

УДК 621.311

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРОТУРБИННОГО ЭНЕРГБЛОКА УГОЛЬНОЙ МИНИ-ТЭЦ С УЧЕТОМ ПЕРЕМЕННЫХ ГРАФИКОВ ТЕПЛОВЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

А.М. КЛЕР¹, А.Ю. МАРИНЧЕНКО¹, С.Н. СУШКО²

¹*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск*

²*Иркутский государственный технический университет*

Рассматривается методика оптимизации параметров энергоблока паротурбинной мини-ТЭЦ с учетом переменного характера тепловых и электрических нагрузок, основанная на использовании линеаризованных зависимостей выходных параметров поверочных расчетов от их входных параметров. Разработана математическая модель энергоблока паротурбинной мини-ТЭЦ. Выполнены оптимизационные расчеты угольного паротурбинного энергоблока по критериям минимума выручки от реализации тепла и электроэнергии (при разных ценах на топливо), минимального годового расхода топлива и минимума капиталовложений при заданной внутренней норме возврата капиталовложений.

ВВЕДЕНИЕ

Значительная часть населенных пунктов нашей страны обеспечивается теплом и электроэнергией от автономных (изолированных) энергоисточников. Это характерно для некоторых регионов Сибири, Дальнего Востока и Крайнего Севера. Тепловую энергию изолированные потребители получают от котельных, сжигающих местное или привозное твердое топливо, а электрическую энергию во многих случаях — от дизельных электростанций, работающих на дорогом привозном жидком топливе. В этих условиях экономическая эффективность энергоснабжения может быть достигнута использованием в качестве автономных энергоисточников паротурбинных мини-ТЭЦ, сжигающих твердое топливо и обеспечивающих потребителей тепловой и электрической энергией.

Известно, что тепловые нагрузки зависят от температуры наружного воздуха, т. е. для них характерны сезонные колебания. Причем в указанных регионах существуют большие перепады температуры наружного воздуха в течение года. Таким образом, разница между максимальной тепловой нагрузкой, рассчитываемой по температуре воздуха самой холодной пятидневки, и минимальной — летней, когда остается только нагрузка горячего водоснабжения, оказывается значительной. Электрические же нагрузки характеризуются колебаниями в течение суток, которые зависят от типа потребителей электроэнергии: население или производственный потребитель. Особенно характерны переменные графики нагрузок для автономных потребителей.

Задача оптимизации угольного паротурбинного энергоблока мини-ТЭЦ состоит в том, чтобы найти такой набор расходных и термодинамических параметров установки, определяющих конструктивные характеристики паровой турбины

и котла, и параметров, определяющих работу установки в характерных режимах, при которых обеспечиваются требуемые потребителю отпуск тепла и электроэнергии и достигается максимальная экономическая эффективность угольной мини-ТЭЦ.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ ПТУ МИНИ-ТЭЦ

Экономическая эффективность энергоблока паротурбинной мини-ТЭЦ определяется необходимыми капиталовложениями и энергетической эффективностью. Энергетическая эффективность (расход топлива на котел при заданном отпуске тепловой и электрической энергий) зависит от конструктивных и термодинамических параметров установки. Причем для определения энергетической эффективности в течение расчетного периода (года) необходимо учитывать переменный график нагрузок, т. е. рассматривать работу мини-ТЭЦ в нескольких характерных режимах с соответствующей продолжительностью работы мини-ТЭЦ в этом режиме. Число характерных режимов выбирается таким образом, чтобы расхождение между годовым расходом топлива паротурбинной установки (ПТУ), определенным как сумма расходов топлива по всем режимам, и фактическим годовым расходом топлива находилось в допустимых пределах.

Для режима с максимальными тепловой и электрической нагрузками проводится конструкторский расчет, т. е. при заданных расходах рабочих тел и их термодинамических параметрах определяются конструктивные характеристики элементов энергоблока. Для остальных характерных режимов проводится поверочный расчет, когда при заданных конструктивных характеристиках (полученных из конструкторского расчета) и внешних нагрузках определяются термодинамические параметры и расходы рабочих тел. В результате конструкторского расчета определяются капиталовложения в установку. В результате поверочных — годовой расход топлива и топливные издержки.

В качестве критерия экономической эффективности может быть использована внутренняя норма возврата капиталовложений (*IRR*) при заданных ценах тепла и электроэнергии. Однако может решаться и обратная задача — минимизация цены отпускаемой энергии (тепловой и электрической) при заданной норме возврата капиталовложений. При этом задается коэффициент пропорциональности между ценами тепла и электроэнергии. При заданных отпусках тепловой и электрической энергий обратная задача фактически сводится к минимизации выручки от реализации отпускаемой потребителям энергии при заданной внутренней норме возврата капиталовложений. Предпочтительнее представляется вариант с заданной внутренней нормой возврата капиталовложений, поскольку задать обоснованное значение *IRR* проще, чем обоснованную цену тепловой и электрической энергий.

Математическая постановка задачи оптимизации энергоблока мини-ТЭЦ с учетом переменных графиков тепловых и электрических нагрузок при заданной норме возврата капиталовложений имеет следующий вид:

$$C_{\text{теп}}, x_k, x_i, i = 1, \dots, N \rightarrow \min C_{\text{теп}}, \quad (1)$$

при условиях:

$$H_k(x_k, y_k, \gamma_k) = 0, \quad (2)$$

$$B_k = f_k(x_k, y_k, \gamma_k), \quad (3)$$

$$S_k = \varphi_k(x_k, y_k, \gamma_k), \quad (4)$$

$$G_k(x_k, y_k, \gamma_k) \geq 0, \quad (5)$$

$$C_{эл} = \kappa_{эл} C_{теп}, \quad (6)$$

$$\underline{x}_k \leq x_k \leq \overline{x}_k, \quad (7)$$

$$H_i(x_i, y_i, S_k, \gamma_i) = 0, \quad (8)$$

$$B_i = f_p^i(x_i, y_i, S_k, \gamma_i), \quad (9)$$

$$G_i(x_i, y_i, S_k, \gamma_i) \geq 0, \quad (10)$$

$$\underline{x}_i \leq x_i \leq \overline{x}_i, \quad i = 1, \dots, N, \quad (11)$$

$$K_{тэс} = \theta(S_k, d_{уд}), \quad (12)$$

$$B_{год} = B_k T_k + \sum_{i=1}^N B_i T_i, \quad (13)$$

$$Q_{год} = Q_k T_k + \sum_{i=1}^N Q_i T_i, \quad (14)$$

$$\mathcal{E}_{год} = \mathcal{E}_k T_k + \sum_{i=1}^N \mathcal{E}_i T_i, \quad (15)$$

$$IRR(B_{год}, Q_{год}, \mathcal{E}_{год}, C_{теп}, C_{эл}, K_{тэс}, \varphi) = IRR_z, \quad (16)$$

где $C_{теп}$ — цена тепловой энергии, x_k — вектор независимых оптимизируемых параметров, определяющих конструктивные характеристики установки (исходные данные для конструкторского расчета), x_i — вектор оптимизируемых параметров в i -м режиме (индексом i обозначаются параметры, относящиеся к режимам, в которых проводятся поверочные расчеты), N — число режимов, в которых проводятся поверочные расчеты (общее число характерных режимов $N + 1$), H_k — векторная m_k -мерная функция ограничений–равенств, y_k — m_k -мерный вектор вычисляемых параметров при конструкторском расчете, γ_k — вектор исходных данных, определяющих внешние условия работы мини-ТЭЦ при конструкторском расчете, B_k — часовой расход топлива при конструкторском расчете, S_k — вектор конструктивных характеристик установки, G_k — l_k -мерная векторная функция ограничений–неравенств при конструкторском расчете, $C_{эл}$ — цена электроэнергии, $\kappa_{эл}$ — коэффициент пропорциональности, H_i — векторная m_p -мерная функция ограничений–равенств поверочных расчетов, x_i — вектор оптимизируемых параметров в i -м режиме, y_i — m_p -мерный вектор зависимых параметров поверочного расчета в i -м режиме, γ_i — вектор исходных данных для поверочного расчета, определяющих внешние условия работы мини-ТЭЦ, B_i — часовой расход топлива в i -м режиме, G_i — l_p -мерная векторная функция ограничений–неравенств в i -м режиме,

$K_{\text{ТЭС}}$ — капиталовложения в установку, $B_{\text{год}}$ — годовой расход топлива, $Q_{\text{год}}$ — годовая теплопроизводительность мини-ТЭЦ, $\mathcal{E}_{\text{год}}$ — годовой отпуск электроэнергии, $T_{\text{год}}$ — продолжительность режима, для которого проводится конструкторский расчет, T_i — продолжительность i -го режима, IRR — внутренняя норма возврата капиталовложений, IRR_z — заданное значение внутренней нормы возврата капиталовложений, φ — вектор параметров, определяющих условия кредитования и налогообложения.

Данная задача относится к задачам нелинейного математического программирования. Сложность решения задачи оптимизации обусловлена в основном сложностью модели ПТУ, включающей большое количество моделей отдельных элементов установки и технологических связей между ними, многообразием протекающих в них физико-химических процессов. Для расчета моделей используются численные итеративные методы. Имеются “внутренние” итерации расчета отдельных элементов и “внешние” итерации расчета схемы целиком, т. е. происходят многократные расчеты математических моделей одних и тех же элементов.

Для решения рассмотренной задачи используется математическая модель угольного паротурбинного энергоблока мини-ТЭЦ, в которой сначала проводится конструкторский расчет. Определенные в результате этого расчета конструктивные характеристики элементов схемы передаются в математические модели поверочных расчетов мини-ТЭЦ в нескольких характерных режимах. Таким образом, отдельные модели конструкторского и необходимого количество поверочных расчетов объединяются в единую комплексную модель расчета энергоблока паротурбинной мини-ТЭЦ. Такая комплексная модель является эффективным инструментом решения задачи оптимизации энергоустановки с учетом переменных условий функционирования.

Расчеты выполняются с помощью программно-вычислительного комплекса “Система машинного построения программ” (СМПП), разработанного в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН [1, 2].

МЕТОД ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ТЭУ С УЧЕТОМ ПЕРЕМЕННЫХ УСЛОВИЙ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

В ИСЭМ СО РАН разработана методика оптимизации параметров теплоэнергетической установки (ТЭУ) с учетом переменных условий ее работы [1]. В соответствии с этой методикой выделяется набор представительных режимов, хорошо отражающих всю совокупность режимов работы установки на протяжении расчетного периода. В одном из представительных режимов проводится конструкторский расчет, ориентированный на определение конструктивных характеристик элементов ТЭУ по заданным термодинамическим параметрам. В остальных режимах проводятся поверочные расчеты, направленные на получение оценки тепловой эффективности при заданных внешних условиях и конструктивных характеристиках.

Как уже отмечалось, такие задачи являются весьма сложными задачами нелинейного математического программирования с большой (для этого класса задач) размерностью. Оптимизация конструктивных и режимных параметров ТЭУ в рамках единой оптимизационной задачи является труднореализуемой, что обусловлено большими затратами вычислительных ресурсов и неудовлетворительной сходимостью оптимизационного процесса. Причем основные вычислительные трудности связаны с выполнением серии поверочных расчетов установки в характерных режимах ее работы. В связи с этим в [3] использовался нестрогий упрощенный подход, основанный на решении ряда более простых задач оптимизации

конструктивных или режимных параметров установки в отдельных режимах. Однако такой метод решения зачастую не позволяет получить удовлетворительные результаты, достаточно близкие к оптимальным.

В настоящей работе используется новый подход к решению строгой задачи согласованной оптимизации конструктивных и режимных параметров энергоустановки угольной мини-ТЭЦ. Суть его состоит в проведении нескольких оптимизационных расчетов с использованием адаптируемой модели установки, ориентированной на поверочный расчет. В первом оптимизационном расчете в этой модели используются зависимости, полученные в результате линеаризации зависимостей выходных параметров модели поверочного расчета от входных параметров в исходной точке. На втором шаге в модель добавляется аналогичная линейная зависимость, полученная в оптимальной точке первого оптимизационного расчета, на третьем шаге — линейная зависимость, полученная в оптимальной точке второго оптимизационного расчета и т. д. Назовем указанные точки базовыми. Зависимости между выходными и входными параметрами модели в текущей точке определяются как линейная комбинация линеаризаций в базовых точках с коэффициентами, определяемыми специальной функцией расстояния между базовыми и текущей точками. За несколько шагов такого процесса получается достаточно хорошая зависимость выходных параметров модели поверочного расчета от ее входных параметров. Эта модель с одной стороны является простой, требует малых затрат машинного времени и не создает погрешностей (шумов), обусловленных итерационными методами решения больших систем нелинейных алгебраических и трансцендентных уравнений, с другой — хорошо совпадает с точной моделью вблизи решения точной задачи оптимизации, что и обеспечивает эффективность подхода.

В формализованном виде упрощенная адаптируемая модель описывается следующими соотношениями.

Имеются базовые точки z^i , $i = 1, \dots, M$, в которых для некоторой функции $f(z)$ были определены частные производные $\partial f(z^i)/\partial z_l$, ($l = 1, \dots, N$) и значения функции $f(z^i) = f^i$.

Имеется текущая точка z^t , в которой необходимо определить значение функции f^t . Определяются “расстояния” между текущей точкой z^t и точками z^i , $i = 1, \dots, M$ из выражения

$$\rho_i = \sum_{l=1}^N \left[\frac{\partial f(z^i)}{\partial z_l} (z_l^t - z_l^i) \right]^2, \quad (17)$$

где z_l^t , z_l^i — l -е компоненты вектора z в текущей и базовой точках.

Функция “расстояние” учитывает не только разность координат векторов z^t и z^i , но и величину влияния каждой компоненты вектора z на функцию f .

Определяются коэффициенты ε_i и α_i из выражений:

$$\varepsilon_i = \sum_{i=1}^M \rho_i / \rho_i, \quad (18)$$

$$\alpha_i = \varepsilon_i / \sum_{i=1}^M \varepsilon_i, \quad (19)$$

как видно, чем ближе z^i к z^t (т. е. чем ближе ρ_i к нулю), тем ближе α_i к единице. Очевидно, что α_i отвечает условиям $0 \leq \alpha_i \leq 1$, $\sum_{i=1}^M \alpha_i = 1$.

Текущее значение функции f^t (при z равном z^t) определяется из выражения

$$f^t = \sum_{i=1}^M \alpha_i f^i + \sum_{i=1}^M \left\{ \alpha_i \sum_{l=1}^N \left[\frac{\partial f(z^i)}{\partial z_l} (z_l^t - z_l^i) \right] \right\}. \quad (20)$$

Из (17)–(20) следует, что чем ближе z^t к z^i , тем ближе f^t к f^i .

Анализ выражений (1)–(16) показывает, что точная математическая модель, ориентированная на поворочный расчет ПТУ в i -м режиме, может быть представлена в виде следующих векторных функций:

$$D_i = D(S_k, x_i), \quad (21)$$

$$G_i = G(S_k, x_i), \quad (22)$$

где вектор D_i включает вычисляемые характеристики i -го режима (расход топлива и электроэнергии на собственные нужды) для определения целевой функции.

В общем виде выражения (21), (22) могут быть заменены на

$$F_i = F(\lambda_i), \quad (23)$$

$$\text{где } \lambda_i = \begin{pmatrix} x_i \\ S_k \end{pmatrix}, \quad F_i = \begin{pmatrix} D_i \\ G_i \end{pmatrix}.$$

Проводя расчет каждой компоненты вычисляемой вектор-функции F_i в текущей точке λ_i^t из выражений (17)–(20), определим ее текущее значение на основе упрощенных зависимостей

$$F_i = \tilde{F}(\lambda_i). \quad (24)$$

В результате решение одной сложной оптимизационной задачи заменяется решением последовательности гораздо более простых оптимизационных задач, в которых исходные системы нелинейных уравнений в выражениях (8)–(10) заменяются на простые зависимости (24). После решения очередной (ψ -й) оптимизационной задачи в состав базовых точек упрощенных моделей добавляются векторы λ_i^ψ , соответствующие значениям параметров S_k и x_i в точке решения ψ -й задачи.

Процесс решения последовательности задач прекращается, если в точке решения очередной оптимизационной задачи погрешности вычисления всех векторных функций G_i и D_i из выражений (24) по сравнению с их определением из выражений (8)–(10) оказываются ниже заданных максимальных погрешностей.

Как показал опыт оптимизации ПТУ, решение последовательности упрощенных оптимизационных задач требует в 5–10 раз меньше машинного времени по сравнению с решением одной сложной оптимизационной задачи. Причем во многих случаях из-за плохой сходимости оптимизационного процесса удовлетворительное решение последней не может быть получено.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ЭНЕРГБЛОКА ПАРОТУРБИННОЙ МИНИ-ТЭЦ

Технологическая схема энергоблока (рис. 1) включает барабанный парогенератор, паровую турбину, установку подготовки сетевой воды. Питательная вода перед поступлением в барабан проходит две ступени водяного экономайзера. Пар из барабана поступает в первую ступень пароперегревателя, температура перегретого пара перед второй ступенью регулируется изменением расхода воды в поверхностном пароохладителе. Для этой цели используется питательная вода после первой ступени экономайзера. Регенеративный подогрев конденсата и питательной воды включает подогреватель низкого давления (ПНД), деаэратор, подогреватель высокого давления (ПВД). Сетевая вода нагревается отбором пара турбины в основном бойлере и паром из редукционно-охладительной установки (РОУ), редуцирующей острый пар, — в пиковом.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Рассматривается угольный паротурбинный энергоблок, работающий в составе мини-ТЭЦ, являющейся автономным источником тепловой и электрической энергии для своих потребителей. ТЭЦ покрывает отопительную нагрузку и нагрузку горячего водоснабжения. Отпуск тепла производится в виде горячей воды по температурному графику 150/70 °С. Система горячего водоснабжения — закрытая.

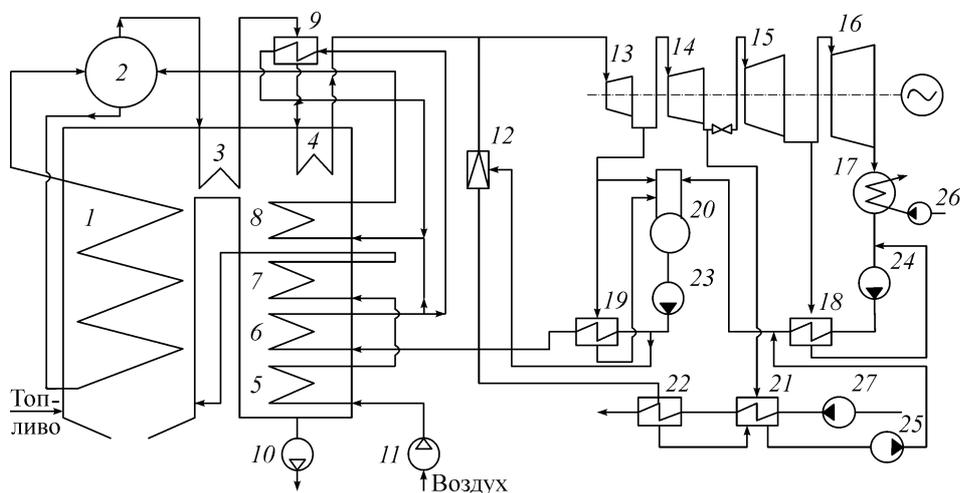


Рис. 1. Технологическая схема энергоблока паротурбинной мини-ТЭЦ.

1 — топка, 2 — барабан котла, 3, 4 — две ступени пароперегревателя, 5, 7 — две ступени воздухоподогревателя, 6, 8 — две ступени водяного экономайзера, 9 — охладитель пара, 10 — дымосос, 11 — дутьевой вентилятор, 12 — РОУ, 13, 14, 15, 16 — отсеки турбины, 17 — конденсатор турбины, 18 — ПНД, 19 — ПВД, 20 — деаэратор, 21 — сетевой подогреватель, 22 — пиковый подогреватель, 23 — питательный насос, 24, 25 — конденсатные насосы, 26 — циркуляционный насос, 27 — сетевой насос.

При оптимизации энергоблока угольной мини-ТЭЦ выделяются 4 характерных режима работы. Тепловые и электрические нагрузки внешних потребителей в этих режимах, а также их продолжительности представлены в табл. 1. В первом режиме проводился конструкторский расчет установки, а в остальных — поверочные расчеты.

Математическая модель конструкторского расчета энергоблока включает 671 входной (задаваемый) параметр, 678 выходных (вычисляемых) параметров, для двенадцати из которых требуется задать начальные приближения. К входным параметрам относятся температура и давление острого пара, давление в конденсаторе, давление в отборах и другие параметры рабочего тела и теплоносителей. Конструкторский расчет направлен на определение площадей поверхностей нагрева, массы металлов, тепловосприятий поверхностей нагрева, мощностей отдельных отсеков и др.

Математическая модель поверочных расчетов ПТУ мини-ТЭЦ включает 651 входной параметр, 585 выходных параметров, для восемнадцати из которых требуется задать начальные приближения. К входным параметрам поверочного расчета относятся площади поверхностей, термодинамические параметры пара и расходы пара по отсекам в номинальном режиме, тепловые и электрические нагрузки внешних потребителей и т. д. К выходным параметрам относятся параметры рабочего тела и теплоносителей в разных точках схемы.

В качестве ограничений–неравенств в конструкторском и поверочных расчетах учитываются ограничения на температуру металла труб, на неотрицательность тепловосприятия всех поверхностей нагрева, на механические напряжения металла труб теплообменников, на неотрицательность расходов, на температуру прямой сетевой воды, на расход пара в конденсатор, на температуру газов на выходе из топки, на расходы пара через отсеки, на полезную электрическую мощность и т. д. Общее число ограничений–неравенств равно 297.

Таблица 1

Нагрузки энергоблока в характерных режимах

Параметр	Номер характерного режима			
	Режим с максимальными нагрузками	Режимы с частичными нагрузками		
		1	2	3
Годовая продолжительность режима, ч	60	2100	3526	3074
Электрическая нагрузка внешних потребителей, МВт	10,0	9,0	8,5	8,0
Тепловая нагрузка внешних потребителей, ГДж/ч	20,95	14,39	10,47	4,07
Средняя температура наружного воздуха, °С	–38	–20,9	–8,9	Неотопительный период
Расход сетевой воды, кг/с	17,36	17,36	17,36	9,3
Температура прямой сетевой воды, °С	150	110	85	70
Температура обратной сетевой воды, °С	70	55	45	41

К оптимизируемым параметрам конструкторского расчета относятся: расход топлива, давление и энтальпия острого пара, энтальпия воды после водяного экономайзера I и II ступени, энтальпия пара после пароперегревателя I ступени, расход воды на регулирование температуры перегретого пара, температура воздуха после воздухоподогревателя I и II ступени, давления пара в регулируемых и нерегулируемых отборах, давление в конденсаторе, энтальпия и давление пара на выходе из РОУ и др.

При поверочных расчетах оптимизируются следующие параметры: расход топлива, коэффициент избытка воздуха в котле, расход воды, отбираемой после I ступени экономайзера на поверхностный охладитель, давление пара на входе в сетевой подогреватель, коэффициент дросселирования пара пикового подогревателя, расход охлаждающей воды в конденсатор.

Общее число оптимизируемых параметров единой комплексной модели расчета паротурбинного энергоблока равно 37.

Оптимизация проводилась по критерию минимума выручки от реализации отпускаемых электрической и тепловой энергий при заданной внутренней норме возврата капиталовложений (14 %). Коэффициент пропорциональности между ценами тепловой и электрической энергиями принимался равным 0,001 Гкал/кВт·ч. Расчеты проводились при разных значениях цены топлива — от 20 до 150 дол./т у.т. (вариант 2 — при цене топлива 100 дол./т у.т., вариант 3 — 60 дол./т у.т.). Кроме того, были выполнены два предельных оптимизационных расчета по критериям минимума годового расхода топлива (вариант 1) и минимума капиталовложений (вариант 4). Принятые при определении капиталовложений показатели стоимости элементов оборудования угольной ПТУ представлены в табл. 2.

Результаты оптимизационных расчетов указанных вариантов для режима с максимальными нагрузками представлены в табл. 3, для режимов с частичными нагрузками — в табл. 4, а итоговые технико-экономические показатели — в табл. 5.

Как видно из расчетов, варианты, полученные в результате оптимизации по критерию минимума выручки от реализации отпускаемой энергии (2, 3), отличаются от предельных (1, 4). Вариант 1 имеет минимальный годовой расход топлива и соответственно максимальный КПД, а вариант 4 — минимальные капиталовложения и максимальный расход топлива.

При различных сочетаниях цен на топливо и оборудование оптимальными будут различные сочетания годового расхода топлива и капиталовложений в установку. Зависимость между указанными величинами, на которой лежат все их воз-

Таблица 2

Показатели стоимости элементов оборудования

Наименование	Значение
Удельная стоимость металла трубных поверхностей нагрева котлоагрегата, тыс.дол./т	4,0
Удельная стоимость воздухоподогревателя, дол./м ²	40,0
Удельная стоимость металла конденсатора турбины, тыс.дол./т	3,5
Удельная стоимость металла подогревателей, тыс.дол./т	3,0
Удельная стоимость паровой турбины, дол./кВт	60,0
Удельная стоимость насосов, дол./кВт	60,0
Стоимость строительства (постоянная для всех вариантов), тыс.дол.	4000,0

возможные оптимальные сочетания, может быть построена следующим образом. Для заданного числа (θ) годовых расходов топлива на установку, равномерно расположенных в интервале, определяемом расходами топлива в вариантах 1 и 4, находятся минимальные капиталовложения. Для этого в систему ограничений–равенств задачи вводится дополнительное ограничение, требующее равенства годового расхода топлива его заданному значению. В результате получается θ точек, на основе которых строится указанная оптимальная зависимость. Для исследуемой паротурбинной установки такая зависимость представлена на рис. 2.

Таблица 3

Результаты оптимизационных расчетов в режиме с максимальными нагрузками (режим 1)

Наименование	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
Давление острого пара, МПа	5,03	5,55	5,59	5,7
Температура острого пара, °С	505	510	510	515
Давление в конденсаторе, кПа	6,67	5,37	4,55	3,45
Давление пара в отборах, МПа:				
на ПВД	0,867	0,792	0,785	0,797
на ПНД	0,052	0,059	0,063	0,062
на ПСВ	0,274	0,238	0,279	0,292
Давление пара, идущего с РОУ на пиковый подогреватель, МПа	0,574	0,557	0,557	0,550
Давление пара после регулирующей диафрагмы, МПа	0,274	0,213	0,226	0,279
Напор питательного насоса, МПа	5,31	5,84	5,88	5,85
Расход топлива, кг/с	1,960	1,739	1,729	1,710
Паропроизводительность котла, кг/с	13,29	11,72	11,56	11,08
Энтальпия питательной воды, кДж/кг	713	697	696	698
Энтальпия пара на входе в пиковый подогреватель, кДж/кг	2674	2725	2593	2924
Энтальпия воды на выходе из 1 ступени экономайзера, кДж/кг	753	751	725	826
Энтальпия воды на выходе из 2 ступени экономайзера, кДж/кг	1043	1039	1046	1015
Энтальпия пара на входе в 1 ступень пароперегревателя, кДж/кг	2793	2788	2788	2788
Энтальпия пара на выходе из 1 ступени пароперегревателя, кДж/кг	3127	3113	3129	2831
Энтальпия пара на входе во 2 ступень пароперегревателя, кДж/кг	3103	3092	3108	2809
Энтальпия острого пара, кДж/кг	3438	3449	3455	3468
Температура воздуха, °С				
на входе в котел	30	30	30	30
на выходе из 1 ступени воздухоподогревателя	162	135	134	137
на выходе из 2 ступени воздухоподогревателя	274	241	224	198
Температура уходящих газов, °С	146	142	149	198
КПД котлоагрегата, %	92,10	92,47	91,99	89,48

Таблица 4

Результаты оптимизационных расчетов в режимах с частичными нагрузками (режимы 2-4)

Наименование	Вариант 1			Вариант 2			Вариант 3			Вариант 4		
	Номер режима			Номер режима			Номер режима			Номер режима		
Расход топлива, кг/с	1,598	1,449	1,239	1,565	1,450	1,357	1,568	1,450	1,372	1,904	1,601	1,603
Давление острого пара, МПа	5,09	5,13	5,16	5,57	5,59	5,62	5,61	5,65	5,66	5,67	5,70	5,70
Давление пара, отбираемого на ПСВ, МПа	0,146	0,146	0,049	0,195	0,191	0,206	0,206	0,196	0,234	0,273	0,266	0,273
Расход охлаждающей воды, кг/с	274	363	429	249	224	349	146	182	297	227	137	300
Паропроизводительность котла, кг/с	11,50	10,24	9,02	11,14	10,38	9,72	11,47	10,37	9,97	12,98	11,28	11,53
Энтальпия питательной воды, кДж/кг	717	699	669	733	722	711	734	721	714	749	743	745
Энтальпия острого пара, кДж/кг	3303	3329	3244	3332	3311	3303	3268	3308	3267	3327	3273	3241
Температура острого пара, °С	445	456	421	460	452	448	434	451	434	459	437	424
Температура уходящих газов, °С	127	125	113	135	130	127	135	136	130	211	191	186
КПД котлоагрегата, %	92,79	92,67	93,47	92,27	92,41	92,55	92,50	92,27	92,50	87,65	88,89	89,50

Таблица 5

Технико-экономические показатели вариантов

Наименование	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
Годовой расход топлива, т у.т.	30542	31223	31381	36145
Капиталовложения, млн.дол.	9,335	8,806	8,748	8,675
Цена тепла, дол./ГДж (дол./Гкал)	14,16* (59,31)*	13,98 (58,53)	10,77 (45,09)	15,09* (63,20)*
Цена электроэнергии, цент/кВт·ч	5,93*	5,85	4,51	6,32*
Годовой отпуск электроэнер- гии, млн. кВт·ч			74,063	
Годовая теплопроизводитель- ность, ГДж			80809	

* В приведенных вариантах цена тепла и электроэнергии дана при цене топлива, равной 100 дол./т.у.т.

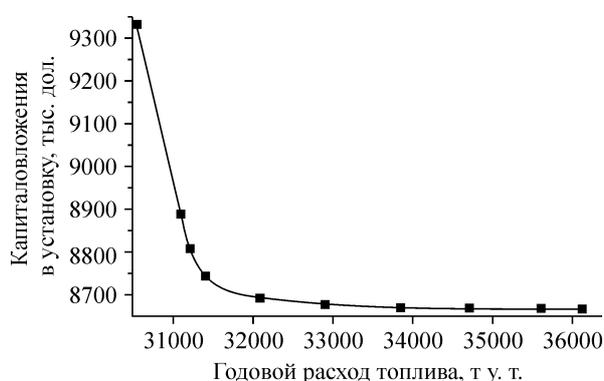


Рис. 2. Зависимость минимальных капиталовложений в установку от годового расхода топлива.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработана математическая модель угольного паротурбинного энергоблока малой мощности, ориентированная на выполнение конструкторского расчета в режиме с максимальными нагрузками и поверочных расчетов в характерных режимах с частичными нагрузками.
2. Сформулирована задача оптимизации угольного паротурбинного энергоблока по критерию минимума выручки от реализации энергии при заданной норме возврата капиталовложений с учетом переменного характера функционирования.
3. Разработана эффективная методика оптимизации параметров энергоблока паротурбинной мини-ТЭЦ с учетом переменных условий ее работы, основанная на использовании линеаризованных зависимостей выходных параметров поверочных расчетов от их входных параметров.
4. Выполнены оптимизационные расчеты угольного паротурбинного энергоблока по критериям минимума выручки от реализации тепла и электроэнергии, минимального годового расхода топлива и минимума капиталовложений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Клер А.М., Деканова Н.П., Щеголева Т.Н. и др. Методы оптимизации сложных теплоэнергетических установок. — Новосибирск: ВО Наука, 1993. — 116 с.
2. Клер А.М., Деканова Н.П., Скрипкин С.К. и др. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями. — Новосибирск: Наука. СИФ РАН, 1997. — 120 с.
3. Клер А.М., Маринченко А.Ю. Оптимизационные исследования комбинированной теплопроизводящей установки с тепловым насосом // Теплофизика и аэромеханика. — 2003. — Т. 10, № 3. — С. 465–476.

Статья поступила в редакцию 14 декабря 2005 г.