл.	34,45	74,95
Всего капиталовложений по вариантам, тыс. долл.	688,02	1131,56
Всего постоянных издержек по вариантам, тыс. долл.	41,97	88,89
Годовой расход топлива на замещаемом производстве метанола, замещающей электрической мощности и ГТУ, т у.т.	6858,9	5667,4
Суммарные дисконтированные затраты по вариантам, тыс. долл.	9190,4	8703,5
Соотношение затрат по вариантам	1,056	1

З а к л ю ч е н и е

Понижение давления газа в конверторе приводит к увеличению выхода метанола на 2,5%, капиталовложений в блок конверсии, снижению полезной электрической мощности энергоустановки – на 4,1%.

Увеличение выхода метанола для варианта с пониженным давлением газа в конвертере экономически компенсирует дополнительную потребность в мощности компрессора синтез-газа, в итоге суммарные дисконтированные затраты по вариантам различаются на 5,6%, т.е. находятся в зоне равноэкономичности.

Однако с технической точки зрения реализация схемы с пониженным давлением газа в конвертере может оказаться более трудной из-за необходимости использования для повышения давления синтез-газа компрессоров с электро- и турбоприводом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пат. 2250872 Россия, МПК С 01 В3/32, С 10 L3/10, F 01 К 23/10. Комбинированный способ производства электроэнергии и жидкого синтетического топлива с использованием газотурбинных и парогазовых установок.
2. *Баскаков А.П.* Нагрев и охлаждение металла в кипящем слое. М., 1974. 272 с.
3. *Фиумара А., Сальви Г.* Термодинамика и стехиометрия неполного окисления метана свободным кислородом: В 5 т. // IV Междунар. нефтяной конгресс. М., 1956. Т. 5. С. 109–122.
4. *Варнатц Ю., Маас У., Дигба Р.* Горение. Физические и химические аспекты, моделирование, эксперименты, образование загрязняющих веществ. М., 2003. 238 с.
5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. М., 1994. 210 с.
6. *Тюрин Э.А.* Исследования технологий комбинированного производства искусственного жидкого топлива и электроэнергии из природного газа // Изв. РАН. Энергетика. 2005. № 2. С. 17–26.

УДК 658.26:681.5

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕНЦИАЛА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

И.В. Долотовский, Е.А. Ларин

Саратовский государственный технический университет

Газовая отрасль является не только производителем, но и крупным потребителем энергетических ресурсов на собственные нужды. Более 93% потребляемых ТЭР приходится на природный газ, который расходуется на технологические цели и выработку тепловой энергии. В подотраслях ОАО «Газпром» основными потребителями являются предприятия транспорта и хранения газа, где ежегодно расходуется около 70 млн т у.т.

Суммарное годовое потребление газоперерабатывающих предприятий (ГПП) также велико и составляет свыше 5 млн т у.т. первичных энерго-ресурсов. При этом доля энергетических затрат в структуре эксплуатационных издержек по отдельным предприятиям изменяется в пределах от 7 до 48% в зависимости от технологической топологии, состава перерабатываемого сырья и ряда других влияющих факторов. В технологических процессах основного производства ГПП сосредоточено 95,4% потребления энергоресурсов, на вспомогательные производства приходится 3,4% суммарного потребления ТЭР. В последние годы имеет место рост удельного потребления энергоресурсов на ГПП (от 46 кг у.т./1000 м³ перерабатываемого газа в 2001 г. до 52 кг у.т./1000 м³ в 2007 г.), особенно топливного газа, используемого на технологические нужды.

Негативная тенденция увеличения удельного потребления ТЭР потребовала комплексного решения проблемы энергообеспечения и формирования энергетической системы газоперерабатывающих предприятий с учетом всех внутрипроизводственных и внешних влияющих факторов – организационных, технологических, эксплуатационных, экономических, режимных, климатических и др. [1]. Исследования проводились в координатном пространстве, где выделены объект (энергетический комплекс ГПП), задачи повышения его энергетической эффективности и методы решения этих задач. Внешними возмущающими факторами являлись характеристики систем энергообеспечения, источников сырья и технико-экономические факторы. Топливная, электро- и теплоэнергетическая подсистемы энергетического комплекса представлены в блочно-иерархической структуре на уровне предприятия, производств, установок и аппаратов.

В соответствии с основными принципами системного анализа выполнена декомпозиция объекта, разработано математическое описание элементов базовых подсистем и проведена структурная и режимная оптимизация с целью создания эффективного энергетического комплекса предприятия газопереработки. Оценка энергетической эффективности элементов объекта исследования на всех уровнях иерархии выполнена по разработанной системе показателей, включающей удельные энергетические, термодинамические и технико-экономические характеристики потребления и генерации электрической и тепловой энергии и топлива и коэффициенты, характеризующие эффективность использования вторичных энергоресурсов.

Адекватность разработанных математических моделей энергетического комплекса, учитывающих влияние технологической структуры, характеристики оборудования, переменные режимы эксплуатации, климатические и технико-экономические факторы, подтверждена экспериментальными работами, выполненными в рамках энергетического аудита Астраханского ГПЗ. Причем наряду с очевидной зависимостью производительности котлов-утилизаторов от характеристик технологи-

ческого процесса производства серы экспериментально подтверждена зависимость производительности котельной от конденсатно-газового фактора и ряда других характеристик технологических процессов газопереработки.

Основные методические положения системного анализа и его программное обеспечение интегрированы в информационно-аналитическую систему (ИАС) планирования, учета и нормирования потребления и генерации энергоресурсов на ГПП [2]. На основе данной системы решается комплекс взаимосвязанных задач по определению показателей эффективности энергоиспользования на предприятиях по переработке углеводородного сырья. В частности, на основании численного эксперимента синтезируются аналитические энерготехнологические балансы (ЭТБ) для различных условий эксплуатации, параметров оборудования и структуры энергетического комплекса ГПП. Сравнение полученных ЭТБ подсистем с фактическими балансами выполнено по критерию рационализации потребления и генерации энергоресурсов $K_{p\odot} = (1 - E_{удр}/E_{удн})$, где $E_{удн}$, $E_{удр}$ – приведенные энергоемкости, рассчитанные по нормализованному и рационализированному ЭТБ.

Как показывает анализ (рис. 1), производства ГПП характеризуются различным отклонением фактического энергопотребления от нормализованного в топливной и электроэнергетической подсистемах. При этом снижение энергоемкости за расчетный период τ может осуществляться поэтапно.

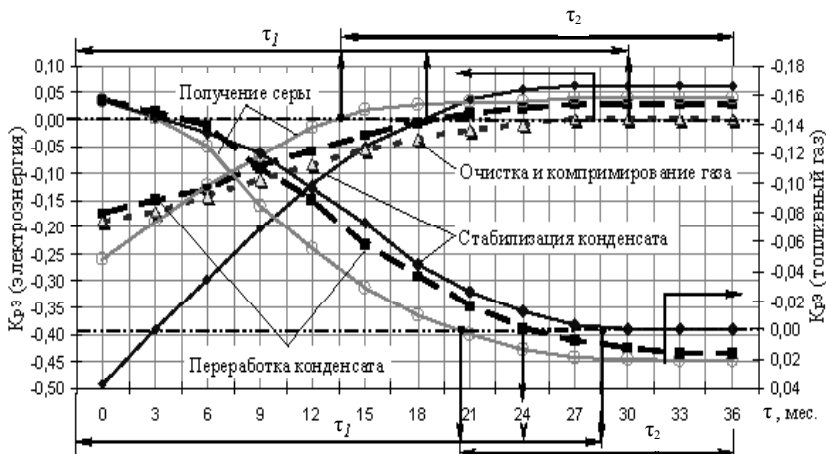


Рис. 1. Изменение коэффициента $K_{p\odot}$ по электроэнергии и топливному газу

В период τ_1 за счет устранения эксплуатационных потерь энергоемкость снижается до уровня нормализованного значения ($K_{p\odot} = 0$). Для

электротехнической подсистемы период τ_1 составляет 1–1,5 года, топливной – 1,5–2 года. В период τ_2 (1–2,5 года для различных производств) снижение энергоемкости ниже нормативного значения обеспечивается в масштабе производств с привлечением дополнительных инвестиций на модернизацию оборудования, реконструкцию и строительство генерирующих установок.

На основе численного эксперимента по программам ИАС определен потенциал повышения эффективности потребления/генерации энергоресурсов в отдельных установках и производствах энергетического комплекса с учетом режимных, технологических, климатических и других изменений, которые были выявлены за период эксплуатации. Как показал анализ (рис. 2), влияющие факторы имеют различную оценку по возможности реализации потенциала энергосбережения.



Рис. 2. Влияние факторов на потенциал повышения энергетической эффективности топливной и электротехнической подсистем

Технически реализуемый потенциал зависит от факторов, обеспечиваемых изменением технологической структуры (φ_T), улучшением технического состояния и модернизацией оборудования установок и производств (φ_O), режимами эксплуатации (φ_P), и определяется как

$$P_{\Sigma} = (\varphi_T + \varphi_O + \varphi_P) \cdot \sum_{t=0}^{\tau} \sum_{j=1}^N \sum_{\mu=1}^M \Delta W_{\mu j t} k_{\mu},$$

где $\Delta W_{\mu j t}$ – разность между фактическим и технически достижимым значением потребления соответствующего μ -го вида энергоресурса в производстве j в период времени t в натуральном эквиваленте; M – число потребляемых ТЭР; N – число производств, входящих в энергетический комплекс; k_{μ} – коэффициент пересчета соответствующего энергоресурса из натуральных единиц в т.т.

Сумма факторов ($\varphi_T + \varphi_O + \varphi_P$) для ЭР, приведенных на рис. 2, составляет соответственно 36–75% для электроэнергетики и 38–66% для топливного газа.

Для реализации этого потенциала предложены, обоснованы и ранжированы технические решения, внедрение которых на Оренбургском и Астраханском ГПЗ позволит снизить годовое потребление ТЭР в газоперерабатывающей подотрасли примерно на 2 кг у.т. на 1000 м³ переработанного газа. Учитывая, что на этих предприятиях ежегодно перерабатывается свыше 30 млрд м³ природного газа, экономия ТЭР составит около 60 тыс. т у.т.

Наиболее сложными внутренними взаимосвязями и, как показал анализ, существенным влиянием параметров технологических процессов на показатели системной эффективности энергетического комплекса характеризуются тепло- и электроэнергетическая подсистемы. По моделирующим программам ИАС выполнены анализ и оптимизация эксплуатационных режимов основных элементов этих подсистем – нагнетательного оборудования производства серы и установок компримирования товарного газа, имеющего альтернативный привод (электродвигатели и паровые турбины), для Астраханского ГПП. Внешние возмущающие факторы – коэффициент загрузки оборудования производства серы k_3 , степень конверсии сероводорода X_S , тарифы на электрическую ЦЭ и тепловую ЦО энергию. Энергетическая эффективность данной системы по одному из показателей показана на рис. 3, а.

Технико-экономический анализ выполнен по критерию эксплуатационных затрат (рис. 3, б). Линии 1–4 на рис. 3 соответствуют коэффициентам загрузки $k_3 = 1,0; 0,9; 0,7$ и $0,6$ при степени конверсии $X_S = X_{\text{ном}}$; линия 5 – $k_3 = 0,9$ при $X_S = 0,85X_{\text{ном}}$.

Анализ результатов оптимизации по показателям энергетической эффективности данного элемента энергетического комплекса показал, что в реальных режимах эксплуатации оборудования количество включаемого электропривода должно быть в 1,3–1,7 раза больше по сравнению с функционирующим в настоящее время.

Наиболее эффективным направлением рационализации структуры энергетического комплекса ГПП является создание собственного источника электрической и тепловой энергии на основе ПГУ-ТЭЦ (рис. 4).

Проведен сравнительный анализ системной топливной эффективности ПГУ-ТЭЦ в структуре Астраханского ГПП, а также финансовый анализ с учетом надежности и экологической приемлемости функционирования установки. Рассмотрены варианты с одинаковым блоком ПТУ (одна турбина Р-10(8)–2,6/0,6), отличающиеся составом оборудования блока ГТУ:

1) 4 турбины GT8C2 и 4 котла КУ-93; 2) 3 турбины V-64.3А и 3 котла КУ-120; 3) 6 турбин GTX-100 и 6 котлов КУ-60.

В таблице приведены результаты сравнительного анализа вариантов ПГУ-ТЭЦ для энергообеспечения Астраханского ГПП.

Расчеты экономической эффективности проведены при следующих стоимостных параметрах: цена электроэнергии 1,28–1,60 руб./кВт · ч,

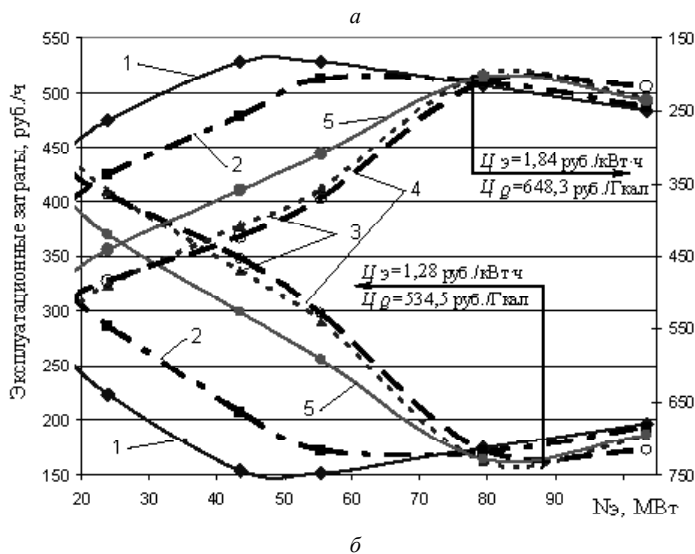
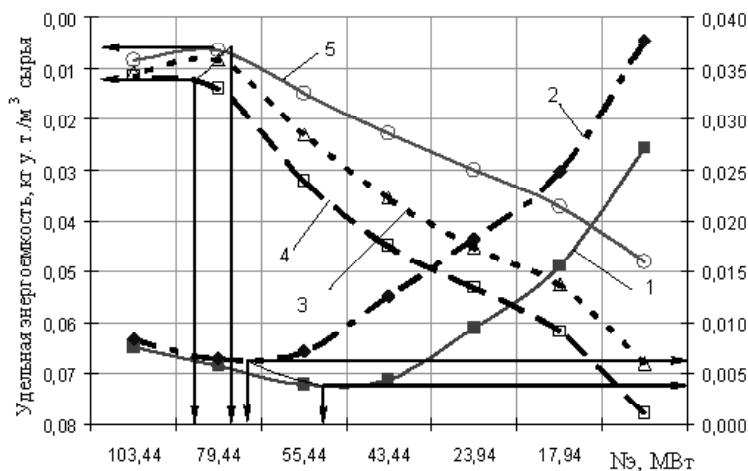
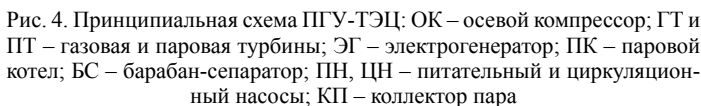


Рис. 3. Зависимость показателей системы от мощности электропривода для различных k_3 и X_5 : а – удельного потребления ТЭР; б – эксплуатационных затрат

тепловой энергии – 534,25 руб./Гкал, товарного газа – 875 руб./1000 м³, топливного газа на собственные нужды технологических производств – 149 руб./1000 м³, химочищенной воды – 23,61 руб./м³, удельные капитальные затраты на ПГУ-ТЭЦ – 27 тыс. руб./кВт, норма дисконта – 0,2.



Показатель	Значение по вариантам		
	1	2	3
Мощность, МВт:			
электрическая	212	193	246
тепловая	254	265	297
Выработка электроэнергии, МВт·ч/год	1 781 136	1 617 783,5	2 065 125,2
Выработка тепловой энергии, тыс. Гкал/год:			
пар	1624,515	1624,515	1849,884
горячая вода	222,528	298,290	303,780
Расход топлива, тыс. т у.т./год, на выработку:			
электроэнергии	356,227	323,556	413,025
тепловой энергии	371,256	386,483	432,886
Годовые затраты на топливо, млн руб./год	518,61	506,18	603,04
Себестоимость: электроэнергии, руб./кВт · ч	0,65	0,87	0,78
тепловой энергии, руб./Гкал	232	280	320
Интегральный эффект, млн руб.	3812,4	2022,8	3790,0
Срок окупаемости инвестиций, год	7,8	10,2	8,5
Внутренняя норма доходности, %	28,7	21,1	28,0
Индекс доходности, руб./руб.	1,15	1,05	1,11

140

Результаты технико-экономических расчетов для всего энергетического комплекса Астраханского ГПП при условии внешнего обеспечения тепловой и электрической энергией (базовый вариант) и при внедрении собственного источника (ПГУ-ТЭЦ по варианту 1) показали, что экономия эксплуатационных затрат составит более 1 млрд руб./год. Это свидетельствует о целесообразности внедрения собственного источника теплоэнергоснабжения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ларин Е.А., Долотовский И.В., Долотовская Н.В. Энергетический комплекс газоперерабатывающих предприятий. Системный анализ, моделирование, нормирование. М., 2008. 440 с.
2. Система автоматизированного учета и планирования на предприятии: Пат. № 63537 Российская Федерация, МПК G 06 Q 10/00; G 07 C 3/14 / Е.А. Ларин, Н.В. Долотовская, И.В. Долотовский; Заявл. 20.02.07; Оpubл. 27.05.07; Бюл. № 15. 2 с.

УДК 621.311

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ФИРМЫ MITSUBISHI В ОБЛАСТИ ТУРБОСТРОЕНИЯ

С.В. Новичков, А.В. Янков

Саратовский государственный технический университет

Развитие энергетики в Японии определяется особенностями ее географического положения и метеорологическими условиями – территориальной стесненностью, сильными ветрами и тайфунами, ограниченными запасами органического топлива. В число основных принципов, которыми руководствуются фирмы при проектировании оборудования, входят экологичность, надежность и устойчивость при экстремальных метеорологических условиях, компактность. В настоящее время фирма Mitsubishi Heavy Industries, Ltd (MHI) является одним из мировых лидеров по производству энергооборудования. Ниже в статье приводится описание некоторых типов турбинного оборудования, отличающихся по ряду показателей от аналогичных российских образцов. Информация получена из обзорных технических изданий фирмы MHI – Mitsubishi Technical Review [1–3].

Турбокомпрессионные установки для предприятий по производству метанола

Производство метанола в Японии осуществляется с 70-х гг. прошлого века. Мощность предприятий в то время составляла в среднем

1500 т/сут метанола. Принципиальная схема производства метанола показана на рис 1. Смешивая в определенном соотношении природный газ с паром и CO_2 , получают синтез-газ, который под давлением около 100 ата поступает в реактор. Синтез-газ проходит в реакторе через слой катализатора при температуре от 250 до 400 °С, при этом происходит дальнейшая реакция синтеза метанола. Компрессор синтез-газа состоит из частей высокого и низкого давления, циркуляционный компрессор скомбинирован с частью высокого давления в одном корпусе. Приводом для компрессоров служит паровая турбина. Комбинированная установка из паровой турбины и компрессоров для завода производительностью 2500 т/сут метанола показана на рис. 2.

К 2010 г. планируется увеличение единичной мощности установок до 7000 т/сут. Увеличение производительности метанольных предприятий приводит к укрупнению турбокомпрессионных установок, изменению их конструкции. Схема турбокомпрессионной установки для завода производительностью 7000 т/сут метанола показана на рис. 3, в табл. 1 приведены некоторые характеристики паровой турбины и компрессоров.

Таблица 1

Показатель	Значение
Мощность паровой турбины, кВт	53 000
Скорость вращения компрессора, об/мин	7800
Напор компрессора, м ³ /ч	29 600
Давление на выходе из компрессора, ата	108

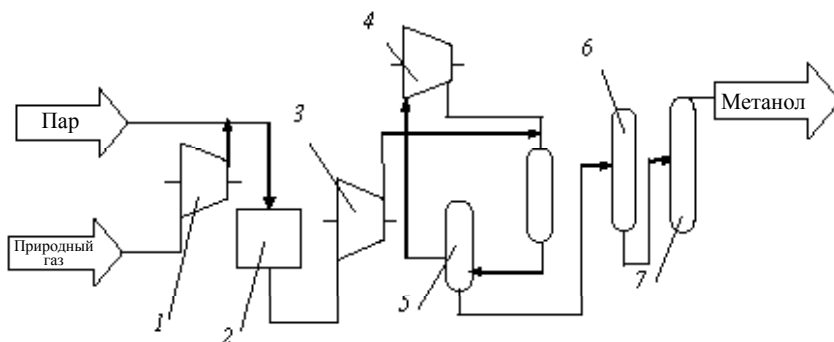


Рис. 1. Принципиальная схема производства метанола: 1 – компрессор природного газа; 2 – реформинг-установка; 3 – компрессор синтез-газа; 4 – циркуляционный компрессор; 5 – реактор; 6 – колонна начального фракционирования; 7 – колонна конечного фракционирования



Рис. 2. Турбокомпрессионная установка для завода производительностью 2500 т/сут метанола (общая длина установки 9 м)

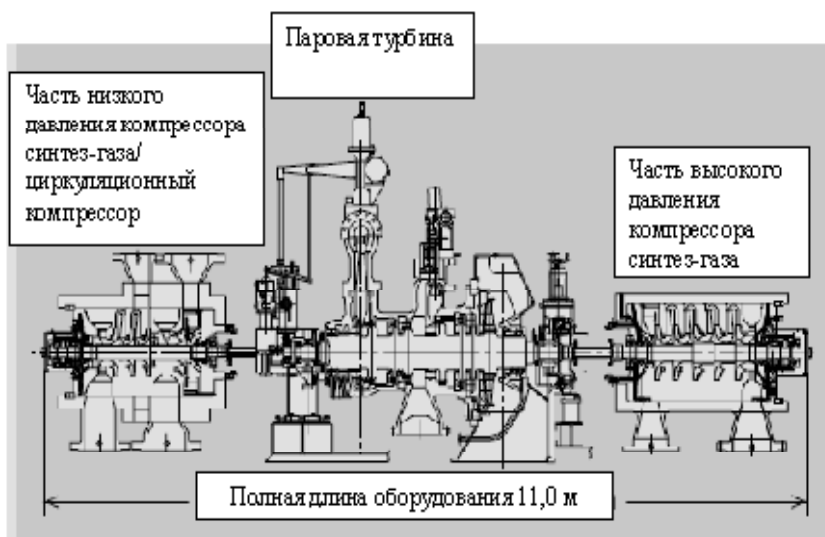


Рис. 3. Турбокомпрессионная установка для завода производительностью 7000 т/сут метанола

Увеличение объемного пропускного потребовало внесения изменений в конструкцию ротора циркуляционного компрессора для обеспечения необходимой устойчивости в работе. С этой целью был увеличен коэффициент давления (степень сжатия) на 5–10%, уменьшено число ступеней. Это позволило сократить расстояние между подшипниками, увеличить диаметр вала ротора, повысить устойчивость его работы.

Кроме метанола, большое внимание уделяется производству диметил-эфира (DME) – нового экологически чистого вида топлива, получаемого путем обезвоживания (дегидратации) метанола. Исследуются также проекты установок для получения DME путем синтеза H_2 и CO_2 , его транспортировки, хранения и использования [1].

ПГУ на базе газификации нефти

В настоящее время в Японии широко используются обогащенный водородом и низкокалорийный газы (калорийность 4 МДж/м³ и ниже) в газовых турбинах энергоустановок большой мощности. Использование этих газов в качестве топлива способствует значительному снижению эмиссии CO_2 . Обогащенный водородом газ – газ, содержание водорода в котором составляет 20% и более. Как правило, это уходящие газы после коксовых печей (здесь содержание водорода 50% и более), газы после очистки или газификации нефти. Основные характеристики парогазовой установки мощностью 431 МВт, используемой на нефтеочистительном предприятии Nippon Oil Refining Company, показаны в табл. 2 и на рис. 4.

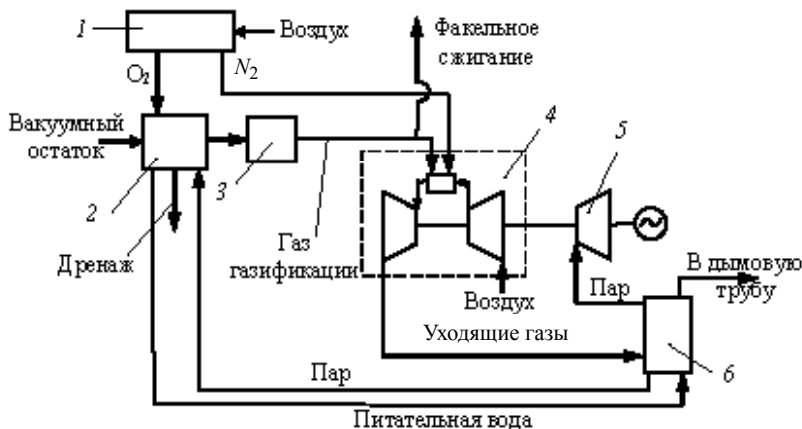


Рис. 4. Схема парогазовой установки мощностью 431 МВт, работающей на продуктах газификации нефти: 1 – воздушный сепаратор; 2 – печь газификации; 3 – газоочистка; 4 – ГТУ; 5 – ПТУ; 6 – котел-утилизатор

Таблица 2

Газовая турбина	Основное топливо/вспомогательное	Газифицированный газ/керосин
	Тип	Одновальная, простого цикла M701F
	Мощность, МВт	301
	Скорость вращения, об/мин	3000
Паровая турбина	Тип	Одноцилиндровая
	Мощность, МВт	130
	Скорость вращения, об/мин	3000
	Параметры пара	
	Основной пар	9,8 МПа × 538 °С
	Перегретый пар	2,9 МПа × 538 °С
	Пар среднего давления	0,7 МПа × 313 °С
Электрогенератор	Тип	Трехфазный/синхронный с водородным охлаждением
	Мощность, кВА	479 390
	Напряжение, кВ	23
	Скорость вращения, об/мин	3000
Котел-утилизатор	Тип	Трехконтурный вертикальный с естественной циркуляцией

Газифицированный газ, произведенный в газификационной печи, имеет высокую адиабатическую температуру и высокое содержание NO_x . Для снижения его концентрации азот из блока воздушной сепарации смешивается с газом газификации, и данная смесь используется в газовой турбине как топливо. Этот смешанный газ имеет низкую калорийность и адиабатическую температуру пламени, что способствует снижению эмиссии NO_x . Из-за высокого водородного содержания газ имеет большую скорость сгорания и более широкий диапазон воспламеняемости. В газовой турбине применяется диффузионная камера сгорания, работающая также на керосине, который используется для первоначального запуска ГТУ [2].

Турбоустановки для ветроэнергетики

Установленная мощность ветроустановок в мире к концу 2002 г. была 33 400 МВт, что соответствовало приблизительно 0,5% общей потребности в электроэнергии. Согласно отчету Европейской ветроэнерге-

тической ассоциации, установленная мощность ветроустановок в мире должна возрасти до 1260 ГВт, что будет соответствовать 12% общей мировой потребности в электроэнергии. Наиболее перспективным является развитие прибрежных ветроферм; в 2002 г. в Европе на них вырабатывалось 160 МВт. В 2003 г. в Японии установленная ветровая мощность составляла 553 МВт, к 2010 г. предполагается ее увеличение до 3000 МВт. Первую ветроустановку мощностью 40 кВт МНІ построила в 1980 г. на предприятии Koyagi концерна Nagasaki Shipyard & Machinery Works, и с тех пор она продолжает успешно работать в этом направлении. Недавно были разработаны новые модели: MWT-1000A мощностью 1000 кВт для использования в областях с низкой скоростью ветра (6–8 м/с), основой для создания которой послужила модель MWT-1000; MWT-S2000 мощностью 2000 кВт, использующая многополюсный синхронный генератор с постоянным магнитом.

Основные характеристики всех трех моделей представлены в табл. 3.

Таблица 3

Модель	MWT-S2000	MWT-1000A	MWT-1000
Номинальная мощность, кВт	2000	1000	1000
Тип генератора	Многополюсный синхронный генератор на постоянном магните	Индукционный генератор (4 полюса/ 6 полюсов)	Индукционный генератор (4 полюса/ 6 полюсов)
Диаметр ротора (длина лопадки), м	75 (36)	61,4 (29,5)	57 (26,8)
Высота башни, м	60	60/68	60
Частота вращения, об/мин	8–24	19,8–13,2	21,0–14,0
Номинальная скорость, м/с	13,0	12,5	13,5
Скорость ветра для включения установки, м/с	2,5	2,5	3,5
Рекомендуемая средняя скорость, м/с	10,0	8,5	10,0

В двух последних моделях (MWT-1000A и MWT-S2000) МНІ применила новый оптимальный профиль лопадки и новую концепцию снижения нагрузки при экстремальных ветровых условиях. Ниже приводится краткое описание этих технологий. Аэродинамические исследования нового профиля лопадки проводились с использованием метода вычис-

лительной гидрогазодинамики, при оптимизации профиля использовался метод генетического алгоритма. Сравнение отношения подъемной силы к лобовому сопротивлению лопатки обычного и оптимизированного профилей показано на рис. 5. Это отношение для оптимизированного профиля было улучшено при углах атаки от 2 до 14° (эксплуатационный уровень ветровой турбины), при угле атаки 8° оно равно 26.

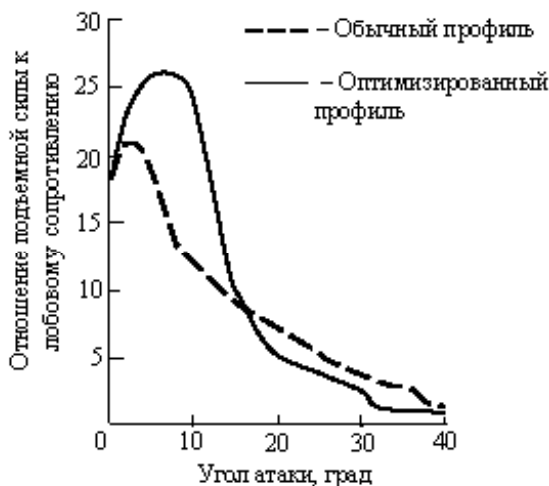


Рис. 5. Измеренные значения аэродинамических характеристик обычного и оптимизированного профилей лопатки

Обычно ветроустановки при сильном ветре (тайфуне) останавливаются и занимают резервное положение в направлении против ветра. Если при этом происходит сбой электропитания, средство контроля над отклонением от курса ветроустановки перестает действовать. В этих условиях чрезвычайные ветряные нагрузки могут привести к разрушению как лопаток, так и башни ветроустановки. С целью снижения чрезвычайных нагрузок на ветроустановку МНП предложила технологию «Smart Yaw» («Умное отклонение»), включающую в себя систему из гидравлического двигателя и гидравлического тормоза. «Smart Yaw» приводится в действие силой ветра. При чрезвычайно сильном ветре ($25 \text{ м/с} \div 28 \text{ м/с}$) отключается генератор, а гидравлический тормоз заставляет вращаться ветроустановку по направлению ветра по принципу флюгера. Это позволяет уменьшить нагрузку на лопатки и башню соответственно на 25% и 30% и снизить вес и лопаток, и башни на 15% [3].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Hiroaki O., Hashizumi K., Horiba J., Masutani J.* High Efficiency Mitsubishi Centrifugal Compressors and Steam Turbines for Large Methanol and DME Plants // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. 2004. Vol. 41, № 3.
2. *Komori T., Shiozaki S., Yamagami N., Kitauchi Y., Akizuki W.* CO₂ Emission Reduction Method Through Various Gas Turbine Fuel Applications // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. 2007. Vol. 44, № 1.
3. *Kuroiwa T., Karikomi K., Hayashi Y., Shibata M., Ueda Y.* New Products and Technologies of Mitsubishi Wind Turbines // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. 2004. Vol. 41, № 3.

УДК [621.515:621.438]:621.64

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УТИЛИЗАТОРА ТЕПЛА С ТЕПЛОВЫМИ ТРУБКАМИ НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ

Н.Д. Шишкин, Ю.М. Худалиев

Астраханский государственный технический университет

Газовая промышленность является одним из самых крупных потребителей природного газа и электроэнергии. Рост добычи газа сопровождается повышением расхода топливного газа и увеличением выхода вторичных энергоресурсов при его транспортировке. Из общего объема газа, расходующего магистральными газопроводами, 85–90% приходится на топливный и пусковой газ при эксплуатации газоперекачивающих агрегатов (ГПА) компрессорной станции (рис. 1). Остальные 10–15% расходуются при обслуживании технологических установок компрессорных и газораспределительных станций и эксплуатации линейной части магистральных газопроводов [1]. Исходя из общего развития промышленного комплекса одной из основных задач в области экономии топливно-энергетических ресурсов является повышение эффективности использования топлива в уже созданных и работающих теплоэнергетических установках и агрегатах.

Наиболее эффективное использование вторичных энергоресурсов (ВЭР) на компрессорной станции возможно при комплексном подходе, который дает наибольшую степень утилизации ВЭР. Для утилизации вторичных энергоресурсов на компрессорной станции необходимо решение ряда задач:

- 1) поиск источников тепловой энергии;
- 2) определение потребителей утилизируемого тепла;
- 3) выбор способа утилизации и разработка теплообменника утилизатора.

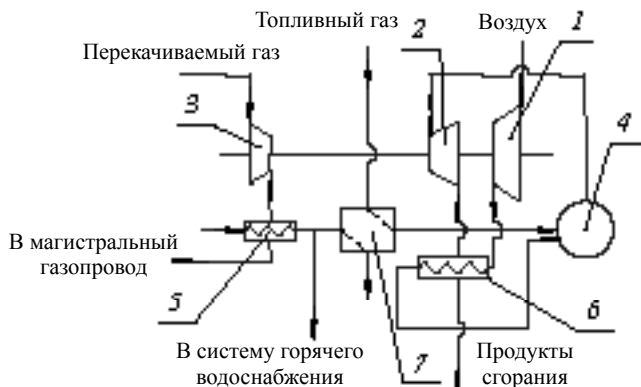


Рис. 1. Принципиальная схема ГПА с подогревом топливного газа регенератором: 1 – компрессор; 2 – газовая турбина; 3 – нагнетатель; 4 – камера сгорания; 5 – теплообменник-утилизатор; 6 – регенератор; 7 – подогреватель газа

Большой процент по количеству и энергоемкости на компрессорных станциях составляют ВЭР газотурбинных установок – выбрасываемые в атмосферу дымовые газы, имеющие температуру до 500 °С. Второе место занимают ВЭР нагнетателей природного газа, представляющие собой тепло сжатого газа, которое отводится в окружающую среду с помощью агрегатов воздушного охлаждения. Сжатый газ после нагнетателей имеет следующие характеристики: температура 85–110 °С, давление 7,5–8 МПа, что накладывает некоторые ограничения по температуре использования данного источника ВЭР.

Утилизация бесполезна, если не определены потребители тепловой энергии на компрессорной станции. Направления использования ВЭР компрессорной станции приведены в табл. 1.

Таблица 1

Энергоисточники и потребители тепла компрессорной станции

Варианты утилизация ВЭР	Источники ВЭР	
	газотурбинная установка	нагнетатели природного газа
Отопление и горячее водоснабжение	В	В
Вентиляция	В	В
Кондиционирование воздуха	В	В
Подогрев нефти	В	В
Выработка электроэнергии	В	ПВ
Подогрев топливного газа ГТУ	В	В

Подогрев циклового воздуха ГТУ	В	ПВ
Получение пресной воды	В	–
Выработка холода	В	В
Углекислотная подкормка растений	В	–
Тепличное хозяйство	В	В

Примечание. В – возможное направление, ПВ – потенциально возможное направление.

Наиболее эффективной схемой утилизации ВЭР газоперекачивающих агрегатов и ГТУ является подогрев топливного газа ГТУ с помощью теплоты, отнимаемой от сжатого газа, и циклового воздуха дымовыми газами ГТУ [2].

Для утилизации низкопотенциального источника теплоты потребуется эффективный теплообменный аппарат. Среди существующих теплообменных аппаратов наиболее распространенными для утилизации являются следующие типы: кожухотрубный, пластинчатый, на тепловых трубах, с циркуляционным контуром. Из приведенных в табл. 2 [3] теплообменников наиболее эффективным по многим показателям является теплообменник на тепловых трубах.

Таблица 2

Качественные показатели теплообменников

Показатель	Тип теплообменника			
	кожухотрубный	пластинчатый	на тепловых трубах	с циркуляционным контуром
Температурная эффективность	40–80%	40–75%	40–80%	40–75%
Разборность теплообменника	О	У	Х	У
Доступность очистки теплообменной поверхности	У	У	Х	У
Устойчивость к обледенению без защиты	–	О	Х	У
Эффективность с системой защиты	–	О	Х	У
Компактность	О	Х	Х	Х
Материалоемкость	О	Х	Х	Х
Унификация типоразмерного ряда	О	У	Х	О
Возможность использования несовмещенных потоков воздуха	О	О	О	Х

Примечание. Для оценки показателей в табл. 2 использованы следующие обозначения: О – плохо, У – удовлетворительно, Х – хорошо.

Чтобы утилизировать низкопотенциальную теплоту сжатого газа, нами предложен утилизационный теплообменник (рис. 2), который охлаждает природный газ после его сжатия в компрессорной установке. Охлаждение природного газа осуществляется проходящей через теплообменник-утилизатор водой, которая используется для подогрева топливного газа и в системе горячего водоснабжения компрессорной станции. Интенсификации процесса передачи тепла от горячего природного газа в утилизационном теплообменнике способствуют тепловые трубки с оребрением.

Особенностью конструкции утилизационного теплообменника на тепловых трубах является то, что она составлена на базе отдельного унифицированного элемента – тепловой трубы. Передача теплоты от горячего газа к охлаждающей жидкости осуществляется процессом теплопередачи как через перегородку, так и через тепловую трубу.

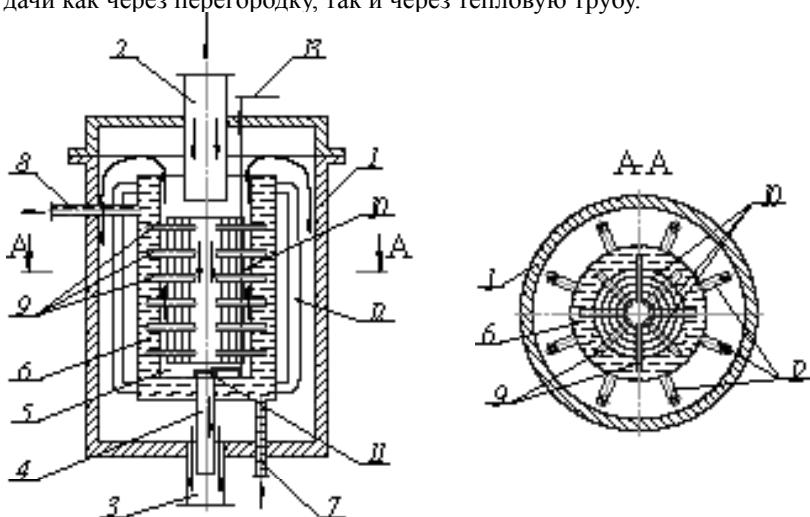


Рис. 2. Утилизационный теплообменник на тепловых трубах: 1 – корпус теплообменника; 2 – патрубок входа газа; 3 – патрубок выхода газа; 4 – патрубок выхода газа из теплообменной камеры; 5 – теплообменная камера; 6 – водяная рубашка; 7 – вход воды; 8 – выход воды; 9 – тепловые трубки; 10 – кольцевые ребра; 11 – регулировочная заслонка; 12 – водогрейные трубки; 13 – рычаг поворота регулировочной заслонки

Применение данного теплообменника-утилизатора позволит отказаться от агрегатов воздушного охлаждения и подогревателей топливного газа, сжигающих до $110 \text{ м}^3/\text{ч}$ природного газа. Это приведет к экономии природного газа до $1 \text{ млн м}^3/\text{год}$, что составляет 5% от всего потребления компрессорной станцией природного газа на транспортировку в год.

Теплообменник-утилизатор может быть также использован для утилизации теплоты дымовых газов и горячих вентиляционных выбросов промышленных предприятий различных отраслей народного хозяйства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Васильев Ю.Н., Марголин Г.А.* Системы охлаждения компрессорных и нефтеперекачивающих станций. М., 1977. С. 222.
2. *Васильев Л.Л., Киселев В.Г., Матвеев Ю.Н., Молодкин Ф.Ф.* Теплообменники-утилизаторы на тепловых трубах / Под ред. Л.И. Колыхана. Минск, 1987. С. 200.
3. *Шишкин Н.Д., Худалиев Ю.М.* Анализ схем утилизации вторичных энергоресурсов турбокомпрессорных газоперекачивающих станций // Вестн. АГТУ. 2006. № 4. С. 15–20.

УДК 621.187

ДЕГАЗАЦИЯ ВОДЫ ПУТЕМ КАТАЛИТИЧЕСКОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ КИСЛОРОДА НА ПАЛЛАДИЕВОМ КАТАЛИЗАТОРЕ

А.А. Кудинов, Ю.В. Солодянникова, Д.В. Обухов

Самарский государственный технический университет

Отсутствие коррозии конструкционных материалов оборудования и трубопроводов обеспечивает надёжную работу тепловых энергетических систем. Поэтому при их эксплуатации большое внимание уделяется водно-химическому режиму, одним из показателей которого является низкое содержание кислорода в питательной, добавочной и подпиточной воде и их производных – парах и конденсатах.

Наиболее освоенным методом удаления кислорода из воды, ставшим традиционным, является термический, основанный на законах массообмена при кипячении или барботаже воды при температуре насыщения [1].

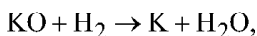
Термический метод реализуется при высоком потреблении тепла для подогрева воды с применением сложных металлоёмких конструкций – деаэраторов. Однако чаще всего он не позволяет осуществлять полное удаление кислорода из воды и требуется её доочистка.

В этом случае производят коррекционную обработку воды химическими реагентами (сульфит натрия, гидразин и др.), обладающими восстановительными свойствами. Преимуществом восстановителей является то, что они позволяют (согласно диаграмме Пурбэ [2]) устранить практически все виды коррозии металлов или ослабить ее разрушительное действие.

В то же время все известные способы с применением химических реагентов связаны с изменением состава водной среды, что не всегда допустимо.

В настоящее время развиваются технологии удаления кислорода из воды с применением полимерных материалов. Обескислороживание воды проходит при температуре до 40 °С. При обработке воды с применением технологий на основе полимерных материалов не требуется потребления тепловой энергии и создания сложных сооружений для их реализации. Одним из таких способов является неэнергоёмкий, экологически чистый метод глубокой очистки воды от растворённого кислорода с использованием каталитического его восстановления на палладиевом (Pd) катализаторе с образованием воды. Процесс осуществляется в два этапа: 1) предварительное растворение водорода в воде; 2) последующее восстановление кислорода на палладиевом катализаторе. Преимущества данного метода связаны с тем, что процесс идёт непрерывно и при этом не требует периодической регенерации материала.

Реакция между водородом и кислородом происходит на поверхности катализатора и описывается уравнениями



где Н – водород; О – кислород; К – палладий (Pd).

Для выяснения эффективности метода обескислороживания воды с помощью каталитического процесса была разработана и смонтирована экспериментальная установка в химическом цехе Новокуйбышевской ТЭЦ-1 ОАО «Волжская ТГК» [3].

Внешний вид экспериментальной установки представлен на рис. 1.



Рис. 1. Внешний вид пилотной экспериментальной установки

На опытной установке были проведены экспериментальные исследования. Обескислороживанию подвергалась осветлённая и химически очищенная вода температурой до 40 °С. Процесс осуществлялся в аппарате 4 (рис. 2), конструкция которого аналогична конструкции ионитного фильтра.

Принципиальная схема установки представлена на рис. 2.

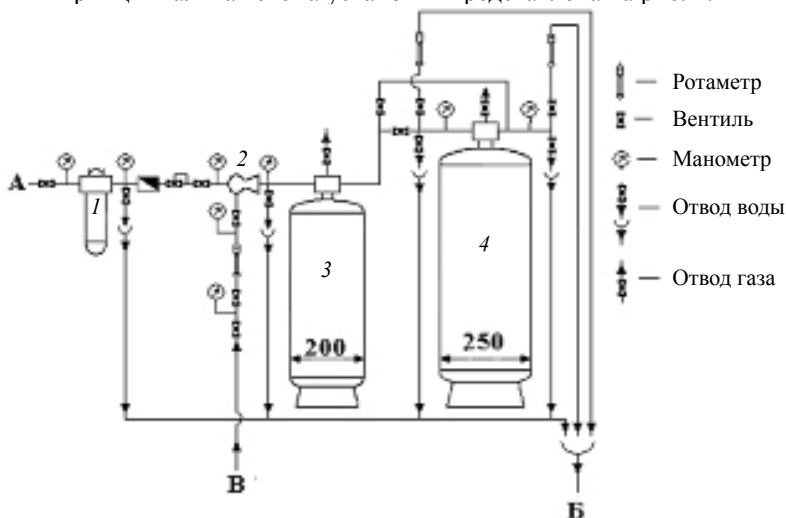


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема обескислороживания воды с использованием катализатора: А — поступление исходной воды; Б — дренаж; В — подача водорода; 1 — фильтр очистки воды от механических примесей; 2 — эжектор; 3 — контактный резервуар; 4 — аппарат для обескислороживания воды

В качестве катализатора применялся специально изготовленный для этой цели материал на основе анионита высокой основности с фракцией 0,3÷1,2 мм, в матрицу которого внедрен палладий (Pd). В результате образуются зерна, импрегнированные палладием.

Реакция взаимодействия кислорода и водорода происходит именно на металлизированной поверхности этих зерен. Таким образом, площадь реакционной поверхности (зона реакции) является суммой поверхностей всех зерен загруженной смолы. Следствием такой обширной зоны реакции является возможность достижения большой производительности, высокой кинетики химической реакции соединения кислорода с водородом и высокой степени выделения растворенного кислорода.

Установка (см. рис. 2) работает следующим образом. Исходная вода по линии А поступает в фильтр грубой очистки 1 для удаления механических примесей с размером частиц ≥ 100 мкм. Затем вода проходит эжектор для ввода и смешения газообразного водорода. Подача водорода на эжектор осуществляется через регулирующий вентиль. Водород поступает из бал-

лона высокого давления, который снабжён редукционным клапаном. После эжектора вода поступает в контактный резервуар для увеличения времени контакта растворённого водорода и воды. Избыточный газообразный водород удаляется через клапан, работающий автоматически. Из контактного резервуара вода с растворённым в ней водородом поступает в аппарат через верхнее дренажное устройство для обескислороживания и, пройдя слой катализированной загрузки, выходит через нижний дренаж.

Аппарат выполнен в виде ионообменной колонны, загруженной катализированным материалом. Диаметр колонны 250 мм, высота загрузки материала 1000 мм.

Эксперименты проводились при расходе воды через фильтр $G_B = 30 \div 40 \text{ дм}^3/\text{мин}$ ($1,8 \div 2,4 \text{ м}^3/\text{ч}$) и температуре $t \leq 40^\circ\text{C}$. Условия соответствуют режиму работы ионитных фильтров конденсатоочистки на тепловых электростанциях. Исходная концентрация растворённого в обрабатываемой воде кислорода находилась в диапазоне значений $6,0\text{--}6,6 \text{ мг}/\text{дм}^3$. В ходе экспериментов постоянно измерялась концентрация кислорода и водорода на выходе из установки. Концентрация кислорода измерялась кислородомером марки МАРК 302Т, водорода – водородомером марки МАВР 501. Расход водорода определялся по показанию ротаметра.

Результаты двух экспериментов в виде хронологической последовательности изменения концентрации кислорода в фильтрате и расхода водорода представлены на рис. 3 и 4. Эксперименты проводились при температуре 40°C . При этих условиях растворимость водорода в воде равна $15,3 \text{ см}^3/\text{дм}^3$, или $1,375 \text{ мг}/\text{дм}^3$, растворимость водорода в палладии составляет до 850 объемов на 1 объем металла. Стехиометрический расход водорода для связывания кислорода равен $8,9 \text{ см}^3/\text{дм}^3$, или $0,8 \text{ мг}/\text{дм}^3$, в соответствии с уравнением (1).

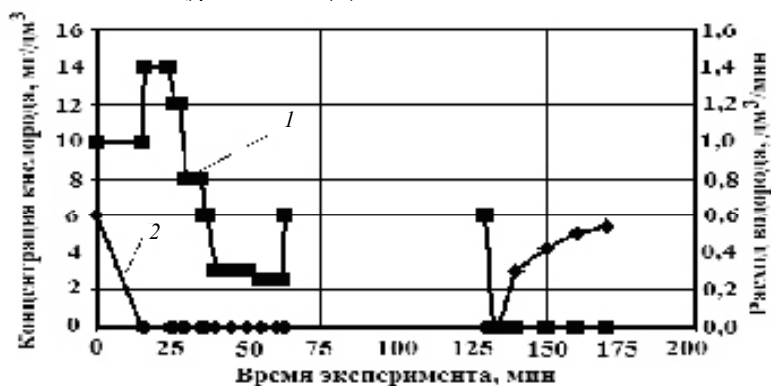


Рис. 3. Зависимость концентрации кислорода в обработанной воде (фильтрате) от расхода водорода и времени проведения эксперимента: 1 – расход водорода, $\text{дм}^3/\text{мин}$; 2 – концентрация кислорода в фильтрате, $\text{мг}/\text{дм}^3$

Средний расход обрабатываемой воды составлял 35 л/мин ($2,1 \text{ м}^3/\text{ч}$) при линейной скорости $\approx 0,7 \text{ м/мин}$. Время прохождения воды через слой загрузки составляет $\approx 1,43 \text{ мин}$. Исходная концентрация растворенного в обрабатываемой воде кислорода составляла $6,2 \text{ мг/дм}^3$. Доза водорода для получения необходимой концентрации его в воде $\approx 0,37 \text{ дм}^3/\text{мин}$.

Эксперимент был начат при расходе водорода $1,0 \text{ дм}^3/\text{мин}$. В результате концентрация кислорода в фильтрате снизилась с $6,2 \text{ мг/дм}^3$ до $0,00 \text{ мг/дм}^3$. Расход водорода был увеличен до $1,4 \text{ дм}^3/\text{мин}$ для насыщения палладия. Через 25 минут с начала эксперимента расход водорода снижался до $0,25 \text{ дм}^3/\text{мин}$, что ниже расхода по условиям стехиометрии. Кислород в фильтрате отсутствовал. Следовательно, в этот период для связывания кислорода расходовался водород, растворённый в палладии. На 63-й минуте расход водорода был увеличен до $0,6 \text{ дм}^3/\text{мин}$. На 130-й минуте от начала эксперимента подача водорода была прекращена. Через 2 минуты после прекращения дозирования водорода концентрация кислорода в фильтрате постепенно возрастала и достигла исходной концентрации через 45 минут. Подобное наблюдалось в процессе всех экспериментов. Всего было проведено восемь экспериментов.

В эксперименте, результаты которого приведены на рис. 4, была достигнута максимальная растворимость водорода в обрабатываемой воде и произведено полное насыщение водородом катализатора – палладия.



Рис. 4. Зависимость расхода водорода, концентрации кислорода в фильтрате, мг/дм^3 и остаточной концентрации водорода в фильтрате от времени проведения эксперимента: 1 — расход водорода, $\text{дм}^3/\text{мин}$; 2 — концентрация кислорода в фильтрате, мг/дм^3 ; 3 — остаточная концентрация водорода в фильтрате, мг/дм^3

Эксперимент проводился при средней производительности 30 л/мин ($1,8 \text{ м}^3/\text{ч}$) при линейной скорости $\approx 0,6 \text{ м/мин}$. Время прохождения воды

через слой загрузки высотой 1 м составляет $\approx 1,6$ мин. Исходная концентрация растворенного в обрабатываемой воде кислорода находилась в диапазоне значений 6,00–6,6 мг/дм³. Стехиометрический расход водорода для связывания кислорода равен 0,8 мг/дм³ в соответствии с уравнением (1). Доза водорода для получения необходимой концентрации его в воде составляет $\approx 0,35$ дм³/мин.

Расход водорода был установлен первоначально на уровне 0,5 дм³/мин. Через 2 минуты после начала дозирования водорода кислород и водород в обработанной воде отсутствовали. Через 35 минут расход водорода был увеличен до 0,8, а затем до 1,0 дм³/мин. Через 80 минут после начала эксперимента концентрация водорода увеличилась до 0,137 мг/дм³. Кислород отсутствовал. Увеличение концентрации водорода в фильтрате указывает на его избыточную дозировку и коррелирует с величиной полного насыщения им палладия. Доза водорода в воде была снижена вначале до 0,5 дм³/мин, а затем до 0,3 дм³/мин. В таком режиме установка работала в течение одного часа. Концентрация кислорода оставалась равной 0,000 мг/дм³, концентрация водорода изменялась от 0,000 до 0,009 мг/дм³. Этот результат позволяет предположить, что для полного удаления кислорода достаточно в воде иметь концентрацию водорода равную его стехиометрической потребности.

Выводы

1. На Новокуйбышевской ТЭЦ-1 ОАО «Волжская ТГК» смонтирована экспериментальная установка, принцип действия которой основан на каталитическом методе обескислороживания воды. Установка выполнена в виде колонны для ионообменной деминерализации воды, высота загрузки катализатора составляет 1000 мм. В качестве катализатора применён материал на основе анионита высокой основности с фракцией 0,3÷1,2 мм, в матрицу которого внедрен палладий.

2. В 2006 г. на опытной установке выполнены экспериментальные исследования, анализ результатов которых показал, что в установке на базе каталитического метода осуществляется эффективное обескислороживание воды и конденсата температурой до 40 °С. К преимуществам каталитического метода относится то, что процесс обескислороживания воды осуществляется непрерывно, при этом исключаются периодическая регенерация и связанные с данным процессом сбросы отработавшего раствора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Маргулова Т.Х., Мартынова О.И. Водные режимы тепловых и атомных электростанций. М., 1987. 319 с.
2. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. М., 1976. 476 с.
3. Васильев В.В. и др. Исследование метода удаления кислорода из воды с применением ионита, содержащего палладий в качестве катализатора // Энергосбережение и водоподготовка. 2008. № 1 (51).

ПРОБЛЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ И НАПРАВЛЕНИЯ ИХ РЕШЕНИЯ

И.А. Ростунцева

Саратовский государственный технический университет

При проектировании нового и модернизации действующего теплоэнергетического оборудования ТЭС необходима теоретическая оценка его экологического воздействия на окружающую среду, позволяющая быстро и с достаточной точностью определять допустимое загрязнение атмосферного воздуха.

Первым и одним из основных этапов в разработке аналитической методики исследования образования вредных выбросов в факеле энергетической установки является исследование физико-химических механизмов образования вредных выбросов, в частности одного из наиболее токсичных компонентов – оксидов азота (NO_x) – при сжигании различных видов топлива.

В рамках данной разработки проведено теоретическое исследование возможности образования термических, «быстрых» и топливных оксидов азота на различных уровнях прохождения дымовых газов по тракту энергетической установки, а также факторов, влияющих на количественную характеристику выхода оксидов азота при сжигании топлива.

Из проведенного анализа установлено, что преобладающее влияние на формирование концентрации NO_x в зоне активного горения оказывают термические оксиды азота, для снижения образования которых целесообразно регулировать температурный уровень и концентрацию свободного кислорода, что возможно осуществлять путем ввода влаги в топочные процессы.

Исходя из последнего разработана аналитическая модель исследования образования вредных выбросов с учетом ввода влаги в зону горения.

В основу разработанной методики положен макрокинетический закон протекания брутто-реакции образования концентрации оксидов азота в зоне высоких температур. Методика отражает закономерности образования NO_x в основном по термическому механизму Я.Б. Зельдовича исходя из избирательного воздействия дополнительно вводимой влаги преимущественно на термические оксиды азота. В методике определены влияние, оказываемое на образование оксидов азота температурного уровня, концентрации реагирующих веществ и время нахождения их в зоне высоких температур.

При разработке методики образования оксидов азота с учетом ввода влаги использовались известные положения, изложенные в работах

Я.Б. Зельдовича, И.Я. Сигала, Т.Б. Эфендиева и ряда других авторов [1–5].

С учетом указанных положений автором данной статьи разработана зависимость изменения скорости образования оксидов азота от количества вводимой влаги:

$$\left(\frac{dC_{\text{NO}}}{d\tau}\right) = 9,15 \cdot 10^{11} \frac{L_1}{\sqrt{(L_2 + \vartheta_{\text{п}} \cdot g_{\text{впр}})^3}} \cdot \exp\left[-\frac{L_3}{T_m}\right], \quad (1)$$

$$\text{где } L_1 = \sqrt{21 \cdot V^0 \cdot (\alpha_{\text{гор}} + 0,5 \cdot \Delta\alpha_{\text{т}} - 1)} \cdot \left[79 \cdot V^0 \cdot (\alpha_{\text{гор}} + 0,5 \cdot \Delta\alpha_{\text{т}})\right], \quad (2)$$

$$L_2 = V_{\text{г}}^0 + (\alpha_{\text{гор}} + 0,5 \cdot \Delta\alpha_{\text{т}} - 1) \cdot V^0, \quad (3)$$

$$L_3 = \frac{134700}{R}, \quad (4)$$

где $\alpha_{\text{гор}}$ – коэффициент избытка воздуха в горелках; $V_{\text{г}}^0$ и V^0 – теоретические объемы соответственно продуктов сгорания и воздуха, $\text{м}^3/\text{м}^3$ ($\text{м}^3/\text{кг}$); $\vartheta_{\text{п}}$ – удельный объем пара, $\text{м}^3/\text{кг}$; $g_{\text{впр}}$ – водотопливное отношение $\text{кг}_{\text{воды}}/\text{кг}_{\text{топлива}}$; R – универсальная газовая постоянная ($R = 8,326 \text{ Дж/моль} \cdot \text{К}$); T_m – максимальная температура факела, $^{\circ}\text{К}$.

При расчете уровня максимальных температур T_m с учетом ввода влаги в зону горения использовалась методика, в основу которой положено определение адиабатической температуры в топке и критерия Больцмана.

Адиабатическая температура горения рассчитывается по известной зависимости, когда все тепловыделение в топке воспринимается продуктами сгорания с учетом поправки на дополнительно вводимую влагу.

Получена зависимость адиабатической температуры горения $T_{\text{а}}$, критерия Больцмана и максимальной температуры дымовых газов в ядре факела T_m от условий теплообмена и с учетом влияния ввода влаги. Определена зависимость изменения объемных концентраций атомарного кислорода C_{O_2} и молекулярного азота C_{N_2} от количества вводимой в топку влаги.

В итоге получены аналитическая зависимость для определения концентрации оксидов азота $C_{\text{NO}_2}^{\text{г}}$ ($\text{г}/\text{м}^3$), учитывающая ввод дополнительной влаги в топку котла, и коэффициент выхода оксидов азота при сжигании топлива также с учетом ввода влаги:

$$C_{\text{NO}_2}^{\text{г}} = 286,99 \cdot 10^{11} \cdot \frac{L_1 \cdot \Delta\tau}{\sqrt{(L_2 + \vartheta_{\text{п}} \cdot g_{\text{впр}})^3}} \cdot \exp\left[-\frac{L_3}{T_m}\right] \cdot \frac{T_m^4 - (T_m - \Delta T)^4}{T_m^4 \cdot (T_m - \Delta T)^4}, \quad (5)$$

$$K_{\text{NO}_2}^{\text{max}} = \frac{286,99 \cdot 10^4}{C_{\text{NO}_2}^{g=0}} \cdot \frac{L_1 \cdot A_T}{\sqrt{(L_2 + g_m \cdot g_{\text{впр}})^3}} \cdot \exp\left[-\frac{L_3}{T_m}\right] \cdot \frac{T_m^4 - (T_m - \Delta T)^4}{T_m^4 \cdot (T_m - \Delta T)^4} \quad (6)$$

Экспериментальная проверка аналитической зависимости (5) и (6) выполнена для котла БКЗ-320-140 ГМ, для которого проводились опытные замеры концентрации оксидов азота с впрыском воды в тракт горячего воздуха.

Результаты расчета теоретической зависимости образования оксидов азота от количества вводимой влаги в топку котла представлены в табл. 1.

Таблица 1

Зависимость образования оксидов азота от количества вводимой влаги в топку котла

Расчетные параметры	Водотопливное отношение $g_{\text{впр}}$, %					
	0	10	20	30	40	50
Максимальная температура факела T_m , °K	2010	1997	1983	1969	1956	1942
Объемная концентрация атомарного кислорода CO_2 , % об.	1,3170	1,3030	1,2890	1,2750	1,2639	1,2470
Объемная концентрация молекулярного азота C_{N_2} , % об.	71,602	70,575	69,547	68,520	68,150	66,465
Скорость образования оксидов азота ($d\text{C}_{\text{NO}_2}/dt$), % об.	0,1577	0,1272	0,0966	0,0661	0,0585	0,0049
Концентрация оксидов азота в топке C_{NO_2} , г/м ³	0,2500	0,2040	0,1580	0,1392	0,1204	0,1114

Экспериментальная зависимость изменения концентрации оксидов азота от вводимой влаги в топку котла приведена в табл. 2 (по данным [6]).

Таблица 2

Зависимость изменения концентрации оксидов азота от вводимой влаги в топку котла

Расчетные параметры	Водотопливное отношение $g_{\text{впр}}$, %					
	0	10	20	30	40	50
Концентрация оксидов азота в топке C_{NO_2} , г/м ³	0,2530	0,2065	0,1600	0,1410	0,1220	0,1130

Как видно из анализа в табл. 1–2, получена достаточная сходимость экспериментальных результатов и теоретических данных, рассчитанных по предлагаемой методике. Максимальная величина отклонений расчетной величины концентрации NO_2 от экспериментальных значений не превышает 1,5%.

Важной проблемой при эксплуатации энергетических объектов является обеспечение возможности регулирования выбросов в период наступления неблагоприятных метеорологических условий.

В особо неблагоприятных метеорологических ситуациях возникает опасность накопления вредных веществ в приземном слое атмосферы с последующим опасным ростом концентрации вредных примесей. Предотвращение роста концентрации в такие периоды предполагает разработку мероприятий по снижению вредных выбросов промышленных объектов, в частности ТЭЦ, работающих на органическом топливе.

Система оперативных мероприятий по снижению вредных выбросов может включать различные методы: снижение выбросов вредных веществ в технологическом процессе, эффективное рассеивание вредных выбросов, изменение графика работы промышленности и движения автотранспорта, ограничение технологической нагрузки путем перераспределения нагрузки между оборудованием вплоть до полной остановки [7].

Последнее решение для условий ТЭЦ должно учитывать ограничения по предельным значениям отпуска электрической и тепловой энергии, максимальному расходу свежего пара, а также минимальной электрической мощности, определяемой тепловой нагрузкой турбоагрегата [8].

В данном случае возможным способом постановки задачи является решение многокритериальной функции оптимизации с введением коэффициентов значимости (важности) составных критериев на основании [8, 9]:

$$F(X_i, X_j, X_k) = \lambda_1 \cdot F_1(X_i) + \lambda_2 \cdot F_2(X_j) + \lambda_3 \cdot F_3(X_k), \quad (7)$$

$$\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 = 1, 0, \quad (8)$$

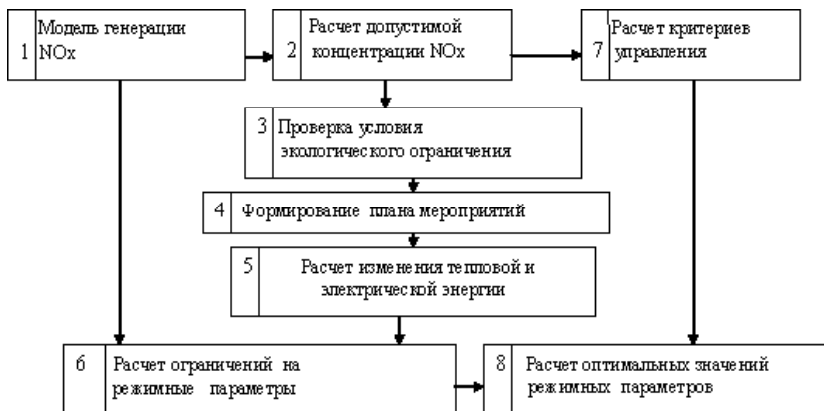
где F_1, F_2, F_3 – критерии оптимальности по технико-экономическим показателям (затраты на топливо), показателям надежности (затраты на обеспечение заданной надежности электро- и теплоснабжения) и экологическим факторам (затраты на мероприятия, обеспечивающие заданный уровень предельно-допустимого выброса) соответственно; $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ – коэффициенты значимости критериев оптимизации; X_i, X_j, X_k – управляющие параметры, часть которых может содержаться в двух или нескольких критериях.

На основании [7–9] была составлена модель оптимального управления загрязняющими выбросами ТЭЦ, блок-схема которой представлена на рисунке.

Модель состоит из восьми блоков:

БЛОК 1. Модель генерации оксидов азота NOx. Представляется модель определения текущей концентрации оксидов азота с учетом особенностей работы котельного оборудования.

БЛОК 2. Блок расчета допустимой концентрации. Представляется модель генерации оксидов азота с учетом экологических ограничений –



Модель оптимального управления загрязняющими выбросами ТЭЦ

предельнодопустимой концентрации (ПДК), фоновое загрязнение, температуры атмосферного воздуха и др. факторов. В модель включена также методика ранжирования выбросов между отдельными котельными агрегатами [9], посредством которой производится распределение экологической нагрузки между котлоагрегатами в зависимости от приоритетности их загрязняющих выбросов.

БЛОК 3. Блок проверки условий по экологическим ограничениям. Если загрязняющие выбросы ТЭЦ соответствуют нормативным значениям, то решение считается оптимальным. В противном случае осуществляется переход на блоки 4 и 5.

БЛОК 4. Блок расчета концентрации загрязняющих веществ с учетом введения дополнительных природоохранных мероприятий.

БЛОК 5. Блок расчета концентрации загрязняющих веществ с учетом введения режимных мероприятий и определения возможного изменения тепловой и электрической мощности.

БЛОК 6. Блок расчета ограничений на режимные параметры. Производится приравнивание текущей концентрации оксидов азота C_{NOx} к допустимой концентрации ПДК и определяются значения режимных параметров (расход топлива, тепловая нагрузка котла, расход питательной воды и т.д.) исходя из условия обеспечения $C_{NOx} = \text{ПДК}$.

БЛОК 7. Расчет оптимальных режимных параметров производится с учетом экономических ограничений и исходя из оптимального (максимального) значения интегрального эффекта.

БЛОК 8. Блок расчета оптимальных режимных параметров. Производится оптимизация распределения тепловой нагрузки между энергетическими и пиковыми котлами с учетом экологических факторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Зельдович Я.Б., Садовников П.Я., Франк-Каменецкий Д.А.* Окисление азота при горении. М., 1946. 245 с.
2. *Сигал И.Я.* Защита воздушного бассейна при сжигании топлива. Л., 1988. 312 с.
3. *Эфендиев Т.Б.* Образование оксидов азота в парогенераторах // Теплоэнергетика. 1975. № 9. С. 20–23.
4. *Росляков Л.П.* Механизм влияния добавок воды и влагосодержания топлива на образование термических и топливных оксидов азота // Изв. вузов. Энергетика. 1988. № 7. С. 59–63.
5. *Рейсиг В.А., Сигал И.Я.* Кинетические особенности образования оксидов азота в теплоэнергетических установках // Теплоэнергетика. 1993. № 1. С. 28–31.
6. *Шупарский А.И., Голубь Н.В., Ерофеева В.И., Ростунцева И.А.* Снижение выбросов оксидов азота при вводе воды в воздухопроводы котлов // Там же. 1991. № 8. С. 104–107.
7. *Волков Э.П., Прохоров В.Б. и др.* Снижение вредного воздействия выбросов в районе расположения ТЭС на окружающую среду на основе оптимизации распределения нагрузки // Там же. 1993. № 1. С. 8–13.
8. *Аминов Р.З.* Векторная оптимизация режимов работы электростанции. М., 1994. 304 с.
9. *Аракелян Э.К., Кормилицын В.И., Самаренко В.Н.* Оптимизация режимов оборудования ТЭЦ с учетом экологических ограничений // Теплоэнергетика. 1992. № 2. С. 29–33.
10. МНР-83. Методика определения нормативных уровней выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. М., 1984. 20 с.

УДК 681.51.011(075.8)

АДАПТИВНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ВОДОГРЕЙНЫМИ КОТЛАМИ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

И.К. Арленинов, С.В. Головкин¹, Д.В. Орлов¹

Саратовский государственный технический университет
¹ООО «Центр Инновационных Технологий – Плюс», Саратов

В настоящее время коллектив ООО «Центр Инновационных Технологий – Плюс» (г. Саратов) вместе с сотрудниками кафедры тепловых электрических станций СГТУ ведет работы по созданию системы автоматического управления (САУ) водогрейными котлами типа КВГМ (ПТВМ).

В основу построения САУ положено три основных контура управления водогрейными котлами: контур регулирования температуры воды за котлом, контур оптимизации процесса горения и контур разряжения в

верхней части топки котла. Во всех контурах на первом этапе используются ПИ-законы регулирования.

Для создания алгоритмов настройки системы управления используются математические модели управления котлами как зависимости изменения выходного параметра от входного (регулирующего воздействия).

Математические модели котлов являются линеаризованными функциями времени и представлены как передаточная функция в операторах Лапласа.

Для контура управления температурой воды за котлом (теплопроизводительность) передаточная функция котла имеет вид [1, 2]

$$W_{об1}(p) = \frac{K_{об} \cdot e^{-p\tau_{об}}}{(T_1 \cdot p + 1)(T_2 \cdot p + 1)^n},$$

где $\tau_{об}$ – постоянная времени запаздывания, с;

T_1, T_2 – постоянные времени, с;

n – количество аperiodических звеньев;

$K_{об}$ – коэффициент усиления объекта управления.

Для контура оптимизации процесса горения, обеспечивающего заданное содержание O_2 в уходящих газах, передаточная функция имеет вид

$$W_{об2}(p) = \frac{K_{об}}{(T_1 \cdot p + 1)(T_2 \cdot p + 1)}.$$

Для контура регулирования разряжения в топке котла передаточная функция имеет вид

$$W_{об3}(p) = \frac{K_{об} \cdot e^{-p\tau_{об}}}{(T_1 \cdot p + 1)(T_2 \cdot p + 1)}.$$

Фактические значения постоянных времени запаздывания и коэффициентов усиления исследуемых объектов зависят от типа и производительности водогрейных котлов. Для каждого котла они получаются в результате экспериментальных исследований.

Контур оптимизации процесса горения связан с контуром теплопроизводительности через зависимость необходимого расхода воздуха от расхода топлива при заданном коэффициенте избытка воздуха α и содержания O_2 в уходящих газах.

Контур разряжения в топке связан с остальными контурами через зависимость разряжения в верхней ее части от расхода топлива и воздуха.

Математические модели котлов реализованы на стенде полунатурного моделирования (персональный компьютер) в среде Simulink MATLAB.

Для связи математической модели с системой управления используются имитаторы датчиков и приводов, реализованные с помощью плат ЦАП и АЦП (PCI-1713, PCI-1724) фирмы Advantech, интегрированные в софт MATLAB.

При стыковке аппаратуры САЦ и стенда отрабатываются в комплексе задачи САЦ и обеспечения безопасности работы котла (автоматическая защита).

Интерфейс программы Simulink и ресурсы используемых плат ЦАП и АЦП позволяют имитировать на стенде любой из котлов с разными конфигурациями: количество газомазутных горелок – 1, 2, 3, 4, 6, 8, 12, 16, 20, количество дутьевых вентиляторов – 1, 2, 8, 12, 16.

Алгоритм адаптации обеспечивает первичную идентификацию динамических свойств объекта управления на стадии пусконаладочных работ (автоматический анализ «кривых разгона» при ступенчатом наборе нагрузок).

Дальнейшая работа алгоритма адаптации оценивается по критерию устойчивости Найквиста и заключается в автоматическом нахождении времени изодрома и коэффициента усиления регуляторов соответствующих контуров.

Критерием оптимальности выбранных параметров настройки САУ является достижение степени затухания регулируемой величины – $\psi = 0,9\text{--}0,95$. Это обеспечивается сканированием с необходимой дискретностью выходных значений регулируемых параметров котла и оценкой точек максимума и перегиба их переходных характеристик.

Алгоритм адаптации работает в периоды отладки настройки регулятора и перехода работы котлов на новые нагрузки.

Алгоритм адаптации реализован в контроллерах управления котлом. Структура САУ включает в себя два контроллера верхнего уровня иерархии САУ (контроллеры управления котлом, один из них в горячем резерве). Каждый из контроллеров управляет локальной сетью (RS-485). На нижнем уровне иерархии расположены модули безопасности и управления, каждый из которых подключен на обе сети RS-485 верхних контроллеров и является адресным устройством. Топология с резервированными сетями позволяет парировать любой единичный отказ в системе. Модули собирают информацию через устройства сопряжения и выдают команды на силовые шкафы. Устройства сопряжения представляют собой преобразователи сигналов с первичных датчиков и индикаторы параметров. Силовые шкафы по команде от модулей управляют исполнительными органами (вентиляторами через частотные преобразователи, задвижками через электроприводы, клапанами, шиберами).

Задачи обеспечения управления и безопасности распределены между двумя уровнями иерархии САУ.

На нижнем уровне решаются следующие задачи:

1. Контроль основных параметров: электроэнергии, погасания факелов горелок или давления газа перед горелками; контроль герметичности ПЗК.

2. Задачи управления: автоматический либо автоматизированный пуск горелки (включая продувку) и остановка, регулирование расхода топлива воздуха и уходящих газов по команде контроллера; индикация и регистрация параметров – давления жидкого и газообразного топлива перед горелками после регулирующего органа.

На верхнем уровне решаются следующие задачи:

1. Реализация функций технологической защиты, блокировки и предупредительной сигнализации.

2. Автоматический тест-контроль с глубиной выявления неисправности до сменного модуля в подсистемах либо канала линии связи.

3. Контроль за разряжением в топке, температурой воды на выходе максимального и минимального давления воды за котлом, давлением воздуха перед горелками, светозвуковой сигнализацией.

4. Остановка котла (при срабатывании защиты), причины срабатывания защиты, понижения температуры и давления жидкого топлива в общем трубопроводе к котлу, повышения или понижения давления газа, понижения давления воды в питательной магистрали (при постоянно работающих питательных насосах).

5. Автоматические либо автоматизированные пуск и остановка котла.

6. Плавное регулирование мощности от 30 до 100%, автоматический режим поддержания температуры по заданным значениям основных параметров с пульта либо от САУ котельной и записанным в EEPROM при конфигурировании температурных графиков; дистанционный режим по команде оператора с пульта.

7. Устойчивая работа автоматических регуляторов, обеспечивающая поддержание при заданном значении основных технологических параметров: возможность конфигурирования системы для работы с несколькими горелками (до 20) и разными видами топлива; связь с модулями управления горелками РГМГ.

8. Индикация и регистрация температуры воды на входе в котел после запорной арматуры и на выходе из котла до запорной арматуры, температуры уходящих газов, давления воды на входе в котел после запорной арматуры и выходе из котла до запорной арматуры, давления воздуха после дутьевого вентилятора, разряжения в топке, разряжения перед дымососом, расхода воды через котел, расхода жидкого и газообразного топлива, содержания кислорода в уходящих газах, защиты от несанкционированного вмешательства.

9. Обеспечение передачи информации на системы верхнего уровня, интеграция в любые существующие SCADA-системы (с помощью OPC-серверов), поддержание заданной температуры воды на входе в котел, автоматическое управление тягодутьевыми машинами на всех режимах котла и регулирование заданного разряжения в топке.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ротач В.Я. Теория автоматического управления. М., 2004.
2. Ротач В.Я., Кузицин В.Я., Кловев А.С. и др. Автоматизация настройки систем управления // М., 1984.

УДК 681.51.011(075.8)

СХЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРЯМОТОЧНЫМИ ВОДОГРЕЙНЫМИ КОТЛАМИ ТИПА КВГМ (ПТВМ)

И.К. Арленинов, С.В. Головков¹, Д.В. Орлов¹

Саратовский государственный технический университет
¹ООО «Центр Инновационных Технологий – Плюс», Саратов

В настоящее время схемы управления водогрейными котлами большой мощности (имеющими 10–20 горелок) в основном предусматривают регулирование температуры воды за котлом путем воздействия на общий расход газа (на все горелки одновременно). При уменьшении нагрузки происходит отключение соответствующих горелок [1–3].

Регулирование подачи воздуха осуществляется на общем воздушном коллекторе или путем отключения соответствующих вентиляторов, если они установлены на каждой горелке. Регулирование разрежения осуществляется по типовой схеме для всех котлов. Эта схема управления довольно проста в реализации и наладке. Недостатком ее является невозможность оптимизации режима горения котла во всем диапазоне изменения нагрузок.

Данный недостаток можно устранить, если использовать типовую схему управления процессом горения для энергетических газомазутных паровых котлов. В этом случае для водогрейных котлов корректирующими регуляторами являются регуляторы температуры и содержания O_2 в уходящих газах (рис. 1). Такая схема достаточно легко реализуется при наличии цифровых регулирующих контроллеров, имеющих, в отличие от аналоговых, большое количество выходов.

Однако данная схема управления сложна в настройке, так как на первом этапе необходимо настраивать вспомогательные регуляторы давления газа и воздуха на соответствующих горелках и после этого осуществлять настройку корректирующих (главных) регуляторов температуры и содержания O_2 в уходящих газах.

Чтобы упростить динамическую настройку систем управления водогрейных котлов, предполагается вместо вспомогательных регуляторов

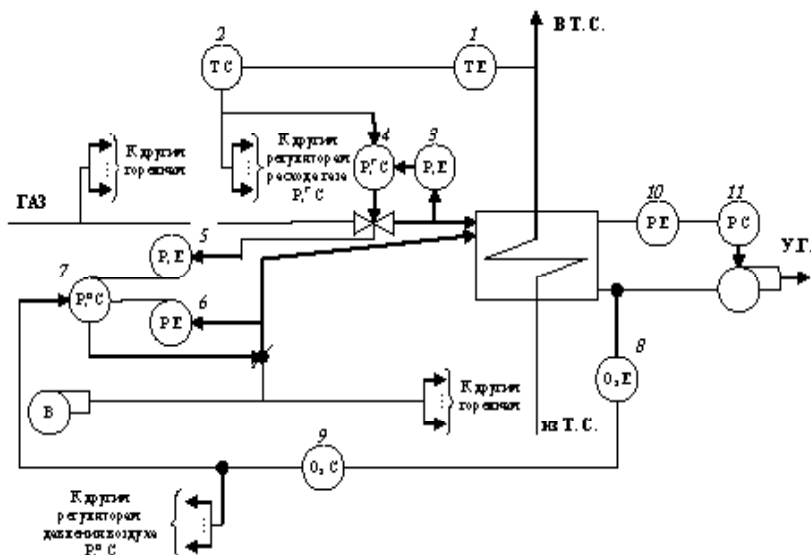


Рис. 1. Схема регулирования процесса горения водогрейными котлами большой мощности: 1 – датчик температуры; 2 – главный (корректирующий) регулятор температуры; 3 – датчик давления газа за соответствующей горелкой; 4 – вспомогательный (стабилизирующий) регулятор расхода газа; 5 – датчик давления газа за соответствующей горелкой; 6 – датчик давления воздуха на соответствующую горелку; 7 – вспомогательный (стабилизирующий) регулятор давления воздуха; 8 – датчик содержания O_2 в уходящих газах; 9 – главный (корректирующий) регулятор содержания O_2 в У.Г.; 10 – датчик разряжения в верхней части топки котла; 11 – регулятор разряжения

давления воздуха установить динамическую связь между регулирующим органом подачи газа к горелкам и расходом воздуха на соответствующую горелку (рис. 2).

В этом случае при изменении расхода газа одновременно будет меняться и расход воздуха, обеспечивающий их заданное соотношение. Как только расход газа стабилизируется, динамическая связь отключается, а в работе остается только одноконтурная схема регулятора содержания O_2 в уходящих газах.

В этом случае регулятор содержания O_2 в уходящих газах воздействует либо на исполнительный механизм вентилятора (если он общий – пунктирная стрелка на рис. 2), либо на шиберы, установленные на каналах подачи воздуха к соответствующим горелкам.

При наличии вентиляторов на каждой горелке этот регулятор воздействует на исполнительные механизмы соответствующих горелок.

КОМПЛЕКСНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОЧИХ ПАРАМЕТРОВ И АППАРАТОВ СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПАРОГЕНЕРАТОРА

М.А. Агеев

Саратовский государственный технический университет

В соответствии с энергетической стратегией России на период до 2020 г. производство электроэнергии на тепловых электрических станциях должно возрасти на 35–50%, а доля угля в топливном балансе – с 25,8 до 44,4% [1]. Все это должно привести к радикальному пересмотру сложившегося отношения к проблеме негативного воздействия твердотопливных электрических станций на окружающую среду. С экологической точки зрения тепловые электростанции представляют собой непрерывно действующие уже в течение десятков лет источники выбросов в атмосферу оксидов азота и серы, а также зольного остатка.

Широко используются методы подавления образования вредных веществ при «нестехиометрическом сжигании», с помощью топок МЭИ с перекрещивающимися струями, вихревых топок ЦКТИ, γ -топок ВТИ, трехступенчатого сжигания [2]. Эффективность этих мероприятий составляем около 30%. Преимущество этих методов заключается в том, что они малозатратны. Вместе с тем их использование в котельной технике ТЭС может быть связано со снижением тепловой эффективности котлов, появлением побочных реакций и других негативных явлений. Остаточное содержание вредных ингредиентов в отходящих газах остается достаточно высоким, что, в сочетании с огромными объемами выбрасываемых газов на мощных ТЭС, приводит к значительным выбросам вредных ингредиентов в атмосферу.

Радикальным решением в этой ситуации может быть сооружение отдельной от котельных агрегатов системы глубокой очистки дымовых газов. Один из вариантов схемы такой системы приведен на рис. 1. Назначение отдельных элементов данной схемы следует из подрисуночной подписи. В приведенном варианте схемы необходимый нагрев дымовых газов в подогревателе П осуществляется с помощью воздуха, подаваемого в систему пылеприготовления и к горелкам. В связи с этим при модернизации пылеугольных энергетических котлов и оснащении их системами очистки требуется реконструкция конвективной шахты с увеличением площади поверхности воздухоподогревателя.

Это обстоятельство потребует дополнительного расхода топлива для восстановления паропроизводительности котла. В другом варианте догрев дымовых газов перед подачей их в реактор СКВ осуществляется

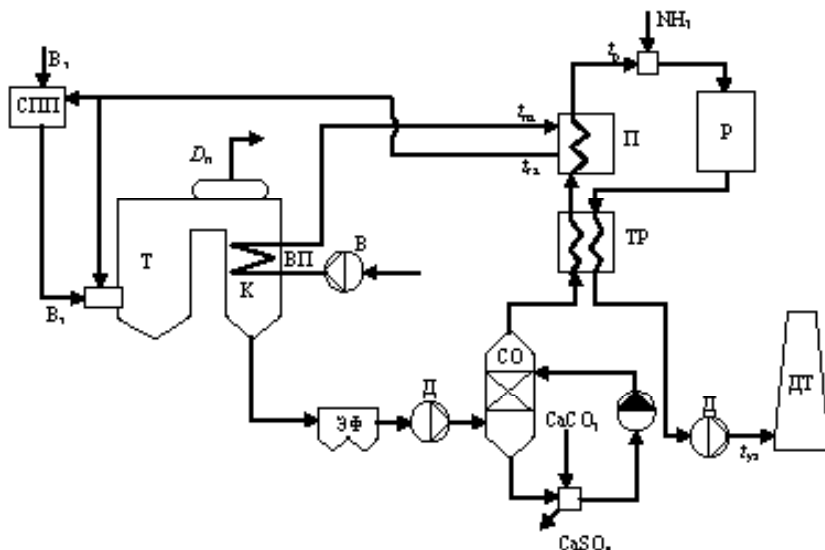


Рис. 1. Схема системы глубокой очистки дымовых газов пылеугольных энергетических котлов: СПП – система пылеприготовления; Т, К – топочная и конвективная части котла; ЭФ – электрофильтр; СО – сероочистка; ТР – теплообменник-регенератор тепла; П – подогреватель; Р – реактор СКВ; В – вентилятор; Д – дымосос; ДТ – дымовая труба; ВП – воздухоподогреватель

паром из барабана котла. Для сохранения постоянной подачи пара на турбины потребуется увеличение расхода топлива.

В качестве критерия оптимизации рабочих параметров и аппаратов системы глубокой очистки дымовых газов используется изменяющаяся часть годовых расчетных затрат ΔZ в виде

$$\Delta Z = \Delta Z_{\text{эксп}} \cdot (1 - \gamma_n) + [(p_a + p_o) \cdot (1 - \gamma_n) + p_{\text{ин}}] \cdot \Delta K, \quad (1)$$

где $\Delta Z_{\text{эксп}}$ – ежегодные издержки по системе очистки дымовых газов и дополнительные затраты на обеспечение постоянной паропроизводительности котла, руб./год;

ΔK – капитальные затраты на систему очистки (включая затраты на реконструкцию конвективной шахты котла), руб.;

γ_n – функция, учитывающая систему федеральных и региональных налогов;

$p_{\text{ин}}$ – коэффициент эффективности инвестиций, характерный для данного региона и зависящий от экономических условий периода внедрения, 1/год;

p_a, p_o – доли капиталовложений, определяющие ежегодные затра-

ты на реновацию и эксплуатационное обслуживание оборудования установки, 1/год.

В схеме с подогревом дымовых газов перед реактором СКВ воздухом изменяющаяся часть эксплуатационных затрат в выражении (1) представлена в следующем виде:

$$\Delta Z_{\text{эксп}} = \Delta Z_{\text{топ}} + Z_{\text{с.о}} + Z_{\text{аммиак}} + \Delta Z_{\text{эл.эн}} + \Delta Z_{\text{эф}} + Z_{\text{к.м}}, \quad (2)$$

где $\Delta Z_{\text{топ}}$ – изменение затрат на топливо; $\Delta Z_{\text{с.о}}$ – затраты на известь и воду в установке сероочистки; $\Delta Z_{\text{аммиак}}$ – затраты на аммиак; $\Delta Z_{\text{эл.эн}}$ – переменная часть затрат на электроэнергию для привода насосов, дымососов, вентиляторов; $\Delta Z_{\text{эф}}$ – переменная часть затрат на электроэнергию для обеспечения работы электрофильтра; $\Delta Z_{\text{к.м}}$ – затраты на катализаторную массу.

Изменяющаяся часть капитальных затрат:

$$\Delta K = K_{\text{вп}} + K_{\text{с.о}} + K_{\text{т.п}} + K_{\text{т.р}} + K_{\text{СКВ}}, \quad (3)$$

где $K_{\text{вп}}$ – капитальные затраты на реконструкцию воздухоподогревателя; $K_{\text{с.о}}$ – капитальные затраты на установку сероочистки; $K_{\text{т.р}}$ – капитальные затраты на теплообменник-регенератор теплоты; $K_{\text{т.п}}$ – капитальные затраты на теплообменник-подогреватель; $K_{\text{СКВ}}$ – капитальные затраты на реактор СКВ.

В схеме с подогревом газов в подогревателе П (см. рис. 1) паром из барабана котла структура эксплуатационных затрат не изменится, а переменная часть капитальных затрат примет вид

$$\Delta K = K_{\text{с.о}} + K_{\text{т.п}} + K_{\text{т.р}} + K_{\text{СКВ}}. \quad (4)$$

Анализ схем, а также эксплуатационных и капитальных издержек, входящих в функцию (1) годовых расчетных затрат, позволил определить параметры, влияющие на совместную работу системы газоочистки и энергетического котла, оптимизация которых обеспечивает минимальное значение функции (1). Этими параметрами являются температура газов перед реактором СКВ t_p и температура уходящих в дымовую трубу газов t_{yx} . Температура газов перед реактором СКВ влияет на кинетику реакции восстановления оксида азота на поверхности катализатора и является одним из факторов, влияющих на конструктивные размеры аппарата [3].

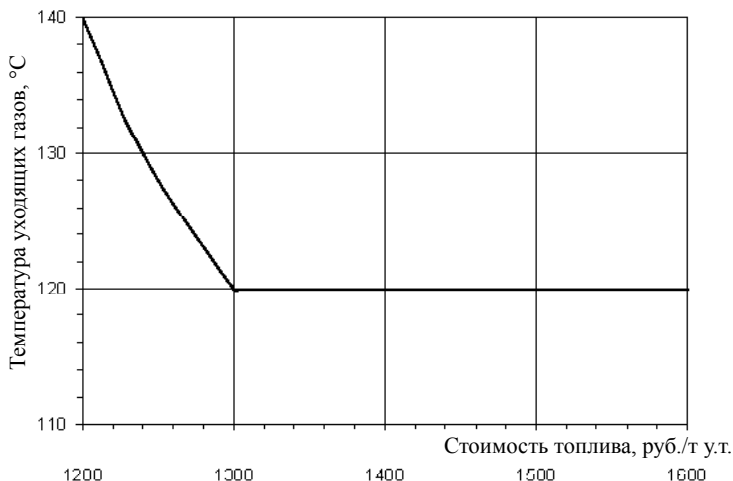
Разработаны алгоритм и программа (реализованная на языке программирования Delphi) комплексной оптимизации системы очистки дымовых газов и котельного агрегата по температуре газов перед реактором СКВ t_p и уходящих дымовых газов t_{yx} .

При комплексной оптимизации системы очистки дымовых газов и энергетического котла ПК-14 использовались следующие исходные данные: топливо – уголь Экибастузского месторождения; стоимость электроэнергии – 1,5 руб./кВт · ч, катализаторной массы – 200 руб/кг, ме-

талла для воздухоподогревателя и теплообменников – 80 руб./кг, топлива – 1200 руб./т у.т.; годовое число часов использования установленной мощности котлоагрегата – 7000; уровень налоговых отчислений в федеральный и местный бюджет $\gamma_n = 40\%$.

Для схемы с использованием горячего воздуха для подогрева газов в теплообменнике-подогревателе П (см. рис. 1) оптимальная температура перед реактором СКВ составила 250 °С, а температура уходящих дымовых газов – 140 °С. Ниже представлено влияние различных стоимостных факторов на устойчивость результатов оптимизации.

Отметим независимость температуры уходящих газов от стоимости электроэнергии. Во всем диапазоне прогнозируемого изменения стоимости электроэнергии температура уходящих газов составляет 140 °С. Увеличение стоимости топлива на 100 руб./т у.т. (рис. 2) приводит к снижению температуры уходящих газов на 20 °С. При дальнейшем повышении стоимости топлива оптимальная температура уходящих газов не изменяется и составляет 120 °С.



Стоимость катализаторной массы также оказывает влияние на изменение температуры уходящих дымовых газов (рис. 3). Увеличение стоимости катализаторной массы на 200 руб./кг приводит к уменьшению оптимальной температуры газов на 10 °С. Дальнейшее увеличение стоимости катализатора не оказывает влияния на температуру уходящих газов. Отметим также независимость температуры уходящих дымовых газов от стоимости металла во всем исследованном диапазоне изменения (от 80 до 200 руб./кг).

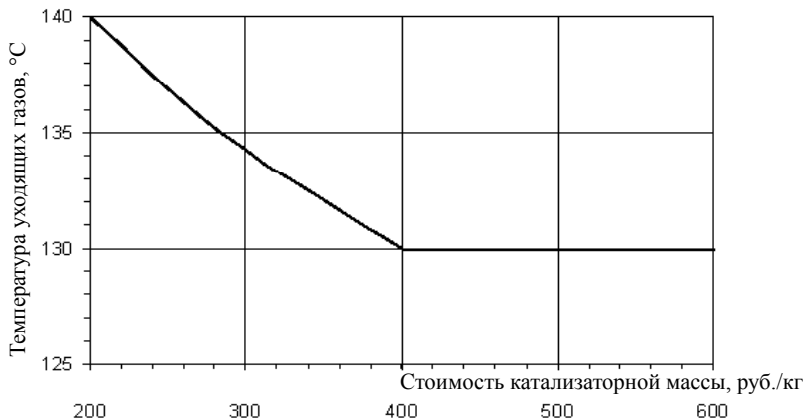


Рис. 3. Зависимость температуры уходящих газов от стоимости катализаторной массы

Для схемы с использованием для подогрева газов пара из барабана котла, при указанных выше исходных данных оптимальная температура перед реактором СКВ составила 250 °C, температура уходящих дымовых газов – 150 °C.

Увеличение стоимости электроэнергии не оказывает влияния на оптимальную температуру уходящих газов. При повышении стоимости топлива на 100 руб./кг оптимальная температура уходящих газов снижается на 20 °C и сохраняется на данном уровне при дальнейшем повышении этого стоимостного показателя (рис. 4).

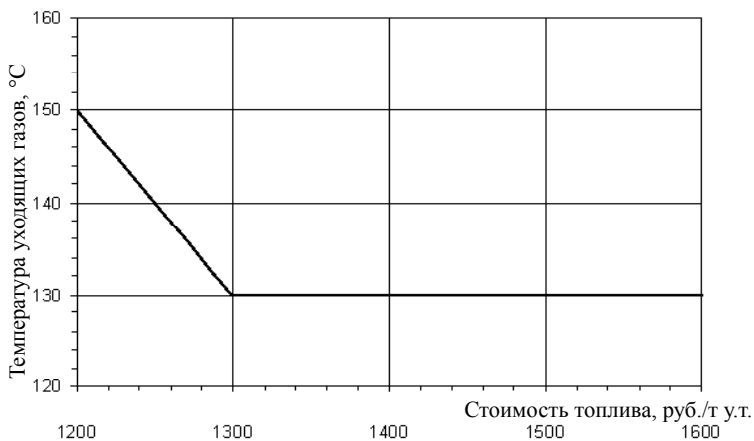


Рис. 4. Зависимость температуры уходящих газов от стоимости топлива

В диапазоне увеличения стоимости катализаторной массы от 200 до 600 руб./кг оптимальное значение температуры уходящих дымовых газов для обсуждаемого варианта не меняется. Определенное уменьшение температуры уходящих дымовых газов наблюдается при достижении стоимости металла 140 руб./кг (рис. 5).

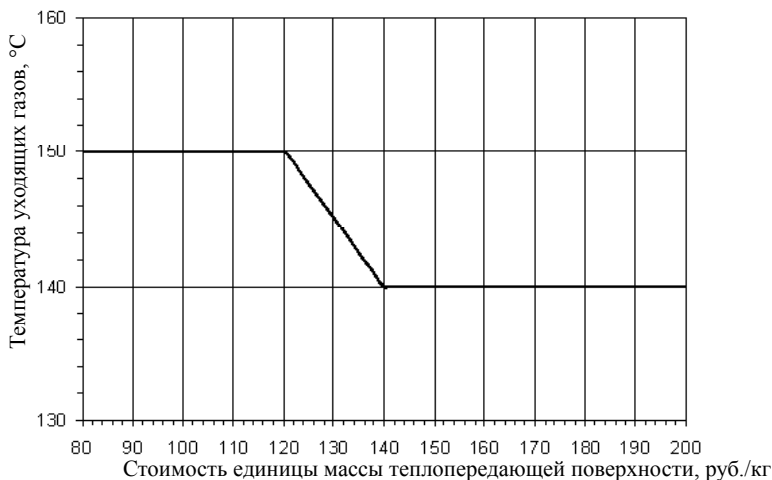


Рис. 5. Зависимость температуры уходящих газов от стоимости единицы массы теплопередающей поверхности

Выводы

1. Для двух вариантов схем глубокой очистки дымовых газов от энергетического котла определен состав независимых переменных с целью их комплексной оптимизации.
2. Для определенного набора исходных данных получено оптимальное значение температур дымовых газов перед реактором t_p и на выходе из системы очистки t_{yx} .
3. Показано влияние прогнозируемого увеличения всех стоимостных показателей на устойчивость оптимального решения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гаврилин А.С. Об «Энергетической стратегии России на период до 2020 г.» и структурной реформе в электроэнергетике // Энергетическая политика. 2001. Вып. 1. С. 3–14.
2. Котлер В.Р. Оксиды азота в дымовых газах котлов. М., 1987. С. 144.
3. Симонов В.Ф., Агеев М.А. Оптимизация реактора каталитического восстановления оксидов азота для систем глубокой очистки дымовых газов котельных агрегатов // Вестн. СГТУ. 2008. № 1 (31), вып. 2. С. 205–209.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ И ПРАКТИКА РИСК-АНАЛИЗА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И КОМПЛЕКСОВ

А.М. Козлитин, П.А. Козлитин¹

Саратовский государственный технический университет

¹Военный институт повышения квалификации специалистов
мобилизационных органов Вооруженных Сил Российской Федерации

Важной составляющей региональной социально-экономической системы как совокупности ресурсов и экономических субъектов региона являются промышленно-отопительные теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), обуславливающие энергетическую устойчивость системы в целом. Теплоэлектроцентраль представляет собой сложный комплекс, объединяющий взаимосвязанные компоненты, определяющие надежное и бесперебойное тепло- и электроснабжение потребителей. При этом основными энергонасыщенными и химически опасными компонентами ТЭЦ являются склады мазута и химических веществ. Существующая опасность высвобождения собственного энергозапаса ТЭЦ в системе мазутоснабжения с формированием горячей гидродинамической волны прорыва с высокой степенью вероятности может привести к полному или частичному разрушению основного электро- и теплогенерирующего оборудования. Следствием данных запроектных аварий может быть нарушение или полное прекращение энергоснабжения объектов и сфер жизнедеятельности населения, а также промышленных предприятий, для которых внезапный сбой производственного процесса связан с угрозой повреждения оборудования и значительных материальных потерь. Для населения катастрофичность последствий таких событий вполне очевидна.

Обоснование безопасности персонала и живущих рядом людей требует проведения достаточно дорогостоящих мероприятий. В этих условиях важными становятся новые научно-технические подходы к определению целесообразности, технико-экономической необходимости и оптимизации инженерных решений, направленных на обеспечение безопасности, удовлетворяющих требованиям законодательных и правовых актов в области промышленной и экологической безопасности с учетом интересов производителей.

При внедрении систем безопасности в новых условиях хозяйствования важным становится экономическое обоснование всех материальных затрат на их создание на основе анализа риска. Анализ риска служит основой для количественной оценки ожидаемого материального ущерба (в том числе в денежном выражении) от реализации выявленной угрозы

экологической и других видов опасности, а также при страховании рисков.

Для получения критерия сопоставления и оптимизации решений с учетом факторов безопасности нами предлагается развитие методов системной оценки эффективности, разрабатываемых в СГТУ применительно к различным энергетическим объектам и типам технико-экономических и оптимизационных задач [1].

При этом в статье главное внимание обращается на вопросы промышленной и экологической безопасности ТЭЦ, на возможные проектные и запроектные аварии, последствия, связанные с ними, в том числе и с перерывом в энергоснабжении.

С учетом вышеизложенного, используя критерий приведенных затрат $Z_{пр}$ в условиях современных рыночных отношений [2], запишем выражение целевой функции Pr , обосновывающей системную эффективность и целесообразность мероприятий по повышению промышленной и экологической безопасности или оптимального технико-экономического решения в следующем виде:

$$\begin{cases} Pr = P_{\Pi}(1 - \gamma_{\Pi})(1 - \xi_{уу}) - Z_{пр} \\ Z_{пр} = Z_{г}(1 - \gamma_{\Pi})(1 - \xi_{уу}) + Z_{м} + H_{\Sigma} + E_{ин}K + [R^T(Y_{\Sigma}^*) + R^*(\Delta Z_{эн})], \end{cases} \quad (1)$$

где P_{Π} – выручка от реализации продукции, руб./год; $Z_{г}$ – ежегодные издержки производства, относимые на себестоимость продукции, руб./год; γ_{Π} – функция, учитывающая систему федеральных, республиканских, региональных и местных налогов; $\xi_{уу}$ – функция, учитывающая условия участия учредителей в распределении прибыли; $Z_{м}$ – материальные и другие затраты, не включаемые в состав себестоимости, руб./год; H_{Σ} – суммарные дополнительные налоги и платежи, включающие плату за кредит, землю и т.п., руб./год; $R^*(Y_{\Sigma}^*)$ – взвешенный по вероятности ущерб, причиненный в результате аварии на объекте, руб./год; $R^*(\Delta Z_{эн})$ – взвешенные по вероятности затраты в энергосистеме, вызванные обеспечением заданного уровня энергоснабжения потребителей или необходимых компенсационных мероприятий в зависимости от последствий аварийной ситуации, руб./год; K – капитальные вложения в технические системы безопасности, руб.; $E_{ин}$ – коэффициент приведения разновременных затрат в технические системы безопасности, 1/год.

Целевая функция $Pr(X) = f[Z_{пр}(X)]$, являясь функцией переменной X , представляет собой показатель эффективности системы, достижение максимального значения которого соответствует цели управления – отыскать наиболее рациональное техническое или организационно-управленческое решение по снижению риска аварий при максимальных финансовых результатах, получение предприятием максимума чистой прибыли.

В качестве переменной X применительно к мазутному хозяйству ТЭЦ

могут рассматриваться параметры, определяющие выбранный уровень безопасности, – это или высота обвалования резервуаров, или конструкция обвалования, или тип и объем резервуара, или количество лафетных стволов по периметру резервуарного парка и т.д.

Вполне очевидно, что для случая, когда стоимость реализуемой продукции, а также все затраты, налоги и дивиденды, не влияющие на уровень безопасности рассматриваемого варианта, не зависят от параметра X , экстремум целевой функции $Pr(X)$ будет определяться из условия

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial Pr(X)}{\partial X} = \frac{\partial [P_n(1 - \gamma_n)(1 - \xi_{yy}) - \mathcal{Z}_{\text{пр}}(X)]}{\partial X} = - \frac{\partial \mathcal{Z}_{\text{пр}}(X)}{\partial X} = 0 \\ \frac{\partial^2 Pr(X)}{\partial X^2} = - \frac{\partial^2 \mathcal{Z}_{\text{пр}}(X)}{\partial X^2} < 0 \end{array} \right\}_{X > 0}. \quad (2)$$

Из выражения (2) можно видеть, что целевая функция $Pr(X)$ достигает максимума при минимуме приведенных затрат $\mathcal{Z}_{\text{пр}}(X)$. Следовательно, прибыль предприятия растет при минимизации затрат на систему промышленной безопасности при условии ограничений по уровню допустимого риска. При этом из нескольких рассматриваемых проектов системы промышленной безопасности выбирается проект, удовлетворяющий следующему условию: $\mathcal{Z}_{\text{пр}}(X) \rightarrow \min$.

Для наглядности предлагаемого методологического подхода к решению практических задач технико-экономического обоснования принимаемых решений в области промышленной безопасности представим функцию приведенных затрат как сумму следующих составляющих:

$$\mathcal{Z}_{\text{пр}}^* = E_{\text{ин}}K + [R^*(Y_{\Sigma}^T) + R^*(\Delta \mathcal{Z}_{\text{эн}})]. \quad (3)$$

Данная величина интерпретируется нами как интегрированный риск и определяет сумму выплат страховой компании в соответствии с договором на случай аварийных и чрезвычайных ситуаций. Изложенный выше подход позволяет произвести расчет оптимальной стоимости системы безопасности.

В реальных условиях при технико-экономическом сравнении вариантов необходимо учитывать фактор времени. Целевая функция за период функционирования объекта T с учетом приведенных затрат будет определяться для простой процентной ставки из выражения

$$Pr(t) = \sum_{t=0}^T (P_n(t) \cdot (1 - \gamma_n)(1 - \xi_{yy}) - \mathcal{Z}_{\text{пр}}(t)) \cdot (1 + E_{\text{ин}})^{-t} \quad (4)$$

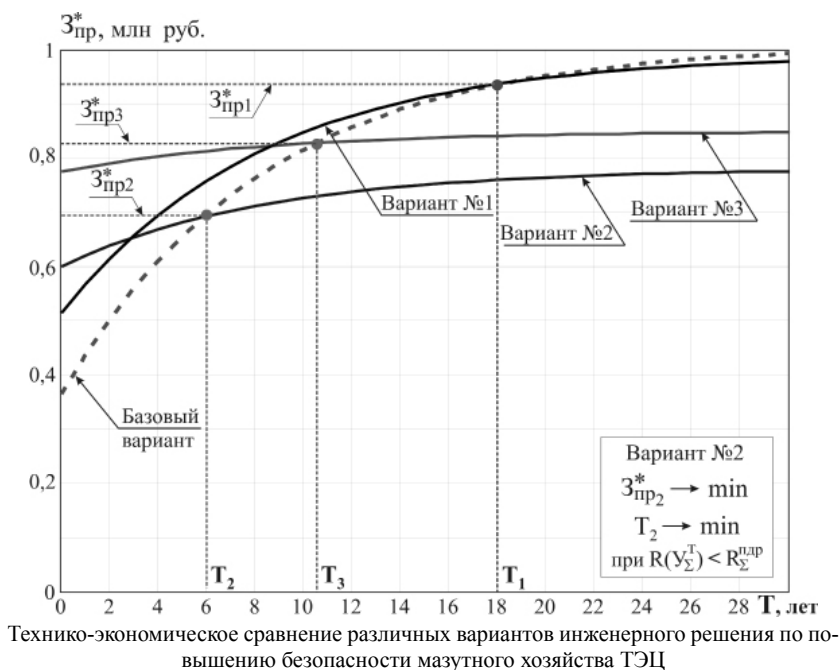
или при непрерывном начислении процентов из выражения

$$Pr(t) = \int_{t=0}^T (P_n(t) \cdot (1 - \gamma_n)(1 - \xi_{yy}) - \mathcal{Z}_{\text{пр}}(t)) \cdot \exp(-E_{\text{ин}}t) dt. \quad (5)$$

В этом случае величина приведенных затрат на систему промышленной безопасности i -го варианта за период функционирования объекта с учетом фактора дисконтирования рассчитывается по формуле

$$Z_{\text{пр}i}^*(t) = (E_{\text{ин}} \cdot K_i + R(Y_{\Sigma}^T)_i) + \int_{t=0}^T R(Y_{\Sigma}^T)_i \cdot \exp(-E_{\text{ин}} \cdot t) dt. \quad (6)$$

По изложенной выше методике выполнено технико-экономическое сравнение различных вариантов инженерного решения по повышению безопасности мазутного хозяйства реальной ТЭЦ филиала «Волгоградская Генерация» ОАО «ЮГК ТГК-8», различающихся по капитальным затратам на строительство обвалования резервуаров, исключающего растекание гидродинамической волны прорыва, и величине интегрированного риска возможных случаев аварийных ситуаций (рисунок):



Из рисунка можно видеть следующее.

Вариант № 1: минимум капитальных вложений в технические системы безопасности окупается через 18 лет при максимальных приведенных затратах $Z_{\text{пр}1}^*$, так как интегрированный риск от возможных аварий остается на высоком уровне, что требует значительной суммы выплат страховой компании на случай аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Вариант № 2: дополнительные капитальные вложения в строительство обвалования резервуаров, исключающего растекание гидродинамической волны прорыва, экономически оправдываются уже через 6 лет за счет снижения интегрированного риска.

Вариант № 3: максимум капитальных вложений в технические системы безопасности, обеспечивающие значительно меньший уровень интегрированного риска по сравнению с вариантом № 2, экономически не оправдан, так как приведенные затраты за срок окупаемости $T_3 > T_1$ значительно выше $3_{\text{пр}3}^* > 3_{\text{пр}2}^*$.

Вариант № 3: инженерное решение направлено на повышение промышленной безопасности объекта с минимальным уровнем интегрированного риска. Оно требует существенных материальных ресурсов на предотвращение конкретной угрозы безопасности, значительно превышающих величину ожидаемого ущерба от реализации этой угрозы.

Предложенный метод сравнения, основанный на сопоставлении нескольких вариантов, различающихся по капитальным затратам на технические системы безопасности, переменным издержкам и отчислениям на страхование возможных случаев аварийных и чрезвычайных ситуаций, позволяет отыскать наиболее рациональное техническое решение с учетом финансовых затрат.

Для реализации данного метода в качестве целевой функции Pr рассматривается чистая прибыль предприятия, а в качестве управляющей переменной, изменение которой позволило бы отыскать наиболее рациональное техническое или организационно-управленческое решение по промышленной безопасности при максимальных финансовых затратах, нами обоснован [2–4] и используется интегрированный риск $R(Y_{\Sigma}^T)$.

Интегрированный риск сложившихся технических систем, объединяющий в себя риски социального $R(Y_{\Sigma}^T)$, материального $R(Y_M^T)$ и экологического $R(Y_{\Sigma}^T)$ ущерба, можно выразить в едином стоимостном эквиваленте:

$$R(Y_{\Sigma}^T) = R(Y_{\Sigma}^T) + R(Y_C^T) + R(Y_M^T). \quad (7)$$

В основу k -й составляющей $R(Y_k^T)$ модели интегрированного риска (6) положена формула математического ожидания соответствующих потерь

$$R(Y_k^T) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \sum_{s=1}^{\eta} R_{rsk}(x_i, y_j) \cdot Y_{rsk}^T(x_i, y_j). \quad (8)$$

Эта зависимость функционально связывает вероятность реализации неблагоприятного события и ущерб, нанесенный данным неблагоприятным событием.

Потенциальный риск $R(x, y)$, входящий в качестве множителя в уравнение (8), является вероятностной величиной и характеризует потенциал возможного поражения реципиента на рассматриваемой ij -й элементар-

ной площадке территории при условии возникновения аварийной ситуации на опасном производственном объекте.

Ущерб $Y_k^T(x, y)$, наносимый k -му реципиенту воздействия, зависит от вида реципиента, типа реализуемой r -й опасности на рассматриваемых элементарных площадках территории с ij -координатами, s -й степени поражения реципиента вследствие воздействия поражающего фактора и выражается в едином стоимостном эквиваленте.

Для перехода к единому стоимостному эквиваленту для социального ущерба предлагается использовать цену спасения жизни человека (ЦСЖ). Величина ЦСЖ в обобщенном виде представляет собой средневзвешенную по наиболее значимым и рисковым областям и сферам жизнедеятельности величину затрат на дополнительное спасение жизни каждого следующего индивидуума [2, 3].

При оценке риска экологического ущерба $R(Y_{\text{э}}^T)$ окружающая природная среда рассматривается в виде системы, состоящей из трех основных компонентов – литосферы, гидросферы и атмосферы. При этом экологический ущерб в стоимостном эквиваленте определяется величиной удельного ущерба для поражаемой компоненты природной среды и массой аварийного выброса, участвующей в загрязнении указанных составляющих экосистем.

Материальный ущерб ТЭЦ складывается из прямых потерь топлива, оборудования, зданий, сооружений ($Y_M^{\text{пр}}$) и потерь из-за недоотпуска электрической и тепловой энергии потребителям, определяемых затратами, вызванными обеспечением заданного уровня энергоснабжения потребителей ($\Delta Z_{\text{эн}}$):

$$Y_M^T = Y_M^{\text{пр}} + \Delta Z_{\text{эн}}. \quad (9)$$

В состав прямых потерь входит стоимость разрушенных зданий, сооружений, технологического оборудования, утраченного топлива

$$Y_M^{\text{пр}} = C_{\text{уд}}^T \cdot G_T + \sum_{i=1}^n C_i, \quad (10)$$

где $C_{\text{уд}}^T$ – удельная стоимость топлива, руб./т; G_T – масса топлива, утраченного в результате аварии, т; C_i – остаточная стоимость i -го материального имущества, руб.; n – количество основных средств предприятия, уничтоженных (поврежденных) в результате аварии.

Промышленные потери из-за недоотпуска электрической и тепловой энергии потребителям определяются затратами на обеспечение заданного уровня энергоснабжения потребителей и необходимыми компенсационными мероприятиями

$$\Delta Z_{\text{эн}} = Z_{\text{уд}}^{\text{э}} \cdot Q_{\text{э}} + Z_{\text{уд}}^T \cdot Q_T, \quad (11)$$

где $Z_{\text{уд}}^{\text{э}}$ – удельные затраты на компенсационные мероприятия для обеспечения потребителей электрической энергией, руб./кВт · ч; $Z_{\text{уд}}^T$ – удельные

затраты на компенсационные мероприятия для обеспечения потребителей тепловой энергией, руб./МВт · ч; $Q_э$ – недоотпущенная электрическая энергия потребителям, кВт · ч; $Q_т$ – недоотпущенная тепловая энергия потребителям, МВт · ч. Естественно, что величина $Q_э$ и $Q_т$ имеет прямую зависимость от времени τ , необходимого для восстановления работоспособности станции.

Выводы

Предложены экономико-математические модели и методы оценки системной эффективности повышения безопасности мазутного хозяйства ТЭЦ с учетом риска.

Разработаны основы методики технико-экономических расчетов эффективности инженерных решений по снижению риска аварий производственных объектов, в которой предложен критерий выбора решений, направленных на повышение уровня экологической безопасности, включающий величину интегрированного риска.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Попов А.И., Симонов В.Ф., Попов Р.А.* Критерии сопоставления и оптимизации энергосберегающих решений в рыночных условиях // Материалы межвуз. науч. семинара по проблемам теплоэнергетики. Саратов, 1996. С. 87–91.
2. *Козлитин А.М., Попов А.И.* Методы технико-экономической оценки промышленной и экологической безопасности высокорисковых объектов техносферы. Саратов, 2000. 216 с.
3. *Козлитин А.М., Попов А.И., Козлитин П.А.* Теоретические основы и практика анализа техногенных рисков. Вероятностные методы количественной оценки опасностей техносферы. Саратов, 2002. 180 с.
4. *Козлитин А.М., Козлитин П.А.* Научные аспекты управления экологическими рисками промышленного региона // Экологические проблемы промышленных городов: Сб. науч. тр. Всерос. науч.-практ. конф. Саратов, 2003. С. 74–79.

УДК 697.81:311.22

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ ДЫМОВЫХ ТРУБ С ВЕНТИЛИРУЕМЫМ ВОЗДУШНЫМ ЗАЗОРОМ

А.А. Кудинов, С.К. Зиганишина, И.Н. Горбачёв

Самарский государственный технический университет

В настоящее время широко используются конструкции дымовых труб с воздушным каналом между железобетонным стволом и футеровкой, в который подаётся подогретый воздух [1, 2]. Таким образом ис-

ключается возможность действия на железобетонный ствол агрессивных дымовых газов. Для повышения надёжности работы футеровки воздух, подаваемый в зазор, подогревается.

В патентах [3–6] разработана схема дымовой трубы, в которой снижение тепловых потерь при обеспечении необходимых условий для её надёжной и долговечной работы осуществляется путём рециркуляции в воздушном канале подогретого воздуха.

Первоначально холодный воздух забирают из атмосферы и направляют в калорифер, в котором его подогревают и вентилятором подают в воздушный канал дымовой трубы. Во избежание растрескивания футеровки подогрев подаваемого в воздушный канал воздуха осуществляют до температуры, которую принимают из условия получения допустимого перепада температур в конструкции футеровки. В воздушном канале подогретый в калорифере воздух сначала движется вверх по одной его части, выходит из неё через вентиляционные окна, расположенные в железобетонном стволе, и поступает в кольцевой короб.

По кольцевому коробу подогретый воздух направляют в другую часть воздушного канала, по которой он движется вниз и либо поступает в короб подвода воздуха к калориферу, либо направляется в котельный агрегат для горения топлива. В обеих частях воздушного канала по всей его высоте вентилятором поддерживают статическое давление, превышающее давление в газоотводящем канале. Тем самым предотвращают фильтрацию и диффузию агрессивных компонентов, содержащихся в дымовых газах, к железобетонному стволу и защищают его от коррозии.

Выполнен расчет дымовой трубы ст. № 2 Самарской ТЭЦ высотой 240 м, в результате которого установлено, что в исходном варианте затраты на подогрев воздуха, подаваемого в воздушный канал, составляют 1,004 млн руб. в год. При рециркуляции подогретого в калорифере воздуха затраты будут составлять 205 тыс. руб. в год, экономия в среднем будет равна 799 тыс. руб./год в ценах 2006 г. на тепловую энергию.

Для газоотводящих труб важно знать температурный режим их работы и перепады температуры на поверхностях железобетонного ствола и футеровки. От температурного режима во многом зависит надёжность работы железобетонных труб, в связи с чем необходимо проводить тепловой расчёт дымовых труб данных конструкций.

Для оценки эффективности работы дымовых труб с вентилируемым воздушным зазором разработаны математический алгоритм и программа теплового расчёта на ПЭВМ взаимосвязанных процессов конвективного теплообмена уходящих газов, вентилируемого и окружающего воздуха и процессов теплопроводности в теплоизоляционном слое футеровки и наружном конструкционном слое основного железобетонного ствола для стационарных условий работы трубы. Выполнены вариантные численные расчёты. В качестве примера была рассмотрена дымовая труба

ст. № 2 Самарской ТЭЦ высотой 240 м. Расчёт дымовой трубы проводился для расчётных температур наружного воздуха для данного метеорологического района.

Расчётная температура наружного воздуха: летом – 28 °С; зимой – 27 °С.

Температура отводимых дымовых газов: минимальная – 135 °С; номинальная – 170 °С; максимальная – 180 °С.

Объём отводимых дымовых газов: минимальный 400 м³/с; номинальный 700 м³/с; максимальный 900 м³/с. Средняя температура отопительного периода 6,1 °С.

Тепловой расчёт дымовой трубы с вентилируемым воздушным каналом (рис. 1) производился методом итераций последовательно по зонам высотой 10 ÷ 15 м. В нашем случае расчёт проводился сверху вниз. Задавая температурой газа на выходе из дымовой трубы и температурой воздуха на выходе из воздушного канала I (она же температура воздуха на входе в воздушный канал II), производится расчёт всей дымовой трубы. В результате расчёта полученные значения температуры дымовых газов и температуры воздуха в воздушном канале I в основании дымовой трубы сравнивались с известной температурой газов на входе в дымовую трубу и температурой воздуха, подаваемого в воздушный канал I. В случае отклонения рассчитанных значений температур от действительных на величину более 0,01 °С автоматически перезадавались температуры дымовых газов на выходе из трубы и воздуха на выходе из вентиляционного канала и расчёт производился заново.

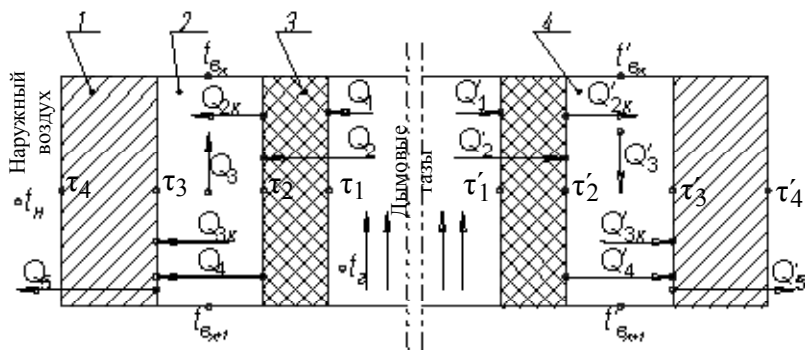


Рис. 1. Схема теплообмена в дымовой трубе с вентилируемым воздушным каналом: 1 – железобетонный ствол; 2 – воздушный канал I; 3 – футеровка; 4 – воздушный канал II

Расчёт выполняют по зонам. Дымовую трубу, в зависимости от её высоты, условно разбивают на определённое количество зон, в пределах каждой из которых физические величины, зависящие от температуры

воздуха и дымовых газов, принимаются постоянными. Уравнения теплового баланса для расчёта каждой зоны запишем в следующем виде (в соответствии с обозначениями, приведёнными на рис. 1):

$$\left. \begin{aligned} Q_2 &= Q_{2k} + Q_4 \\ Q_{2k} &= Q_3 + Q_{3k} \\ Q_5 &= Q_4 + Q_{3k} \\ Q'_2 &= Q'_{2k} + Q'_4 \\ Q'_{2k} &= Q'_3 + Q'_{3k} \\ Q'_5 &= Q'_4 + Q'_{3k} \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

где Q_1, Q'_1 – тепловой поток от газов к футеровке, Вт; Q_2, Q'_2 – тепловой поток через футеровку, Вт; Q_{2k}, Q'_{2k} – тепловой поток от внутренней стенки воздушного канала (футеровки) к воздуху, Вт; Q_3, Q'_3 – теплота, затраченная на нагрев воздуха, Вт; Q_{3k}, Q'_{3k} – тепловой поток от воздуха к наружной стенке воздушного канала (бетону), Вт; Q_4, Q'_4 – тепловой поток от внутренней стенки воздушного канала (футеровки) к наружной стенке воздушного канала (бетону), Вт; Q_5, Q'_5 – тепловой поток через бетон, Вт.

Подставляя $t_{г.ср}, t_{в.ср}, t'_{в.ср}, \alpha_{2л}, \alpha'_{2л}$ в (1), получим следующую систему нелинейных уравнений в развёрнутом виде:

$$\left. \begin{aligned} k_1 \cdot \left(\frac{t_{г.ср} + t_{г.н}}{2} - \tau_1 \right) \cdot \frac{F_1}{2} &= \alpha_{2к} \cdot \left(\tau_1 - \frac{t_{в.ср} + t'_{в.ср}}{2} \right) \cdot \frac{F_2}{2} + A_{из} \cdot \left[\left(\frac{273 + \tau_1}{100} \right)^4 - \left(\frac{273 + \tau_1}{100} \right)^4 \right] \cdot \frac{F_2}{2} \\ \alpha_{2к} \cdot \left(\tau_1 - \frac{t_{в.ср} + t'_{в.ср}}{2} \right) \cdot \frac{F_2}{2} &= G_{из} \cdot \phi_{из} \cdot (t_{г.н} - t'_{г.н}) + \alpha_{1к} \cdot \left(\frac{t_{в.ср} + t'_{в.ср}}{2} - \tau_1 \right) \cdot \frac{F_1}{2} \\ k_2 \cdot (\tau_1 - t_{г.н}) \cdot \frac{F_1}{2} &= A_{из} \cdot \left[\left(\frac{273 + \tau_1}{100} \right)^4 - \left(\frac{273 + \tau_1}{100} \right)^4 \right] \cdot \frac{F_2}{2} + \alpha_{1к} \cdot \left(\frac{t_{в.ср} + t'_{в.ср}}{2} - \tau_1 \right) \cdot \frac{F_1}{2} \\ k_1 \cdot \left(\frac{t_{г.ср} + t_{г.н}}{2} - \tau'_1 \right) \cdot \frac{F_1}{2} &= \alpha'_{2к} \cdot \left(\tau'_1 - \frac{t'_{в.ср} + t'_{в.ср}}{2} \right) \cdot \frac{F_2}{2} + A_{из} \cdot \left[\left(\frac{273 + \tau'_1}{100} \right)^4 - \left(\frac{273 + \tau'_1}{100} \right)^4 \right] \cdot \frac{F_2}{2} \\ \alpha'_{2к} \cdot \left(\tau'_1 - \frac{t'_{в.ср} + t'_{в.ср}}{2} \right) \cdot \frac{F_2}{2} &= G'_{из} \cdot \phi'_{из} \cdot (t'_{г.н} - t'_{г.н}) + \alpha'_{1к} \cdot \left(\frac{t'_{в.ср} + t'_{в.ср}}{2} - \tau'_1 \right) \cdot \frac{F_1}{2} \\ k_2 \cdot (\tau'_1 - t'_{г.н}) \cdot \frac{F_1}{2} &= A_{из} \cdot \left[\left(\frac{273 + \tau'_1}{100} \right)^4 - \left(\frac{273 + \tau'_1}{100} \right)^4 \right] \cdot \frac{F_2}{2} + \alpha'_{1к} \cdot \left(\frac{t'_{в.ср} + t'_{в.ср}}{2} - \tau'_1 \right) \cdot \frac{F_1}{2} \end{aligned} \right\}, \quad (2)$$

где k_1, k_2 – неполные коэффициенты теплопередачи, Вт/(м² · °С); $\alpha_{2к}, \alpha'_{2к}$ – коэффициенты теплоотдачи конвекцией от внутренней стенки воздушных каналов I и II (футеровки) к воздуху, Вт/(м² · °С); $\alpha_{2л}, \alpha'_{2л}$ – коэффициент теплоотдачи излучением от внутренней стенки воздуш-

ного каналов I и II (футеровки) к наружной стенке воздушных каналов I и II (бетону), Вт/(м² · °C); $\alpha_{3к}, \alpha'_{3лк}$ – коэффициент теплоотдачи конвекцией от воздуха к наружной стенке воздушных каналов I и II (бетону), Вт/(м² · °C); $t_{г,ср}$ – средняя температура дымовых газов в расчётной зоне, °C; $t_{в,с+1}, t_{в,с}$ – температура воздуха соответственно на входе и на выходе из расчётной зоны воздушного канала I; $t'_{в,с}, t'_{в,с+1}$ – температура воздуха соответственно на входе и на выходе из расчётной зоны воздушного канала II, °C; $t_{в,ср}, t'_{в,ср}$ – средняя температура воздуха в расчётной зоне воздушных каналов I и II, °C; τ_2, τ_3 – температура соответственно на футеровке и бетоне со стороны воздушного канала I, °C; τ'_2, τ'_3 – температура соответственно на футеровке и бетоне со стороны воздушного канала II, °C; F_1, F_2, F_3, F_4 – соответственно площадь внутренней и наружной поверхности бетонной футерованной стенки и внутренней и наружной поверхности бетонной стенки дымовой трубы, м²; $G_{в}$ – расход воздуха в воздушном канале, кг/с; c_p, c'_p – теплоёмкости воздуха в воздушных каналах I и II, Дж/(кг · °C).

Коэффициенты теплоотдачи излучением от внутренней стенки воздушных каналов I и II (футеровки) к наружной стенке воздушных каналов I и II (бетону) рассчитывались по следующим формулам:

$$\alpha_{2л} = A_{л} \frac{\left(\frac{273 + \tau_2}{100}\right)^4 - \left(\frac{273 + \tau_3}{100}\right)^4}{\tau_2 - \tau_3};$$

$$\alpha'_{2л} = A_{л} \frac{\left(\frac{273 + \tau'_2}{100}\right)^4 - \left(\frac{273 + \tau'_3}{100}\right)^4}{\tau'_2 - \tau'_3}.$$

Таким образом, получили систему из шести уравнений (2) с семью неизвестными $t_{г,с+1}, t_{в,с+1}, \tau_2, \tau_3, t'_{в,с+1}, \tau'_2, \tau'_3$. Температура газов $t_{г,с+1}$ в конце расчётной зоны задаётся с последующей проверкой. Так как система уравнений (2) нелинейная (имеются искомые величины $\tau_2, \tau_3, \tau'_2, \tau'_3$ в четвёртой степени), то решить её методом подстановки не представляется возможным. Для решения данной нелинейной системы уравнений использовался метод Ньютона [5].

Проверка принятого вначале расчёта зоны значения $t_{г,с+1}$ производилась по условию

$$k_1 \cdot \left(\frac{t_{г,с} + t_{г,с+1}}{2} - \tau_2\right) \cdot \frac{F_1}{2} + k_1 \cdot \left(\frac{t_{г,с} + t_{г,с+1}}{2} - \tau'_2\right) \cdot \frac{F_1}{2} = G_{г} \cdot c_{г} (t_{г,с+1} - t_{г,с}),$$

откуда

$$t_{г,с+1} = \frac{k_1 \cdot F_1 \cdot (\tau_2 - \tau'_2 - t_{г,с}) - 2 \cdot G_{г} \cdot c_{г} \cdot t_{г,с}}{k_1 \cdot F_1 - 2 \cdot G_{г} \cdot c_{г}}.$$

При расчёте следующих зон пересчитываются физические величины, зависящие от температуры воздуха и газа v_{Γ} , Pr_{Γ} , λ_{Γ} , c_{Γ} , v_B , λ_B , c_B , коэффициенты теплоотдачи и теплопередачи, а также геометрические параметры рассчитываемой зоны. Точность вычислений температуры теплоносителей и стенок железобетонного ствола трубы и футеровки принималась равной $0,01^{\circ}\text{C}$.

Расчет произведен для трех вариантов (рис. 2 и 3). Графики изменения температуры вентилируемого воздуха по высоте дымовой трубы представлены на рис. 2 и 3.

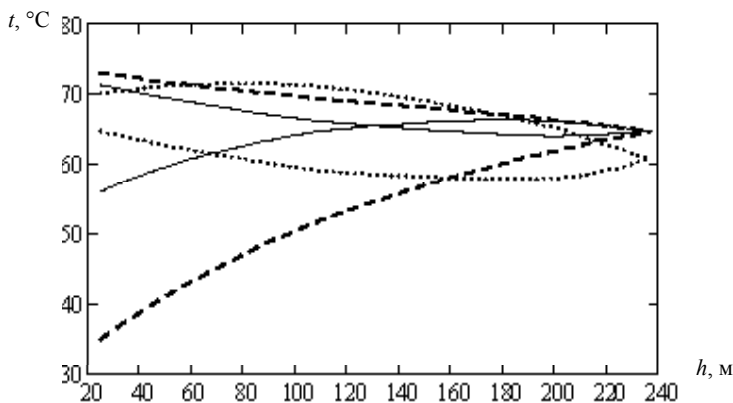


Рис. 2. Изменение температуры воздуха по высоте дымовой трубы. Воздух из канала направляется в котельный агрегат: — вариант 1; ——— — вариант 2; - - - - - вариант 3

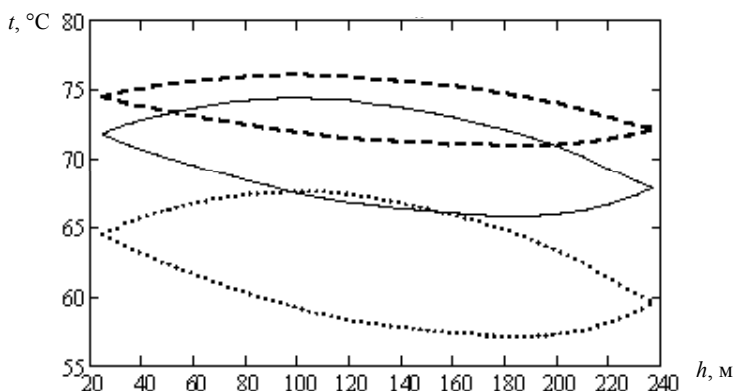


Рис. 3. Изменение температуры воздуха по высоте дымовой трубы. Осуществляется рециркуляции воздуха в канале: — вариант 1; ——— — вариант 2; - - - - - вариант 3

Исходные показатели для расчета этих трех величин следующие:

1. $t_{\text{нар.в}} = -27\text{ }^{\circ}\text{C}$; температура подогрева воздуха в калорифере $t_{\text{в}} = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$; расход газов $G_{\text{Г/макс}} = 900\text{ м}^3/\text{с}$; температура газов $t_{\text{Г/макс}} = 180\text{ }^{\circ}\text{C}$; расход воздуха $G_{\text{в}} = 7,5\text{ кг/с}$;

2. $t_{\text{нар.в}} = -6,1\text{ }^{\circ}\text{C}$; температура подогрева воздуха в калорифере $t_{\text{в}} = 56\text{ }^{\circ}\text{C}$; расход газов $G_{\text{Г/ном}} = 700\text{ м}^3/\text{с}$; температура газов $t_{\text{Г/ном}} = 170\text{ }^{\circ}\text{C}$; расход воздуха $G_{\text{в}} = 7,5\text{ кг/с}$;

3. $t_{\text{нар.в}} = 28\text{ }^{\circ}\text{C}$; температура подогрева воздуха в калорифере $t_{\text{в}} = 35\text{ }^{\circ}\text{C}$; расход газов $G_{\text{Г/мин}} = 400\text{ м}^3/\text{с}$; температура газов $t_{\text{Г/мин}} = 135\text{ }^{\circ}\text{C}$; расход воздуха $G_{\text{в}} = 7,5\text{ кг/с}$.

Выводы

1. Предложен способ повышения экономичности работы дымовых труб с вентилируемым воздушным зазором путём рециркуляции подогретого воздуха в их воздушном канале. Для дымовой трубы ст. № 2 Самарской ТЭЦ высотой 240 м экономический эффект составляет 799 тыс. руб./год в ценах 2006 г. на тепловую энергию.

2. Разработаны математический алгоритм и программа теплового расчёта на ПВЭМ дымовых труб с вентилируемым воздушным зазором, которые позволяют производить расчёт температурных полей в стенках трубы, а также температуру продуктов сгорания и вентилируемого воздуха по высоте трубы.

3. Произведены численные тепловые расчёты дымовой трубы ст. № 2 Самарской ТЭЦ высотой 240 м. Рассмотрено три случая работы дымовой трубы: при расчётной температуре наружного воздуха зимой $t_{\text{нв}} = -27\text{ }^{\circ}\text{C}$; при средней температуре наружного воздуха за отопительный период $t_{\text{нв}} = -6,1\text{ }^{\circ}\text{C}$; при расчётной температуре наружного воздуха летом $t_{\text{нв}} = 28\text{ }^{\circ}\text{C}$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волков Э.П., Гаврилов Е.И., Дужих Ф.П. Газоотводящие трубы ТЭС и АЭС. М., 1987. 280 с.
2. Шишков И.А., Лебедев В.Г., Беляев Д.С. Дымовые трубы энергетических установок. М., 1976. 176 с.
3. Пат. 2299377 Россия, Ф 22 В 33/18. Котельная установка.
4. Пат. 2254428 Россия, Ф 22 В 33/18. Способ работы дымовой трубы.
5. Пат. 2305225 Россия, Ф 22 В 33/18. Котельная установка.
6. Пат. 2303198 Россия, Ф 22 В 33/18. Котельная установка.

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

А.А. Гаврилова, А.Г. Салов, В.К. Гаврилов

Самарский государственный технический университет

Значительный спад промышленного производства, обусловленный структурной перестройкой, складывающимися новыми производственно-экономическими отношениями, характеризующими переход от централизованного управления к рыночным саморегулируемым отношениям, привел к снижению потребления электрической и тепловой энергии.

В Самарской области объём промышленного производства сократился более чем на треть за период 1990–2007 гг., что существенно повлияло на энергопроизводство. Выработка тепловой и электрической энергии при этом уменьшилась соответственно на 40,5 и 24,1%.

Такие изменения в производстве тепловой и электрической энергии существенно сказались на условиях функционирования энергосистем, которые включают в себя только теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).

Снижение нагрузки нарушило баланс комбинированной генерации тепловой и электрической энергии, а также изменило соотношение в структуре тепловой нагрузки ТЭЦ. До 1990 г. для региональной энергосистемы основной тепловой нагрузкой являлась технологическая паровая нагрузка промышленных потребителей, которая в 1,28 раза превышала отпуск тепла с горячей водой, идущей на отопление и горячее водоснабжение. После 1994 г. это соотношение резко изменилось: паровая нагрузка стала в 1,74 раза ниже отопительной, т.е. постоянная в течение года тепловая нагрузка заместилась сезонной, неравномерной. Дефицит электрической энергии в областной энергосистеме в летний период покрывается эксплуатацией теплофикационных установок в конденсационном режиме.

В результате этих изменений оборудование ТЭЦ либо выводится из эксплуатации, либо используется в нерасчетных режимах, что отрицательно влияет на системную эффективность функционирования энергопредприятий в целом и приводит к увеличению расходов электрической энергии на собственные нужды, удельных расходов топлива и себестоимости энергии.

Анализ динамики изменения тепловой Y_t , электрической Y_e мощности энергосистемы в течение года и затрат топлива B_s представлен на рис. 1 по усредненным статистическим данным за период 2004–2007 гг.

Наблюдаются существенная неравномерность и близкий характер изменения всех показателей. Наибольшему изменению подвергается тепловая нагрузка (см. рис. 1, а). Максимум тепловой мощности отвечает зимним месяцам, когда отопительная нагрузка максимальна. Затем она резко снижается весной и стабилизируется на уровне минимальных значений в летние месяцы. Спад обусловлен тем, что основная тепловая нагрузка станций – отопительная – имеет сезонный характер. Минимальное значение тепловой нагрузки составляет 21,06% от зимнего максимума. Причиной столь резкого колебания тепловой нагрузки явилось произошедшее изменение структуры потребления тепла. Значительно уменьшилась тепловая нагрузка промышленных предприятий, носящая достаточно стабильный характер в течение года, и возросла доля отпуска тепла на коммунальные и бытовые нужды, имеющего ярко выраженный сезонный характер.

Летнее резкое снижение производства тепловой энергии приводит к аналогичному падению производства электрической энергии (см. рис. 1, б). Однако глубина спада электрической нагрузки несколько меньше – минимальное значение составляет 43,04% от максимума. Падение производства электрической энергии на меньшую величину объясняется тем, что энергосистема является дефицитной по электрической энергии, поэтому ТЭЦ в летний период вырабатывают электрическую энергию в конденсационном режиме. Работа теплофикационного оборудования в конденсационном режиме осуществляется при весьма низких экономических показателях. Коэффициент полезного действия при этом режиме составляет 23–24%.

Неравномерные графики тепловой и электрической нагрузки далее, естественно, приводят к аналогичному колебанию расхода топлива (см. рис. 1, в). Минимум расхода составляет 39,53 %.

График изменения средней себестоимости электрической и тепловой энергии за рассматриваемый период приведен на рис. 2. Качественный характер изменения себестоимости произведённой тепловой и электрической энергии в течение года соответствует динамике изменения производства этой энергии – снижение суммарной выработки энергии приводит к увеличению её себестоимости. В течение года себестоимость выработанной энергии изменяется в 2,27 раза. Минимальное значение она имеет в январе, а затем по мере снижения количества произведённой энергии её себестоимость растёт и достигает максимума в июне. Увеличение производства электрической энергии за счет работы энергетического оборудования в конденсационном режиме приводит к росту себестоимости (август-сентябрь).

На основе приведенных статистических данных проанализируем эффективность работы энергосистемы в сложившихся условиях. В качестве показателя эффективности примем себестоимость электроэнергии.

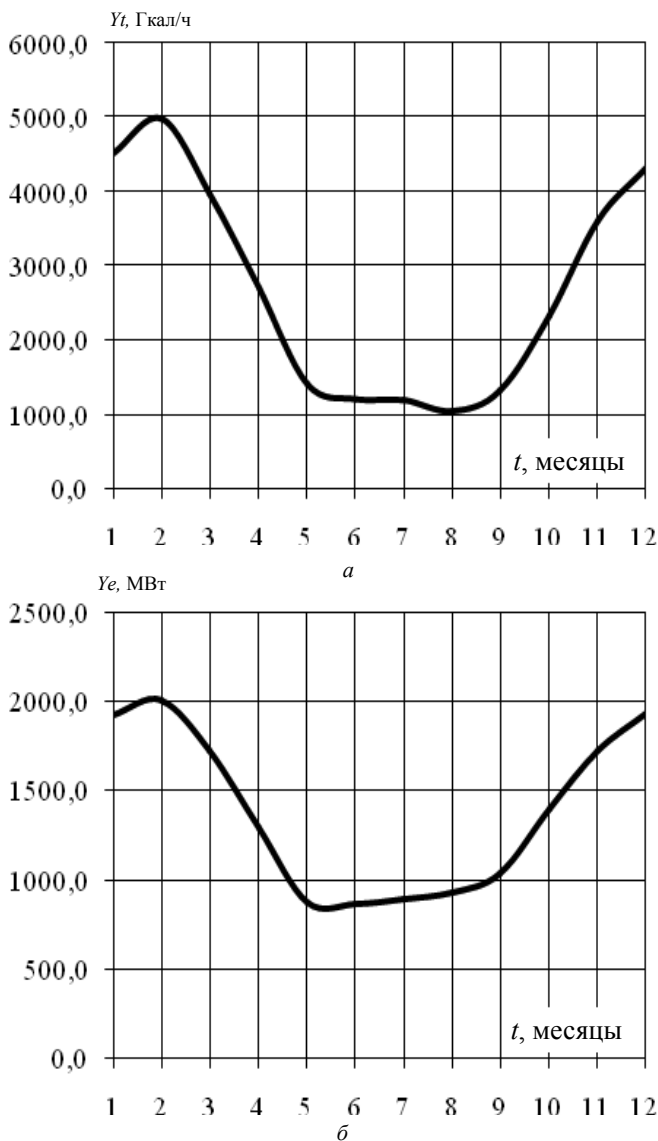


Рис. 1. Динамика изменения характеристик в течение года: а – тепловой мощности Y_t , Гкал/ч; б – электрической мощности Y_e , МВт; в – расхода топлива B_s , т у.т./ч

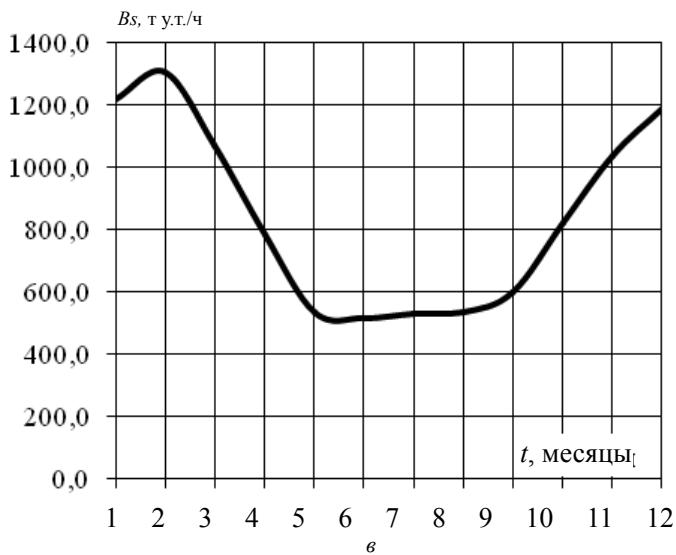


Рис. 1. Окончание

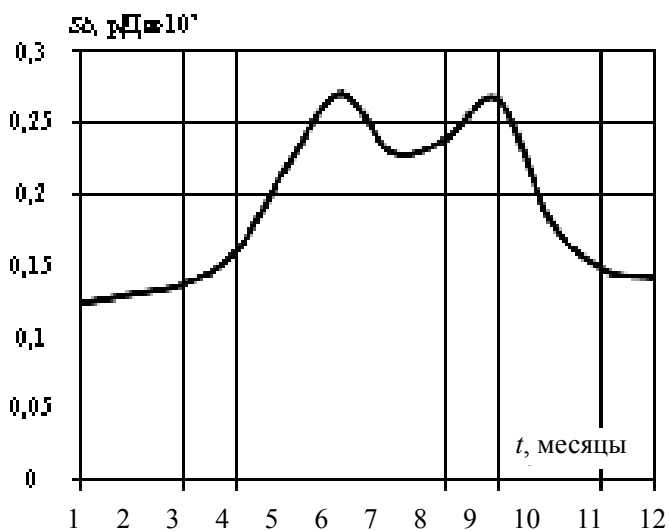


Рис. 2. Изменение суммарной себестоимости тепловой и электрической энергии в течение года ΣS_b , р/Дж $\cdot 10^7$

Исследуем зависимость величины себестоимости энергии Sb от отпускаемой генерирующим предприятием тепловой Yt и электрической Ye мощности:

$$Sb = F(A, Yt, Ye). \quad (1)$$

На основе производственной функции (ПФ) Кобба – Дугласа примем модель в виде

$$Sb = AYt^\alpha Ye^\beta, \quad (2)$$

где A – масштабный коэффициент, α и β – коэффициенты эластичности, являющиеся функциями логарифмической чувствительности величины себестоимости к изменению отпускаемой мощности:

$$\alpha = \frac{Yt}{Sn} \cdot \frac{\partial Sb}{\partial Yt} = \frac{\partial \ln Sb}{\partial \ln Yt} \text{ и } \beta = \frac{Ye}{Sb} \cdot \frac{\partial Sb}{\partial Ye} = \frac{\partial \ln Sb}{\partial \ln Ye}. \quad (3)$$

Значения эластичности α и β показывают, на сколько процентов изменится себестоимость произведенной энергии Sb при увеличении соответствующей мощности Yt и Ye на 1%. Коэффициенты эластичности численно характеризуют степень влияния тепловой Yt и электрической Ye мощности на величину себестоимости.

Минимизируя отклонения расчетных модельных значений от фактических данных, приведённых на рис. 2, идентифицируем коэффициенты A , α и β модели (2) методом наименьших квадратов [1]:

$$\sum_{i=1}^{12} [Sb(\tau_i) - Sb_m(\tau_i)]^2 \rightarrow \min, \quad (4)$$

где τ_i – месяцы годового временного интервала.

Качество модели и её параметров определим значениями коэффициентов детерминации R^2 , t -критерием Стюдента, F -критерием Фишера, среднеквадратичным отклонением σ и критерием Дарбина – Уотсона – DW [2]. Значения параметров и показателей качества исследуемой модели приведены в таблице.

Значения параметров и показателей качества модели $Sb = AYt^\alpha Ye^\beta$

Характеристики	Численные значения
A	0,4615
α	-0,6023
β	0,2511
λ	-0,351
DW	2,6946
R^2	0,9548
t_A	-22,3705

Окончание табл.

Характеристики	Численные значения
t_α	-4,6274
t_β	1,0708
F	61,9768
σ	0,0683

Построенная модель описывает значения величин себестоимости электроэнергии в течение года достаточно точно. Среднеквадратичная ошибка погрешности расчётов составила 6,83%, коэффициент детерминации R^2 , значимый по статистике Фишера, достигает значения 0,955.

Величина критерия $DW = 2,7$ – свидетельствует об отсутствии автокорреляции остатков. Следовательно, модель (2) обладает высокими прогностическими свойствами. Все идентифицированные параметры модели значимы по критерию Стьюдента.

Сопоставление результатов моделирования с реальными величинами себестоимости электрической энергии представлено на рис. 3.

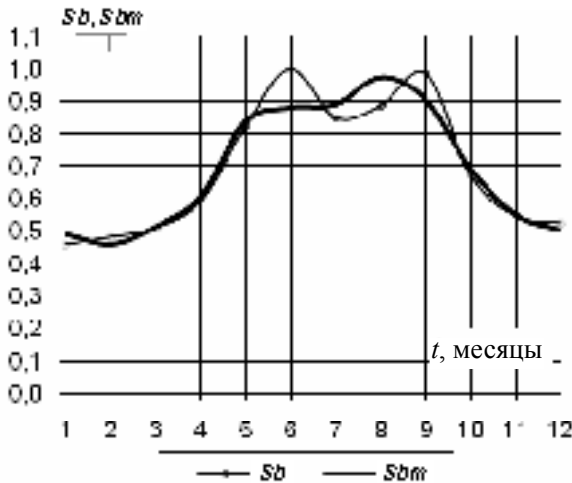


Рис. 3. Сопоставление результатов моделирования с реальными величинами суммарной себестоимости электрической и тепловой энергии в течение года в относительных единицах: Sb – реальные данные, Sbm – расчетные по модели $Sb = AYt^\alpha Ye^\beta$

Значения факторной эластичности $\alpha = -0,60$ и $\beta = 0,25$ обуславливают большее влияние изменения тепловой мощности Yt на показатель эффективности энергосистемы – себестоимость Sb . Отрицательное зна-

чение эластичности β показывает, что увеличение тепловой нагрузки Y_t на 1% снижает себестоимость на 0,6%, повышая эффективность совместного производства тепловой и электрической энергии.

Чувствительность себестоимости Sb к изменению электрической мощности Y_e в 2,4 раза меньше, о чем свидетельствует величина эластичности β . В то же время значение коэффициента β является положительной величиной, т.е. повышение электрической мощности Y_e на 1% увеличивает себестоимость электроэнергии на 0,25 %, что негативно сказывается на эффективности функционирования ТЭЦ.

Таким образом, проведенный модельный анализ показал, что в настоящее время в условиях пониженной выработки тепловой энергии имеется значительная неравномерность в эффективности производства энергии в течение года. Комплексная эффективность совместного производства энергии существенно уменьшилась, поэтому для ее повышения необходимо восстанавливать баланс между выработкой тепловой и электрической энергии.

Установление баланса возможно путем увеличения производства тепловой энергии или уменьшения выработки электрической энергии. Мероприятия по увеличению выработки тепловой энергии в виде технологического пара в 2,4 раза более эффективны по сравнению со снижением производства электроэнергии. Для этого необходимо планировать строительство промышленных потребителей тепловой энергии в районе расположения теплоэлектроцентралей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Иванов Ю.П., Лотов А.В.* Математические модели в экономике. М., 1979. 304 с.
2. *Дилигенский Н.В., Гаврилова А.А., Цапенко М.В.* Построение и идентификация математических моделей производственных систем. Самара, 2005. 126 с.

СОДЕРЖАНИЕ

<i>Аминов Р.З.</i> Анатолий Иванович Андриющенко.....	3
<i>Дилигенский Н.В.</i> Системный анализ проблем научного обоснования энергетической стратегии России в настоящий период	5
<i>Щинников П.А., Ноздренко Г.В.</i> Об особенностях региональной энергетики в контексте развития энергетики России	12
<i>Богатова Т.Ф., Рыжков А.Ф.</i> Основные пути развития мировой угольной энергетики и отечественные реалии.....	18
<i>Лубков В.И.</i> Саратовская энергетика XX век... Взгляд в будущее.....	25
<i>Ноздренко Г.В., Квришвили А.Р.</i> Эффективность и параметры паропаровых энергоблоков.....	29
<i>Аминов Р.З., Шкрет А.Ф., Гариевский М.В., Бурденкова Е.Ю.</i> Сравнительная эффективность развития генерирующих источников.....	37
<i>Игнатов В.И., Шутиков А.В., Рыжков Ю.А., Копьев Ю.В., Рыжков С.Б., Беркович В.Я., Семченков Ю.М., Аминов Р.З., Хрусталева В.А.</i> Эксплуатация энергоблоков ВВЭР-1000 на повышенной номинальной мощности (на примере блока 2 Балаковской АЭС).....	45
<i>Аминов Р.З., Хрусталева В.А.</i> К вопросу об эффективности дожигания тепловыделяющих сборок отработавшего ядерного горючего ВВЭР-1000	53
<i>Гариевский М.В.</i> Вероятностная оценка безопасности АЭС в состояниях обесточивания при резервировании собственных нужд АЭС топливными элементами	61
<i>Портянкин А.В.</i> Выбор системы хранения и транспортировки водорода на площадке АЭС	65
<i>Хлебалин Ю.М.</i> Совершенствование тепловых схем и конструкций ТЭЦ большой мощности	73
<i>Николаев Ю.Е., Сизов С.В.</i> Повышение эффективности работы малых ТЭЦ с ГТУ	78
<i>Ларин Е.А., Пешков Л.И., Шелудько Л.П.</i> Пути технического перевооружения ТЭЦ	87
<i>Ларин Е.А., Соколов А.А., Чикалкин А.В.</i> Эффективность применения дожигательных устройств в ПГУ-ТЭЦ с одноконтурными котлами-утилизаторами	94
<i>Ларин Е.А., Сандалова Л.А.</i> Вероятностная модель расчета и оптимизации аварийного резерва мощности в развивающейся энергосистеме	101
<i>Аминов Р.З., Янков А.В.</i> Методика оценки надежности ПГУ с учетом режимов их использования.....	109
<i>Галимова Л.В., Славин Р.Б., Камнев А.А.</i> Система тригенерации на базе парогазо- турбинной установки и абсорбционной бромистолитиевой холодильной машины.....	114

<i>Ильин Р.А., Ильин А.К.</i> Оценка эффективности использования промышленных котлов...	120
<i>Аминов Р.З., Шкрет А.Ф., Гудым А.А., Гариевский М.В.</i> Эффективность получения синтез-газа в конверторе комбинированной энергохимической установки	123
<i>Долотовский И.В., Ларин Е.А.</i> Системный анализ потенциала энергетической эффективности предприятий по переработке газа и газового конденсата	134
<i>Новичков С.В., Янков А.В.</i> Новые технологии фирмы Mitsubishi в области турбостроения.....	141
<i>Шишкин Н.Д., Худалиев Ю.М.</i> Использование утилизатора тепла с тепловыми трубами на компрессорных станциях.....	148
<i>Кудинов А.А., Солодянникова Ю.В., Обухов Д.В.</i> Дегазация воды путем каталитического восстановления кислорода на палладиевом катализаторе	152
<i>Ростунцева И.А.</i> Проблемы экологического воздействия объектов энергетики и направле- ния их решения.....	158
<i>Арленинов И.К., Головков С.В., Орлов Д.В.</i> Адаптивная система автоматического управления водогрейными котлами большой мощности.....	163
<i>Арленинов И.К., Головков С.В., Орлов Д.В.</i> Схемы автоматического управления прямоточными водогрейными котлами типа КВГМ (ПТВМ).....	167
<i>Агеев М.А.</i> Комплексная оптимизация рабочих параметров и аппаратов системы очистки дымовых газов энергетического парогенератора	170
<i>Козлитин А.М., Козлитин П.А.</i> Теоретические подходы и практика риск-анализа энергетических систем и комплексов.....	176
<i>Кудинов А.А., Зиганишина С.К., Горбачёв И.Н.</i> Повышение экономичности работы дымовых труб с вентилируемым воздушным зазором	182
<i>Гаврилова А.А., Салов А.Г., Гаврилов В.К.</i> Системный анализ влияния режимов работы энергетического оборудования на эффективность производства тепловой и электрической энергии энергосистемой	189

Научное издание

**ПРОБЛЕМЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА**

ВЫПУСК 5

Материалы международной научной конференции

«Современные научно-технические проблемы
теплоэнергетики и пути их решения»

Редактор *Е.А. Малютина*

Технический редактор *Л.В. Агальцова*

Корректор *Т.К. Певная*

Оригинал-макет подготовила *Н.И. Степанова*

Обложка художников *А.З. Юзбашева, О.С. Кузнецова*

Подписано в печать 15.08.2008. Формат 60х84 $\frac{1}{16}$.
Бумага офсетная. Гарнитура Таймс. Печать офсетная.
Усл. печ. л. 11,62 (12,5). Уч.-изд. л. 12,2.
Тираж 300 экз. Заказ 19.

Издательство Саратовского университета.
410012, Саратов, Астраханская, 83.
Типография Издательства Саратовского университета.
410012, Саратов, Астраханская, 83.

