РУКОВОДЯЩИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПОДОГРЕВА ВОЗДУХА НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

РТМ 24.030.50—75

Издание официальное

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАН Центральным научно-исследовательским и проектно-конструкторским котлотурбинным институтом им. И. И. Ползунова

Директор	**Н. М. МАРКОВ**
Заведующий базовым отраслевым отделом стандартизации	**К. А. СУПРЯДКИН**
Заведующий отделом разработки и освоения новых энергетических блоков и установок	**Л. Л. БАЧИЛО**
Руководители работы:	**Л. Е. АПАТОВСКИЙ, В. А. ХАЛУПОВИЧ**
Исполнители:	**Г. Г. РОЗИНА, В. А. ПАВЛОВА, Г. Б. СМИРНОВА**

Всесоюзным Теплотехническим институтом им. Ф. Э. Дзержинского

Директор	**В. Е. ДОРОЩУК**
Заведующий котельным отделением	**Р. А. ПЕТРОСЯН**
Руководители работы:	**В. Д. ЛОКШИН, В. Н. ФОМИНА**

ВНЕСЕН Центральным научно-исследовательским и проектно-конструкторским котлотурбинным институтом им. И. И. Ползунова

Директор	**Н. М. МАРКОВ**
Заведующий базовым отраслевым отделом стандартизации	**К. А. СУПРЯДКИН**

ПОДГОТОВЛЕН К УТВЕРЖДЕНИЮ Главным управлением атомного машиностроения и котлостроения

Главный инженер	**В. Д. ЗОРИЧЕВ**

УТВЕРЖДЕН Министерством тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения

Заместитель министра	**П. О. СИРЫЙ**

УДК 621.311.22—112.003.001.24

Группа Е21

РУКОВОДЯЩИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПОДОГРЕВА ВОЗДУХА НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

РТМ 24.030.50—75

Указанием Министерства тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения от 20 мая 1975 г. № ПС-002/6294 введен как рекомендуемый.

Решением Главтехуправления Минэнерго СССР от 14.10.76 распространен на предприятия Минэнерго СССР

Настоящий руководящий технический материал (РТМ) распространяется на конденсационные паротурбинные энергетические установки, работающие на органическом топливе и оборудованные различными схемами предварительного подогрева воздуха, подаваемого в котельные агрегаты.

РТМ составлен на основании обобщения работ ЦКТИ, ВТИ, ВГПИ «Теплоэлектропроект», института «Промэнергопроект», ОРГРЭС, МЭИ, ЗиО, выполненных в последние годы [1—28].

Данный РТМ конкретизирует общую методику определения экономической эффективности [29, 30] для сопоставления вариантов установок предварительного подогрева воздуха.

На основании изложенного в РТМ метода расчета может быть определена сравнительная экономическая эффективность различных способов предварительного подогрева воздуха, а также произведен выбор оптимальных характеристик для каждого варианта.

1. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

1.1. Условные обозначения

$З_{пр}$ — приведенные затраты, руб/г;

C — текущие затраты, руб/г;

K — капитальные вложения, руб;

P — нормативный коэффициент эффективности;

Δ — изменение величины;

$З_{тл}$ — замыкающие затраты на топливо, руб/т при $Q^{р}_{н}$ = =7000 ккал/кг;

B — расход топлива, кг/ч;

m — количество характерных режимов;

n — число часов использования установленной мощности, ч/г;

$З_{э}$ — замыкающие затраты на электроэнергию, руб/(кВт · ч);

$N_{р}$ — располагаемая мощность установки, кВт;

$N_{сн}$ — мощность собственных нужд установки, кВт;

S — заводская себестоимость оборудования узла, руб;

$n_{р}$ — норма рентабельности, %;

$ц$ — цена, руб;

ΔM — изменение затрат на материалы, руб;

ΔT — изменение трудозатрат, руб;

$n_{м}$ — норматив на исчисление прибыли при изменении затрат на материалы, %;

$n_{т}$ — норматив на исчисление прибыли при изменении трудозатрат, %;

N — мощность блока, кВт;

G_{0} — расход пара номинальный, т/ч;

η — коэффициент полезного действия;

$Q^{р}_{н}$ — низшая теплота сгорания на рабочую массу, ккал/кг;

$Q^{р}_{р}$ — располагаемое тепло на 1 кг топлива, ккал/кг;

$Q'_{в}$ — тепло пара, подводимое к воздуху в расчете на 1 кг топлива, ккал/кг;

$q^{т.у}$ — удельный расход тепла по турбоустановке, ккал/(кВт · ч);

b — удельный расход топлива, кг/(кВт · ч);

$\bar{\xi}_{в}$ — средневзвешенный коэффициент энергоценности тепла пара, использованного для подогрева воздуха;

$\bar{\xi}_{эк}$ — средневзвешенный коэффициент энергоценности тепла пара, вытесняемого экономайзером;

$Q_{кф}$ — тепловосприятие калориферов, ккал/ч;

$Q_{эк}$ — тепловосприятие дополнительного экономайзера, ккал/ч;

a — коэффициент предварительного подогрева воздуха;

$q_{в}$ — доля воздуха, нагреваемого в калориферах;

$\beta_{вп}$ — отношение действительного количества воздуха на входе в воздухоподогреватель к теоретически необходимому;

$I_{в}$ — энтальпия воздуха, ккал/кг;

$I_{ух}$ — энтальпия уходящих из котла газов, ккал/кг;

$i_{тл}$ — физическое тепло топлива, ккал/кг;

t — температура воздуха и воды, °С;

ϑ — температура газов, °С;

$k_{q_{5}}$ — коэффициент использования тепловыделений котельной;

q_{5} — потеря тепла от наружного охлаждения в котельном агрегате, %;

$c_в$ — объемная теплоемкость воздуха, ккал/(кг · м³) при 0°С и 760 мм вод. ст.;

V^0 — теоретический объем сухого воздуха, необходимого для полного сгорания 1 кг топлива, м³/кг при 0°С и 760 мм вод. ст.;

$H_{вен}$ — полный напор вентилятора, кгс/см²;

$\alpha_{ух}$ — коэффициент избытка воздуха в уходящих из котла газах;

$Q_г^{огн}$ — тепло газов топлива, сгоревшего в устройстве, на выходе из него, ккал/кг.

1.2. Сокращения и индексы

РВП — регенеративный воздухоподогреватель;

ПНД — подогреватель низкого давления;

пр — приведенные;

тл — топливо;

а — амортизация;

т.р — текущий ремонт;

з.п — заработная плата;

с.н — собственные нужды;

об — оборудование;

э — электроэнергия;

исх — исходный;

бр — брутто;

н — нетто;

к.у — котельная установка;

т.у — турбинная установка;

кф — калорифер;

в — воздух;

вен — вентилятор;

ср — среднее;

прс — присосы;

х.в — холодный воздух;

огн — огневой подогрев;

г — газы;

пот — потери;

п.в — питательная вода;

нар — наружный;

рец — рециркуляция;

ух — уходящие (газы);

нс — насыщение.

2. РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПОДОГРЕВА

2.1. Общие методические положения

2.1.1. Для предотвращения низкотемпературной коррозии и забивания воздухоподогревателей котельных агрегатов, а в ряде случаев в целях повышения экономичности, на конденсационных паротурбинных установках, работающих на органическом топливе, применяется предварительный подогрев воздуха. Известно

большое количество различных способов предварительного подогрева воздуха (приложение 1).

2.1.2. Выбор рациональной схемы предварительного подогрева воздуха и определение оптимальных ее характеристик в каждом конкретном случае необходимо выполнять на основе технико-экономических расчетов и сопоставлений. Сопоставление вариантов, как правило, должно производиться при одинаковых (по коррозии) условиях работы низкотемпературных поверхностей нагрева и газоходов котла. В противном случае необходимо либо учитывать дополнительные затраты на обеспечение в сравниваемых вариантах принятого уровня допустимой коррозии, либо принимать во внимание ущерб, получающийся в варианте с худшими условиями работы. Так, неправомерным будет сопоставление варианта рециркуляции горячего воздуха с вариантом предварительного подогрева воздуха в калориферах при различных температурах стенки воздухоподогревателя без учета дополнительных затрат (например, на эмалирование поверхности) или ущерба (более частая замена поверхностей нагрева, увеличение затрат на ремонт, увеличение затрат на тягу и дутье из-за забивания поверхностей, увеличение затрат на топливо из-за увеличения температуры уходящих газов в процессе эксплуатации и т. п.).

2.1.3. Расчеты и сопоставления являются правомерными лишь в том случае, если сравниваемые варианты приведены к единому энергетическому эффекту (к одинаковому количеству отпускаемой электрической энергии установок). Основные принципы учета возможного различия рассматриваемых вариантов по мощности изложены в пп. 2.1.14, 2.1.15 и 2.1.17.

2.1.4. При проектировании новых установок варианты с предварительным подогревом воздуха и без него должны сопоставляться в оптимальных для каждого варианта условиях, с учетом рекомендаций норм теплового расчета котлов [31]. При этом должен производиться выбор оптимальных параметров (температуры уходящих из котла газов, температурных напоров в воздухоподогревателе и т. п.). При модернизации значение ряда параметров может диктоваться специфическими условиями объекта.

2.1.5. При отказе от предварительного подогрева воздуха теплом отборного пара турбины и использовании для модернизации других видов подогрева воздуха (за счет тепла дымовых газов) необходимо учитывать увеличение затрат на топливо из-за повышения удельного расхода тепла по турбоустановке, связанного с вытеснением регенерации тепла в цикле.

2.1.6. В качестве критерия при сопоставлении технико-экономических показателей вариантов в соответствии с действующими методическими материалами [29] следует принимать величину приведенных затрат, определяемую по формуле:

$$З_{пр} = C + p \cdot K, \qquad (1)$$

где p — нормативный коэффициент эффективности, равный 0,12 руб/(руб·г).

2.1.7. Сравнительная эффективность вариантов определяется по формуле:

$$\Delta З_{пр} = \Delta C + p\Delta K. \quad (2)$$

2.1.8. Величина изменения текущих затрат при сопоставлении определяется по формуле:

$$\Delta C = \Delta C_{тл} + \Delta C_{а} + \Delta C_{т.р} + \Delta C_{з.п} + \Delta C_{э}, \quad (3)$$

где $\Delta C_{тл}$, $\Delta C_{а}$, $\Delta C_{т.р}$ и $\Delta C_{з.п}$ — соответственно изменение затрат на топливо, амортизацию [32], текущий ремонт и заработную плату;

$\Delta C_{э}$ — изменение затрат на замещаемую энергию, связанное с различными затратами энергии на собственные нужды и неодинаковой располагаемой мощностью по вариантам.

2.1.9. Изменение затрат на топливо при работе на нагрузках, мало отличающихся от номинальной, исчисляется по формуле:

$$\Delta C_{тл} = З_{тл} \frac{(B_2 - B_1) Q^{р}_{н} \cdot n}{7000} \quad (4)$$

где $З_{тл}$ — замыкающие затраты на топливо [30], при $Q^{р}_{н}$ = =7000 ккал/кг, руб/т;

B_1 и B_2 — расходы натурального топлива для сравниваемых вариантов (здесь вариант 1 принимается за базовый) т/ч;

n — число часов использования установленной мощности в году, ч/г.

2.1.10. Для установок, работающих длительное время на нагрузках, существенно отличающихся от номинальной, величина $\Delta C_{тл}$ рассчитывается с учетом изменения экономичности при снижении нагрузки:

$$\Delta C_{тл} = З_{тл} \frac{Q^{р}_{н}}{7000} \sum_{i=1}^{i=m} (B^{i}_{2} - B^{i}_{1}) n_{i}, \quad (5)$$

где B^{i}_{2} и B^{i}_{1} — часовой расход натурального топлива для сравниваемых вариантов на i-ом режиме, т/ч;

n_{i} — продолжительность i-го режима в году, ч/г.

2.1.11. Изменение затрат на амортизационные отчисления принимается по действующим нормативам.

2.1.12. Затраты на текущий ремонт принимаются по действующим нормативам. В обоснованных случаях затраты на текущий ремонт могут быть увеличены для поддержания на одинаковом уровне работоспособности в вариантах, требующих более частых ремонтов.

2.1.13. Затраты на зарплату по действующим нормативам учитываются в тех случаях, когда варианты требуют различного числа обслуживающего персонала.

2.1.14. Приведение вариантов к одинаковому количеству отпускаемой электроэнергии должно производиться по формуле:

$$\Delta C_э = З_э \Delta N_{с.н} n - З_э \Delta N_р n, \quad (6)$$

где $З_э$ — замыкающие затраты на электроэнергию в данной системе [30];

$\Delta N_{с.н}$ — изменение расхода электроэнергии на собственные нужды, кВт;

$\Delta N_р$ — изменение располагаемой мощности установки при неизменной паропроизводительности, кВт;

n — число часов использования установленной мощности.

Особенности учета различия в количестве отпускаемой энергии в рассматриваемых вариантах поясняются в п. 2.1.17.

2.1.15. Величина изменения капитальных вложений может быть представлена в виде

$$\Delta K = \Delta K_{об} + \Delta K_{стр} + \Delta K^{об}_{зам}, \quad (7)$$

где $\Delta K_{об}$ — изменение капитальных затрат на оборудование (с монтажом), руб;

$\Delta K^{об}_{зам}$ — капитальные затраты на оборудование на данной станции, связанные с приведением вариантов к одинаковому количеству отпускаемой электроэнергии, руб;

$\Delta K_{стр}$ — изменение капитальных затрат на строительную часть, руб.

Особенности учета $\Delta K^{об}_{зам}$ в рассматриваемых вариантах поясняются в п. 2.1.17.

2.1.16. Изменение капитальных затрат на оборудование должно определяться по ценам на оборудование. В тех случаях, когда цены на сопоставляемые варианты оборудования не установлены, их следует исчислять на основе расчета себестоимости вариантов, исходя из следующих положений, составленных в соответствии с протоколом, утвержденным Госкомитетом цен Совета Министров СССР 6 июля 1973 г.

2.1.16.1. Для определения цены исходного варианта оборудования следует руководствоваться соотношением:

$$ц_{исх} = S\left(1 + \frac{n_р}{100}\right),$$

где $ц_{исх}$ — цена оборудования узла, руб.

Норма рентабельности принимается:

по турбинному оборудованию (включая вспомогательное) — 20%;

по котельному оборудованию (включая вспомогательное) — 18%.

2.1.16.2. Для определения цены сопоставляемого варианта, отличающегося от исходного затратами на материалы ΔM и трудозатратами ΔT, следует руководствоваться соотношением

$$ц = ц_{исх} + \Delta M\left(1+\frac{n_м}{100}\right) + \Delta T\left(1+\frac{n_т}{100}\right),$$

где $n_м = 3\%$ — норматив на исчисление прибыли при изменении затрат на материалы;

$n_т$ — норматив на исчисление прибыли при изменении трудозатрат.

Норматив $n_т$ принимается:

по турбинному оборудованию — 25%;

по котельному оборудованию — 23%.

2.1.17. В связи с увеличением удельного расхода пара при осуществлении предварительного подогрева воздуха теплом отборного пара турбины, а также в связи с различными расходами энергии на собственные нужды сопоставляемые варианты необходимо привести к одинаковому энергетическому эффекту. При этом к учету возможного различия в мощности необходимо подходить дифференцированно.

2.1.17.1. При создании оборудования нового блока заданной мощности в варианте с предварительным подогревом воздуха теплом пара, отбираемого из турбины, необходимость производства и пропуска через головную часть турбины большего количества пара, чем в вариантах с другими способами подогрева воздуха, учитывается в проекте. В этом случае при сопоставлении вариантов следует прибегать к понятию замещающей мощности только при различных затратах энергии на собственные нужды. Необходимо учитывать при сопоставлении удорожание оборудования (главным образом котельного агрегата), связанное с увеличением необходимого расхода пара для обеспечения заданной мощности блока.

2.1.17.2. При сооружении схем предварительного подогрева воздуха на работающем или на спроектированном оборудовании, если оно изготовлено по проектной документации, не подлежащей по каким-либо причинам пересмотру, для решения вопроса о методе приведения вариантов к одинаковому энергетическому эффекту необходимо выполнить анализ характеристик оборудования станции с целью выявления узких мест. При этом возможны следующие случаи:

Генератор электрического тока, трансформаторы или линия электропередачи не допускают выработки, преобразования или передачи дополнительной мощности. Потенциальные возможности теплосилового оборудования в сторону увеличения мощности не могут быть реализованы. При этом приведению к одинаковой мощности с помощью учета дополнительных затрат подлежат ва-

рианты, осуществление в которых предварительного подогрева воздуха привело бы к уменьшению мощности по сравнению с проектной. В качестве дополнительных затрат должны учитываться либо затраты, связанные с увеличением паропроизводительности котла и пропускной способности турбины, если это возможно, по формуле (7), либо затраты, связанные с уменьшением температуры питательной воды при одновременном увеличении теплопроизводительности котла, если это не ограничивается пропускной способностью ЧСД и ЧНД турбины и котельных агрегатов, по формуле (7), либо, если указанные выше меры невозможны, — затраты на замещающую энергию по формуле (6).

Генератор электрического тока, трансформаторы или линия электропередачи допускают реализацию дополнительной мощности. При этом, если узким местом в турбине является последняя ступень, то при наличии запасов по паропроизводительности котла вариант с предварительным подогревом воздуха теплом пара, отбираемого из турбины, будет иметь бóльшую мощность при одинаковом расходе пара через последнюю ступень. В этом случае затраты на замещающую мощность в варианте без парового подогрева должны исчисляться по показателям новых блоков рассматриваемого типа. При отсутствии запасов по паропроизводительности котла, но при наличии возможности снижения температуры питательной воды при той же паропроизводительности котла затраты на замещающую мощность должны исчисляться по показателям новых пиковых установок. При отсутствии или недостаточности указанных выше возможностей вариант с предварительным подогревом воздуха теплом пара будет иметь меньшую установленную мощность, определяемую при условии предельной паропроизводительности или теплопроизводительности котла. В качестве дополнительных затрат при этом должны приниматься либо затраты, связанные с увеличением паропроизводительности котла, если это возможно, по формуле (7), либо затраты, связанные с обеспечением возможности уменьшения температуры питательной воды при одновременном увеличении теплопроизводительности котла по формуле (7), либо, если указанные выше меры невозможны, затраты на замещающую мощность или энергию по формуле (6).

Если же узким местом в турбине является часть высокого давления, то при невозможности снижения температуры питательной воды с одновременным сохранением паропроизводительности котла вариант с использованием тепла пара для подогрева воздуха будет иметь при прочих равных условиях меньшую установленную мощность. Затраты на замещающую мощность при этом должны исчисляться по показателям новых блоков рассматриваемого типа. Когда указанная возможность снижения температуры питательной воды имеется, учитываются лишь дополнительные затраты на топливо, связанные с ухудшением экономичности при снижении температуры питательной воды.

2.1.18. Для пояснения методики расчетов в справочном приложении 4 приведены примеры расчета эффективности некоторых способов предварительного подогрева воздуха.

2.2. Расчет изменения тепловой экономичности для схем предварительного подогрева воздуха теплом отборного пара турбины

2.2.1. Расход топлива на блок, оборудованный предварительным подогревом воздуха теплом отборного пара турбины, для определения затрат на топливо подсчитывается по формулам:

$$B = \frac{860\, N_{бр}}{\eta_{т.у}\,\eta_{т.п}\,\eta_{к.у}\,Q^{р}_{н}\left(1 - \dfrac{1-\eta_{к.у}}{\eta_{к.у}}\,\dfrac{Q'_{в}}{Q^{р}_{н}}\right)}, \tag{8}$$

$$B = \frac{q^{т.у}_{бр}\,N_{бр}}{\eta_{т.п}\,\eta_{к.у}\,Q^{р}_{н}\left(1 - \dfrac{1-\eta_{к.у}}{\eta_{к.у}}\,\dfrac{Q'_{в}}{Q^{р}_{н}}\right)}, \tag{9}$$

где $N_{бр}$ — мощность блока брутто, кВт;

$\eta_{т.у}$ — КПД турбоустановки, в долях;

$\eta_{т.п}$ — КПД теплового потока, учитывающий потери тепла в трубопроводах и равный в большинстве случаев 0,98;

$\eta_{к.у}$ — КПД котла, отнесенный к $Q^{р}_{р}$ и определяемый в соответствии с нормами теплового расчета котлов [31];

$Q'_{в}$ — тепло пара, подводимое к воздуху, в расчете на 1 кг топлива, ккал/кг;

$q^{т.у}_{бр}$ — удельный расход тепла брутто по турбоустановке (п. 2.2.5), ккал/(кВт·ч).

Для установок, оборудованных разомкнутыми пылесистемами, $\eta_{к.у}$ и $Q^{р}_{н}$ определяется по сушенке с последующим пересчетом расхода топлива на натуральное по [32]. В случае существенного различия в расходах топлива на пуски и остановы, вызванного спецификой сопоставляемых вариантов предварительного подогрева воздуха, изменение этих расходов следует учитывать в формуле (3) в качестве отдельной составляющей. Расчеты расходов топлива и изменения экономичности по приведенным в настоящем РТМ формулам необходимо производить с точностью до четвертой значащей цифры (за исключением формул (18) и (19), где достаточно трех значащих цифр).

2.2.2. В случаях, когда среднегодовая температура топлива, поступающего на блок, существенно выше или ниже 0°С или подогрев топлива производится от постороннего для блока источника тепла, а также при использовании разомкнутых систем пылеприготовления с газовой сушкой (когда с помощью КПД котла учитывают расход тепла газов на сушку как потерю) в указанных выше формулах для вычисления расхода топлива на блок вместо $Q^{р}_{н}$ следует подставлять $Q^{р}_{н} + i_{тл}$. В разомкнутых пылеси-

стемах с паровой сушкой в связи с тем, что возврат тепла в цикл с подогретым топливом учитывается при расчете $\eta_{т.у}$, под $i_{тл}$ нужно понимать величину физического тепла топлива, поступающего в систему пылеприготовления. Учитывая сказанное, в более общем виде выражение для расчета расхода топлива на блок может быть записано:

$$B = \frac{q_{бр}^{т.у} N_{бр}}{\eta_{т.п}\left(Q_н^р + i_{тл}\right)\eta_{к.у}\left(1 - \dfrac{1-\eta_{к.у}}{\eta_{к.у}}\dfrac{Q_в'}{Q_н^р + i_{тл}}\right)}, \qquad (10)$$

где $i_{тл}$ — физическое тепло топлива, поступающего в систему пылеприготовления, ккал/кг.

2.2.3. Приведенные в пп. 2.2.1 и 2.2.2 формулы (8), (9) и (10) могут быть использованы при определении расходов топлива для вариантов без предварительного подогрева воздуха. При этом $Q_в' = 0$.

2.2.4. Относительное изменение тепловой экономичности блока, оборудованного паровым подогревом воздуха, по сравнению с вариантом без подогрева воздуха выражается формулами:

$$\delta b_{бр} = \frac{b_{бр} - b_{бр_0}}{b_{бр_0}} 100 = \left[\frac{q_{бр}^{т.у}\eta_{к.у_0}}{q_{бр_0}^{т.у}\eta_{к.у}\left(1 - \dfrac{1-\eta_{к.у}}{\eta_{к.у}}\dfrac{Q_в'}{Q_н^р}\right)} - 1\right] 100, \qquad (11)$$

$$\delta b_н = \frac{b_н - b_{н_0}}{b_{н_0}} 100 = \left[\frac{q_{бр}^{т.у}\eta_{к.у}\eta_{с.н_0}}{q_{бр_0}^{т.у}\eta_{с.н}\eta_{к.у}\left(1 - \dfrac{1-\eta_{к.у}}{\eta_{к.у}}\dfrac{Q_в'}{Q_н^р}\right)} - 1\right] 100, \qquad (12)$$

где $b_{бр}$ и $b_н$ — соответственно удельные расходы топлива на блок брутто и нетто, кг/(кВт·ч);

$\eta_{с.н}$ — КПД собственных нужд, равный $N_н/N_{бр}$ в долях;

$\delta b_{бр}$ и $\delta b_н$ — относительное изменение удельного расхода топлива на блок соответственно брутто и нетто, %.

Индекс 0 относится к варианту без парового подогрева воздуха.

Примечание. Под паровым подогревом воздуха здесь и далее подразумевается как подогрев воздуха паром, так и подогрев воздуха конденсатом за счет тепла отборного пара турбины.

2.2.5. Величина $q_{бр}^{т.у}$ должна рассчитываться с учетом возврата тепла воздуха в котельном агрегате и может быть выражена через $q_{бр_0}^{т.у}$ с помощью коэффициентов энергоценности тепла пара, отбираемого из турбины:

$$q_{бр}^{т.у} = q_{бр_0}^{т.у} - \left(1 - \bar{\xi}_в\right) b_{бр} Q_в', \qquad (13)$$

где $\bar{\xi}$ — средневзвешенный коэффициент энергоценности тепла пара, используемого для предварительного подогрева воздуха (справочное приложение 2).

При наличии в котельном агрегате дополнительного экономайзера, включенного в регенеративную схему, вышеуказанная формула должна быть записана в виде:

$$q_{бр}^{т.у} = q_{бр_0}^{т.у} - (1 - \bar{\xi}_в)\, b_{бр}\, Q'_в + (1 - \bar{\xi}_{эк})\, b_{бр}\, Q'_{эк}, \qquad (14)$$

где $Q'_{эк}$ — тепловосприятие дополнительного экономайзера на 1 кг топлива, ккал/кг топлива;

$\bar{\xi}_{эк}$ — средневзвешенный коэффициент энергоценности тепла пара, вытесняемого дополнительным экономайзером.

Эту формулу можно также записать в виде:

$$q_{бр}^{т.у} = \frac{q_{бр_0}^{т.у}}{1 + \dfrac{(1 - \bar{\xi}_в)\, Q'_в - (1 - \bar{\xi}_{эк})\, Q'_{эк}}{\eta_{к.у}\left(1 - \dfrac{1 - \eta_{к.у}}{\eta_{к.у}} \dfrac{Q'_в}{Q_н^р}\right) \eta_{т.п} Q_н^р}}. \qquad (15)$$

2.2.6. С учетом данных, изложенных в п. 2.2.5, изменение тепловой экономичности блока, оборудованного паровым подогревом воздуха, по сравнению с вариантом без подогрева вычисляется по формулам:

$$\delta b_{бр} = \left[\frac{\eta_{к.у_0}\, \eta_{т.п}}{\eta_{к.у}\left(1 - \dfrac{1 - \eta_{к.у}}{\eta_{к.у}} \dfrac{Q'_в}{Q_н^р}\right) \eta_{т.п} + (1 - \bar{\xi}_в) \dfrac{Q'_в}{Q_н^р}} - 1 \right] 100, \qquad (16)$$

$$\delta b_н = \left[\frac{\eta_{к.у_0}\, \eta_{т.п}\, \dfrac{\eta_{с.н_0}}{\eta_{с.н}}}{\eta_{к.у}\left(1 - \dfrac{1 - \eta_{к.у}}{\eta_{к.у}} \dfrac{Q'_в}{Q_н^р}\right) \eta_{т.п} + (1 - \bar{\xi}_в) \dfrac{Q'_в}{Q_н^р}} - 1 \right] 100. \qquad (17)$$

Абсолютное и относительное изменение тепловой экономичности блока, оборудованного паровым подогревом воздуха и дополнительным экономайзером, включенным в схему регенерации турбоустановки по сравнению с вариантом без подогрева воздуха и без экономайзера с достаточной степенью точности может быть вычислено по формуле:

$$\Delta B = B - B_{исх} = \frac{\eta_{к.у_0} - \eta_{к.у}}{\eta_{к.у}} B_{исх} + \frac{Q_{эк}(1 - \bar{\xi}_{эк})}{Q_н^р\, \eta_{к.у}} - \frac{Q_{кф}(1 - \bar{\xi}_в)}{Q_н^р\, \eta_{к.у}}, \qquad (18)$$

где $Q_{кф}$ — тепловосприятие калориферов, ккал/ч;

$Q_{эк}$ — тепловосприятие экономайзера, ккал/ч;

$B_{исх}$ — расход топлива в исходном варианте, кг/ч;

ΔB — изменение расхода топлива при неизменной мощности блока, кг/ч.

2.2.7. Для случаев, которые не сопровождаются изменением q_4, расчет относительного изменения расхода топлива брутто с достаточной точностью может быть выполнен по формуле [33]

$$\delta b_{бр} = \frac{B_1 - B_2}{B_1} 100 =$$

$$= \frac{(q_{2_2} - q_{2_1})(1 + a_2) - (100 - q_{2_1})(a_1 - a_2) + 100(a_1 \bar{\xi}_{в_1} - a_2 \bar{\xi}_{в_2}) - 100 k_2 (1 - \bar{\xi}_{эк})}{(100 - q_{2_1})(1 + a_2) - 100 k_2} \times$$

$$\times 100, \qquad (19)$$

где $a_1 = \frac{Q'_{в1}}{Q^р_н}$ — коэффициент предварительного подогрева воздуха в варианте 1;

$a_2 = \frac{Q'_{в2}}{Q^р_н}$ — коэффициент предварительного подогрева воздуха в варианте 2;

$\bar{\xi}_{в_1}$ — коэффициент ценности тепла отборного пара, используемого для подогрева воздуха в варианте 1;

$\bar{\xi}_{в_2}$ — коэффициент ценности тепла отборного пара в варианте 2;

$\bar{\xi}_{эк}$ — коэффициент ценности тепла отборного пара, вытесняемого экономайзером низкого давления;

$$k_2 = \frac{Q'_{эк}}{Q^р_н},$$

где $Q'_{эк}$ — тепло подогрева конденсата в экономайзере низкого давления (ЭНД) в варианте 2 (в варианте 1 ЭНД отсутствует).

2.2.8. Тепло пара, подводимое к воздуху на 1 кг топлива, вычисляется по формуле:

$$Q'_в = g_в \beta'_{вп} (I^{кф''}_в - I^{кф'}_в), \qquad (20)$$

где $g_в$ — доля воздуха, нагреваемого в калориферах;

$\beta'_{вп}$ — отношение действительного количества воздуха на входе в воздухоподогреватель к теоретически необходимому;

$I^{кф''}_в$ — энтальпия воздуха на выходе из калориферов, ккал/кг;

$I^{кф'}_в$ — энтальпия воздуха на входе в калориферы, ккал/кг.

Величина $I^{кф''}_в$ определяется условиями предотвращения коррозии и загрязнения воздухоподогревателя или технико-экономическими расчетами. Значение $I^{кф'}_в$ определяется обоснованным выбором температуры холодного воздуха.

Температура воздуха на входе в калорифер должна определяться уровнем температуры наружного воздуха, степенью подо-

грева воздуха за счет тепловыделений при работе оборудования в условиях нормальной вентиляции и отопления внутренних помещений станции, хорошем состоянии изоляции, а также повышением температуры в дутьевом вентиляторе.

Для определения эффективности предварительного подогрева воздуха на основе климатологических данных [34] должна быть определена среднегодовая температура воздуха на входе в калориферную установку для электростанции, расположенной в заданном районе (справочное приложение 3).

Среднегодовая температура воздуха на входе в калориферную установку при расположении калориферов после вентиляторов может быть определена по приближенным формулам, структура которых предложена в работе [16]:

$$t'_{\text{в.ср}} = t^{\text{ср}}_{\text{нар}} + \Delta t_{q_5} + \Delta t_{\text{вен}}, \qquad (21)$$

где $t^{\text{ср}}_{\text{нар}}$ — среднегодовая температура наружного воздуха;

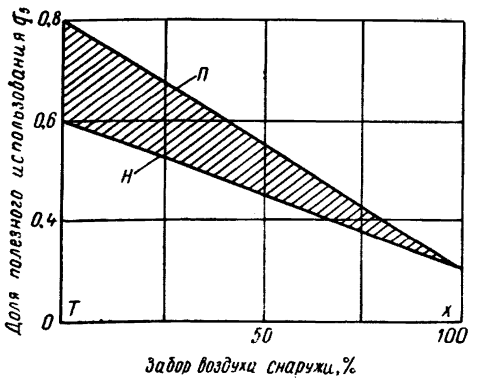
Δt_{q_5} — повышение температуры воздуха за счет тепловыделений в помещении котельной;

$\Delta t_{\text{вен}}$ — повышение температуры воздуха в дутьевом вентиляторе;

$$\Delta t_{q_5} = \frac{k_{q_5} q_5 Q^{\text{р}}_{\text{р}}}{\beta'_{\text{вп}} c_{\text{в}} V^0 100}, \qquad (22)$$

где k_{q_5} — коэффициент использования потери тепла q_5 для подогрева воздуха (чертеж);

Зависимость доли полезного использования потери тепла в окружающую среду k_{q_5} от степени забора холодного воздуха снаружи



Т — Х — переход от теплового времени года к холодному; *П* — полное закрытие проемов вверху здания; *Н* — неполное закрытие

q_5 — потеря тепла от наружного охлаждения котлоагрегата, %;

$c_в$ — объемная теплоемкость воздуха, ккал/м³/кг топлива при 0°С и 760 мм вод. ст.;

V^0 — теоретический объем сухого воздуха необходимого для полного сгорания 1 кг топлива, м³/кг при 0°С и 760 мм вод. ст.;

$$\Delta t_{вен} = \frac{2{,}72\,(t''_в + 273)\,H_{вен}\,10^{-3}}{\eta_{вен}}, \qquad (23)$$

где $H_{вен}$ — полный напор вентилятора, кгс/м²;

$\eta_{вен}$ — КПД вентилятора, %;

$t''_{вен}$ — температура воздуха за вентилятором, °С.

При установке калориферов на всасе вентиляторов

$$t'_{в.ср} = t^{ср}_{нар} + \Delta t_{q_5}. \qquad (24)$$

В случае использования в зимнее время года рециркуляции горячего воздуха для подогрева воздуха перед калориферами, вычисленную по указанным выше формулам, $t''_{в.ср}$ необходимо увеличить на величину $\Delta t^{ср}_{рец}$ (среднегодовой подогрев воздуха за счет рециркуляции горячего воздуха).

При установке калориферов в вентиляционных проемах здания

$$t'_{в.ср} = t^{ср}_{нар}. \qquad (25)$$

2.2.9. Определение потерь тепла с уходящими газами рекомендуется производить по формуле:

$$q^*_2 = \frac{I_{ух} - (\alpha_{ух} - \beta'_{вп})\,I^{пр}_{х.в} - \beta'_{вп}\,I''_в}{Q^р_р}\,(100 - q_4), \qquad (26)$$

где $I^{прс}_{х.в}$ — энтальпия воздуха, поступающего в котел в виде присосов, ккал/кг;

$I''_в$ — энтальпия воздуха, поступающего в устройство для предварительного подогрева воздуха, ккал/кг;

$(\alpha_{ух} - \beta'_{вп})$ — сумма присосов в котельном агрегате (без учета перетечек воздуха в воздухоподогревателе);

$\alpha_{ух}$ — коэффициент избытка воздуха в уходящих газах.

---

* При оценке технического уровня котельных агрегатов эта величина должна приводиться к одинаковым условиям по температуре холодного воздуха.

2.3. Определение тепловой эффективности предварительного подогрева воздуха теплом продуктов сгорания топлива в котельном агрегате при рециркуляции воздуха в воздухоподогревателе; уходящими газами; промежуточным теплоносителем, обогреваемым дымовыми газами

2.3.1. В указанных случаях расход топлива на блок определяется по формулам (8, 9) при $Q_в' = 0$, т. е.

$$B = \frac{860\, N_{бр}}{\eta_{т.у}\, \eta_{тл}\, \eta_{к.у}\, Q^р_н}, \tag{27}$$

$$B = \frac{q^{т.у}_{бр}\, N_{бр}}{\eta_{тл}\, \eta_{к.у}\, Q^р_н}. \tag{28}$$

КПД котла в этих формулах определяется по температуре газов, покидающих устройства для предварительного подогрева воздуха.

Относительное изменение тепловой экономичности блока с предварительным подогревом воздуха на котле теплом продуктов сгорания топлива по сравнению с вариантом без подогрева воздуха в этом случае выражается формулами:

$$\delta b_{бр} = \frac{b_{бр} - b_{бр_0}}{b_{бр_0}} 100 = \left(\frac{\eta_{к.у_0}}{\eta_{к.у}} - 1\right) 100, \tag{29}$$

$$\delta b_у = \frac{b_н - b_{н_0}}{b_{н_0}} 100 = \left(\frac{\eta_{к.у_0}\, \eta_{с.н_0}}{\eta_{к.н}\, \eta_{с.н}} - 1\right) 100. \tag{30}$$

2.4. Определение тепловой эффективности предварительного подогрева воздуха циркуляционной водой

2.4.1. Расход топлива на блок при осуществлении предварительного подогрева воздуха циркуляционной водой определяется по формулам (10—18), выведенным для варианта с предварительным подогревом воздуха, при этом коэффициент энергоценности тепла, используемого для подогрева воздуха, равен нулю.

2.5. Определение тепловой эффективности огневого подогрева воздуха

2.5.1. Расход топлива на блок при огневом предварительном подогреве воздуха (черт. 5, *а* справочного приложения 1) вычисляется по формуле

$$B = \frac{q^{т.у}_{бр}\, N_{бр}}{Q^р_н \eta_{к.у} \left(1 - \frac{1 - \eta_{к.у}}{\eta_{к.у}} \frac{Q^{огн}_в}{Q^р_н}\right) \eta_{тп} + \frac{\eta_{тп} Q^{огн}_в \left(Q^р_{н(огн)} - Q^{огн}_{ух} + Q^{огн}_{х.в} - \Sigma Q^{огн}_{пот}\right)}{Q^р_{н(огн)} - Q^{огн}_г + Q^{огн}_{х.в} - \Sigma Q^{огн}_{пот}}} \times$$

$$\times \left(1 + \frac{Q^{огн}_в}{Q^р_{н(огн)} + Q^{огн}_{х.в} - \Sigma Q^{огн}_{пот}}\right), \tag{31}$$

где $Q^{огн}_{х.в}$ — тепло, поступающее с воздухом для сжигания топлива в огневом подогревателе, ккал/кг;

$Q^{огн}_{ух}$ — потери тепла с уходящими газами, относящиеся к 1 кг топлива, сжигаемого в огневом подогревателе, ккал/кг;

$Q^{р}_{н\,(огн)}$ — низшая теплота сгорания топлива, сжигаемого в огневом подогревателе, ккал/кг;

$Q^{огн}_{г}$ — тепло газов топлива, сгоревшего в устройстве огневого подогрева на выходе из него, ккал/кг;

$\Sigma Q^{огн}_{пот}$ — потери в огневом подогревателе на 1 кг топлива, ккал/кг;

$Q^{огн}_{в}$ — тепло, подведенное к воздуху в огневом подогревателе, на 1 кг топлива, сжигаемого в котле, ккал/кг.

2.6. Методические указания по определению оптимальных температур предварительного подогрева воздуха, температуры уходящих газов и температурных разностей в хвостовых поверхностях нагрева для вновь проектируемых установок

2.6.1. Оптимизацию температур предварительного подогрева воздуха $t'_в$, необходимо проводить совместно с оптимизацией температуры уходящих из котла газов $\vartheta_{ух}$ и температурных разностей на горячем конце воздухоподогревателя Δt_1 и холодном конце экономайзера Δt_2.

Примечание. По компоновке воздухоподогревателя в рассечку с водяным экономайзером под Δt_2 и Δt_1 следует принимать соответственно разности температур в первых по ходу нагреваемой среды ступенях.

2.6.2. Определение совместного оптимума $t'_в$, $\vartheta_{ух}$, Δt_2 и Δt_1 производится по критерию минимума приведенных затрат с учетом вопросов коррозии хвостовых поверхностей нагрева и газоходов (согласно указания норм теплового расчета). При вынужденном отклонении одного из оптимизируемых параметров от технико-экономического оптимума остальные параметры должны приниматься оптимальными для измененных условий.

2.6.3. Определение указанных выше оптимальных параметров может производиться различными способами; вариантными расчетами, методами математической оптимизации и т. п.

2.6.4. При определении изменения приведенных затрат в зависимости от изменения оптимизируемых величин должны учитываться следующие факторы:

изменение капитальных затрат на котлоагрегат, связанное с изменением условий работы поверхностей нагрева и изменением тепло- и паропроизводительности; при определении изменения капитальных затрат на котлоагрегат в большинстве случаев достаточно ограничиться определением изменения стоимости поверхностей нагрева, расположенных в конвективной шахте котла; для блоков, оборудованных разомкнутыми системами пылеприготовления с газовой сушкой топлива, следует учитывать существенное влияние доли отбора газов на оптимальные температурные разности в поверхностях нагрева;

изменение затрат на оборудование установки предварительного подогрева воздуха; при определении изменения поверхности калориферов либо других теплообменников необходимо оптимизировать температурные разности на их холодном и горячем концах;

изменение затрат на оборудование системы регенерации турбины, конденсатор и систему охлаждения (для схем предварительного подогрева с использованием тепла отборов турбины);

изменение стоимости механизмов собственных нужд (вентиляторов рециркуляции воздуха, насосов греющей воды и т. п.);

изменение затрат на пылеприготовительное оборудование, связанное с изменением расхода топлива;

изменение затрат на оборудование золоулавливания и пылеулавливания;

изменение ежегодных затрат на энергию, потребляемую механизмами собственных нужд котла, турбины, пылеприготовительной установки и установки предварительного подогрева, связанное с изменением сопротивления и количества перекачиваемой среды (п. 2.1.14);

изменение затрат на топливо, связанное с изменением КПД котельного агрегата и турбоустановки (п. 2.2).

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Справочное

КРАТКИЙ ОБЗОР РАЗРАБОТАННЫХ СПОСОБОВ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПОДОГРЕВА ВОЗДУХА

В настоящее время известно большое количество разнообразных схем предварительного подогрева воздуха, использующих различные греющие агенты и по-разному влияющих на работу котла и тепловую схему блока в целом.

Схемы предварительного подогрева воздуха по типу используемого для подогрева воздуха агента можно разделить на следующие основные группы:

подогрев теплом уходящих газов;

подогрев теплом отборного пара турбины в котлах с обычными компоновками хвостовых поверхностей нагрева;

подогрев теплом отборного пара в сочетании с устройствами, изменяющими соотношение водяных эквивалентов газов и воздуха:

комбинированные схемы предварительного подогрева воздуха;

подогрев воздуха от посторонних источников тепла.

Ниже приводится описание ряда схем каждой из указанных групп.

1. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ ПОДОГРЕВ ВОЗДУХА ТЕПЛОМ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ

Предварительный подогрев воздуха теплом уходящих газов может осуществляться как непосредственно газами, так и с помощью промежуточного теплоносителя.

В качестве примера прямого использования тепла уходящих газов для подогрева воздуха перед регенеративным воздухоподогревателем можно привести схему ВТИ, примененную на котле ПК-41 блока 300 МВт Карамановской ГРЭС [19] с использованием предвключенного (по воздуху) куба из стеклянных трубок (черт. 1, *а*) [36].

Наиболее распространенным способом предварительного подогрева воздуха теплом уходящих газов является рециркуляция горячего воздуха.

Простейшая схема рециркуляции горячего воздуха на всас дутьевого вентилятора представлена на черт. 1, *б*.

Схема ЗиО с осуществлением рециркуляции на напор дутьевого вентилятора и использованием специального вентилятора рециркуляции представлена на черт. 1, *в*.

Схема подогрева воздуха за счет рециркуляции с двумя вентиляторами, в которой дутьевой вентилятор работает на холодном, а рециркуляционный на слабо нагретом воздухе, предложенная МЭИ, представлена на черт. 1, *г* [20, 36].

Схема ТКЗ с вентилятором, работающим на холодном воздухе, представлена на черт. 1, *д*.

Схемы предварительного подогрева воздуха с использованием промежуточного теплоносителя для передачи тепла от газов к воздуху, разработанные ВТИ или с участием ВТИ, представлены на черт. 1, *е, ж, з* [13].

2. ПОДОГРЕВ ТЕПЛОМ ОТБОРНОГО ПАРА ТУРБИНЫ

Подогрев воздуха в паровых и водяных калориферах и различных теплообменниках теплом отборного пара турбины осуществляется непосредственно паром или через посредство конденсата, сетевой или циркуляционной воды.

Схемы с использованием отборного пара для предварительного подогрева воздуха в калориферах представлены на черт. 2, *а* и 2, *б*. Схемы, изображенные на черт. 2, *б*, предложены ВТИ [37, 38].

Схема с внекотловым подогревом всего котельного воздуха отборным паром турбины, примененная на электростанции Витри-Сюр-Сен (Франция), представлена на черт. 2, *в*.

На черт. 2, *г* показана схема внекотлового подогрева воздуха питательной водой, запроектированная на немецкой электростанции Хенеке. Эта же схема была применена СКБ ВТИ при выполнении технического проекта полупикового котла 500 МВт.

3. ПАРОВОЙ ПОДОГРЕВ В СОЧЕТАНИИ С ИЗМЕНЕНИЕМ СООТНОШЕНИЯ ВОДЯНЫХ ЭКВИВАЛЕНТОВ ГАЗА И ВОЗДУХА

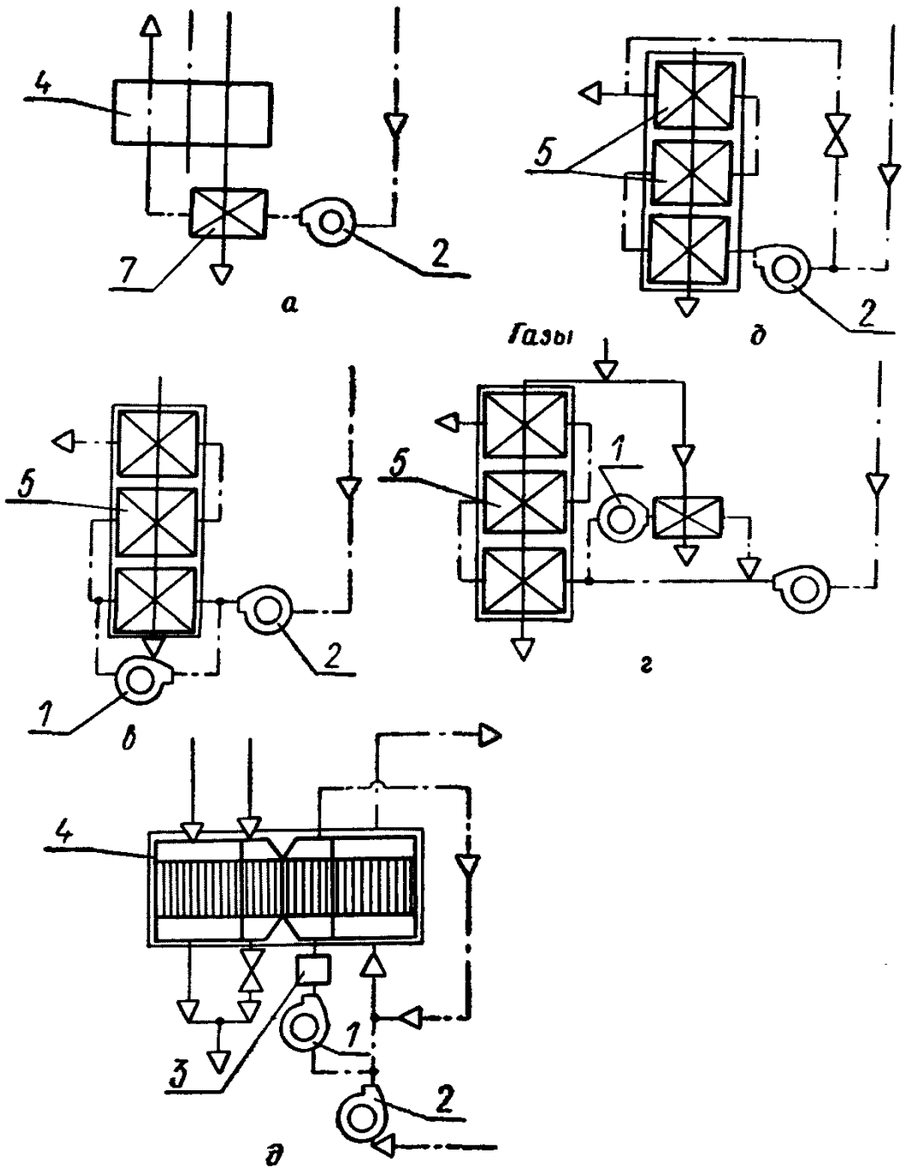
Схемы предварительного подогрева воздуха в сочетании с изменением соотношения водяных эквивалентов в котлах с расщепленными газоходами были предложены ВТИ, ЦКТИ и др.

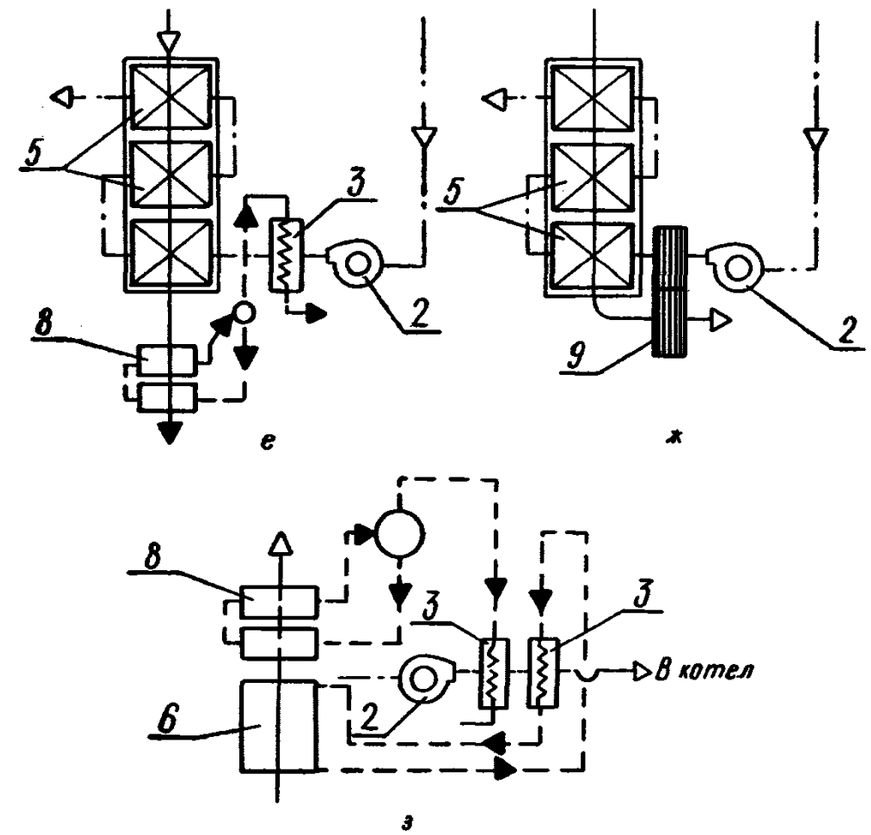
На черт. 3, *а* показана схема предварительного подогрева воздуха, описанная в работе [27] для котла блока 800 МВт Славянской ГРЭС [37].

На черт. 3, *б* представлена схема ЦКТИ [2] предварительного подогрева воздуха конденсатом турбины в сочетании с экономайзером низкого давления, включенным по воде в тепловую схему турбоустановки, а по газам — параллельно воздухоподогревателю [40].

Схема предварительного подогрева воздуха в сочетании с ЭВД для блока 300 МВт Конаковской ГРЭС, разработанная ЦКТИ [5, 41], представлена на черт. 3, *в*.

Схемы предварительного подогрева воздуха теплом уходящих газов

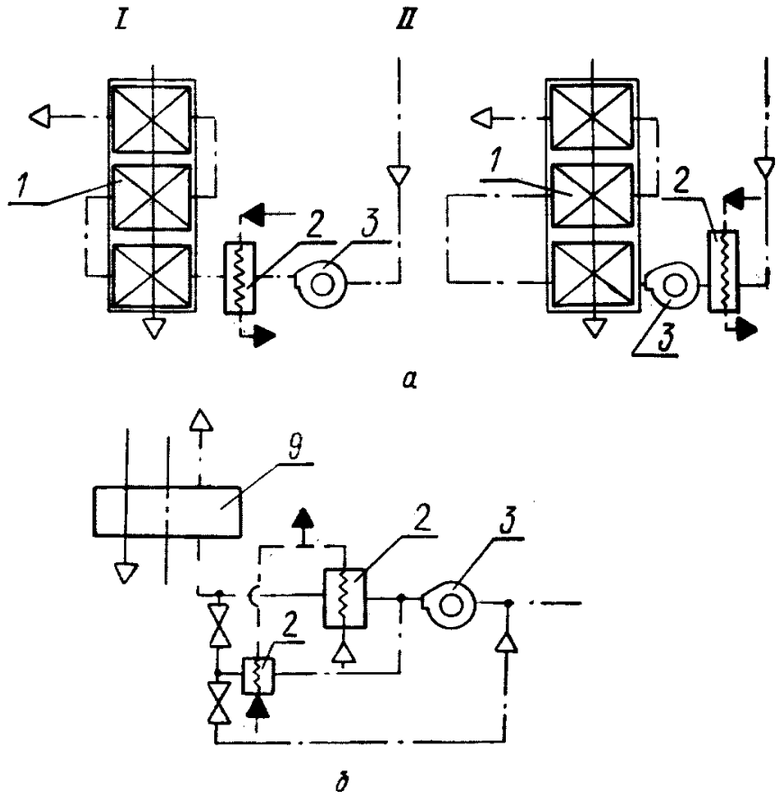


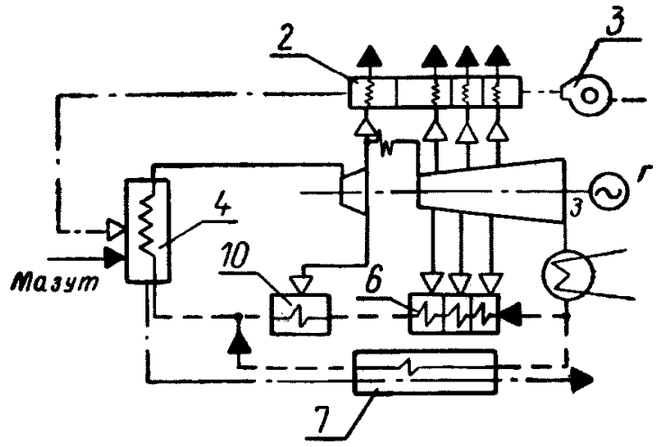


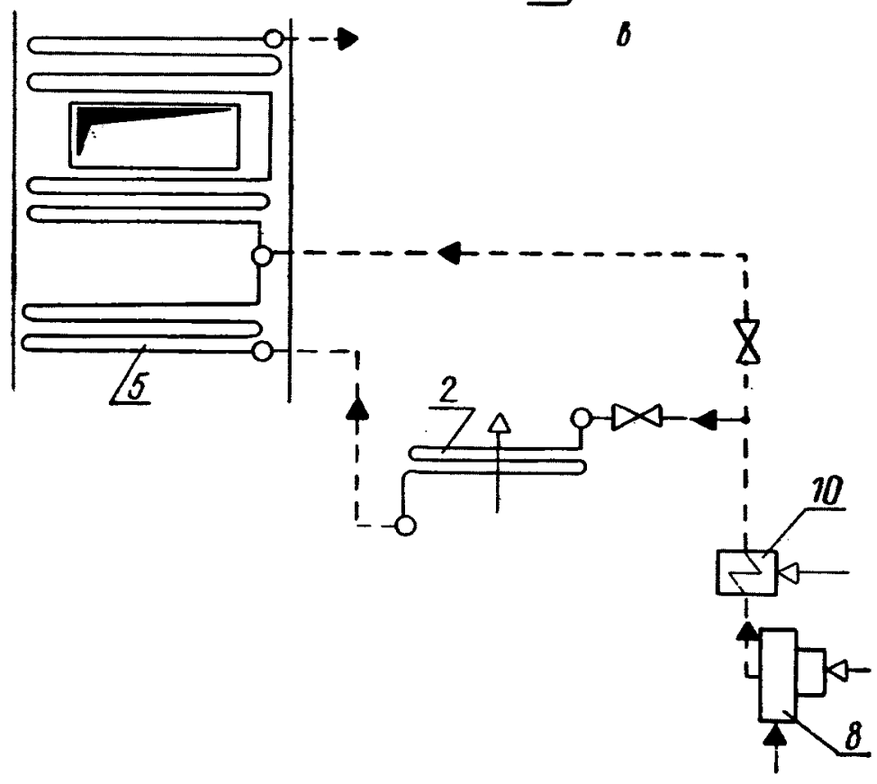
а — предварительный подогрев в стеклянном кубе; *б* — рециркуляция горячего воздуха на напор дутьевого вентилятора (схема ЗиО); *г* — рециркуляция горячего воздуха по схеме ТКЗ; *е* — газовый испаритель с паровым калорифером; *ж* — водонаполненная трубка; *з* — экономайзер низкого давления с водяными калориферами
1 — вентилятор рециркуляции; *2* — основной вентилятор; *3* — калорифер; *4* — регенеративный воздухоподогреватель; *5* — трубчатый воздухоподогреватель; *6* — экономайзер низкого давления; *7* — стеклянный куб; *8* — газовые испарители; *9* — водонаполненные трубки
——— газы; —·—·— воздух; —·— вода

Черт. 1

Схемы подогрева теплом отборного пара турбины по обычной схеме







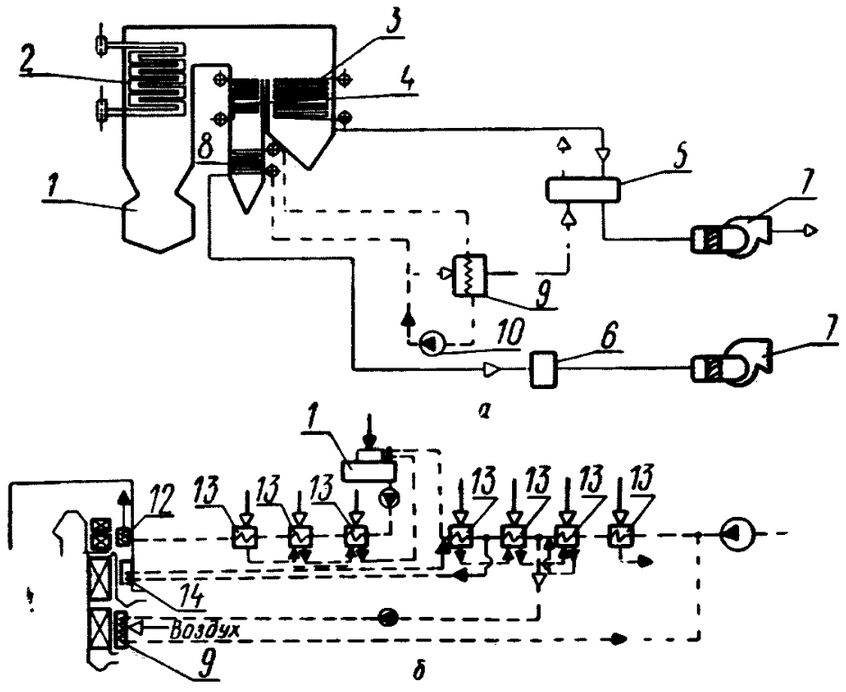
а — одноступенчатый подогрев воздуха в калориферах (паровых, водяных); *I* — на напоре вентилятора; *II* — на всасе вентилятора; *б* — двухступенчатый подогрев воздуха в калорифере; *в* — многоступенчатый подогрев воздуха по схеме Витри-Сюр-Сен; *г* — подогрев в калорифере питательной водой после ПВД с установкой дополнительного экономайзера высокого давления

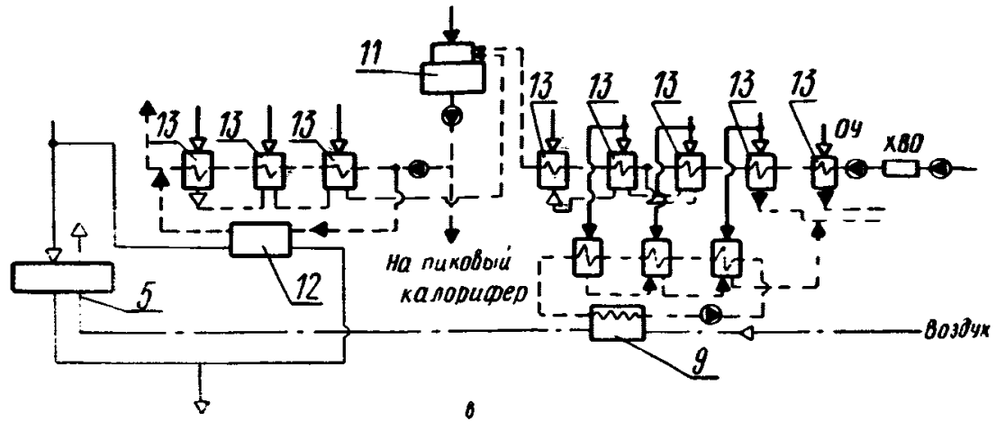
1. Трубчатый воздухоподогреватель; *2* — калориферы; *3* — вентилятор; *4* — котел; *5* — экономайзер высокого давления; *6* — регенеративные подогреватели низкого давления; *7* — газовый подогреватель питательной воды; *8* — деаэратор; *9* — регенеративный воздухоподогреватель; *10* — подогреватели высокого давления

—·— воздух; — — — вода; ——— газы; ▬▬▬ пар

Черт. 2

Схемы парового подогрева в сочетании с изменением соотношения водяных эквивалентов газов и воздуха в воздухоподогревателе

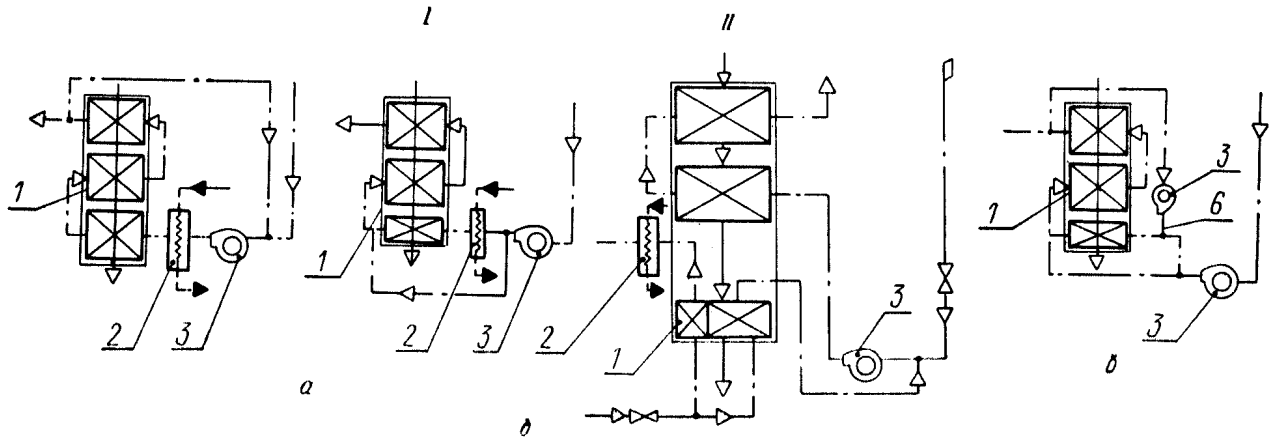


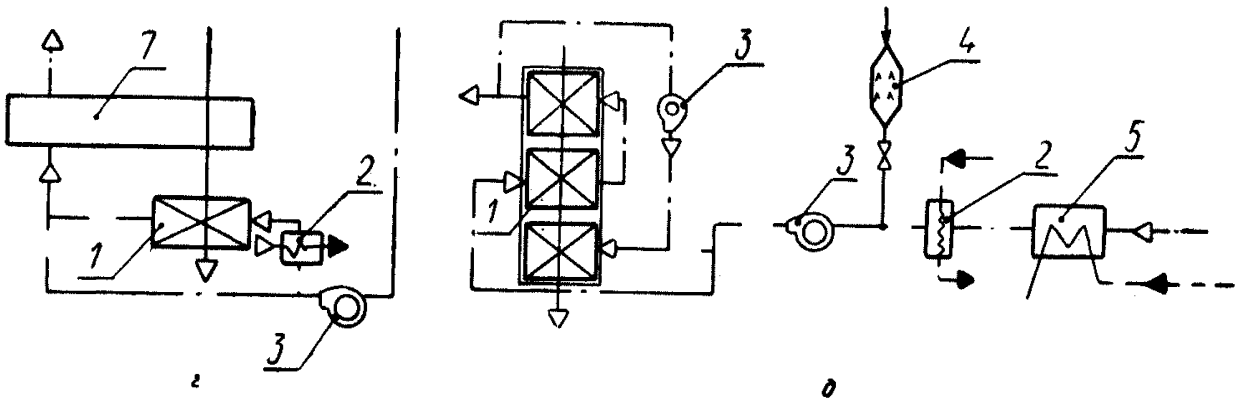


а — схема разделенных хвостовых поверхностей нагрева с газовым испарителем в сочетании с экономайзером низкого давления, включенным параллельно в байпасном газоходе; *б* — схема подогрева воздуха прямым конденсатом турбины *1* — топка; *2* — первичный пароперегреватель; *3* — вторичный пароперегреватель; *4* — водяной экономайзер; *5* — регенеративный воздухоподогреватель; *6* — регулирующие заслонки; *7* — дымосос; *8* — газовый испаритель; *9* — калорифер; *10* — насос; *11* — деаэратор; *12* — экономайзер высокого давления; *13* — подогреватели питательной воды; *14* — экономайзер низкого давления — . — воздух; — — — — вода; ——— газы; ▬▬▬ пар

Черт. 3

Комбинированные схемы предварительного подогрева воздуха





а — сочетание парового подогрева с рециркуляцией горячего воздуха; *б* — паровой подогрев воздуха в каскадном трубчатом воздухоподогревателе; *I* — калорифер установлен на напоре дутьевого вентилятора; *II* — калорифер установлен на всасе дутьевого вентилятора; *в* — рециркуляция воздуха в каскадном трубчатом воздухоподогревателе; *г* — подогрев воздуха уходящими газами в комбинированном каскадном воздухоподогревателе; *д* — комбинированная схема предварительного подогрева воздуха перед каскадным воздухоподогревателем котла блока 800 МВт;
1 — трубчатый воздухоподогреватель; *2* — калориферы; *3* — вентилятор; *4* — огневой подогреватель; *5* — подогрев циркуляционной водой; *6* — на напор дутьевого вентилятора; *7* — регенеративный воздухоподогреватель;

— · — воздух; — — — вода; ——— газ

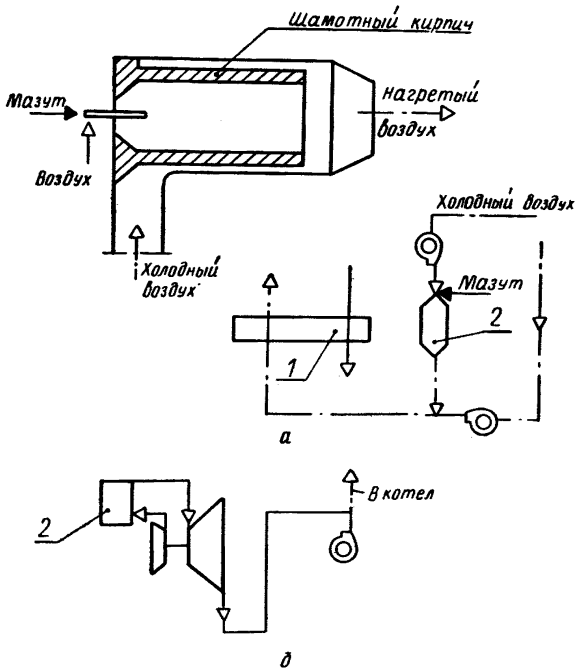
Черт. 4

В условиях разомкнутой системы пылеприготовления с газовой сушкой топлива вместо ЭНД и ЭВД в качестве потребителя тепла газов, установленного параллельно воздухоподогревателю котла, используется размольное устройство, в котором одновременно производится и сушка топлива [7, 42].

4. КОМБИНИРОВАННЫЕ СХЕМЫ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПОДОГРЕВА ВОЗДУХА

При проектировании мощных блоков, учитывая особенности подогрева воздуха при растопке котлов, необходимость частичного или полного забора воздуха на котлы снаружи и другие условия, предусматривают комбинированные схемы подогрева воздуха. Наиболее распространено сочетание парового подогрева с рециркуляцией горячего воздуха (черт. 4, *а*).

Схемы подогрева от посторонних источников тепла



а — огневой подогрев воздуха; *б* — подогрев газами от ГТУ; *1* — регенеративный воздухоподогреватель; *2* — камера сгорания; — . — . — воздух; ——— газ

Черт. 5

Сочетание парового подогрева воздуха отборным паром с подогревом уходящими газами в так называемых каскадных воздухоподогревателях, предложенных ЗиО [24], показано на черт. 4, *б, в, г, д* [43, 44]. ЗиО совместно с ВТИ разработал и каскадный воздухоподогреватель с включением каскадной ступени на всас дутьевого вентилятора (черт. 4, *б*, II) [45].

5. ПОДОГРЕВ ВОЗДУХА ОТ ПОСТОРОННИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛА

К схемам подогрева воздуха от посторонних источников тепла относятся схемы с огневым подогревом воздуха (черт. 5, *а*) и схемы с подогревом воздуха путем использования газов от ГТУ (применяемой в качестве привода, например вентилятора) и смешения их с воздухом (черт. 5, *б*), [46].

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Справочное

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ЭНЕРГОЦЕННОСТИ ТЕПЛА ПАРА, ОТБИРАЕМОГО ИЗ ТУРБИНЫ

Под коэффициентом энергоценности тепла данного отбора пара понимают отношение дополнительного количества тепла, которое необходимо подвести (отвести) к турбоустановке для сохранения неизменной мощности, к количеству тепла, отпускаемого (подводимого) из отбора турбины

$$\xi = \frac{\Delta Q_0}{Q_{\text{рег}}}, \qquad (1)$$

где ΔQ_0 — дополнительное количество тепла, подводимое (отводимое) к турбоустановке для сохранения постоянной мощности, ккал/ч;

$Q_{\text{рег}}$ — тепло, отпускаемое (подводимое) из регенеративного отбора, ккал/ч;

ξ — коэффициент энергоценности данного отбора пара.

Коэффициенты энергоценности отборов могут быть подсчитаны по формулам, выведенным в работе [8]. С достаточной степенью точности могут быть использованы зависимости, приведенные на черт. 1—3 (разработаны Я. М. Рубинштейном и М. И. Щепетильниковым).

Черт. 3 с достаточной степенью точности применим для определения коэффициентов энергоценности пара блоков большей мощности (при тех же параметрах острого пара).

В случае использования нескольких отборов пара может быть применено понятие средневзвешенного коэффициента энергоценности тепла группы отборов, под которым понимается значение, определенное формулой

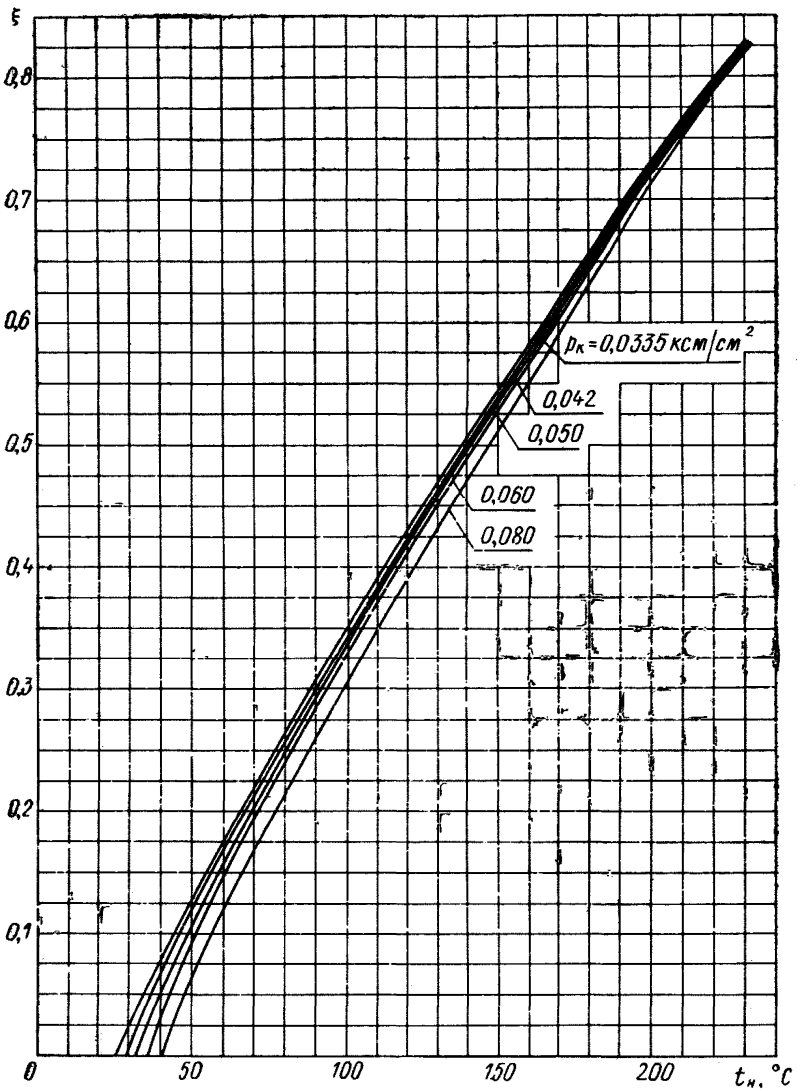
$$\bar{\xi}_{\text{ср}} = \frac{\xi_1 Q_{\text{рег}_1} + \xi_2 Q_{\text{рег}_2} + \ldots + \xi_i Q_{\text{рег}_i}}{Q_{\text{рег}}} =$$

$$= \xi_1 q_{\text{рег}_1} + \xi_2 q_{\text{рег}_2} + \ldots + \xi_i q_{\text{рег}_i}, \qquad (2)$$

где ξ_1, ξ_2, ξ_i — коэффициенты энергоценности тепла, используемых отборов;

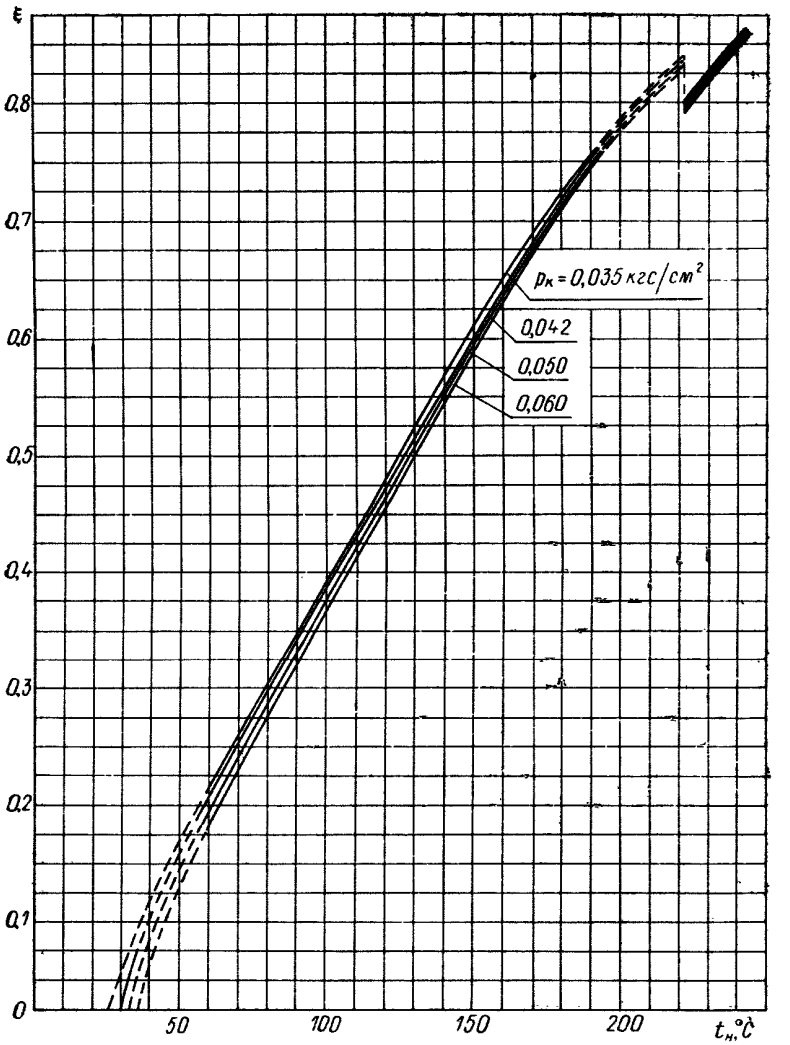
$Q_{\text{рег}_1}$, $Q_{\text{рег}_2}$, $Q_{\text{рег}_i}$ — тепло, отпускаемое (подводимое) из каждого отбора, ккал/ч;

Зависимость коэффициента энергоценности от температуры насыщения греющего пара при давлении в отборе (при различном давлении в конденсаторе); турбоустановка К-100-90 (ВК-100-6)



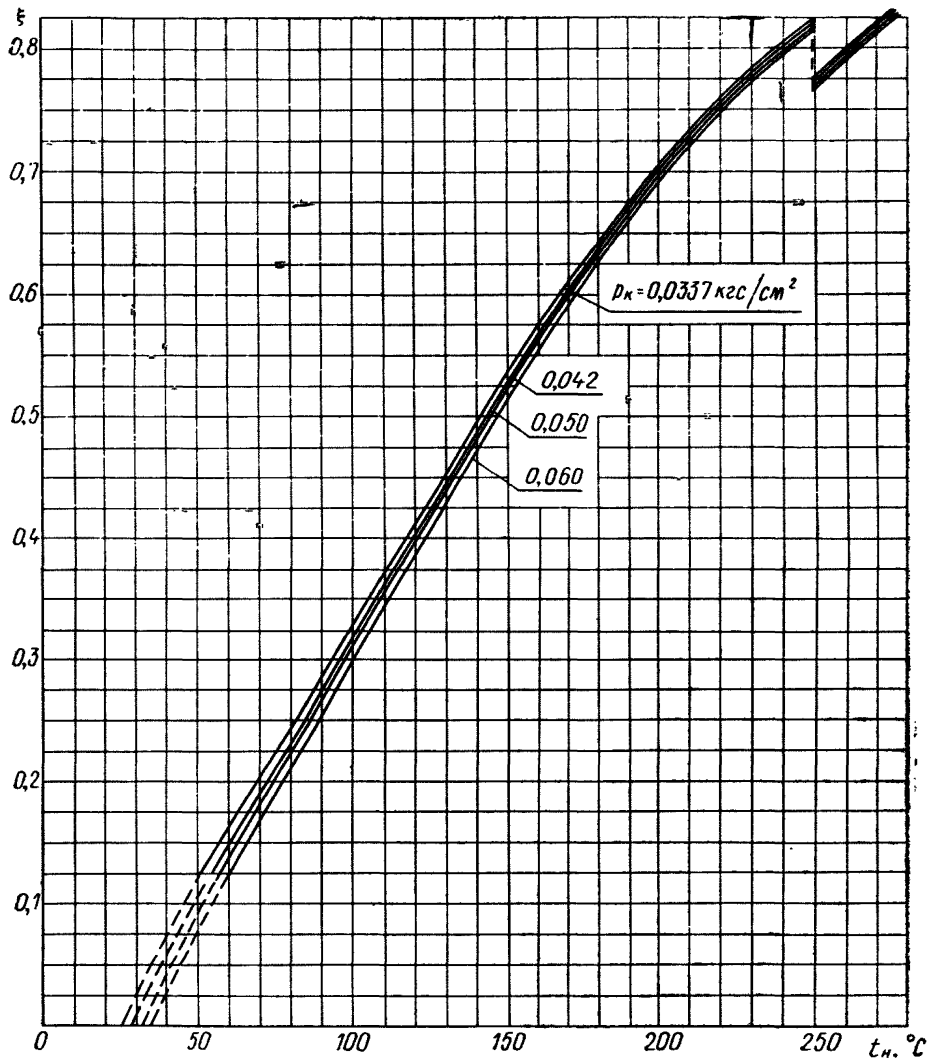
Черт. 1

Зависимость коэффициента энергоценности от температуры конденсации греющего пара при давлении в отборе (при различных давлениях в конденсаторе); турбоустановка К-200-130



Черт. 2

Зависимость коэффициента энергоценности от температуры конденсации греющего пара при давлении в отборе (при различных давлениях в конденсаторе); турбоустановка К-300-240



Черт. 3

$Q_{рег} = Q_{рег_1} + Q_{рег_2} + \ldots + Q_{рег_i}$ — суммарное количество тепла, отпускаемое (подводимое) из отборов;

$q_{рег_i}$ — относительное количество тепла, отпускаемое (подводимое) из каждого отбора.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Справочное

Среднегодовая температура наружного воздуха для ряда районов СССР

Наименование пунктов	Средняя температура воздуха за год, °С	Наименование пунктов	Средняя температура воздуха за год, °С
Алтайский край		Горьковская область	
Бийск	3,9	Горький	2,9
Коги-Агач	—7,2	Дагестанская АССР	
Амурская область		Дербент	12,6
Благовещенск	0	Ивановская область	
Средняя Нюкта	—8,1	Иваново	3,1
Архангельская область		Иркутская область	
Архангельск	—0,6	Иркутск	—1,2
Амдерма	—7,6	Наканно	—8,6
Астраханская область		Кабардино-Балкарская АССР	
Астрахань	9,3	Нальчик	8,6
Башкирская АССР		Калининградская область	
Уфа	2,6	Калининград	7,0
Брянская область		Калмыцкая АССР	
Брянск	5,5	Элиста	8,6
Бурятская АССР		Калужская область	
Кохта	—0,5	Калуга	4,4
Улан-Удэ	—7,1	Камчатская область	
Владимирская область		Петропавловск - Камчатский	2
Владимир	3,4	Верхнее Пенжино	—10,3
Волгоградская область		Карельская АССР	
Волгоград	7,5	Петрозаводск	2,6
Вологодская область			
Вологда	2,4		

Продолжение

Наименование пунктов	Средняя температура воздуха за год, °С	Наименование пунктов	Средняя температура воздуха за год, °С
Кемеровская область		Омская область	
Новокузнецк	1,0	Омск	0,4
Центральный	—1,4	Оренбургская область	
Кировская область		Оренбург	3,8
Киров	1,4	Орловская область	
Коми АССР		Орел	4,8
Сыктывкар	0,3	Пензенская область	
Усть-Щугор	—3,6	Пенза	3,9
Краснодарский край		Пермская область	
Новороссийск	12,7	Пермь	1,3
Красноярский край		Бисер	1,0
Красноярск	—0,8	Приморский край	
Игарка	—9,3	Владивосток	3,9
Куйбышевская область		Псковская область	
Куйбышев	3,4	Псков	4,6
Курганская область		Ростовская область	
Курган	1,1	Ростов-на-Дону	8,4
Ленинградская область		Рязанская область	
Ленинград	4,2	Рязань	4,0
Магаданская область		Саратовская область	
Магадан	—4,1	Саратов	4,8
Омолой	—13,2	Сахалинская область	
Марийская АССР		Холмск	3,9
Йошкар-Ола	2,8	Курильск	—4,2
Московская область		Северо-Осетинская АССР	
Москва	3,6	Орджоникидзе	8,4
Мурманская область		Свердловская область	
Мурманск	0,1	Свердловск	1,0
Новосибирская область		Ставропольский край	
Новосибирск	—0,6	Ставрополь	7,5

Продолжение

Наименование пунктов	Средняя температура воздуха за год, °С	Наименование пунктов	Средняя температура воздуха за год, °С
Татарская АССР		Якутск	—10,2
Казань	3,5	Верхоянск	—15,6
Бугульма	1,9	Ярославская область	
Томская область		Ярославль	3,5
Томск	—0,6	Винницкая область	
Александровское	—2,4	Винница	6,8
Тувинская АССР		Днепропетровская область	
Кызыл	—4,5	Днепропетровск	8,4
Тюменская область		Житомирская область	
Тюмень	1,2	Житомир	6,8
Сургут	—3,3	Закарпатская область	
Удмуртская АССР		Ужгород	9,3
Воткинск	1,5	Киевская область	
Ульяновская область		Киев	7,0
Ульяновск	3,4	Крымская область	
Хабаровский край		Симферополь	9,8
Хабаровск	1,2	Николаевская область	
Вяземский	—9,4	Николаев	9,7
Челябинская область		Полтавская область	
Челябинск	1,8	Полтава	6,8
Бреды	—1,6	Херсонская область	
Чечено - Ингушская АССР	10,4	Херсон	10,0
Читинская область		Брестская область	
Чита	—2,9	Брест	7,3
Чара	—7,8	Витебская область	
Чувашская АССР		Витебск	5,0
Чебоксары	2,7	Гродненская область	6,7
Якутская АССР		Андижанская область	
Олекминск	—6,8	Андижан	13,1

Продолжение

Наименование пунктов	Средняя температура воздуха за год, °С	Наименование пунктов	Средняя температура воздуха за год, °С
Ташкентская область		Южно-Казахстанская область	
Ташкент	13,5	Чимкент	11,8
Ангрен	4,0	Грузинская ССР	
Актюбинская область	3,6	Тбилиси	12,6
Алма-Атинская область		Азербайджанская ССР	12,6
Алма-Ата	7,3	Баку	14,3
Кугалы	4,6	Литовская ССР	
Восточно- Казахстанская область		Вильнюс	6,2
Усть-Каменогорск	2,8	Молдавская ССР	
Зыряновск	—0,6	Кишинев	9,2
Гурьевская область		Латвийская ССР	
Гурьев	7,8	Рига	6,2
Джамбульская область		Киргизская АССР	
Джамбул	9,5	Фрунзе	10,2
Западно- Казахстанская область		Нарын	2,5
Уральск	4,4	Таджикская ССР	
Карагандинская область		Душанбе	14,8
Караганда	2,5	Мургаб	—1,0
Джезказган	4,9	Армянская ССР	
Кзыл-Ординская область		Ереван	11,4
Кзыл-Орда	7,2	Яных	3,3
Семипалатинская область		Туркменская ССР	
Семипалатинск	3,1	Ашхабад	15,9
Целинный край		Ташауз	11,6
Целиноград	1,4	Эстонская ССР	
Балкашин	0,6	Таллин	6
		Пярну	4,4

ПРИЛОЖЕНИЕ 4
Справочное

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ЭФФЕКТИВНОСТИ СХЕМ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПОДОГРЕВА ВОЗДУХА *

РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВАРИАНТА ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПОДОГРЕВА ВОЗДУХА КОНДЕНСАТОМ ТУРБИНЫ В СОЧЕТАНИИ С ЭКОНОМАЙЗЕРОМ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К БЛОКУ 200 МВт (СРАВНЕНИЕ С ВАРИАНТОМ ПОДОГРЕВА ВОЗДУХА ПАРОМ 6 КГС/СМ²)

1.1. Краткое описание схемы сопоставляемого варианта (вариант 2)

Схема включения калориферов и экономайзера низкого давления представлена на черт. 3, *б* справочного приложения 1. Конденсат после подогревателя низкого давления *2* отбирается на калориферы, после которых с помощью насоса подается в линию основного конденсата перед ПНД-1. Для подогрева воздуха до 70°С, используется тепло отборов 0,25 и 1,2 кгс/см². На экономайзер низкого давления (ЭНД) подается вода после ПНД-3. С целью предотвращения попадания продуктов внутренней коррозии ЭНД в тракт котла между ЭНД и системой регенерации включен промежуточный теплообменник. Тепло, получаемое ЭНД, частично вытесняет отбор на ПНД-4. По газам ЭНД включен параллельно воздухоподогревателю котла.

1.1.1. Схема компоновки хвостовых поверхностей нагрева котлоагрегата по газам представлена на черт. 1, *а*. Преимуществами описанной схемы являются:

использование для подогрева воздуха тепла более низкого потенциала;

снижение оптимальной температуры уходящих из котла газов благодаря изменению соотношения водяных эквивалентов дымовых газов и воздуха в воздухоподогревателе котла, достигаемому за счет ЭНД; при этом, однако, происходит некоторое уменьшение экономичности турбоустановки за счет вытеснения регенерации (отбора на ПНД-4).

Данная схема подогрева воздуха была запроектирована ТКЗ и МО ТЭП при участии ЦКТИ применительно к блоку 200 МВт Шатурской ГРЭС им. Ленина (котельный агрегат ТП-108 с газовым регулированием промперегрева) [2].

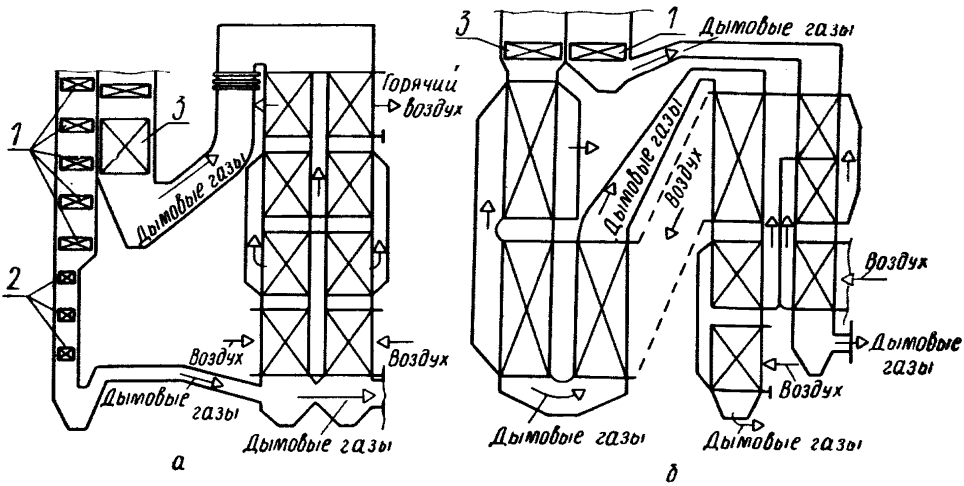
1.2. Описание объекта сопоставления (вариант 1)

1.2.1. В качестве объекта сопоставления принимается вариант технического проекта котельного агрегата с газовым регулирова-

* Здесь и далее примеры расчета носят иллюстративный характер.

нием промперегрева без экономайзера низкого давления (черт. 1, *б*). Подогрев воздуха до 70°С осуществляется в калориферах паром 6 кгс/см².

Схемы компоновки хвостовых поверхностей нагрева сравниваемых котлов



а — реализованный вариант; *б* — альтернативный вариант;
1 — водяной экономайзер; *2* — экономайзер низкого давления; *3* — вторичный пароперегреватель

Черт. 1

1.2.2. Основные технические характеристики сопоставляемых вариантов даны в табл. 1, исходные данные — в табл. 2.

Таблица 1

Наименование	Вариант	
	1	2
Температура подогрева воздуха в калориферах $t_{кф}$, °С	70	70
Оптимальная температура уходящих газов $\vartheta_{ух}^{опт}$, °С	160	135
Поверхность нагрева экономайзера низкого давления $H_{энд}$, м²	0	3100
Поверхность нагрева воздухоподогревателя котла $H_{вп}$, м²	79 300	69 120
Поверхность нагрева калориферов $H_{кф}$, м²	5 340	26 800
Мощность, потребляемая насосом контура калорифера $N_{кф}$, кВт	0	172
Мощность, потребляемая насосом контура ЭНД $N_{энд}$, кВт	0	106
КПД котла $\eta_{к.у}$, %	88,33	90,05
Проектная паропроизводительность котла G_0, т/ч	640	640
Удельный расход пара на единицу мощности, т/(кВт · ч)	0,00301	0,00293

Продолжение

Наименование	Вариант	
	1	2
Уменьшение мощности, потребляемой питательным насосом при N_0=const, $\Delta N_{п.н}$, кВт	0	80
Низшая теплота сгорания топлива $Q_н^р$, ккал/кг	1974	1974
Установленная мощность блока N, МВт	210	210
Удельное тепловосприятие экономайзера низкого давления $Q_{эк}$, ккал/кг	0	46,2
Уменьшение мощности, потребляемой дымососами $\Delta N_д$, кВт	0	87
Увеличение мощности, потребляемой вентиляторами $\Delta N_в$, кВт	0	75
Уменьшение мощности, затрачиваемой на размол топлива, $\Delta N_{рзм}$, кВт	0	18
Увеличение мощности турбины при постоянном расходе пара $\Delta N_т$, кВт	0	5450
Потери тепла от механической неполноты сгорания q_4, %	1,0	1,0
Потери тепла во внешнюю среду q_5, %	0,45	0,45
Количество воздуха на входе в котел, отнесенное к теоретически необходимому β'	1,3	1,3
Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах $\alpha_{ух}$	1,38	1,38
Удельный расход тепла брутто по турбоустановке в варианте без подогрева воздуха $q_{бр}^{т.у}$, ккал/(кВт·ч)	1970	1970
Увеличение затрат на оборудование котельного агрегата, тыс. руб.	18,9	18,9
Увеличение стоимости оборудования машинного зала, включая калориферную установку, тыс. руб.	0	303,5

Таблица 2

Наименование	Значение	Примечание
Стоимость топлива $З_{тл}$, руб/т (при $Q_н^р$ = =7000 ккал/кг)	17,08	По данным ТЭПа
Число часов использования установленной мощности n, ч	6000	То же
КПД теплового потока $\eta_{п.т}$, %	98	Принято
Удельная стоимость воздухоподогревателя $ц_{вп}$, руб/м^2	4,0	Прейскурант 19-05
Удельная стоимость экономайзера низкого давления $ц_{энд}$, руб/м^2	18,0	То же
Низшая теплота сгорания топлива $Q_н^р$, ккал/кг	1974	1974
Удельная стоимость калориферов КФСО-11 $ц_{кф}$, руб/м^2	2,85	Прейскурант 23-08

1.3. Расчет экономии топлива

1.3.1. Для определения расхода топлива по вариантам необходимо найти количество тепла, подводимого к воздуху в калориферах по п. 2.8. Используем формулу (21) для расчета среднегодовой температуры воздуха на входе в калориферы.

1.3.2. Для района Москвы имеем данные по среднемесячным температурам наружного воздуха [34]:

январь	—10,8°С
февраль	— 9,1°С
март	— 4,8°С
апрель	— 3,4°С
май	11,8°С
июнь	15,6°С
июль	18,0°С
август	15,8°С
сентябрь	10,1°С
октябрь	3,7°С
ноябрь	— 2,8°С
декабрь	— 8,0°С

средняя $t^{ср}_{нар} = 3{,}6$°С

1.3.3. Определяем повышение температуры воздуха за счет тепловыделений котельной при 100%-ном заборе воздуха из помещения по формуле (22):

$$\Delta t_{\text{б}} = \frac{0{,}8 \cdot 0{,}45 \cdot 1974}{1{,}3 \cdot 0{,}315 \cdot 2{,}39 \cdot 100} = 7{,}20\text{°С}.$$

1.3.4. Определяем повышение температуры воздуха в вентиляторе по формуле (23):

$$\Delta t_{\text{вен}} = \frac{2{,}72 \cdot (15 + 273) \cdot 420 \cdot 10^{-3}}{0{,}84} = 3{,}9\text{°С}.$$

1.3.5. Среднегодовая температура воздуха за вентилятором

$$t'_{\text{в}_{\text{ср}}} = (3{,}6 + 7{,}2 + 3{,}9) = 14{,}7\text{°С},$$

принимаем $t'_{\text{в}_{\text{ср}}} = 15$°С.

1.3.6. Согласно формуле (20) имеем:

$$Q'_{\text{в}} = 1{,}3\,(52{,}9 - 11{,}32) = 54{,}1 \text{ ккал/кг}.$$

Располагаемое тепло 1 кг топлива

$$Q^{\text{р}}_{\text{р}} = 1974 + 54{,}1 = 2028{,}1 \text{ ккал/кг}.$$

Поскольку среднегодовую температуру топлива, поступающего на станцию, можно принять равной температуре наружного воздуха, а последняя близка к 0°С, физическое тепло топлива не учитывается.

Потери тепла с уходящими газами по формуле (26) для варианта 2 равны:

$$q_2 = \frac{190{,}4 - (1{,}38 - 1{,}3)\,22{,}6 - 1{,}3 \cdot 11{,}3}{2028{,}1}(100 - 1) = 8{,}50\%;$$

для варианта 1

$$q_2 = \frac{226{,}0 - (1{,}38 - 1{,}3)\,22{,}6 - 1{,}3 \cdot 11{,}3}{2028{,}1}(100 - 1) = 10{,}22\%.$$

Коэффициент полезного действия котла для варианта 2 равен:

$$\eta_{\text{к.а}} = 100 - 8{,}5 - 1{,}0 - 0{,}45 = 90{,}05\%;$$

для варианта 1

$$\eta_{\text{к.а}} = 100 - 10{,}22 - 1{,}0 - 0{,}45 = 88{,}33\%.$$

Удельный расход тепла брутто по турбоустановке для варианта 2 определяется согласно п. 2.2.5 по формуле (15).

Коэффициент энергоценности пара вытесняемого отбора $\xi_{\text{эк}}$ ($p = 6$ кгс/см^2, $p_{\text{к}} = 0{,}0036$ кгс/см^2, $t_{\text{н}} = 159{,}2$°С) согласно справочному приложению 2, черт. 2 равен 0,62.

Средний коэффициент энергоценности пара, используемого для подогрева воздуха ($p = 0{,}25$ кгс/см^2, $t_{\text{н}} = 62{,}5$°С и 1,2 кгс/см^2, $t_{\text{н}} = 102{,}6$ по формуле (2) справочного приложения 2 будет равен:

$$\bar{\xi}_{\text{в ср}} = \xi_{0{,}25}\, q_{\text{рег}_{0{,}25}} + \xi_{1;\,2}\, q_{\text{рег}_{1;\,2}} =$$

$$= 0{,}20 \cdot 0{,}418 + 0{,}375 \cdot 0{,}582 = 0{,}3015,$$

тогда в варианте 2,

$$q_{\text{бр}}^{\text{т.у}} = \frac{1970}{1 + \dfrac{(1 - 0{,}3016)\,54{,}1 - (1 - 0{,}617)\,46{,}2}{0{,}9005 \cdot 0{,}98 \cdot 1974\left(1 - \dfrac{1 - 0{,}9005}{0{,}9005}\,\dfrac{54{,}1}{1974}\right)}} = 1947{,}4 \text{ ккал/(кВт·ч)},$$

в варианте 1

$$q_{\text{бр}}^{\text{т.у}} = \frac{1970}{1 + \dfrac{(1 - 0{,}62)\,54{,}1}{0{,}8833 \cdot 0{,}98 \cdot 1974\left(1 - \dfrac{1 - 0{,}8833}{0{,}8833}\,\dfrac{54{,}1}{1974}\right)}} = 1946{,}4 \text{ ккал/(кВт·ч)}.$$

Для вычисления расхода топлива необходимо определить мощность $N_{\text{бр}}$ по вариантам. Для решения этого вопроса производим анализ возможностей оборудования. В блоке 200 МВт Шатурской ГРЭС применена турбина ЛМЗ К-210-130. Котел ТП-108 спроектирован и изготовлен на стандартную производительность 640 т/ч с экономайзером низкого давления. Примененная схема предварительного подогрева воздуха позволяет получить на турбине (при одинаковом с вариантом 1 расходе острого пара) дополнительную мощность 5450 кВт за счет вытеснения отбора на ПНД-4 и исполь-

зования для подогрева воздуха тепла пара более низкого давления. Расход энергии на собственные нужды при этом в варианте 1 больше на 248 кВт.

Однако получение на турбине К-210-130 мощности выше 210 МВт не разрешается заводом и потенциальные возможности увеличения мощности блока в варианте 1 на 5202 кВт в настоящее время реализованы быть не могут. Учитывая это обстоятельство для обоих вариантов, мощность блока брутто следует принять $N_{бр}=210$ МВт. При этом паропроизводительность котла в варианте 2 будет меньше примерно на 11 т/ч и расход мощности на питательный насос уменьшится на 80 кВт, а суммарное увеличение расхода энергии на собственные нужды в варианте 2 с учетом уменьшения сопротивления воздушного и газового тракта (из-за уменьшения расхода сжигаемого топлива) составит примерно 40 кВт (расчет изменения мощности, потребляемой на собственные нужды не приведен). Разность в расходе энергии на собственные нужды учитывается по формуле (6) п. 2.1.14 величина $\Delta K^{об}_{зам}$ в этом случае принимается равной нулю, так как дополнительных затрат на оборудование, связанных с приведением вариантов к одинаковой располагаемой мощности нет.

Расход топлива согласно формуле (9) п. 2.2.1 в варианте 2 равен

$$B=\frac{210\,000\cdot 1947,4}{1974\cdot 0,98\cdot 0,9005\left(1-\frac{0,9005}{0,9005}\frac{54,1}{1974}\right)}=235\,925 \text{ кг/ч};$$

в варианте 1

$$B=\frac{210\,000\cdot 1946,4}{1974\cdot 0,98\cdot 0,8833\left(1-\frac{1-0,8633}{0,8833}\frac{54,1}{1974}\right)}=240\,470 \text{ кг/ч}.$$

1.4. Определение изменения приведенных затрат

1.4.1. Величину текущих затрат определяем по п. 2.1.8. По п. 2.1.9. определяем изменение затрат на топливо:

$$\Delta C_{тл}=17,08\frac{(235,92-240,47)\,1974\cdot 6000}{7000}=131\,300 \text{ руб/г}.$$

По п. 2.1.11 с учетом норм [32] определяем изменение затрат на амортизационные отчисления

$$\Delta C_{ам}=0,087\cdot 18900+0,07\cdot 303500=22840 \text{ руб/г}.$$

По п. 2.1.12 определяем изменение затрат на текущий ремонт

$$\Delta C_{т.р}=0,18\cdot 22840=4120 \text{ руб/г}.$$

Изменение затрат на замещаемую мощность определим по формуле (6) п. 2.1.14 (при $\Delta N_р=0$)

$$\Delta C_э=0,012\cdot 40\cdot 6000=2880 \text{ руб/г}.$$

Тогда изменения текущих издержек по п. 2.1.8 будут равны

$$\Delta C = -131300 + 22840 + 4125 + 2880 = -101460 \text{ руб/г.}$$

Величина изменения приведенных затрат по 2.1.7

$$\Delta З_{пр} = -101460 + 322400 \cdot 0{,}12 = -62810 \text{ руб/г,}$$

где 322400 тыс. руб. — величина изменения капитальных затрат (расчет капиталовложений не приводится).

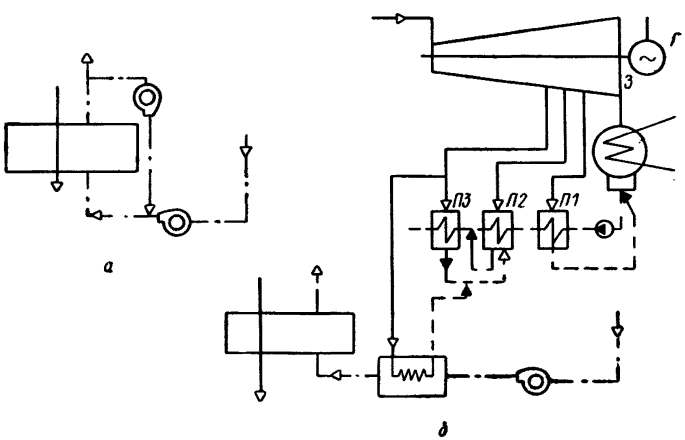
Таким образом, вариант 2 оказывается более эффективным и обеспечивает экономию приведенных затрат в размере 62,8 тыс. руб/г.

2. РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПОДОГРЕВА ВОЗДУХА В КАЛОРИФЕРАХ ПАРОМ ИЗ ОТБОРА ТУРБИНЫ ВНОВЬ ПРОЕКТИРУЕМОГО БЛОКА 300 МВт НА ГСШ (СРАВНЕНИЕ С ВАРИАНТОМ РЕЦИРКУЛЯЦИИ ГОРЯЧЕГО ВОЗДУХА)

2.1. Краткое описание сопоставляемых вариантов; исходные положения

2.1.1. За базовый вариант принят вариант 1 с рециркуляцией горячего воздуха. Предварительный подогрев дутьевого воздуха в этом варианте осуществляется рециркулирующим горячим воздухом, отбираемым за РВП (черт. 2, *а* данного приложения).

Схемы организации предварительного подогрева воздуха:



а — вариант 1 (РВП); *б* — вариант 2 (калорифер); — . — . — воздух ——— газы; ▬▬ пар; — — — — вода

Черт. 2

Горячий воздух подается специальным вентилятором на напорную сторону основного вентилятора.

2.1.2. В сопоставляемом варианте 2 (с подогревом воздуха в калориферах) предварительный подогрев воздуха осущест-

вляется отборным паром турбины давлением $p=2{,}63$ кгс/см^2 и энтальпией $i=715{,}2$ ккал/кг в калориферах СО-110 с проволочным оребрением (черт. 2, *б*). Калориферы устанавливаются на напорной стороне вентилятора перед РВП. Конденсат из калориферов возвращается в тепловую схему блока в ПНД-2.

2.1.3. Сопоставление вариантов выполнено на основании следующих положений.

Проведенная по п. 2.1.4 оптимизация характеристик хвостовых поверхностей нагрева показала, что оптимальные температуры уходящих газов и оптимальная температура воздуха на входе в котел не обеспечивают необходимый запас по температуре стенки относительно температуры точки росы.

Как показывают расчеты [31], нормативное условие $t_{\text{кон}_{H_2O}} + 25 < t_{ст} < 110$ выполняется при температуре воздуха на входе $t'_в = 60$°С. Температура уходящих газов при этом выбирается оптимальной $\vartheta_{ух}^{опт} = 134$°С (оптимальные температурные разности $\Delta t_2 = 74$°С, $\Delta t_1 = 22$°С). Температура стенки при этом равна:

$$t_{ст} = \frac{x_г \alpha_г \vartheta_{ух} + x_в \alpha_в t'_в}{x_г \alpha_г + x_в \alpha_в} = \frac{0{,}458 \cdot 29{,}5 \cdot 134 + 0{,}458 \cdot 21{,}39 \cdot 60}{0{,}458 \cdot 29{,}5 + 0{,}458 \cdot 21{,}39} = 103°С.$$

Согласно указаниям п. 2.1.2 для варианта 1 (базового) значения $t'_в$ и $\vartheta_{ух}$ для условия обеспечения одинаковых с вариантом 2 запасов по температуре стенки принимаются такие же, как в варианте 2.

Увеличенное количество воздуха, проходящего в РВП для варианта 1 вызывает с одной стороны увеличение тепловосприятия РВП, а с другой — увеличение (по сравнению с вариантом 2) уровня температуры газов перед РВП. Влияние этих факторов необходимо учесть при определении изменения приведенных затрат на оборудование. Результаты определения поверхностей нагрева воздухоподогревателя и экономайзера по вариантам приведены в табл. 3.

Таблица 3

Наименование	Вариант	
	1	2
Температура подогрева воздуха, °С	60	60
Оптимальная температура уходящих газов $\vartheta_{ух}$, °С	131	134
Поверхность нагрева, воздухоподогревателя котла, м^2	114329	143909
Поверхность нагрева экономайзера, м^2	6550	7780
Поверхность нагрева калориферов, м^2	—	4153
КПД котла $\eta_{к.у}$, %	92,17	92,29

Продолжение

Наименование	Вариант	
	1	2
Низшая теплота сгорания топлива $Q_н^р$, ккал/кг	5000	5000
Удельный расход тепла, брутто в варианте без предварительного подогрева воздуха $q_{бр}^{т.у}$, ккал/кВт-ч	1885,66	1885,66
Увеличение расхода острого пара, т/ч	0	8,7
Мощность блока брутто $N_{бр}$, кВт	310340	310340
Увеличение мощности, потребляемой питательным насосом, кВт	—	100
Мощность, потребляемая вентилятором, кВт	1145,0	1114,2
Мощность вентилятора рециркуляции, кВт	451,0	—
Увеличение мощности дымососа из-за изменения поверхности экономайзера и воздухоподогревателя, кВт	0	240,65
Уменьшение мощности, затрачиваемой на размол, кВт	0	25,65
Потери тепла от механической неполноты сгорания q_4, %	1,0	1,0
Потери тепла во внешнюю среду q_5, %	0,3	0,3
Потери тепла со шлаком q_6, %	0,356	0,356
Количество воздуха в воздухоподогревателе, отнесенное к теоретически необходимому $\beta_{в.п}$	1,407	1,165
Доля рециркулирующего воздуха в воздухоподогревателе $\beta_{рц}$	0,242	0
Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах $\alpha_{ух}$	1,39	1,39
Величина присоса воздуха в воздухоподогревателе $\Delta\alpha_{вп}$	0,15	0,15
Увеличение затрат на оборудование котельного агрегата с учетом монтажа, тыс. руб.	0	195,0
Увеличение затрат от изменения паропроизводительности котла, тыс. руб.	0	34,5
Затраты на калориферную установку с учетом монтажа, тыс. руб.	0	30,0

2.1.4. Основные технические характеристики сопоставляемых вариантов даны в табл. 3, исходные данные — в табл. 4

Таблица 4

Наименование величин	Значение	Примечание
Стоимость топлива $З_{тл}$ руб/т (при $Q_н^р$ = =7000 ккал/кг)	21,0	По [30]

Продолжение

Наименование величин	Значение	Примечание
Число часов использования установленной мощности n, ч	5500	По данным ТЭ Па
КПД теплового потока $\eta_{т.п}$, %	98	Принято
Удельная стоимость воздухоподогревателя $ц_{вп}$, руб/м^2	2,5	По прейскуранту 19-05
Удельная стоимость экономайзера $ц_{эк}$, руб/м^2	37,0	То же
Удельная стоимость калориферов $ц_{кф}$, руб/м^2	6,0	По данным Тюменского завода
Удельная стоимость котельного агрегата $ц_{к.а}$ тыс. руб / т пара/ч	3,96	Стоимость котельного агрегата принята по прейскуранту 19-05
Удельное изменение мощности питательного насоса, кВт/т пара	11,53	По рабочему проекту турбины
Удельная мощность, затрачиваемая на размол топлива, кВт/т топлива	16,1	Принято

2.2. Расчет экономии топлива

2.2.1. Для определения расхода топлива по варианту 2 необходимо определить количество тепла, подводимого паром к воздуху в калориферах по п. 2.2.8 (20) при $g_в = 1$.

Определяем среднегодовую температуру воздуха за вентилятором для варианта 2. Используем для этого формулу (21) п. 2.2.8.

Принимаем, что блок будет устанавливаться в Винницкой энергосистеме. Согласно данным [34] имеем следующие среднемесячные температуры наружного воздуха:

январь	— 6,2°С
февраль	— 4,4°С
март	— 0,4°С
апрель	+ 6,6°С
май	+13,7°С
июнь	+16,7°С
июль	+18,8°С
август	+18°С
сентябрь	+13,7°С
октябрь	+ 7,6°С
ноябрь	+ 1,3°С
декабрь	— 3,5°С

Среднегодовая температура наружного воздуха

$$t^{ср}_{нар} = 6{,}8°С.$$

2.2.2. Определяем повышение температуры воздуха за счет тепловыделений в котельной при 50% заборе воздуха из помещения

$$\Delta t_{q_5} = \frac{k_{q_5} q_5 Q_р^р}{\beta'_{вп} C_в V_0 100} = \frac{0{,}5 \cdot 0{,}3 \cdot 5102}{1{,}24 \cdot 0{,}315 \cdot 5{,}545 \cdot 100} = 3{,}5°C.$$

2.2.3. Определяем повышение температуры воздуха в вентиляторе

$$\Delta t_{вен} = \frac{2{,}72\left(t''_в + 273\right) H \cdot 10^{-3}}{\eta_{вен}} = \frac{2{,}72\,(13 + 273)\,320 \cdot 10^{-3}}{84} = 2{,}96°C.$$

2.2.4. Тогда среднегодовая температура воздуха за вентилятором

$t_{вен} = 6{,}8 + 3{,}50 + 2{,}90 = 13{,}3°C$, принимаем $t''_{вен} = 13°C$.

2.2.5. Для варианта 2 определяем количество тепла, подводимого к воздуху в калориферах:

$$Q'_в = q_в \beta'_{вп}\left(I_в^{кф''} - I_в^{кф'}\right) = 1 \cdot 1{,}24\,(105 - 22{,}75) = 102 \text{ ккал/кг}.$$

Согласно п. 2.2.2 принимаем физическое тепло топлива

$$i_{тл} = 0.$$

2.2.6. Располагаемое тепло 1 кг топлива равно:
для варианта 1

$$Q_р^р = Q_н^р = 5000 \text{ ккал/кг};$$

для варианта 2

$$Q_р^р = Q_н^р + Q'_в = 5000 + 102 = 5102 \text{ ккал/кг}.$$

2.2.7. Потери тепла с уходящими из котла газами по формуле (26) п. 2.2.9 равны:
для варианта 1

$$q_2 = \frac{347{,}8 - (1{,}39 - 1{,}24)\,52{,}5 - 1{,}24 \cdot 22{,}75}{5000}(100 - 1) = 6{,}17\%;$$

для варианта 2

$$q_2 = \frac{347{,}8 - (1{,}39 - 1{,}24)\,52{,}5 - 1{,}24 \cdot 22{,}75}{5102}(100 - 1) = 6{,}05\%.$$

2.2.8. Коэффициент полезного действия котла равен:
для варианта 1

$$\eta_{к.а} = 100 - 6{,}17 - 0 - 1{,}0 - 0{,}3 - 0{,}356 = 92{,}17\%;$$

для варианта 2

$$\eta_{\text{к.а}} = 100 - 6{,}05 - 0 - 1{,}0 - 0{,}3 - 0{,}356 = 92{,}29\%.$$

2.2.9. Удельный расход тепла брутто по турбоустановке равен:
для варианта 1

$$q_{\text{бр}}^{\text{т.у}} = q_{\text{бр}_0}^{\text{т.у}} = 1885{,}66 \text{ ккал/(кВт·ч)};$$

для варианта 2 определяется по формуле (15) РТМ при коэффициенте энергоценности $\xi_{\text{в}} = 0{,}44$

$$q_{\text{бр}}^{\text{т.у}} = \frac{1885{,}66}{1 + \dfrac{(1-0{,}44)\cdot 102}{0{,}9229\left(1 - \dfrac{1-0{,}9229}{0{,}9229}\,\dfrac{102}{5000}\right)0{,}98\cdot 5000}} = 1862{,}1 \text{ ккал/(кВт·ч)}.$$

2.2.10. Для вычисления расхода топлива согласно п. 2.1.17.1, учитывая, что при проектировании оборудования нового блока должна предусматриваться возможность в варианте 2 пропуска через головную часть турбины дополнительного количества пара, мощность брутто принимается одинаковой в обоих вариантах, а при расчете капиталовложений учитывается увеличение затрат на оборудование в варианте 2, связанное с увеличением паропроизводительности. Тогда расход топлива по формуле (9) равен:
для варианта 1

$$B = \frac{1885{,}66\cdot 310340}{5000\cdot 0{,}98\cdot 0{,}9217} = 129573 \text{ кг/ч};$$

для варианта 2

$$B = \frac{1862{,}1\cdot 310340}{5000\cdot 0{,}98\cdot 0{,}9229\left(1 - \dfrac{1-0{,}9229}{0{,}9229}\,\dfrac{102}{5000}\right)} = 128006 \text{ кг/ч}.$$

2.3. Определение изменения приведенных затрат

2.3.1. Для определения приведенных затрат необходимо по формуле (3) определить изменение текущих затрат.

Изменение затрат на топливо по формуле (4) п. 2.1.9 при стоимости топлива 21 руб/т и числе часов использования установленной мощности 5500 ч равно:

$$\Delta C_{\text{тл}} = 21\,\frac{(128{,}006 - 129{,}573)\,5000\cdot 5500}{7000} = -129500 \text{ руб/г}.$$

2.3.2. Отчисления на амортизацию и текущий ремонт определяются согласно п. 2.1.11 и 2.1.12. По действующим нормативам [32] отчисления на амортизацию оборудования котельной составляют 8,7%, а на оборудование машинного зала —7%. Тогда изменения затрат на амортизацию и текущий ремонт равны:

$$\Delta C_{\text{а}} + \Delta C_{\text{т.р}} = 1{,}18\,(0{,}087\cdot 155200 + 0{,}07\cdot 25000) = 18550 \text{ руб/г}.$$

Изменение затрат на заработную плату $\Delta C_{з.п}$ согласно п. 2.1.13 принимается равным нулю, так как сооружение схемы по варианту 2 не вызовет увеличения обслуживающего персонала.

Изменение затрат на замещаемую энергию определяется по п. 2.1.14. Согласно п. 2.1.17.1 изменение располагаемой мощности установки $\Delta N_р$ принимается равным нулю.

При определении изменения мощности собственных нужд учитывается влияние изменения сопротивления воздухоподогревателя от рециркуляции, изменение тяги и дутья из-за изменения поверхностей нагрева воздухоподогревателя и экономайзера, а также мощность дополнительного вентилятора рециркуляции. Для варианта 2 учитывается влияние сопротивления калориферной установки, уменьшение мощности на размол топлива и увеличение мощности питательного насоса. Замыкающие затраты на электроэнергию ($З_э$) для районов юга СССР [30] принимаются равными 0,0125 руб/(кВт · ч).

2.3.3. Изменение затрат на замещаемую электроэнергию равно:

$$\Delta C_э = З_э (\Delta N_{с.н_2} - \Delta N_{с.н_1}) n =$$
$$= 0{,}0125 [(1114{,}2 + 240{,}65 + 100) - (1145 + 451 + 25{,}65)] 5500 =$$
$$= -11625 \text{ руб/г.}$$

Тогда изменение текущих издержек равно:

$$\Delta C = -129500 + 18550 - 11620 = -122570 \text{ руб/г.}$$

При определении изменения капитальных вложений учитываются затраты на поверхности нагрева котла по вариантам и на калориферную установку. В капитальных затратах учтено, что паропроизводительность котла в варианте с паровым подогревом воздуха при одинаковой располагаемой мощности выше, чем в варианте с рециркуляцией.

2.3.4. Величина изменения капитальных вложений по п. 2.1.15 $\Delta K = 212000$ руб (расчет капитальных вложений не приводится).

Величина изменения приведенных затрат в варианте 2 по сравнению с вариантом 1:

$$\Delta З = -122570 + 0{,}12 \cdot 212000 = -97000 \text{ руб/г.}$$

3. РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАСКАДНОГО ПОДОГРЕВА ВОЗДУХА В ТРУБЧАТОМ ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЕ КОТЛА ТП-100/А БЛОКА 200 МВт, РАБОТАЮЩЕГО НА ЛЬВОВСКО-ВОЛЫНСКОМ УГЛЕ (СРАВНЕНИЕ С ВАРИАНТОМ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПЕРЕГРЕВА ВОЗДУХА ОТБОРНЫМ ПАРОМ ТУРБИНЫ)

3.1. Краткое описание сопоставляемых вариантов

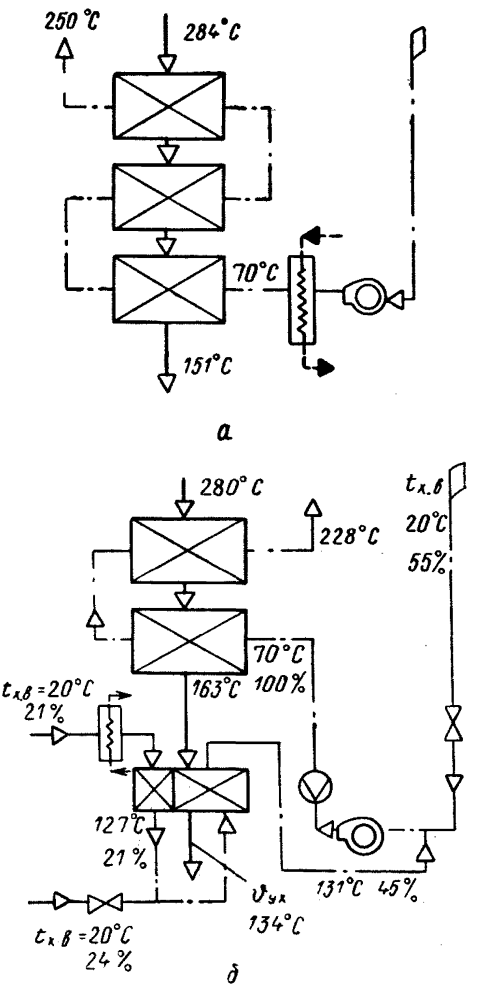
3.1.1. Исходный вариант

В последнее время при проектировании новых котельных агрегатов, а также при модернизации действующих котлов применяется каскадный подогрев воздуха в трубчатых воздухоподогревателях [25, 46, 47, 48].

По просьбе Бурштынской ГРЭС СКБ ВТИ разработало проект реконструкции по каскадной схеме трубчатого воздухоподогревателя котла ТП-100-А, работающего на львовско-волынском угле [47].

На черт. 3, *а* показан заводской однопоточный трехходовой трубчатый воздухоподогреватель (ТВП) первой ступени котла ТП-100/А (вариант 1 — до реконструкции ТВП).

Схема организации подогрева воздуха:



а — вариант 1 (обычный воздухоподогреватель); *б* — вариант 2 (каскадный воздухоподогреватель)

Черт. 3

Предварительный подогрев воздуха перед воздухоподогревателем до температуры 70°С производится отборным паром турбины с давлением 2,5 кгс/см² в калориферах, разработанных институтом Теплофизики академии наук УССР.

Распределение температур газов и воздуха по тракту ТВП показано на схеме (вариант 1).

3.1.2. Вариант каскадного воздухоподогревателя

Каскадная схема подогрева воздуха разработана в двухступенчатой модификации (черт. 3, *б*). Через кубы первого хода воздухоподогревателя («холодные» кубы), включенные на всасывающую сторону дутьевого вентилятора, проходит 45% воздуха. При этом каскадный поток воздуха проходит в нижних кубах второго хода. Через первый ход идет 21% всего воздуха, через второй — 45%.

После смешения в дутьевом вентиляторе с основным потоком (с 55% холодного воздуха) воздух с температурой 70°С подается в основную часть воздухоподогревателя. На черт. 3, *б* показано распределение температур газов и воздуха по тракту каскадного воздухоподогревателя.

Как видно из сравнения вариантов 1 и 2, в основной части каскадного воздухоподогревателя температурный напор между газами и воздухом выше, чем при обычной схеме подогрева воздуха. Это позволяет снизить температуру уходящих газов (одновременно снижается температура горячего воздуха).

Поскольку фактическая температура стенок труб первых рядов входных (по воздуху) кубов полностью определяется температурой омывающего воздушного потока, можно считать, что при условии обеспечения бескоррозионной работы ТВП оба варианта сопоставимы, так как они имеют одинаковую температуру воздуха на входе.

В каскадном воздухоподогревателе существенно уменьшается поверхность нагрева калориферов и холодных кубов воздухоподогревателя. Одновременно сокращается отбор пара на предварительный подогрев воздуха. Это в определенных условиях позволяет увеличить выработку электроэнергии турбиной при неизменной паропроизводительности котла, но приводит к некоторому снижению экономичности турбоустановки вследствие уменьшения степени регенерации тепла.

Ниже приведен расчет эффективности каскадного подогрева воздуха, выполненный в форме сопоставления указанных вариантов.

Исходные данные для расчета взяты из теплового расчета котла ТП-100/А, выполненного заводом, и тепловых расчетов, выполненных СКБ ВТИ [47].

3.1.3. Основные технические характеристики сопоставляемых вариантов даны в табл. 5, исходные данные — в табл. 6.

Таблица 5

Наименование позиций	Вариант	
	1	2
Температура подогрева воздуха в калориферах $t''_{кф}$, °С	70	70
Температура уходящих газов $\vartheta_{ух}$ °С	151	134
Поверхность нагрева воздухоподогревателя $H_{вп}$, м^2	39000	32500
Потери тепла от химической неполноты сгорания q_3, %	0,5	0,5
Потери тепла от механической неполноты сгорания q_4, %	1,5	1,5
Потери тепла во внешнюю среду q_5, %	0,3	0,3
Температура горячего воздуха $t_{г.в}$, °С	250	228
Уменьшение мощности, потребляемой дымососом $\Delta N_{дс}$, кВт	0	58
Увеличение мощности, потребляемой вентиляторами $\Delta N_{вен}$, кВт	0	134,3
Поверхность нагрева калориферов $H_{кф}$, м^2	3900	735
Увеличение мощности турбины при постоянном расходе пара $\Delta N_р$, кВт	0	2460
Затраты на воздухоподогреватель $K_{вп}$, тыс. руб.	156000	130000
Затраты на калориферную установку $K_{кф}$, тыс. руб.	15600	2940

Таблица 6

Наименование величин	Вариант 1	Примечание
Число часов использования установленной мощности n, ч/г	6000	Принято
Удельная стоимость воздухоподогревателя (ТВП) $ц_{вп}$, руб/м^2	4,0	По прейскуранту 19-05
Удельная стоимость калориферов с ленточноприварным оребрением $ц_{кф}$, руб/м^2	4,0	Приблизительные данные ИТТФ УССР
Низшая теплота сгорания угля $Q^р_н$, ккал/кг	5250	По тепловому расчету котла
Удельный расход тепла брутто по турбоустановке в варианте без предварительного парового подогрева воздуха $q^{т.у}_{бр}$, ккал/(кВт·ч)	1970	По тепловой характеристике турбины
Установленная мощность блока N, кВт	200	То же
Температура воздуха на входе в калориферы $t'_в$, °С	20	По п. 2.2.8

3.2. Определение экономии топлива и изменения приведенных затрат

3.2.1. Согласно п. 2.2.8

$$Q'_в = g_в \beta' \left(I_в^{к''} - I_в^{к'}\right);$$

для варианта 1

$$Q'_в = 100{,}2 \text{ ккал/кг (при } g_в = 1);$$

для варианта 2

$$Q'_в = 22{,}6 \text{ ккал/кг (при } g_в = 0{,}21).$$

3.2.2. Согласно п. 2.2.2 физическое тепло топлива $i_{тл}$ принимаем равным 0.

Располагаемое тепло 1 кг топлива
для варианта 1 $Q_р^р = 5350$ ккал/кг;
для варианта 2 $Q_р^р = 5273$ ккал/кг.

Потери тепла с уходящими из котла газами (по п. 2.2.9)
для варианта 1

$$q_2/_1/ = 6{,}95\%;$$

для варианта 2

$$q_2/_2/ = 6{,}26\%.$$

3.2.3. Коэффициент полезного действия котла
для варианта 1

$$\eta_{к.у} = 100 - 0{,}5 - 0{,}3 - 1{,}5 - 0{,}191 - 6{,}95\% = 90{,}554\%;$$

для варианта 2

$$\eta_{к.у} = 100 - 0{,}5 - 1{,}5 - 0{,}3 - 0{,}198 - 6{,}26\% = 91{,}244\%.$$

3.2.4. Удельный расход тепла брутто по турбоустановке (при коэффициенте энергоценности отбора пара $\bar{\xi}_в = 0{,}5$):

$$q_{бр}^{т.у} = \frac{q_{бр_0}^{т.у}}{1 + (1 - \bar{\xi}_в)\dfrac{Q'_в}{\eta_{т.п} Q_н^р \eta_{к.у}\left(1 - \dfrac{1 - \eta_{к.у}}{\eta_{к.у}} \dfrac{Q'_в}{Q_н^р}\right)}},$$

$$q_{бр_1}^{т.у} = 1948 \text{ ккал/(кВт·ч)}, \quad q_{бр_2}^{т.у} = 1965 \text{ ккал/(кВт·ч)}.$$

Для вычисления расхода топлива по отдельным вариантам определим мощность блока $N_{бр}$. При этом принято, что дополнительная мощность при снижении отбора пара на калориферы не может быть получена за счет запасов по производительности котла

или за счет отключения ПВД, а также не лимитируется оборудованием блока.

С учетом табл. 5 величина мощности $N_{бр}$ по вариантам составит:

$$N_{бр_1}=200 \text{ МВт}; \; N_{бр_2}=202{,}46 \text{ МВт}.$$

3.2.5. Расходы топлива соответственно будут равны:

$$B_1=\frac{200{,}0\cdot 1948\cdot 10^3}{5250\cdot 0{,}98\cdot 0{,}9037}=83793 \text{ кг/ч}$$

$$B_2=\frac{202{,}46\cdot 10^3\cdot 1965}{5250\cdot 0{,}98\cdot 0{,}9118}=84804 \text{ кг/ч}.$$

3.2.6. Изменение текущих затрат на топливо в вариантах с каскадным воздухоподогревателем по сравнению с обычной схемой определяется по п. 2.1.9 (5):

$$\Delta C_{тл}=Э_{тл}\frac{B_2-B_1}{7000}Q^р_н n,$$

где $Э_{тл}=22$ руб/т (при $Q^р_н=7000$ ккал/кг) [30];

$$\Delta C_{тл}=22\frac{84804-83793}{7000}5250\cdot 6000\cdot 10^{-3}=70069 \text{ руб/г}.$$

3.2.7. Изменение текущих затрат на замещаемую электроэнергию определяется по п. 2.1.14

$$\Delta C_э=Э_э\Delta N_{с.н}n+Э_э\Delta N_р n,$$

где $Э_э=12{,}5$ руб/(МВт·ч);

$$\Delta C_э=12{,}5(+0{,}0763-2{,}46)6000=-178\,500 \text{ руб/г}.$$

3.2.8. Отчисления на амортизацию определяются согласно п. 2.1.11 по действующим нормативам [32] и для варианта 2

$$\Delta C_а=0{,}087(-36600)=-3360 \text{ руб/г}.$$

3.2.9. Отчисления на текущий ремонт определяются согласно п. 2.1.12 в размере 18% от отчислений на амортизацию и для варианта 2

$$\Delta C_{т.р}=0{,}18(-3360)=-605 \text{ руб/г}.$$

3.2.10. Изменения текущих издержек по формуле (3) для варианта 2

$$\Delta C=70069-178000-3360-605=-111896 \text{ руб/г}.$$

3.2.11. Изменение капитальных затрат по формуле (7)

$$\Delta K = \Delta K^{об},$$

$$\Delta K = (-156000 + 130000) + (-15600 + 2940) = -38600 \text{ руб.}$$

3.2.12. Изменение приведенных затрат по п. 2.1.7 будет равно для варианта 2

$$\Delta З = -1 \cdot 11896 - 0{,}12 \cdot 38600 = -116528 \text{ руб/г.}$$

Таким образом, экономия приведенных затрат в варианте 2 по сравнению с вариантом 1 получается примерно 116500 руб/г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Справочное

ЛИТЕРАТУРА

1. Апатовский Л. Е., Гельтман А. Э., Дмитриева Н. Т. Повышение эффективности предварительного регенеративного подогрева воздуха паром из отборов турбины. — «Теплоэнергетика», 1967, № 10.

2. Апатовский Л. Е., Гельтман А. Э., Резник В. И. и др. Разработка схемы предварительного парового подогрева воздуха для блока 200 МВт с котлом 640 т/ч при сжигании фрезторфа.— «Энергомашиностроение», 1968, № 3.

3. Апатовский Л. Е., Попырин Л. С., Халупович В. А. и др. Выбор схемы и параметров системы пылеприготовления для крупных паротурбинных блоков. — «Энергомашиностроение», 1970, № 5.

4. Апатовский Л. Е., Замятнин Л. М. Снижение температуры уходящих газов в котлоагрегатах с помощью ЭНД, включенного по газам параллельно воздухоподогревателю. — «Энергомашиностроение», 1970, № 8.

5. Локшин В. А., Тулин С. Н., Апатовский Л. Е. и др. Повышение экономичности, надежности и мощности блока при предварительном подогреве воздуха в калориферной установке ВТИ и использовании байпасного экономайзера высокого давления. Отчет ВТИ — ЦКТИ, 1969.

6. Апатовский Л. Е., Халупович В. А., Локшин В. А., Фомина В. Н. Методика определения эффективности предварительного подогрева воздуха на электростанциях. Отчет ЦКТИ — ВТИ, 1973.

7. Апатовский Л Е., Гельтман А. Э., Халупович В. А. Особенности применения предварительного подогрева воздуха на блоках с газовой сушкой топлива. — «Энергомашиностроение», 1972, № 6.

8. Рубинштейн Я. М., Щепетильников М. И. Расчет влияния изменений в тепловой схеме на экономичность электростанций. Л., «Энергия», 1969.

9. Горшков А. С. Основные методические положения и исходные данные для проведения технико-экономических расчетов в энергетике. ВТИ, 1966.

10. Кроль Л. Б., Розенгауз И. Н. Экономичность парового и водяного подогрева воздуха котельных агрегатов. В сб.: «Экономия топлива на электростанциях и в энергосистемах». М., «Энергия», 1967.

11. Розенгауз И. Н. Непрямой подогрев воздуха в котельных агрегатах. Отчет ВТИ, 1966.

12. Розенгауз И. Н., Дуплева С. Г. Обобщение опыта проектирования, внедрения и исследования хвостовых поверхностей нагрева котельных агрегатов с непрямым подогревом воздуха. Ч. II. Влияние предварительного подогрева воздуха на потерю тепла с уходящими газами. Отчет ВТИ, 1966.

13. Внуков А. К., Жидович О. В., Шапалас Ю. К., Монархович А. Н. Экспериментальное определение изменения удельного расхода топлива при подогреве воздуха отборным паром. — «Электрические станции», 1971, № 6.

14. Пеккер Я. Л. Подсчет потери тепла с уходящими газами при предварительном подогреве воздуха паром. — «Теплоэнергетика», 1969, № 11.

15. Свидерский Г. А., Фальковский С. В., Герасимов С. Н. Измерение температуры холодного воздуха при определении экономичности котла по обратному балансу. — «Энергетик», 1970, № 9.

16. Пеккер Я. Л. Определение температуры холодного воздуха для подсчета экономичности парогенераторов. — «Теплоэнергетика», 1973, № 8.
17. Внуков А. К. Экспериментальные работы на парогенераторах. М., «Энергия», 1971.
18. Пеккер Я. Л. Нагрев воздуха и дымовых газов в тягодутьевых машинах. — «Теплоэнергетика», 1967, № 1.
19. Гаврилов А. Ф. и др. Исследование низкотемпературного воздухоподогревателя со стеклянными трубками на котле энергоблока 300 МВт. — «Электрические станции», 1973, № 11.
20. Рихтер Л. А. Газовоздушные тракты тепловых электростанций. М., «Энергия», 1969.
21. Дополнения к Инструкции и методическим указаниям по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях, СУНТИ ОРГРЭС, 1971.
22. Горностаев Л. С. Изменение тепловой экономичности энергоустановок при применении подогрева воздуха в калориферах котлов. — «Теплоэнергетика», 1973, № 11.
23. Руководящие указания по расчету проектных технико-экономических показателей КЭС и ТЭЦ. Т. 1, М., Теплоэлектропроект, 1966.
24. Липец А. У. Выбор схемы подогрева воздуха, профиля трубчатого воздухоподогревателя и устройств предварительного подогрева для газомазутного котла блока 800 МВт. Отчет ЗиО, 1971.
25. Качалин Е. А., Павлов Ю. Г. Проектное задание модернизации котлоагрегата типа ПК-41 Конаковской ГРЭС. Отчет СКБ ВТИ, 1969.
26. Рыжкин В. Я., Марченко Е. М. Подогрев воздуха паром из отборов турбины и охлаждение уходящих газов питательной водой. — «Электрические станции», 1972, № 11.
27. Гольденфарб И. Н. и др. Котельный агрегат с разделенными газоходами. — «Электрические станции», 1966, № 6.
28. Андрющенко А. И. Регенерация тепла паровым подогревом топлива и воздуха. — «Теплоэнергетика», 1956, № 3.
29. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. М., «Экономика», 1976.
30. Руководящие указания к использованию замыкающих затрат на топливо и электрическую энергию. М., «Наука», 1974.
31. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). «Энергия», 1973.
32. Нормы амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР. Госплан, М., 1961.
33. Петросян Р. А., Данилова Л. П. Влияние предварительного подогрева воздуха на экономичность энергетических установок.— «Электрические станции», 1974, № 7.
34. Строительная климатология и геофизика. Основные положения проектирования. СНиП П-А, 6.62. М., Стройиздат, 1973.
35. Гаврилов А. Ф., Филимонов А. И., Кузнецов Н. В., Майданик М. И. и др. Стеклянный воздухоподогреватель. Авт. свид. № 355473 от 16.10.72.
36. Рихтер Л. А. Способ рециркуляции воздуха в воздухоподогревателях паровых котлов. Авт. свид. № 156259 от 13.09.62.
37. Локшин В. А., Тулин С. Н. Устройство для нагрева воздуха. Авт. свид. № 333372 от 21.03.72.
38. Локшин В. А., Тулин С. Н. Устройство для нагрева воздуха Авт. свид. № 367316 от 23.01.73.
39. Гольденфарб И. Н., Патыченко В. С., Кроль Л. Б., Розенгауз И. Н. и др. Котельный агрегат. Авт. свид. № 172840 от 17.05.63.
40. Апатовский Л. Е., Гельтман А. Э. Способ нагрева воздуха, поступающего в топку котельного агрегата. Авт. свид. № 202178 от 14.09.67.
41. Апатовский Л. Е., Гельтман А. Э., Замятнин Л. М., Халупович В. А. Способ нагрева воздуха. Авт. свид. № 260630 от 6.01.70.

42. Апатовский Л. Е., Бургвиц Г. А., Гельтман А. Э., Халупович В. А. и др. Способ нагрева воздуха. Авт. свид. № 194841 от 12.04.67.

43. Александров Б. И., Липец А. У., Биман В. М. и др. Многоходовой воздухоподогреватель ЗиО. Авт. свид. № 180283 от 26.04.65.

44. Александров Б. И., Липец А. У., Биман В. М. и др. Способ предотвращения коррозии трубчатых воздухоподогревателей. Авт. свид. № 180284 от 26.04.65.

45. Липец А. У., Локшин В. А., Фомина В. Н., Кузнецова С. М. Многоходовой трубчатый воздухоподогреватель. Авт. свид. № 337613 от 5.05.72.

46. Апатовский Л. Е., Гельтман А. Э. Способ предварительного подогрева дутьевого воздуха. Авт. свид. № 205039 от 13.11.67.

47. Локшин В. А., Фомина В. Н., Семенов А. Н. и др. Теплотехнические испытания каскадного трубчатого воздухоподогревателя котла ТП-61 блока 200 МВт на эстонских сланцах. — «Электрические станции», 1973, № 8.

48. Бурштынская ГРЭС, котел ТП-100/А блок 200 МВт. Эскизный проект установки каскадного трубчатого воздухоподогревателя. СКБ ВТИ, 1973.

Ответственный за выпуск *Т. Н. Морозова*

Редактор *Н. М. Егорова.*

Техн. ред. *Н. П. Белянина.* Корректор *С. М. Косенкова.*

Сдано в набор 14.06.76. Подписано к печ. 26.10.76. Формат бум. 60×90 1/16.
Объем 3 3/4 печ. л. Тираж 850 экз. Заказ 580. Цена 75 коп.

gost.e-ecolog.ru

Редакционно-издательский отдел ЦКТИ им. И. И. Ползунова
194021, Ленинград, Политехническая ул., д. 24.