

УДК 621.311.22

## Оптимизация компоновки газового подогревателя сетевой воды в газоходе котла-утилизатора

Е.С. Малков, Б.Л. Шелыгин, А.Ю. Костерин  
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,  
г. Иваново, Российская Федерация  
E-mail: admin@tes.ispu.ru

### Авторское резюме

**Состояние вопроса:** В настоящее время теоретически обоснована возможность применения камеры сжигания дополнительного топлива и газового подогревателя сетевой воды для получения тепловой энергии для нужд теплофикации. Необходимо обосновать выбор конструкции газового подогревателя сетевой воды по условию максимальной экономической эффективности с учетом технических ограничений.

**Материалы и методы:** Многовариантные расчеты показателей работы парогазовой установки осуществлялись с использованием программного комплекса Boiler Designer (Optsim-K).

**Результаты:** Описана методика обоснования выбора оптимальной компоновки газового подогревателя сетевой воды в газоходе котла-утилизатора. Определен оптимальный температурный график для работы газового подогревателя сетевой воды.

**Выводы:** Результаты работы могут быть использованы при обосновании выбора конструкций газовых подогревателей сетевой воды в котлах-утилизаторах парогазовых установок электростанций.

**Ключевые слова:** котел-утилизатор, газовый подогреватель сетевой воды, оптимизация компоновки.

## Structural optimization of a network water gas heater in recovery boiler gas duct

E.S. Malkov, B.L. Shelygin, A.Yu. Kosterin  
Ivanovo State Power Engineering University, Ivanovo, Russian Federation  
E-mail: admin@tes.ispu.ru

### Abstract

**Background:** The possibility of using a combustion chamber of additional fuel and a network water gas heater to generate heat energy in the form of hot water has been proved theoretically. It is now necessary to substantiate the choice of the network water gas heater structure as the most economically efficient one by taking into account the technical constraints.

**Materials and methods:** Multivariant calculations of a combined cycle plant were carried out using the Boiler Designer (Optsim-K) software.

**Results:** The paper describes the method of selecting the optimal structure of the network water gas heater in a recovery boiler gas duct and determines the optimal temperature schedule to operate a network water gas heater.

**Conclusions:** The results can be used to substantiate the choice of the structure of network water gas heaters installed in recovery boilers of combined cycle plants.

**Key words:** recovery boiler, network water gas heater, structure optimization.

На ТЭС для теплоснабжения потребителей преимущественно используются теплофикационные установки турбоагрегатов, водогрейные котлы и бойлеры, питающиеся паром от общестанционных коллекторов.

В проведенных ранее исследованиях [1, 2] показана возможность и эффективность использования уходящих газов котла-утилизатора (КУ) для нагрева сетевой воды. Предложено использовать камеру сжигания дополнительного топлива (КСДТ) и газовый подогреватель сетевой воды (ГПСВ), последовательно установленные за газовым подогревателем конденсата (ГПК) в газоходе КУ.

На основе разработанной расчетной модели дубль-блока ПГУ-325 с двумя газовыми турбинами ГТЭ-110, двумя КУ марки «П-88» и паровой турбиной К-110-6,5 ЛМЗ [3] проведено исследование показателей работы энергобло-

ка и теплофикационного оборудования при различном количестве рядов труб по ходу газов  $z_2$  ГПСВ.

Показатели работы газотурбинной установки (ГТУ) зависят от параметров внешней среды, поэтому выбор теплофикационного оборудования в КУ для отпуска требуемого количества тепловой энергии необходимо осуществлять для параметров работы ГТУ при расчетной температуре наружного воздуха в регионе строительства парогазовой установки (ПГУ)<sup>1</sup>.

Расчетное исследование проведено при температуре наружного воздуха  $t_{нр} = -30$  °С для номинального режима работы ГТУ. Пара-

<sup>1</sup> СНиП 23-10-99. Строительная климатология. – Введ. 2000-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 1999. – 91 с.

метры работы ГТУ в данных условиях приведены в табл. 1. Электрическая мощность блока в расчетах постоянна, для компенсации снижения мощности ГТУ из-за увеличения аэродинамического сопротивления КУ при установке ГПСВ увеличивался расход топлива в камере сгорания (КС).

Таблица 1. Параметры работы ГТЭ-110 при  $t_{нр} = -30$  °С

Наименование показателя	Значение показателя
Электрическая мощность $N_{ГТУ}$ , МВт	131,1
Температура газов на выходе ГТУ, °С	480
Расход газов на выходе ГТУ $G_{ГТУ}$ , кг/с	406
Коэффициент избытка воздуха $\alpha_{ГТУ}$	2,88
КПД ГТУ $\eta_{ГТУ}$	36,5

Конструктивные характеристики ГПСВ (табл. 2) приняты аналогичными конструкции других теплообменников в газоходе КУ, так как их изменение приведет к возмущениям газового потока и, как следствие, увеличению аэродинамического сопротивления.

Таблица 2. Основные конструктивные характеристики ГПСВ

Наименование показателя	Значение показателя
Расположение труб	Шахматное
Наружный диаметр труб, мм	38
Толщина стенки трубы, мм	3
Высота ребра, мм	10,5
Шаг ребер, мм	4,4
Поперечный шаг труб, мм	82
Продольный шаг труб, мм	85
Количество рядов труб по ширине газохода, шт.	116
Число заходов труб	1
Марка используемой стали	Ст. 20

По данным заводов-изготовителей, средняя стоимость ряда оребренных труб с указанными конструктивными характеристиками составляет 0,580 млн руб., с учетом транспортировки, монтажа, затрат на обмуровку – 0,928 млн руб.

Выбор поверхности нагрева ГПСВ основывается на обеспечении необходимой теплофикационной нагрузки и заданного температурного графика.

В качестве критерия оптимизации использован чистый дисконтированный доход (ЧДД)<sup>2</sup>. Условия расчета ЧДД приняты следующие:

- норма дисконта  $R = 14$  %;
- стоимость топлива (природного газа)  $C_{топл} = 4,32$  тыс. руб. за тонну условного топлива;
- срок полезного использования для оребренных труб  $T_{пол} = 10$  лет;

<sup>2</sup> Методические рекомендации по оценке инвестиционных проектов. № ВК 477от 21.06.1999.

• время работы оборудования в год  $\tau_{год} = 5000$  часов со среднегодовым коэффициентом загрузки  $k_{загр} = 0,6$ ;

• норма амортизации  $a_{аморт} = 10$  %.

На работу теплофикационного оборудования (КСДТ и ГПСВ) накладываются технические ограничения:

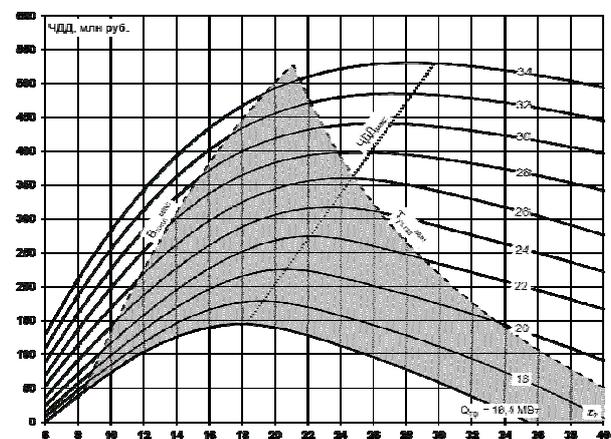
• максимально возможный расход топлива в КСДТ при  $t = -30$  °С составляет 0,7 кг/с (по условию достижения установленной минимальной объемной концентрации кислорода 12,5 % в потоке уходящих газов) [1];

• минимальная температура уходящих газов по условию работы газоходов должна быть не ниже 96 °С;

• минимально допустимая скорость сетевой воды в ГПСВ составляет 0,5 м/с.

Расчеты проведены для трех температурных графиков: 150/70 °С (рис. 1); 130/70 °С (рис. 2); 115/70 °С (рис. 3).

Расчетный анализ проведен относительно базового варианта с количеством труб по ходу газов  $z_2 = 6$ . Результаты расчетов представлены в виде графических зависимостей ЧДД от числа рядов труб по ходу газов  $z_2$  и тепловой мощности ГПСВ. Область диаграммы с учетом технических условий выделена фоном и ограничивается следующими линиями: слева – по максимально возможному расходу топлива в КСДТ; справа – по минимально возможной температуре уходящих газов по условиям работы газоходов; снизу – по минимально допустимой скорости сетевой воды.

Рис. 1. Результаты оптимизации компоновки ГПСВ по количеству рядов труб по ходу газов  $z_2$  для температурного графика 150/70 °С

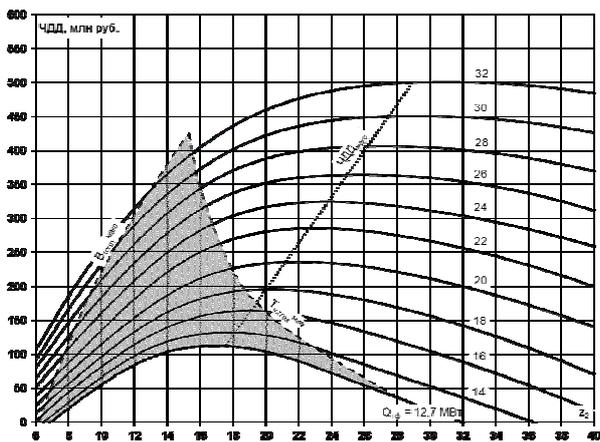


Рис. 2. Результаты оптимизации компоновки ГПСВ по количеству рядов труб по ходу газов  $z_2$  для температурного графика 130/70 °С

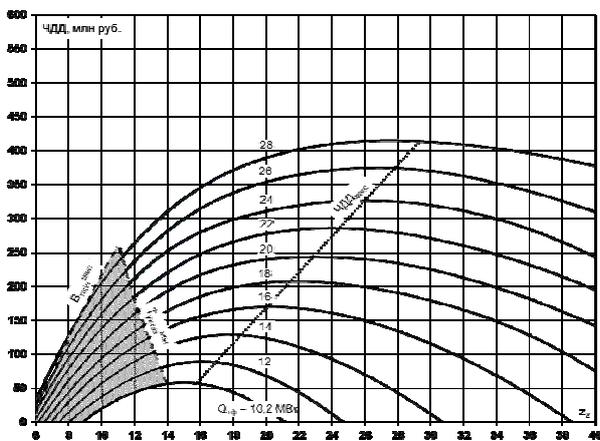


Рис. 3. Результаты оптимизации компоновки ГПСВ по количеству рядов труб по ходу газов  $z_2$  для температурного графика 115/70 °С

Увеличение числа рядов труб по ходу газов позволяет уменьшить необходимый расход топлива в КСДТ для поддержания заданного температурного графика при постоянной тепловой мощности ГПСВ. Зависимость расхода топлива в КСДТ для температурного графика 150/70 °С при различных значениях теплофикационной мощности  $Q_{тф}$  и количества рядов труб по ходу газов  $z_2$  представлена на рис. 4. Например, для тепловой мощности 32 МВт увеличение числа рядов труб с 14 до 28 позволит уменьшить требуемый расход топлива на 0,225 кг/с (с 0,625 до 0,400 кг/с). При меньших значениях тепловой мощности величина экономии топлива уменьшается и при 16,4 МВт составляет 0,061 кг/с (с 0,292 до 0,231 кг/с). Уменьшение расхода топлива с увеличением числа рядов труб обусловлено более полной утилизацией теплоты уходящих газов. Поэтому величина относительной экономии возрастает с увеличением тепловой мощности, что объясняет рост ЧДД. Расход топлива в КСДТ при  $t_{нр} = -30$  °С ограничен величиной 0,7 кг/с по условию достижения минимальной объемной концентрации кислорода 12,5 % в потоке уходящих газов [1].

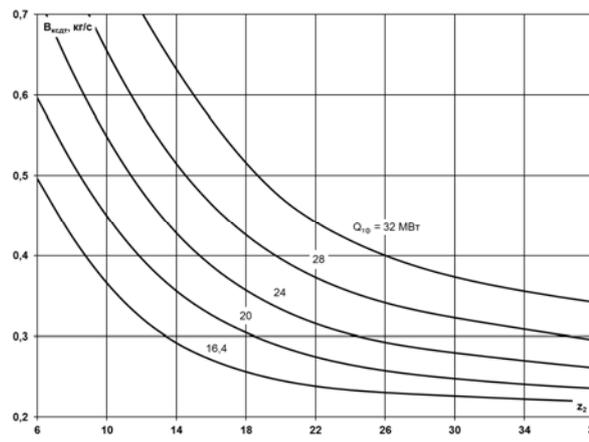


Рис. 4. Зависимость расхода топлива от тепловой мощности и количества рядов труб по ходу газов  $z_2$  для температурного графика 150/70 °С

Суммарная величина экономии топлива с увеличением тепловой мощности относительно базового варианта складывается из двух составляющих:

$$\Delta V_{\text{сум}} = \Delta V_{\text{КСДТ}}(Q_{\text{тф}}; z_2) - \Delta V_{\text{доп}}(z_2), \quad (1)$$

где  $\Delta V_{\text{КСДТ}}$  – изменение расхода топлива в КСДТ, который зависит от двух факторов: теплофикационной мощности  $Q_{\text{тф}}$  и числа рядов труб по ходу газов  $z_2$ ;  $\Delta V_{\text{доп}}$  – увеличение расхода топлива в КС ГТУ, обусловленное компенсацией потери мощности ГТУ за счет увеличения аэродинамического сопротивления газового тракта КУ (зависит только от  $z_2$ ).

В базовом варианте с  $z_2 = 6$  получение большой тепловой мощности сопровождается неэффективным использованием топлива из-за недостаточной поверхности теплообмена и, как следствие, большими потерями теплоты с уходящими газами. Поэтому наибольшие величины экономии топлива в КСДТ наблюдаются на начальном этапе увеличения  $z_2$ . При увеличении  $z_2$  уменьшается необходимая величина расхода топлива в КСДТ, поэтому увеличивается  $\Delta V_{\text{КСДТ}}$ . Составляющая  $\Delta V_{\text{доп}}$  в функции  $\Delta V_{\text{сум}}$  имеет отрицательную величину, причем каждые добавляемые два ряда труб в среднем увеличивают модуль  $\Delta V_{\text{доп}}$  на 6–7 кг у.т./ч.

Увеличение ЧДД при увеличении числа рядов труб по ходу газов  $z_2$  от базового варианта обусловлено увеличением прироста экономии топлива. Максимум функции  $\text{ЧДД} = f(z_2)$  определяется оптимальным соотношением капиталовложений, затрат на обслуживание и расхода топлива на выработку тепловой мощности. Дальнейшее увеличение числа рядов приводит к уменьшению ЧДД из-за роста капитальных затрат.

Анализ полученных результатов расчетов показывает, что с увеличением тепловой мощности максимум ЧДД смещается в сторону увеличения  $z_2$ . Это объясняется более высокой экономичностью по отношению к базовому варианту.

При увеличении тепловой мощности линия ограничения по расходу топлива смещается в сторону увеличения числа рядов труб, так как для поддержания заданной температуры на выходе из ГПСВ требуется более полная утилизация теплоты уходящих газов. Линия ограничения по температуре уходящих газов с увеличением тепловой мощности смещается в сторону уменьшения числа рядов труб. При уменьшении расхода сетевой воды (тепловой мощности), а следовательно, ее скорости, уменьшается соответствующий коэффициент теплоотдачи. В результате при низких значениях тепловой мощности ограничение по минимально допустимой температуре уходящих газов наступает при большем количестве труб по ходу газов.

При уменьшении температуры сетевой воды на выходе из ГПСВ область диаграммы с учетом технических ограничений сужается. Линии ограничения смещаются в сторону уменьшения числа рядов:

- по расходу топлива – для поддержания более низких температур сетевой воды на выходе ГПСВ требуется меньшее число рядов труб по ходу газов;

- по температуре уходящих газов – температура уходящих газов, равная 96 °С, достигается при меньшей площади теплообмена из-за уменьшения расхода топлива в КСДТ, а следовательно, и температуры газов на входе в ГПСВ.

Оптимальным числом рядов по ходу газов является наиболее приближенное целое число к пересечению линий двух ограничений: по максимальному расходу топлива в КСДТ и минимально допустимой температуре уходящих газов – в области с учетом технических ограничений.

Для температурного графика 150/70 °С (рис. 1) выбор числа рядов по наибольшему экономическому эффекту имеет место при значениях тепловой мощности ГПСВ до 26 МВт. Дальнейший прирост экономического эффекта ограничен условием достижения минимально допустимой температуры уходящих газов по условию работы газоходов. С учетом данного ограничения для получения максимальной прибыли при увеличении тепловой мощности необходимо уменьшить количество рядов труб, а следовательно, увеличить расход топлива в КСДТ. Наибольшее значение тепловой мощности 34,2 МВт можно получить при  $z_2 = 20$  и максимальном расходе топлива в КСДТ, температура уходящих газов при этом равна 98 °С, а скорость сетевой воды – 1,05 м/с. Данное количество труб по ходу газов обеспечивает работу ГПСВ в наиболее широком диапазоне нагрузок. Увеличение числа заходов до двух приведет к снижению тепловой мощности на 0,8 МВт (до 33,4 МВт) и увеличению температуры уходящих газов до 100 °С.

Для температурного графика 130/70 °С (рис. 2) выбор числа рядов по наибольшему экономическому эффекту имеет место при значениях тепловой мощности ГПСВ до 16,7 МВт. Наибольшее значение тепловой мощности 32,4 МВт можно получить при  $z_2 = 14$  и максимальном расходе топлива в КСДТ, температура уходящих газов при этом равна 103 °С, а скорость сетевой воды – 1,26 м/с. Увеличение числа заходов до двух приведет к снижению тепловой мощности на 0,6 МВт (до 31,8 МВт) и увеличению температуры уходящих газов до 104 °С.

Для температурного графика 115/70 °С (рис. 3) максимальные значения ЧДД находятся за пределами области технических ограничений. Наибольшее значение тепловой мощности 28,4 МВт можно получить при  $z_2 = 10$  и максимальном расходе топлива в КСДТ, температура уходящих газов при этом равна 112 °С, а скорость сетевой воды – 1,41 м/с. Увеличение числа заходов до двух приведет к снижению тепловой мощности на 0,5 МВт (до 27,9 МВт) и увеличению температуры уходящих газов до 113 °С.

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что наиболее эффективной по экономическим показателям и обеспечению рабочего диапазона является температура сетевой воды на выходе из ГПСВ, равная 150 °С. Если необходимы более низкие температуры теплоносителя на входе в тепловую сеть, то рекомендуется организация подмеса сетевой воды из обратного трубопровода.

#### Список литературы

1. Шельгин Б.Л., Мошкарин А.В., Малков Е.С. Тепловая эффективность использования уходящих газов котла-утилизатора при сжигании дополнительного топлива // Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 4. – С. 8–12.
2. Малков Е.С., Шельгин Б.Л., Костерин А.Ю. Технико-экономическое обоснование установки газового подогревателя сетевой воды в газоходе котла-утилизатора // Вестник ИГЭУ. – 2013. – Вып. 2. – С. 9–14.
3. Малков Е.С., Шельгин Б.Л. Разработка расчетных моделей котла-утилизатора для анализа эффективности сжигания дополнительного топлива // Вестник ИГЭУ. – 2013. – Вып. 1. – С. 15–18.
4. Мошкарин А.В., Шельгин Б.Л., Жамлиханов Т.А. Режимные характеристики ГТЭ-110 для энергоблока ПГУ-325 // Вестник ИГЭУ. – 2010. – Вып. 2. – С. 7–10.

#### References

1. Shelygin, B.L., Moshkarin, A.V., Malkov, E.S. Teplovaya effektivnost' ispol'zovaniya ukhodyashchikh gazov kotla-utilizatora pri szhiganiy dopolnitel'nogo topliva [Thermal efficiency of utilizing exhausted gases of heat recovery boilers when burning additional fuel]. *Vestnik IGEU*, 2012, issue 4, pp. 8–12.
2. Malkov, E.S., Shelygin, B.L., Kosterin, A.Yu. Tekhniko-ekonomicheskoe obosnovanie ustanovki gazovogo podogrevatelya setevoy vody v gazokhode kotla-utilizatora [Feasibility study of installing network water gas heater in gas duct of recovery boiler]. *Vestnik IGEU*, 2013, issue 2, pp. 9–14.
3. Malkov, E.S., Shelygin, B.L. Razrabotka raschetnykh modeley kotla-utilizatora dlya analiza effektivnosti szhiganiya dopolnitel'nogo topliva [Developing Calculation Models of Recovery Boiler for Analyzing Burning Efficiency of Additional Fuel]. *Vestnik IGEU*, 2013, issue 1, pp. 15–18.

4. Moshkarin, A.V. Rezhimnye kharakteristiki GTE-110 dlya energobloka PGU-325 [GTE-110 Operating Characteristics

for CCGT-325 MW Power Unit]. *Vestnik IGEU*, 2010, issue 2, pp. 7–10.

*Малков Евгений Сергеевич*,  
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,  
аспирант, инженер кафедры тепловых электрических станций,  
адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408,  
телефон (4932) 26-99-31,  
e-mail: admin@tes.ispu.ru

*Шельгин Борис Леонидович*,  
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,  
кандидат технических наук, профессор кафедры тепловых электрических станций,  
адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408,  
телефон (4932) 26-99-31,  
e-mail: admin@tes.ispu.ru

*Костерин Александр Юрьевич*,  
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,  
доцент кафедры экономики и организации предприятия,  
адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. А, ауд. 441,  
телефон (4932) 26-97-64.