

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Экономика и организация энергетики»

ЭКОНОМИКА ПРЕДПРИЯТИЯ

Методические указания к курсовой работе
для студентов специальности 1-27 01 01 «Экономика
и организация производства», направления
1-27 01 01-10 «Экономика и организация производства
(энергетика)»

Минск
БНТУ
2012

УДК 651.311.22:658
ББК 65.29я7
Э40

Составители :
В. Н. Нагорнов, Н. А. Сологуб

Рецензенты :
А. И. Лимонов, Т. Ф. Манцерова

В методических указаниях на примере технико-экономического сравнения комбинированной и отдельной схем дается методика выбора оптимального варианта энергоснабжения района. Издание предназначено для закрепления и углубления теоретических знаний по курсу «Экономика энергетики».

© Белорусский национальный
технический университет, 2012

Оглавление

Введение	4
1 КОМБИНИРОВАННАЯ СХЕМА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ	5
1.1 Выбор состава основного оборудования ТЭЦ	5
1.2 Расчет капиталовложений	5
1.3 Определение годового расхода топлива	9
2 РАЗДЕЛЬНАЯ СХЕМА	13
2.1 Капиталовложения и годовые эксплуатационные издержки КЭС	13
2.2 Котельная	15
2.3 Капиталовложения в котельную	16
3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ	19
3.1 Комбинированная схема	19
3.2 Раздельная схема	21
ПРИЛОЖЕНИЕ	25

Введение

Энергоснабжение потребителей может осуществляться по двум принципиально различным схемам: комбинированной (тепло- и электроэнергию получают от одного источника – ТЭЦ) и отдельной (тепло- отпускается от котельной, а электроэнергия – от КЭС).

В комбинированной схеме (теплофикация) тепло рабочего тела используется сначала для выработки электроэнергии, а затем обработанное тепло низкого потенциала подается в тепловые сети централизованного теплоснабжения. Получаемая при этом экономия тепла, согласно принятому физическому методу, полностью относится на электроэнергию, за счет чего удельный расход топлива на 1кВт·ч на ТЭЦ значительно меньше, чем на КЭС.

Для развития теплофикации требуются значительно большие капиталовложения, чем при отдельной схеме. Вместе с тем при значительных тепловых нагрузках строительство ТЭЦ позволяет достигать высокой степени концентрации и централизации теплоснабжения по сравнению с котельными, что приводит к некоторому снижению удельных капиталовложений как непосредственно в ТЭЦ, так и в тепловые сети. Облегчает использование низкосортного топлива и дает его экономию, снижает эксплуатационные издержки, повышает производительность труда. Абсолютное же количество выбросов при вводе ТЭЦ возрастает за счет дополнительного снижения топлива, необходимого для производства электроэнергии. Для ТЭЦ характерно отсутствие протяженных магистральных линий электропередач, сложных распределительных устройств, что дает сокращение капиталовложений по сравнению со схемой выдачи мощности на КЭС. С другой стороны, на ТЭЦ вследствие увеличения радиуса передачи тепла растут затраты на магистральные тепловые сети.

Относительная экономичность комбинированной и отдельной схем зависит от величины и структуры тепловых нагрузок, условий топливоснабжения, технико-экономических показателей оборудования, режимов загрузки, климатических условий и других факторов. Относительное решение о предпочтительности того или иного варианта может быть сделано на основе тщательного технико-экономического анализа.

Критерием сравнительной экономической эффективности может служить минимум приведенных затрат.

1 КОМБИНИРОВАННАЯ СХЕМА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Выбор состава основного оборудования ТЭЦ

На выбор состава оборудования ТЭЦ существенное влияние оказывают режим загрузки станции по электрической мощности, величина и структура тепловых нагрузок, тепловая схема станции. Турбоагрегаты ТЭЦ по своим параметрам и типу должны соответствовать нагрузке тепловых потребителей. На теплоэлектроцентрали устанавливаются конденсационные турбины с одним или двумя регулируемыми отборами, турбины с противодавлением. Тип турбоагрегатов определяется величиной и соотношением тепловых нагрузок. При выборе состава оборудования ТЭЦ нужно принимать во внимание нижепредставленные общие положения.

1. Необходимо стремиться к блочной схеме.
2. Число агрегатов нужно сокращать до минимума за счет их большей единичной мощности.
3. При значительной технологической нагрузке следует рассматривать возможность последующей установки турбин типа «Р» для покрытия базовой части нагрузки.
4. Выбор состава оборудования зависит от оптимального коэффициента теплофикации, определяющего основные показатели ТЭЦ: общую электрическую мощность, годовое число часов использования теплофикационной мощности, нагрузку пиковый водогрейных котлов.
5. Резервные турбоагрегаты на ТЭЦ не устанавливаются.
6. Резервные котлы на блочных ТЭЦ не устанавливаются.

1.2 Расчет капиталовложений

Для рассматриваемого варианта исходя из полученных значений $Q_{\text{тфо}}$, $Q_{\text{тхо}}$, $Q_{\text{тфо}}^{\text{ч}}$, $Q_{\text{тхо}}^{\text{ч}}$, N выбирается состав основного оборудования ТЭЦ. При этом необходимо выбрать головные агрегаты.

Капиталовложения в электростанцию с поперечными связями (неблочную) определяются по формуле

$$K = K_{КА}^{гол} + K_{ТГ}^{гол} + \sum_{i=1}^{m-1} K_{КА}^{посл\ i} + \sum_{j=1}^{n-1} K_{ТГ}^{посл\ j},$$

где $K_{КА}^{гол}$, $K_{ТГ}^{гол}$ – капиталовложения в первый котлоагрегат и в первый турбоагрегат;

$K_{КА}^{посл\ i}$, $K_{ТГ}^{посл\ j}$ – капиталовложения в последующие котлоагрегаты и турбоагрегаты;

m – число котлоагрегатов;

n – число турбоагрегатов.

На ТЭЦ в качестве первого турбоагрегата берется агрегат меньшей мощности и имеющий, как правило, технологический и теплофикационный отборы.

Капиталовложения в электрические сети могут быть приняты в пределах 70–100 % от капиталовложений в электрические станции

$$K_{эл.с.} = \sum_{i=1}^Z (0,7 \dots 1,0) K_Z,$$

где K_j – капиталовложения в электрические станции;

Z – количество электростанций.

Стоимость основных средств трансформаторных подстанций составляет примерно 30 % от стоимости электрических сетей

$$K_{п.ст.} = 0,3 \cdot K_{эл.с.},$$

где $K_{эл.с.}$ – стоимость основных средств электрических сетей.

Электрическая мощность электростанции находится как сумма мощностей установленных на ней турбоагрегатов, а сум-

марная мощность энергосистемы определяется как сумма мощностей входящих в нее электростанций.

Выбор состава оборудования ТЭЦ начинается с определения типа, мощности, числа турбоагрегатов на основе полученных ранее значений $Q_{ТХ}$, $Q_{ТФ}$, $Q_{ТХ}^ч$, $Q_{ТФ}^ч$, $\alpha_{ТХ}^ч$, $\alpha_{ТФ}^ч$, $\alpha_{ТХ}$, $\alpha_{ТФ}$. Несмотря на то, что обоснование точных значений $\alpha_{ТХ}$, $\alpha_{ТФ}$, $\alpha_{ТХ}^ч$, $\alpha_{ТФ}^ч$ является самостоятельной технико-экономической задачей, на основе имеющихся разработок можно ориентировочно задаться примерными значениями коэффициентов теплофикации.

Для средних условий оптимальная величина $\alpha_{ТХ}$ лежит в пределах 0,5–0,6;

$$\alpha_{ТФ} = 0,85 + 0,9.$$

Суммарные отборы выбранных турбин должны примерно соответствовать $Q_{ТХО}^ч$ и $Q_{ТФО}^ч$, т. е.

$$Q_{ТХО}^ч \approx \sum_{i=1}^n Q_{ТХОi}^{чn};$$

$$Q_{ТФО}^ч \approx \sum_{i=1}^n Q_{ТФОi}^{чn};$$

где $Q_{ТХОi}^{чn}$, $Q_{ТФОi}^{чn}$ – начальные часовые технологические и теплофикационные отборы турбин;

n – число турбоагрегатов, имеющих i -й отбор (технологический или отопительный).

Выбор турбины начинается с расчета уточненных коэффициентов теплофикации

$$\alpha_{ТХ} = \sum Q_{ТХОi}^{чn} / Q_{ТХ}^ч;$$

$$\alpha_{ТФ} = \sum Q_{ТФОi}^{чn} / Q_{ТФ}^ч.$$

При значительном расхождении полученных коэффициентов теплофикации от ранее принятых необходимо пересмотреть состав выбранных турбоагрегатов.

К выбранным турбоагрегатам подбираются паровые барабанные или прямоточные котлы. Производительность котла берется такой, чтобы обеспечивался номинальный расход пара на турбину с учетом расхода теплоты на собственные нужды и потери в паропроводах:

$$D_k = D_T + D_{TSM} + D_{пог} = D_T + (1,04 \dots 1,06).$$

При выборе котла необходимо стремиться к блочной схеме компоновки станций. Как правило, выбираемое число котлов должно равняться числу турбин.

Число и мощность пиковых водогрейных котлов выбирается из соотношения

$$Q_{ПВК}^ч = Q_{Тф}^ч - Q_{Тфо}^ч, \text{ Гкал/ч};$$

$$l = Q_{ПВК}^ч / Q_{ПВК}^{ч/n}, \text{ шт.},$$

где $Q_{ПВК}^ч$ – часовая расчетная производительность ПВК;

$Q_{ПВК}^{ч/n}$ – номинальная часовая производительность одного ПВК;

l – число пиковых водогрейных котлов, шт.

Общее число ПВК, устанавливаемых на ТЭЦ, по условиям надежности теплоснабжения должно быть не менее 2.

Капиталовложения в ТЭЦ

$$K_{ТЭЦ} = K_{ка/l}^{гол} + K_{кг/l}^{гол} + K_{ПВК/l}^{гол} + \sum K_{ка/l}^{посл} + \sum K_{кг/l}^{посл} + \sum K_{ПВК/l}^{посл},$$

где $K_{ка/l}^{гол}$, $K_{кг/l}^{гол}$, $K_{ПВК/l}^{гол}$ – капиталовложения в головной котел, турбоагрегат, пиковый водогрейный котел;

$K_{ка/l}^{посл}$, $K_{кг/l}^{посл}$, $K_{ПВК/l}^{посл}$ – то же в последующие агрегаты;

n , m , l – число котлов, турбоагрегатов пиковых водогрейных котлов, установленных на ТЭЦ.

Удельные капиталовложения k для каждой из электростанций энергосистемы определяются следующим образом:

$$k = \frac{K}{N}.$$

Годовые эксплуатационные изделия на ТЭЦ складываются из условно-постоянных и условно-переменных.

Постоянные годовые издержки

$$I_{\text{пост}}^{\text{ТЭЦ}} = 1,3 (1,2 \cdot K_{\text{ТЭЦ}} \cdot P_{\text{ам}} / 100 + k_{\text{шт}} \cdot N_{\text{ТЭЦ}} \cdot Z_{\text{ср}}),$$

где $P_{\text{ам}}$ – норма амортизационных отчислений для ТЭЦ;

$K_{\text{ТЭЦ}}$ – штатный коэффициент для ТЭЦ;

$Z_{\text{ср}}$ – среднегодовая заработная плата с начислениями;

1,2 – коэффициент, учитывающий издержки на текущий ремонт;

1,3 – коэффициент, учитывающий общехозяйственные расходы.

Переменные издержки производства определяются стоимостью израсходованного на ТЭЦ топлива

$$I_{\text{пр}}^{\text{ТЭЦ}} = B_{\text{ТЭЦ}} \cdot Z_{\text{т}},$$

где $Z_{\text{т}}$ – цена 1 тонны условного топлива, определяемая по замыкающим затратам на топливо.

1.3 Определение годового расхода топлива

Годовой расход топлива на ТЭЦ определяется на основе энергетических характеристик турбоагрегатов и котлов. Для расчета годового расхода теплоты на турбину необходимо часовую энергетическую характеристику турбины

$$Q_{\text{Т}i}^{\text{ч}} = \alpha + r_{\text{к}} \cdot N_i - \Delta r \cdot N_{\text{Т}i} + Q_{\text{ТХО}i}^{\text{ч}} + Q_{\text{ТФО}i}^{\text{ч}};$$

$$N_{\text{Т}i} = \beta_{\text{л}} \cdot Q_{\text{ТХО}i}^{\text{ч}} + \beta_{\text{т}} \cdot Q_{\text{ТХО}i}^{\text{ч}} - C$$

трансформировать в годовую

$$Q_{Tj} = \acute{\alpha}T + r_k \cdot N_j \cdot h_j - \Delta r \cdot \mathcal{E}_{Tj} + Q_{\text{ТХО}i} + Q_{\text{ТФО}i}$$

$$\mathcal{E}_{Tj} = \beta_n \cdot Q_{\text{ТХО}i} + \beta_T \cdot Q_{\text{ТХО}i} - C \cdot T,$$

где $\acute{\alpha}$ – условный расход теплоты на холостой ход;

$r_k, \Delta r$ – относительные приросты турбин $\Delta r = r_k = r_T$;

β_n, β_T – удельная выработка на тепловом потреблении;

C – потери мощности в отборах;

T – число часов работы турбин в году.

В том случае, когда на ТЭЦ установлены турбоагрегаты разных типов мощности, например «Г» и «ТП», необходимо произвести между ними перераспределение тепловых и электрических нагрузок. При этом в первую очередь должны загружаться наиболее экономичные турбины, т. е. значения $\Delta r, \beta_n, \beta_T$ которых больше, а r_k меньше.

Как правило, сначала распределяются тепловые нагрузки.

Годовое число часов использования номинальной нагрузки отборов

$$h_{\text{ТХО}} = Q_{\text{ТХО}} / \sum_{i+1}^n Q_{\text{ТХО}}^{\text{нч}};$$

$$h_{\text{ТФО}} = Q_{\text{ТФО}} / \sum_{i+1}^m Q_{\text{ТФО}}^{\text{нч}};$$

где $Q_{\text{ТХО}}^{\text{н}}, Q_{\text{ТФО}}^{\text{нч}}$ – номинальная часовая производительность технологического и теплофикационного отборов;

n, m – число отборов.

Полученные значения $h_{\text{ТХО}}, h_{\text{ТФО}}$ для более экономичных турбин увеличиваются на 10–30 % при соответственном уменьшении их для менее экономичных турбин так, чтобы соблюдались равенства:

$$\sum_{i+1}^n Q_{\text{ТХО}i}^{\text{НЧ}} \cdot h_{\text{ТХО}} = Q_{\text{ТХО}}$$

$$Q_{\text{ТХО}i} = Q_{\text{ТХО}i}^{\text{НЧ}} \cdot h_{\text{ТХО}i}$$

Перераспределение электрической нагрузки осуществляется изменением годового числа использования электрической мощности.

Общий отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ

$$\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} = \sum_{i+1}^n N_i \cdot h_i \cdot (1 - \Delta \mathcal{E}_{\text{см}} / 100),$$

где N_i – электрическая мощность i -го турбоагрегата;

h_i – годовое число часов использования электрической мощности;

$\Delta \mathcal{E}_{\text{см}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ, %;

n – число турбоагрегатов.

Общая потребность в теплоте от паровых котлов

$$Q_{\text{КА}} = \sum_{i+1}^n Q_{\text{Т}i} + Q_{\text{роу}} (1,02 \dots 1,03).$$

Годовой расход условного топлива на паровые котлы

$$B_{\text{ка}} = Q_{\text{ка}} / \eta_{\text{ка}}^6 \cdot K_n,$$

где K_n – коэффициент перевода: $K_n = 7$ Гкал/т у. т., $K_n = 29,31$ ГДж/т у. т.

Годовой расход условного топлива на ПВК

$$B_{\text{ПВК}} = Q_{\text{ПВК}} / \eta_{\text{ПВК}}^6 \cdot K_n.$$

Годовой расход условного топлива на ТЭЦ

$$B_{\text{ТЭЦ}} = B_{\text{ка}} + B_{\text{ПВК}}.$$

Переменные годовые издержки

$$I_{\text{пр}}^{\text{ТЭЦ}} = B_{\text{ТЭЦ}} \cdot Z_{\text{т}}.$$

Приведенные затраты в вариант с ТЭЦ

$$Z_{\text{ТЭЦ}} = E_{\text{н}} \cdot K_{\text{ТЭЦ}} + I_{\text{пст}}^{\text{ТЭЦ}} + I_{\text{пр}}^{\text{ТЭЦ}} + E_{\text{н}} \cdot (K_{\text{тс}} + K_{\text{лэп}}) + I_{\text{тс}} + I_{\text{лэп}}.$$

Ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание тепловых и электрических сетей в приближенных расчетах могут быть определены из следующих соотношений:

$$I_{\text{тс}} = 0,075 \cdot K_{\text{тс}};$$

$$I_{\text{лэп}} = 0,034 \cdot K_{\text{лэп}}.$$

2 РАЗДЕЛЬНАЯ СХЕМА

По данной схеме энергоснабжения тепловые потребители получают теплоту от котельной, а электрическая энергия вырабатывается на КЭС.

Для обеспечения максимальной индустриализации строительства, улучшения условий эксплуатации и проведения ремонтных работ основное оборудование КЭС выбирается однотипным. Единичную мощность блоков стремятся выбирать наиболее крупной, однако, при этом следует принимать во внимание ограничения по числу блоков на электростанции. Оптимальное число блоков КЭС находится от четырех до шести, увеличение числа блоков свыше восьми не дает заметного экономического эффекта, а проблемы, связанные с эксплуатацией, ремонтом, охраной окружающей среды, возрастают.

Следует иметь в виду, что КЭС, как правило, располагаются на значительном расстоянии от потребителей электрической энергии. ТЭЦ располагаются вблизи потребителей тепла, которые являются одновременно крупными потребителями электрической энергии. Поэтому эквивалентная мощность замещающей КЭС должна быть больше мощности ТЭЦ на величину потерь в электрических сетях.

Районные котельные обычно расположены ближе к тепловым потребителям, чем ТЭЦ, поэтому их мощность может быть снижена на величину потерь в тепловых сетях.

2.1 Капиталовложения и годовые эксплуатационные издержки КЭС

Полные капиталовложения в КЭС рассчитываются по выражению

$$K'_{\text{КЭС}} = K^{\text{гол}} + K^{\text{посл}} \cdot (n - 1),$$

где $K^{\text{гол}}$ – капиталовложения в головной блок;

$K^{\text{посл}}$ – капиталовложения в последующие блоки.

Постоянные годовые издержки КЭС

$$I_{\text{пост}}^{\text{КЭС}} = 1,3 (1,2 \cdot K_{\text{КЭС}} \cdot P_{\text{ам}} / 100 + k_{\text{шт}} \cdot N_{\text{ТЭС}} \cdot Z_{\text{ср}}),$$

где $P_{\text{ам}}$ – норма амортизационных отчислений для КЭС;

$k_{\text{шт}}$ – штатный коэффициент для КЭС;

$Z_{\text{ср}}$ – среднегодовая зарплата с начислениями;

1,2 – коэффициент, учитывающий издержки на текущий ремонт;

1,3 – коэффициент, учитывающий общестанционные нужды.

Отпуск электроэнергии

$$\mathcal{E}_{\text{КЭС}} = N_{\text{КЭС}} \cdot h \cdot (1 - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} / 100) = \sum_{i=1}^n \mathcal{E}_i \cdot (1 - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} / 100),$$

где $N_{\text{КЭС}}$ – мощность КЭС, МВт;

$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды, %.

Для расчета годового расхода топлива определим по энергетической характеристике годовой расход теплоты на турбину

$$Q_{\text{тл}} = a \cdot T_{\text{р}} + r \cdot \mathcal{E}_{\text{эки}} + r' \cdot (\mathcal{E}_i + \mathcal{E}_{\text{эки}}),$$

где a – часовой расход тепла на холостой ход, Гкал / ч;

r, r' – относительный прирост тепла до и после экономической мощности, Гкал / МВт · ч;

$\mathcal{E}_{\text{эки}}$ – годовая выработка электроэнергии при мощности меньше экономической, МВт · ч;

$T_{\text{р}}$ – число часов работы турбины в году, ч.

Выработка электроэнергии при загрузке блока больше экономической определяется из выражения

$$\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_{\text{эки}} = \beta \mathcal{E}_i \cdot (N_{\text{нi}} - N_{\text{эки}}) / N_{\text{нi}}, \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где $N_{\text{нi}}, N_{\text{эки}}$ – электрическая мощность турбины, номинальная и в токе излома энергетической характеристики;

β – коэффициент, учитывающий степень загрузки турбины; в зависимости от типа турбины принимается от 0,85 до 0,95. Большой мощности турбины соответствуют большие значения коэффициента β .

Годовой расход топлива на блок

$$B_{\text{год}i} = Q_{Ti} / (\eta_{\text{ка}}^6 \cdot K_{\text{п}}) + B_{\text{п}} \cdot n, \text{ т у. т.},$$

где $\eta_{\text{ка}}^6$ – среднегодовой КПД брутто котлоагрегата;

$B_{\text{п}}$ – расход топлива на пуск блока;

n – число пусков блока в году;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент перевода: $K_{\text{п}} = 7$ (Гкал/т у. т.), $K_{\text{п}} = 29,31$ (ГДж/т у. т.).

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии

$$B_{\text{э}i} = B_{\text{год}i} / \mathcal{E}_i \cdot (1 - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} / 100), \text{ т у. т.}$$

Годовой расход топлива КЭС

$$B_{\text{КЭС}} = \sum_{i=1}^n B_{\text{год}i}, \text{ т у. т.},$$

где n – число блоков на КЭС.

Переменные годовые издержки КЭС

$$И_{\text{пер}}^{\text{КЭС}} = B_{\text{КЭС}} \cdot Z_{\text{т}}, [\text{у. е.}],$$

где $Z_{\text{т}}$ – цена тонны условного топлива на КЭС, определяется по замыкающим затратам на топливо, у. е./т у. т.

2.2 Котельная

В отдельной схеме технологические нагрузки района обеспечиваются паровыми котлами, а отопительные нагрузки – водогрейными котлами, установленными на районных котельных,

в непосредственной близости от потребителей тепла. Исходя из сопоставимости вариантов, районная котельная должна обеспечивать тот же отпуск тепла, что и ТЭЦ.

Число паровых котлов

$$Z = Q_{\text{ТХ}}^{\text{ч}} / Q_{\text{ПК}}^{\text{чн}}, \text{ шт.},$$

где $Q_{\text{ПК}}^{\text{чн}}$ – номинальная часовая производительность парового котла, Гкал/ч.

Число водогрейных котлов

$$L = Q_{\text{ТФ}}^{\text{ч}} / Q_{\text{ВК}}^{\text{чн}}, [\text{шт.}],$$

где $Q_{\text{ВК}}^{\text{чн}}$ – номинальная часовая производительность водогрейного котла, Гкал/ч.

Если общее число котлов получается больше 10, то в этом случае должна быть построена не одна, а несколько котельных. При определении капиталовложений в котельные необходимо увеличить соответственно котельным количество первых агрегатов.

2.3 Капиталовложения в котельную

$$K_{\text{кот}} = K_{\text{ПК}'}^{\text{гол}} + \sum_{i=1}^{Z-1} K_{\text{ПК}'}^{\text{посл}} + K_{\text{ВК}'}^{\text{гол}} + \sum_{i=1}^{L-1} K_{\text{ВК}'}^{\text{посл}}, \text{ у. е.},$$

где $K_{\text{ПК}'}^{\text{гол}}$, $K_{\text{ПВ}'}^{\text{гол}}$ – капиталовложения в первый паровой и водогрейный котлы;

$K_{\text{ПК}'}^{\text{посл}}$, $K_{\text{ПВ}'}^{\text{посл}}$ – капиталовложения в последующие котлы.

Постоянные годовые издержки котельной

$$I_{\text{пост}}^{\text{кот}} = 1,3 \cdot (1,1 \cdot K_{\text{кот}} \cdot P_{\text{ам}} / 100 + k_{\text{шт}} \cdot Q_{\text{кот}}^{\text{ч}} \cdot 3_{\text{ст}}), \text{ у. е.},$$

где $P_{\text{ам}}$ – норма амортизационных отчислений для котельных;

$k_{\text{шт}}$ – штатный коэффициент котельной, чел./МВт;

$Q_{\text{кот}}^{\text{ч}}$ – суммарная теплопроизводительность котельной

$$Q_{\text{кот}}^{\text{ч}} = \sum_{j=1}^Z Q_{\text{ПК}j}^{\text{чн}} + \sum_{i=1}^I Q_{\text{БК}i}^{\text{чн}};$$

$Z_{\text{ст}}$ – среднегодовая зарплата с начислениями.

Годовой расход топлива на котельную

$$B_{\text{кот}} = (1 - (0,02 \dots 0,03)) \cdot (Q_{\text{тх}} / \eta_{\text{ПК}} \cdot K_{\text{п}} + Q_{\text{тф}} / \eta_{\text{БК}} \cdot K_{\text{п}}), \text{ т у. т.},$$

где $\eta_{\text{ПК}}$, $\eta_{\text{БК}}$ – КПД паровых и водогрейных котлов: $\eta_{\text{ПК}} = 0,83-0,86$, $\eta_{\text{БК}} = 0,86-0,9$;

$(0,02-0,03)$ – коэффициент, учитывающий снижение потерь в теплопроводах по сравнению с вариантом ТЭЦ;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент перевода: $K_{\text{п}} = 7$ (Гкал/т у. т.), $K_{\text{п}} = 29,31$ (ГДж/т у. т.).

Поскольку мощность и режим загрузки КЭС были выбраны исходя из условий работы электростанции в крупной электроэнергетической системе, то при расчете приведенных затрат в раздельной схеме необходимо выделить от КЭС лишь ту часть капиталовложений и издержек, которая идентична ТЭЦ в комбинированной схеме энергоснабжения.

Доля капиталовложений в КЭС, которая учитывается при сравнении схем, определяется пропорционально мощности ТЭЦ

$$K_{\text{КЭС}} = K'_{\text{КЭС}} \cdot \beta \cdot N_{\text{ТЭЦ}} / N_{\text{КЭС}},$$

где $K'_{\text{КЭС}}$ – полные капиталовложения в КЭС, у. е.;

β – коэффициент, учитывающий различие схем энергоснабжения (собственные нужды, потери в сетях), принимается равным $1,03-1,07$.

Доля условно-постоянных эксплуатационных затрат КЭС рассчитывается также пропорционально мощности ТЭЦ

$$И_{\text{пост}}^{\text{КЭС}} = И_{\text{пост}}^{\text{КЭС}'} \cdot \alpha \cdot N_{\text{ТЭЦ}} / N_{\text{КЭС}}, \text{ у. е.}$$

Доля условно-переменных затрат КЭС, учитываемая при раздельной схеме, найдется пропорционально отпускаемой энергии

$$И_{\text{пер}}^{\text{КЭС}} = И_{\text{пер}}^{\text{КЭС}'} \cdot \alpha \cdot \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} / \mathcal{E}_{\text{КЭС}}, \text{ у. е.},$$

где $\mathcal{E}_{\text{КЭС}}$ – годовой отпуск энергии от КЭС, МВт · ч;

α – коэффициент, учитывающий различие схем энергоснабжения в расходах энергии на собственные нужды, потери в сетях, применяется равным 1,02–1,06.

Капиталовложения раздельной схемы

$$K_p = K_{\text{КЭС}} + K_{\text{кот}} + K_{\text{тс}}^p + K_{\text{лэп}}^p, \text{ у. е.}$$

Годовые условно-переменные затраты раздельной схемы

$$И_{\text{пер}}^p = И_{\text{пер}}^{\text{КЭС}} + B_{\text{кот}} \cdot \mathcal{Z}_t, \text{ у. е.},$$

где \mathcal{Z}_t – цена тонны условного топлива котельной; определяется по замыкающим затратам на топливо.

Приведенные затраты в раздельную схему

$$\mathcal{Z}_p = E_n \cdot K_p + И_{\text{пост}}^{\text{КЭС}} + И_{\text{пост}}^{\text{кот}} + И_{\text{пер}}^p + И_{\text{тс}}^p + И_{\text{лэп}}^p, \text{ у. е.},$$

где $И_{\text{тс}}^p = 0,075 K_{\text{тс}}, \text{ у. е.};$

$И_{\text{лэп}}^p = 0,034 K_{\text{лэп}}, \text{ у. е.}$

Оптимальным, т. е. более предпочтительным для строительства будет тот вариант, у которого приведенные затраты окажутся наименьшими. Разность приведенных затрат в 3–5 % говорит о равной экономичности вариантов. В этом случае при выборе следует учитывать дополнительные соображения (освоенность оборудования, перспективность схемы, охрана окружающей среды, топливно-энергетический баланс и т. д.).

3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

3.1 Комбинированная схема

Годовой расход тепла на производство электроэнергии

$$Q_3 = \sum_{i=1}^n (G_{rj} - (Q_{\text{Тхот}} + Q_{\text{Тфот}})), \text{ МВт.}$$

Годовой расход топлива на производство электроэнергии

$$B_3 = Q_3 / \eta_{\text{ка}}^6 \cdot K_{\text{п}} - (\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} \cdot B_{\text{т3}} / B_{\text{ТЭЦ}} \cdot b_{33}), \text{ т у. т.}$$

Удельный расход теплоты на производство электроэнергии

$$q_{33} = Q_3 / \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}, \text{ Гкал / МВт.}$$

Удельный расход топлива на производство электроэнергии

$$b_{33} = B_{33} / \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}, \text{ т у. т. / МВт.}$$

Годовой расход топлива на производство теплоты

$$B_{\text{т3}} = B_{\text{ТЭЦ}} - B_3 + (\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{т3}} \cdot B_{\text{т3}} / B_{\text{ТЭЦ}} \cdot \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} \cdot b_{33}),$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{т3}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды на производство теплоты, %.

Удельный расход топлива на производство теплоты

$$b_{\text{т3}} = B_{\text{ТЭЦ}} / (Q_{\text{Тх}} + Q_{\text{Тф}}), \text{ т у. т. / Гкал.}$$

КПД ТЭЦ по отпуску электроэнергии

$$\eta_{33} = 0,123 / b_{33}.$$

КПД ТЭЦ по отпуску теплоты

$$\eta_{\text{ТЭ}} = 34,16 / b_{\text{ТЭ}},$$

где $b_{\text{ТЭ}}$ – удельный расход топлива на производство теплоты, кг у. т. / ГДж.

Доля условно-постоянных годовых издержек, относимая на производство электроэнергии:

$$I_{\text{пост}}^{\text{ЭЭ}} = I_{\text{пост}}^{\text{ТЭЦ}} \cdot B_{\text{ЭЭ}} / B_{\text{ТЭЦ}}.$$

Доля условно-постоянных годовых издержек, относимая на производство теплоты:

$$I_{\text{пост}}^{\text{ТЭ}} = I_{\text{пост}}^{\text{ТЭЦ}} \cdot B_{\text{ТЭ}} / B_{\text{ТЭЦ}}.$$

Себестоимость 1 кВт · ч на шинах ТЭЦ

$$C_{\text{ЭЭ}} = (I_{\text{пост}}^{\text{ЭЭ}} \cdot B_{\text{ЭЭ}} \cdot \Pi_{\text{Т у. т.}}) / \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}, \text{ у. е. / МВт} \cdot \text{ч},$$

где $\Pi_{\text{Т у. т.}}$ – цена условного топлива на складе станции, у. е. / т у. т.,

$$\Pi_{\text{Т у. т.}} = (\Pi_{\text{ТНТ}} + T_{\text{ЖД}}) \cdot 29\,300 / Q_{\text{Н}}^{\text{P}}, \text{ у. е.},$$

где $\Pi_{\text{ТНТ}}$ – цена натурального топлива, определяемая по преискуранту;

$T_{\text{ЖД}}$ – тариф на перевозку 1 т натурального топлива;

$Q_{\text{Н}}^{\text{P}}$ – теплотворная способность сжигаемого топлива, кДж / кг.

Топливно-составляющая себестоимости электроэнергии на шинах ТЭЦ

$$C_{\text{ЭЭ}}^{\text{T}} = b_{\text{ЭЭ}} \cdot \Pi_{\text{Т у. т.}}, \text{ у. е. / кВт} \cdot \text{ч}.$$

Себестоимость 1 ГДж тепла, отпущенного от коллектора ТЭЦ:

$$C_{ТЭ} = (И_{пост}^{ТЭ} + b_{ТЭ} \cdot Ц_{Т.у.т.}) / (Q_{ТХ}^Г + Q_{ТФ}^Г), \text{ у. е. / Гкал.}$$

Топливная составляющая себестоимости теплоты на коллекторах ТЭЦ

$$C_{ЭЭ}^Т = b_{ТЭ} \cdot Ц_{Т.у.т.}, \text{ у. е. / Гкал.}$$

Удельные приведенные затраты в комбинированную схему на производство электроэнергии

$$З_{ЭЭ} = З_{ТЭЦ} \cdot B_{ЭЭ} / B_{ТЭЦ} \cdot Э_{ТЭЦ}, \text{ у. е. / МВт} \cdot \text{ч.}$$

Удельные приведенные затраты на отпуск теплоты

$$З_{ТЭ} = З_{ТЭЦ} \cdot B_{ТЭ} / B_{ТЭЦ} \cdot (Q_{ТХ}^Г + Q_{ТФ}^Г), \text{ у. е. / Гкал.}$$

Показатель фондоотдачи ТЭЦ

$$K_{фо} = (Ц_{ЭЭ}^H \cdot Э_{ТЭЦ} + Ц_{ТЭ}^H \cdot (Q_{ТХ}^Г + Q_{ТФ}^Г)) / K_{ТЭЦ}, \text{ у. е. / у. е.}$$

где $Ц_{ЭЭ}^H, Ц_{ТЭ}^H$ – неизменные цены на электроэнергию и теплоту.

Показатель фондовооруженности ТЭЦ

$$K_{фв} = K_{ТЭЦ} / N_{ТЭЦ} \cdot k_{шт}, \text{ у. е. / чел.}$$

3.2 Раздельная схема

Технико-экономические показатели КЭС

Полный расход тепла на производство электроэнергии турбогенератором

$$Q_3 = Q_{Tj} \cdot (1 \pm \Delta\Pi / 100),$$

где $\Delta\Pi$ – показатель, учитывающий отклонение параметров от номинальных; принимается в пределах 1–1,5 %.

Удельный расход тепла на турбоагрегат

$$q_T = Q_3 / (\mathcal{E}_j + \mathcal{E}_{\text{пгн}}), \text{ ГДж} / \text{Мвт},$$

где $\mathcal{E}_{\text{пгн}}$ – приведенное производство электроэнергии на привод питательного турбонасоса.

КПД турбоустановки

$$\eta_T = 3600 / q_T, \%$$

КПД КЭС по отпуску электроэнергии

$$\eta_T = 0,123 / b_{33}, \%$$

Топливно-энергетическая себестоимость электроэнергии на КЭС

$$C_{33}^T = b_{33} \cdot C_{T \text{ у. т.}},$$

где $C_{T \text{ у. т.}}$ – цена тонны условного топлива на складе КЭС

$$C_{T \text{ у. т.}} = (C_{\text{пгн}} + T_{\text{жд}}) \cdot 29\,300 / Q_{\text{н}}^P.$$

Себестоимость 1 кВт·ч на шинах КЭС

$$C_{33} = C_{33}^T + I_{\text{пост}}^{\text{КЭС}} / \mathcal{E}_{\text{КЭС}}.$$

Удельные приведенные затраты в КЭС на производство электроэнергии

$$Z_{33} = (E_{\text{н}} \cdot K_{\text{КЭС}}' + I_{\text{пост}}^{\text{КЭС}} + I_{\text{пер}}^{\text{КЭС}}) / \mathcal{E}_{\text{КЭС}}.$$

Показатель фондоотдачи КЭС

$$K_{\text{фо}} = \Pi_{\text{ЭЭ}}^{\text{H}} \cdot \text{Э}_{\text{КЭС}} / K_{\text{КЭС}}, \text{ у. е. / у. е.}$$

Показатель фондовооруженности КЭС

$$K_{\text{фв}} = K_{\text{КЭС}}' / N_{\text{КЭС}} \cdot k_{\text{шт}}, \text{ у. е. / чел.}$$

Технико-экономические показатели котельной

Удельные капиталовложения в котельную

$$k = K_{\text{кот}} / (Q_{\text{ТХ}}^{\text{Г}} + Q_{\text{ТФ}}^{\text{Г}}), \text{ у. е. / Гкал.}$$

Удельный расход топлива на производство теплоты

$$b_{\text{ТЭ}} = B_{\text{кот}} / (Q_{\text{ТХ}}^{\text{Г}} + Q_{\text{ТФ}}^{\text{Г}}), \text{ кг у. т. / ГДж.}$$

КПД котельной по отпуску теплоты

$$\eta_{\text{Э}} = 34,16 / b_{\text{ТЭ}} \cdot 100 \%$$

Топливная составляющая себестоимости теплоты на коллекторах котельной

$$C_{\text{ТЭ}}^{\text{T}} = b_{\text{ТЭ}} \cdot \Pi_{\text{T у. т.}}$$

где $\Pi_{\text{T у. т.}}$ – цена тонны условного топлива на складе котельной

$$\Pi_{\text{T у. т.}} = (\Pi_{\text{ТНТ}} + T_{\text{ЖД}}).$$

Себестоимость 1 ГДж тепла, отпущенного от коллекторов котельной:

$$C_{\text{ТЭ}} = C_{\text{ТЭ}}^{\text{T}} + I_{\text{пост}}^{\text{КОТ}} / (Q_{\text{ТХ}}^{\text{Г}} + Q_{\text{ТФ}}^{\text{Г}}), \text{ у. е. / Гкал.}$$

Удельные приведенные затраты в котельную на производство теплоты

$$З_{тэ} = (E_n \cdot K_{кот} + И_{пост}^{кот} + B_{нот} \cdot Ц_{т.у.т.}) / (Q_{тх}^Г + Q_{тф}^Г), \text{ у. е. / Гкал.}$$

Показатель фондоотдачи котельной

$$K_{фо} = Ц_{тэ}^н \cdot (Q_{тх}^Г + Q_{тф}^Г) / K_{кот}, \text{ у. е. / у. е.}$$

Показатель фондовооруженности котельной

$$K_{фв} = K_{кот} / k_{шт} \cdot Q_{кот}, \text{ у. е. / чел.}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица А1 – Затраты на ТЭЦ, отнесенные на один блок, млн. у. е.

Состав блока	Вид топлива	Затраты на один блок	
		головной	последующий
Т-250/300-240+1000 т/ч	твердое / газ, мазут		
Т-180/210-130+670 т/ч	твердое / газ, мазут		
Т-175/210-130+2х+20 т/ч	твердое / газ, мазут		

Таблица А2 – Затраты на ТЭЦ, отнесенные на один турбоагрегат, млн. у. е.

Тип и мощность турбоагрегата	Затраты на один турбоагрегат	
	головной	последующий
ПТ-50/60-130/7-2		
ПТ-80/100-130		
ПТ-135/165-130		
ТП-115/125-130		
Р-50-130		
Р-100-130		
Т-60/65-130-2		
Т-110/120-130		
Т-175/210-130		

Таблица А3 – Затраты на ТЭЦ, отнесенные на один энергетический и один водогрейный котел, млн. у. е.

Производительность котла	Вид топлива	Затраты на один блок	
		головной	последующий
420 т/ч	твердое / газ, мазут		
500 т/ч	твердое / газ, мазут		
419 ГДЖ / ч (100 Гкал / ч) 750 ГДЖ / ч (180 Гкал / ч)	твердое / газ, мазут		

Таблица А4 – Затраты на КЭС, отнесенные на один блок, млн у. е.

Состав блока	Вид топлива	Затраты на один блок	
		головной	последующий
К-160-130	твердое / газ, мазут		
К-200-130+760 т/ч	твердое / газ, мазут		
К-300-240+1000 т/ч	твердое / газ, мазут		
К-500-240+1650 т/ч	Экибастуский каменный уголь		
К-800-240+2650 т/ч	Канско-ачинский бурый уголь		

Таблица А5 – Средние нормы амортизации ТЭЦ, %

Мощность ТЭЦ, МВт	Вид топлива		
	Высокозольные	Уголь	Газ, мазут
50	7,2	6,9	6,7
75	7,3	7,0	6,8
100	7,4	7,1	6,9
125	7,5	7,2	7,0
150	7,6	7,3	7,1
200	7,7	7,4	7,2
250	7,7	7,4	7,3
800	7,8	7,5	7,3
900	7,8	7,5	7,3
1000	7,9	7,6	7,4

Таблица А6 – Средние нормы амортизации КЭС, %

Мощность КЭС, МВт	Вид топлива		
	Многозольные	Уголь	Газ, мазут
1200	6,5	6,3	6,1
1600	6,6	6,3	6,2
1800	6,7	6,4	6,3
2000	6,8	6,5	6,4
2400	6,9	6,6	6,5
3000	7,0	6,7	6,6
3600	7,1	6,8	6,7

Таблица А7 – Штатные коэффициенты ТЭЦ по эксплуатационному персоналу, чел. /МВт

Мощность ТЭЦ, МВт	Кол-во турбоагрегатов	Вид топлива	
		Твердое	Газ, мазут
100	2	3,2	2,3
150	3	2,5	1,9
200	4	2,0	1,3
200	2	1,9	1,2
300	3	1,3	0,8
300	6	1,5	1,0
400	4	1,1	0,7
400	6	1,2	0,8
500	6	0,8	0,6
700	4	0,7	0,5
1000	4	0,6	0,4

Таблица А8 – Штатные коэффициенты КЭС по эксплуатационному персоналу, чел. /МВт

Мощность КЭС, МВт	Кол-во блоков	Вид топлива	
		Твердое	Газ, мазут
600	4	0,93	0,7
900	6	0,73	0,56
800	4	0,7	0,52
900	3	0,59	0,45
1200	6	0,55	0,42
1200	4	0,48	0,37
1800	6	0,38	0,29
2400	8	0,33	0,25
3000	6	0,23	0,18
4000	8	0,22	0,16
4000	5	0,20	0,15

Таблица А9 – Расход электроэнергии на собственные нужды КЭС, %

Тип турбоагрегата	Вид топлива			
	АШ	Каменный уголь	Бурий уголь	Газ, мазут
К-160-130	7,9	7,1	7,2	5,7
К-200-130	7,5	6,8	6,9	5,5
К-300-240	4,9	4,2	4,3	3,0
К-500-240	4,5	4,0	4,2	2,8
К-800-240	4,3	3,9	4,1	2,7

Таблица А10 – Расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ, %

Начальные параметры пара	Расход электроэнергии на собственные нужды		
	Турбина типа «Р»	Турбина «ПТ»	Турбина «Т»
90/485	12	9,5	8,5
130/565	11	9,0	8,0
240/565	—	—	6,0

30 Таблица А11 – Энергетические характеристики теплофикационных турбин, МВт / МВт

Тип турбины	Расход теплоты на холостой ход	Относит. прирост для конденсац. потока	Уменьшение относит. прироста на теплофикац. потоке	Удельн. выработка электроэнергии на технологич. потоке	Удельн. выработка электроэнергии на теплофикац. отборе	Потери в отборах	Номинальн. величина технологич. отбора	Номинальн. величина теплофикац. отбора
	a	rk	r	$W_{\text{тхо}}$	$W_{\text{тфо}}$			
ПТ-60/70-130/13	16,3	2,33	1,315	0,305	0,528	9,9	77	47
ПТ-80/100-130/13	16,8	1,98	0,97	0,3	0,54	11,6	116	70
ПТ-135/165-130/15	21,0	1,95	0,94	0,283	0,54	21,9	221	128
T-60/65-130-2	–	–	–	–	–	–	–	–
T-250/300-240	39,6	1,98	1,32	–	0,63	40,7	–	384
T-110/120-130	20,7	2,33	1,315	–	0,6	34,9	–	204
T-175/210-130	29,89	2,316	1,3	–	0,6	24,4	–	314
P-50-130/13	1,164	–	1,01	0,3	–	48,3	279	–
P-100-130/15	6,4	–	1,01	0,31	–	98,9	560	–

Таблица А12 – Энергетические характеристики конденсационных турбин, МВт / МВт

Тип турбины	Номинальная мощность	Расход теплоты на холостой ход	Относит. прирост при экономич. нагрузке	Относит. прирост при нагрузке > экон.	Экономическая мощность
	$N_{\text{ном}}$	a	r	r'	$N_{\text{эк}}$
К-100-90-6	100	26,0	2,25	2,46	74
К-160-130	160	33,2	2,24	2,39	107
К-200-130	200	34,0	2,18	2,29	188
К-300-240	300	47,3	2,17	2,21	280
К-300-240-2	310	59,1	1,99	2,17	285
К-500-240	500	67,5	2,12	2,21	450
К-800-240-3	800	101,2	2,11	2,19	700

Таблица А13 – Топливные характеристики конденсационных блоков

Тип блока, вид сжигаемого топлива	Условный расход топлива на холостой ход, т у. т.	Удельный прирост топлива в I зоне, Т/МВт·ч	Удельный прирост топлива во II зоне, Т/МВт·ч	Точка изло- ма хар-ки (экон. мощ- ность), МВт	Мощность техниче- ского ми- нимума блока, МВт	Расход топлива на пуск после про- стоя в 48 ч, т у. т.	Расход топлива на пуск из хол. состояния, т у. т.
	a_j	r_j	r'_j	$N_{эк}$	N_{min}	B_{rj}	B_n
К-160-130, уголь	5,91	0,293	0,338	130	85	27	45
К-160-130, газ, мазут	5,73	0,287	0,328	130	60	27	45
К-200-130, уголь	7,3	0,288	0,327	150	110	36	60
К-200-130, газ, мазут	7,0	0,279	0,318	150	80	36	60
К-300-240, уголь	10,4	0,286	0,309	250	210	60	95
К-300-240, газ, мазут	10,2	0,278	0,300	250	140	60	95
К-500-240, уголь	15,2	0,284	0,307	400	290	95	150
К-800-240, уголь	25,2	0,283	0,305	640	520	150	240
К-800-240, газ, мазут	24,5	0,276	0,298	640	360	150	240

Таблица А14 – Технические характеристики теплофикационных турбин (ориентировочные данные)

Тип турбины	Величины отборов		Мах расход пара на турбину, т/ч	Удельн. выработка электроэнергии на тепловом потреблении, кВт·ч/Гкал		Удельные расходы тепла, Ккал/кВт·ч	
	производственного	отопительного		произв. отбор	отопит. отбор	теплофикац. выработка	конденсац. выработка
ПТ-60-130-13	140/250	52/83	370	295	530	930	2250
ПТ-50-130/7	118/160	45/63	300	350	540	930	2240
ПТ-80/100/130/15	185/300	70/100	470	295	540	930	2240
ПТ-135/165/130/15	320/390	110/140	760	280	540	910	2220
Т-60/65-130	–	94/180	268	–	540	930	2200
Т-100-130	–	160/310	460	–	540	930	2200
Т-175/210-130	–	270	760	–	550	910	2100
Т-180/215-130	–	280	845	–	637	910	2060
Т-260/300-240	–	330	930	–	685	910	1910
Р-50-130/13	310	–	370	295	–	910	–
Р-100-130/15	640	–	760	280	–	910	–

Таблица А15 – Ориентировочные значения коэффициента теплофикации для отопительных отборов турбин

Тип турбин	Значения
T-250-240	0,6–0,7
T-100-130	0,52–0,6
T-50-130	0,48–0,56
ПТ-135/165\130/15	0,5–0,58
ПТ-60-130/13	0,46–0,52
ПТ-50-130/7	0,48–0,56

Таблица А16 – Зависимость между часовыми и годовыми коэффициентами теплофикации

Технологическая нагрузка		Горячее водоснабжение	
Часовой	Годовой	Часовой	Годовой
0,8	0,9	0,45	0,83
0,82	0,91	0,5	0,85
0,84	0,92	0,55	0,87
0,86	0,93	0,6	0,89
0,88	0,94	0,65	0,91
0,9	0,95	0,7	0,92

Таблица А17 – Капиталовложения в водогрейные котлы районных котельных (тыс. у. е.)

Тип котло-агрегата	Производительность	Кузнецкий уголь		Канско-ачинский уголь		Экибастузский уголь		Газомазутное топливо		Мазут		Газ	
		I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
КВТС-10	10	758	196	775	200	900	198	661	152	605	152	534	152
КВТС-20	20	916	264	934	278	1008	265	874	229	810	229	647	229
КВТС-30	30	1800	519	1803	521	-	-	-	-	-	-	-	-
КВТК-30	30	2196	550	2245	580	2644	556	1954	330	1863	330	1193	330
КВТК-50	50	3672	800	3588	803	4483	810	2417	465	2320	465	1641	465
КЗТК-100	100	5615	1379	6553	1460	6954	1420	3381	919	3273	919	2044	915
КЗТК-180	180	9375	1900	10 053	1915	11 230	1900	6154	1270	5795	1270	4061	1265

Примечание: I – первый котлоагрегат, II – последующий котлоагрегат.

36 Таблица А18 – Капиталовложения в паровые котельные агрегаты районных котельных, тыс. у. е.

Тип котло-агрегата	Производительность	Кузнецкий уголь		Канско-ачинский уголь		Экибастузский уголь		Газомазутное топливо		Мазут		Газ	
		I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
Е-10-14	10	658	96	658	96	659	96	653	70	612	69	513	64
Е-25-14	25	928	170	1017	170	1042	170	–	–	–	–	–	–
Е-35-14	35	–	–	–	–	–	–	1299	400	1210	400	1041	400
Е-35-24	35	–	–	–	–	–	–	1328	406	1239	406	1062	406
Е-35-40	35	–	–	–	–	–	–	1390	406	1301	406	1124	406
Е-50-14	50	2034	520	2322	528	3119	520	2018	480	1922	480	1340	480
Е-50-24	50	–	–	–	–	–	–	2428	487	2316	487	1744	487
Е-50-40	50	2438	528	2726	536	3444	528	2452	487	2342	487	1767	487
Е-75-14	75	–	–	–	–	–	–	2687	600	2563	600	1911	600
Е-75-40	75	–	–	–	–	–	–	3108	609	2989	609	2327	609
Е-75-40	75	3001	850	3022	875	3950	850	3158	609	3039	609	2376	609
Е-100-24	100	3437	970	4210	990	5505	980	3228	700	3104	700	2294	700
Е-160-24	160	4748	1404	5428	1434	6552	1404	3147	950	3025	900	2022	950

Примечание: I – первый котлоагрегат, II – последующий котлоагрегат.

Учебное издание

ЭКОНОМИКА ПРЕДПРИЯТИЯ

Методические указания к курсовой работе
для студентов специальности 1-27 01 01 «Экономика
и организация производства», направления
1-27 01 01-10 «Экономика и организация производства
(энергетика)»

Составители :

НАГОРНОВ Виктор Николаевич
СОЛОГУБ Наталья Александровна

Редактор *Т. В. Купель*
Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 26.09.2012. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 2,62. Уч.-изд. л. 2,05. Тираж 100. Заказ 1108.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический
университет. ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.