

Министерство строительства, архитектуры
и жилищно-коммунального хозяйства Чувашской Республики
АУ «Центр энергосбережения» Минстроя Чувашии

**Технико-экономическое обоснование
мероприятий по энергосбережению и
повышению энергоэффективности
(для промышленных предприятий и ресурсоснабжающих
организаций)**

Чебоксары
2014 год

Оглавление

Общие положения	3
1 Установка турбоагрегата (турбоустановки) малой мощности	4
2 Внедрение регулируемого электропривода.....	7
2.1 Внедрение регулируемого электропривода насоса	8
2.2 Внедрение регулируемого электропривода дутьевого вентилятора или дымососа котла.....	10
3 Перевод парового котла в водогрейный режим	11
4 Замена котлов с низким КПД на высокоэкономичные котлы	13
5 Перевод котла на сжигание газа	14
6 Перевод котла на сжигание местных видов топлива (дрова, опилки, щепа, торф и др.).....	16
7 Замена электродвигателя отопительный котел на местном виде топлива	17
8 Установка котлов малой мощности вместо незагруженных котлов большой мощности.....	19
9 Ликвидация длинных участков теплотрасс и паропроводов	20
10 Применение предизолированных труб	22
11 Термоинновация ограждающих конструкций.....	23
12 Использование тепловых ВЭР в системах теплоснабжения.....	25
13 Внедрение регуляторов расхода тепловой энергии	28
Приложение 1	33
Приложение 2	34
Приложение 3	35
Приложение 4	36
Приложение 5	37
Приложение 6	39
Приложение 7	41
Приложение 8	46

© Министерство строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Чувашской Республики, 2014

© АУ «Центр энергосбережения» Минстроя Чувашии, 2014

Общие положения

Методические рекомендации устанавливают порядок составления технико-экономических обоснований мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, включаемых в программы энергосбережения.

Методические рекомендации разработаны в соответствии с Законом №261 «Об энергосбережении...», согласованы Министерством строительства архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Чувашской Республики и предназначены для инженерно-технических работников ресурсоснабжающих предприятий и организаций.

Определения:

- **энергосбережение** – организационная научная, практическая, информационная деятельность государственных органов, юридических и физических лиц, направленная на снижение расхода (потерь) топливно-энергетических ресурсов в процессе их добычи, переработки, транспортировки, хранения, производства, использования и утилизации;

- **эффективное использование топливно-энергетических ресурсов** – использование всех видов энергии экономически оправданными, прогрессивными способами при существующем уровне развития техники и технологий и соблюдения законодательства;

- **программа энергосбережения** – документ, содержащий комплекс организационных, технических, экономических и иных мероприятий, взаимоувязанных по ресурсам, исполнителям, срокам реализации и направленных на решение задач энергосбережения в республике, отрасли. Программы определяют приоритетные направления реализации государственной политики в области энергосбережения, а также пути максимального использования имеющихся резервов экономии топливно-энергетических ресурсов в республике, отрасли, регионе;

- **ТЭР** (топливно-энергетические ресурсы) – совокупность всех природных и преобразованных видов топлива и энергии, используемых в республике;

- **условное топливо** – условно принятое топливо с теплотворной способностью 7000 ккал/кг (для жидких и твердых видов топлива) и 7000 ккал/нм³ (для газообразных видов топлива). Применяется для сравнения различных видов топлива по их теплотворной способности;

- **калорийный эквивалент** – переводной коэффициент, определяющий равноценное количество натурального топлива для пересчета по его теплотворной способности в условное топливо (величина безразмерная).

- **коэффициент пересчета электроэнергии в условное топливо** – количество условного топлива, необходимого для полезного отпуска потребителю единицы электроэнергии от источника энергоснабжения;

- **коэффициент пересчета тепловой энергии в условное топливо** – количество условного топлива, необходимого для полезного отпуска потребителю единицы тепловой энергии от источника энергоснабжения;

- **КПД** (коэффициент полезного действия) энергоустановки – отношение величины полезной энергии, получаемой на выходе, к величине подведенной энергии;

- **простой срок окупаемости энергосберегающего проекта** – время, за которое сумма затрат на разработку и реализацию проекта окупится за счет полученного экономического эффекта от внедрения энергоэффективного мероприятия;

- **тендер** (конкурс) – конкурсная форма размещения заказа на закупку оборудования или привлечения подрядчиков для выполнения работ, оказания услуг;

- **ВЭР** (вторичные энергетические ресурсы) – энергия, получаемая в ходе любого технологического процесса в результате недоиспользования первичной энергии или в виде побочного продукта основного производства и не применяемая в этом технологическом процессе;

- **нетрадиционные и возобновляемые источники энергии** – источники электрической и тепловой энергии, использующие энергетические ресурсы рек, водохранилищ и промышленных водостоков, энергию ветра, солнца, редуцируемого природного газа, биомассы (включая древесные отходы), сточных вод и твердых бытовых отходов;

- **децентрализация теплоснабжения** – процесс частичного или полного отказа от централизованного теплоснабжения из национальной энергосистемы и переход к автономным системам теплоснабжения от заводских мини-ТЭЦ, встроенных и пристроенных к зданиям местных блочных, блок-модульных, крышных котельных и т.п.;

- **местные виды топлива** – местные природные топливные ресурсы, используемые в качестве котельно-печного топлива (КПТ): топливный торф, попутный газ, дрова, используемые для отопления, отходы лесозаготовки и деревообработки, отходы сельскохозяйственной деятельности и прочие виды природного топлива.

- **состав затрат** (укрупненные капиталовложения) – включает затраты на выполнение предпроектных работ (ТЭО, обоснование инвестиций, бизнес-план) проектных работ, приобретение оборудования, производство строительно-монтажных и пуско-наладочных работ.

1 Установка турбоагрегата (турбоустановки) малой мощности

1.1 Определение типа турбоагрегата и определение числа часов использования установленной мощности.

По паровым нагрузкам и параметрам работы котлоагрегатов производится выбор типа турбоагрегата (справочные данные по некоторым типам турбоагрегатов приведены в Приложении 1).

Среднечасовой расход пара в котельной:

$$D_{\text{час}} = \frac{D_{\text{год}}}{T_{\text{год}}}, \text{ т/ч}$$

где $D_{\text{год}}$ – годовой расход пара, т;

$T_{\text{год}}$ – число часов работы котельной в году, ч.

Если среднечасовой расход пара на котельной выше или равен номинальному расходу пара на турбину, то число часов использования установленной мощности будет равно числу часов работы котельной. При этом необходимо учитывать, что пар прошедший через турбину имеет несколько меньший потенциал, чем редуцированный пар. Это в свою очередь вызовет необходимость увеличения производства пара на 10 –20% для получения у потребителя того же количества теплоты.

Если среднечасовой расход пара на котельной ниже номинального расхода пара на турбину более чем на 20%, то число часов использования установленной мощности снижается пропорционально расходу пара и мощность турбоагрегата определяется по диаграммам режимов (Приложение 2).

Число часов использования установленной мощности:

$$T_{\text{час}} = \frac{N_{\text{тг}} \cdot T_{\text{год}}}{N_{\text{уст}}}, \text{ ч}$$

где $N_{\text{тг}}$ – мощность турбоагрегата, определенная по диаграмме режимов, кВт;

$T_{\text{год}}$ – число часов работы котельной в году, ч;

$N_{\text{уст}}$ – установленная мощность выбранного турбоагрегата, определяемая по диаграмме режимов, кВт.

1.2 Расчет экономии топлива от установки турбоагрегата.

КПД котлов брутто средневзвешенный (по котельной):

$$\eta_{\text{к}}^{\text{брутто}} = \frac{\sum (\eta_{\text{котла}}^{\text{брутто}} \cdot Q_{\text{котла}}^{\text{год}})}{\sum Q_{\text{котла}}^{\text{год}}}, \%$$

где $\eta_{\text{котла}}^{\text{брутто}}$ – КПД котла брутто, % (КПД можно взять из данных режимно-наладочных испытаний или провести замеры топочных режимов с помощью газоанализатора с получением коэффициента полезного действия);

$Q_{\text{котла}}^{\text{год}}$ – выработка теплоты котлом за год, Гкал.

КПД котельной нетто с учетом потребления теплоты на собственные нужды котельной:

$$\eta_{\text{к}}^{\text{нетто}} = \eta_{\text{к}}^{\text{брутто}} \cdot \left(1 - \frac{\alpha_{\text{сн}}}{100}\right), \%$$

где $\eta_{\text{к}}^{\text{нетто}}$ – КПД котельной нетто, %;

$\alpha_{\text{сн}}$ – коэффициент расхода теплоты на собственные нужды котельной, % (при отсутствии данных – см. Приложение 3).

Количество теплоты на выработку электроэнергии на выбранном турбоагрегата:

$$Q_{\text{э}} = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}} \cdot k_{\text{э}} \cdot \eta_{\text{тг}} \cdot \eta_{\text{к}}^{\text{нетто}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/год}$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность турбогенератора, кВт;

$T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности, ч;

$k_э = 1,16$ – коэффициент перевода электрической энергии в тепловую;

$\eta_{тг}$ – КПД турбоагрегата (Приложение 1);

$\eta_{к}^{нетто}$ – КПД нетто после установки турбоагрегата с учетом роста среднечасовой паровой нагрузки, %;

$\eta_{тр}$ – КПД транспорта пара, % (при удовлетворительном состоянии изоляции $\eta_{тр} = 98\%$ внутри котельной и 96% при установке турбогенератора в отдельностоящем здании с прокладкой наружных паропроводов).

Определение расхода условного топлива на выработку электроэнергии (в выбранном турбоагрегате) за год:

$$B_{ээ} = \frac{Q_{ээ}}{Q_H^p}, \text{ т. у. т.}$$

где $Q_{ээ}$ – расход теплоты на выработку электроэнергии, Гкал;

$Q_H^p = 7000$ ккал/кг – низшая теплотворная способность условного топлива.

Количество выработанной электроэнергии на турбоагрегате за год:

$$\mathcal{E}_{выр} = N_{уст} \cdot T_{уст}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность турбоагрегата, кВт;

$T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности, ч.

Количества отпущенной электроэнергии от выбранного турбоагрегата:

$$\mathcal{E}_{отп}^{тг} = \mathcal{E}_{выр} \cdot \left(1 - \frac{\alpha_{сн}^{ээ}}{100}\right), \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\alpha_{сн}^{ээ}$ – коэффициент потребления электроэнергии на собственные нужды турбоагрегата (на работу насосов техводоснабжения, пускового маслонасоса и др. электрического оборудования); $\alpha_{сн}^{ээ} = 0,5 - 1\%$ при включении в схему технического водоснабжения предприятия, $\alpha_{сн}^{ээ} = 3 - 8\%$ при индивидуальной схеме технического водоснабжения.

Количество отпущенной электроэнергии с шин с учетом потерь в электрических сетях на транспорт электроэнергии до вводов токоприемников предприятия:

$$\mathcal{E}_{отп}^{эс} = \mathcal{E}_{отп}^{тг} \cdot \left(1 - \frac{k_{пот}}{100}\right), \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где $k_{пот}$ – коэффициент потерь в электрических сетях на транспорт электроэнергии в энергосистеме (при отсутствии данных %; $k_{пот} = 5,93\%$).

$$\Delta B^{тг} = (\mathcal{E}_{отп}^{эс} \cdot b_{ээ}^{ср} \cdot 10^{-6}) - B_{ээ}, \text{ т. у. т.}$$

где $b_{ээ}^{ср}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме за

год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч (при отсутствии данных $b_{эз}^{ср} = 216,85$ г у. т./кВт · ч);

$B_{эз}$ – годовой расход топлива на выработку электроэнергии выбранным турбоагрегатом, т у.т.

1.3 Расчет срока окупаемости внедрения турбоагрегата малой мощности.

В расчет укрупненных капиталовложений входит:

- стоимость выбранного турбоагрегата ($C_{тг}$) определяется по прайс-листам или по технико-коммерческим предложениям предприятия-изготовителя;
- стоимость электротехнических устройств – 10-15 % от стоимости турбоагрегата;
- стоимость тепломеханической части (паропроводы, трубопроводы технической воды и т.д.) – 15-20% от стоимости турбоагрегата;
- стоимость строительно-монтажных работ ($C_{смп}$) в зависимости от:
 - расположение турбоагрегата в котельной – 15-20% от стоимости оборудования;
 - расположение турбоагрегата в отдельно стоящем строении – 20-30% от стоимости оборудования;
- стоимость проектно-изыскательных работ – 5-10% от стоимости строительно-монтажных работ;
- стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования.

Стоимость оборудования:

$$C_{об} = C_{тг} + (0,1 - 0,15) \cdot C_{тг} + (0,15 - 0,2)C_{тг}, \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в мероприятия:

$$K_{тг} = C_{об} + (0,05 - 0,1) \cdot C_{смп} + (0,15 - 0,3) \cdot C_{об} + (0,03 - 0,05) \cdot C_{об}, \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K_{тг}}{\Delta B^{тг} \cdot C_{топл}}, \text{ лет}$$

где $\Delta B^{тг}$ – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т., тыс. руб. (Приложение 4).

2 Внедрение регулируемого электропривода

При использовании регулируемого электропривода экономия электроэнергии достигается за счет следующих мероприятий:

- снижение потерь в трубопроводах;
- снижение потерь на дросселирование в регулирующих устройствах;
- поддержание оптимального гидравлического режима в сетях;
- устранение влияния холостого хода электродвигателя;

- оптимизация режима работы установки в зависимости от рабочих параметров.

2.1 Внедрение регулируемого электропривода насоса

2.1.1 Расчет экономии топлива от внедрения регулируемого электропривода насоса.

Относительная скорость вращения насоса при снижении давления в подающем трубопроводе:

$$\frac{P}{P_{\text{НОМ}}} = \frac{n^2}{n_{\text{НОМ}}^2}$$

$$n = \sqrt{\frac{P}{P_{\text{НОМ}}}} \cdot n_{\text{НОМ}}, \text{ об/мин}$$

где P – давление в напорном трубопроводе, кгс/см²;

$P_{\text{НОМ}}$ – номинальное давление в напорном трубопроводе, кгс/см²;

$n_{\text{НОМ}}$ – номинальные обороты электродвигателя, об/мин.

При регулировании расхода (производительности) насоса при неизменном давлении в подающем трубопроводе (при выдерживании гидравлики):

$$\frac{Q}{Q_{\text{НОМ}}} = \frac{n}{n_{\text{НОМ}}}$$

$$n = \frac{Q}{Q_{\text{НОМ}}} n_{\text{НОМ}}, \text{ об/мин}$$

где Q – фактическая производительность насоса, т/ч;

$Q_{\text{НОМ}}$ – номинальная производительность насоса при заданном давлении, т/ч.

Мощность на валу насоса при работе на пониженном давлении:

$$\frac{N}{N_{\text{НОМ}}} = \frac{n^3}{n_{\text{НОМ}}^3}$$

$$N = \frac{N_{\text{НОМ}} \cdot n^3}{n_{\text{НОМ}}^3}, \text{ кВт}$$

где $N_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность на валу насоса, кВт;

n – обороты электродвигателя при работе на пониженном давлении (производительности) в напорном трубопроводе, об/мин.

Годовой расход электроэнергии при работе насоса с номинальной скоростью

$$W_{\text{НОМ}} = N_{\text{НОМ}} \cdot T \cdot K_{\text{и}}, \text{ кВт}$$

где T – количество часов работы, ч;

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования (при отсутствии данных – см. Приложение 5).

Годовой расход электроэнергии при работе насоса с регулируемым электроприводом:

$$W_{\text{ном}} = N \cdot T \cdot K_{\text{и}}, \text{ кВт}$$

Годовая экономия электроэнергии при работе насоса с регулируемым электроприводом:

$$\Delta W = W_{\text{ном}} - W, \text{ кВт}$$

Годовая экономия условного топлива от внедрения регулируемого электропривода с учетом потерь на транспорт электроэнергии в электросетях:

$$\Delta B = \Delta W \cdot b_{\text{э}} \cdot \left(1 + \frac{k_{\text{пот}}}{100}\right) \cdot 10^{-3}, \text{ т. у. т.}$$

где $b_{\text{э}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме за год, предшествующий составлению расчета, кг у.т./кВт·ч (при отсутствии данных $b_{\text{э}}^{\text{сп}} = 0,21685$ кг у. т./кВт · ч).

$k_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь в электрических сетях на транспорт электроэнергии в энергосистеме (при отсутствии данных $k_{\text{пот}} = 5,93\%$).

2.1.2 Расчет срока окупаемости от внедрения регулируемого электропривода насоса.

В расчет укрупненных капиталовложений входит:

- стоимость выбранного регулируемого электропривода ($C_{\text{рэп}}$) определяется по прайс-листам или по технико-коммерческим предложениям предприятия-изготовителя;
- стоимость электротехнических устройств и КИП составляет ориентировочно 3-5 % от стоимости регулируемого электропривода;
- стоимость строительно-монтажных работ – 5-10% от стоимости оборудования;
- стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования.

Стоимость оборудования:

$$C_{\text{об}} = C_{\text{рэп}} + (0,03 - 0,05) \cdot C_{\text{рэп}}, \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в мероприятия:

$$K_{\text{рэп}} = C_{\text{об}} + (0,05 - 0,1) \cdot C_{\text{об}} + (0,03 - 0,05) \cdot C_{\text{об}}, \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{рэп}}}{\Delta B \cdot C_{\text{топл}}}, \text{ лет}$$

где ΔB – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;
 $C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т., тыс. руб. (Приложение 4).

2.2 Внедрение регулируемого электропривода дутьевого вентилятора или дымососа котла

2.2.1 Расчет экономии топлива от внедрения регулируемого дутьевого вентилятора или дымососа котла.

Относительная скорость вращения насоса при снижении производительности дутьевого вентилятора (дымососа):

$$\frac{Q}{Q_{\text{НОМ}}} = \frac{n}{n_{\text{НОМ}}}$$
$$n = \frac{Q}{Q_{\text{НОМ}}} \cdot n_{\text{НОМ}}, \text{ об/мин}$$

где Q – фактическая производительность дутьевого вентилятора (дымососа), м³/ч;

$Q_{\text{НОМ}}$ – номинальная производительность дутьевого вентилятора (дымососа) при заданном давлении, м³/ч;

$n_{\text{НОМ}}$ – номинальные обороты электродвигателя, об/мин.

Мощность на валу дутьевого вентилятора (дымососа) при работе на сниженной производительности

$$\frac{N}{N_{\text{НОМ}}} = \frac{n^3}{n_{\text{НОМ}}^3}$$
$$N = N_{\text{НОМ}} \cdot \frac{n^3}{n_{\text{НОМ}}^3}, \text{ кВт}$$

где $Q_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность на валу дутьевого вентилятора (дымососа), кВт;

$n_{\text{НОМ}}$ – номинальные обороты электродвигателя, об/мин.

Годовой расход электроэнергии при работе дутьевого вентилятора (дымососа) с номинальной скоростью

$$W_{\text{НОМ}} = N_{\text{НОМ}} \cdot T \cdot K_{\text{и}}, \text{ кВт}$$

где T – количество часов работы, ч;

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования (при отсутствии данных – см. Приложение 5).

Годовой расход электроэнергии при работе дутьевого вентилятора (дымососа) с регулируемым электроприводом:

$$W_{\text{НОМ}} = N \cdot T \cdot K_{\text{и}}, \text{ кВт}$$

Годовая экономия электроэнергии при работе дутьевого вентилятора (дымососа) с регулируемым электроприводом:

$$\Delta W = W_{\text{НОМ}} - W, \text{ кВт}$$

Годовая экономия условного топлива от внедрения регулируемого электропривода с учетом потерь на транспорт электроэнергии в электросетях:

$$\Delta B = \Delta W \cdot b_3 \cdot \left(1 + \frac{k_{\text{пот}}}{100}\right) \cdot 10^{-3}, \text{ т. у. т.}$$

где b_3 – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме за год, предшествующий составлению расчета, кг у.т./кВт·ч (при отсутствии данных $b_{33}^{\text{ср}} = 0,21685$ кг у. т./кВт · ч).

$k_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь в электрических сетях на транспорт электроэнергии в энергосистеме (при отсутствии данных $k_{\text{пот}} = 5,93\%$).

2.1.2 Расчет срока окупаемости от внедрения регулируемого электропривода дутьевого вентилятора или дымососа котла.

В расчет укрупненных капиталовложений входит:

- стоимость выбранного регулируемого электропривода ($C_{\text{рэп}}$) определяется по прайс-листам или по технико-коммерческим предложениям предприятия-изготовителя;
- стоимость электротехнических устройств и КИП составляет ориентировочно 3-5 % от стоимости регулируемого электропривода;
- стоимость строительно-монтажных работ – 5-10% от стоимости оборудования;
- стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования.

Стоимость оборудования:

$$C_{\text{об}} = C_{\text{рэп}} + (0,03 - 0,05) \cdot C_{\text{рэп}}, \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в мероприятия:

$$K_{\text{рэп}} = C_{\text{об}} + (0,05 - 0,1) \cdot C_{\text{об}} + (0,03 - 0,05) \cdot C_{\text{об}}, \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{рэп}}}{\Delta B \cdot C_{\text{топл}}}, \text{ лет}$$

где ΔB – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т., тыс. руб. (Приложение 4).

3 Перевод парового котла в водогрейный режим

При переводе паровых котлов в водогрейный режим экономический эффект достигается за счет:

- снижения расхода тепла на собственные нужды;
- потери тепла с продувкой котлов;
- потери тепла в паропроводах и пароводяных теплообменниках;
- потери тепла с потерей конденсата;

- снижения расхода электроэнергии на производственные нужды;
- на питательные насосы;
- на конденсатные насосы;
- снижения затрат на химводоподготовку.

3.1 Расчет экономии топлива при переводе парового котла в водогрейный режим.

Удельный расхода топлива на отпуск тепловой энергии уменьшится в связи со снижением расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной (на 1,5%):

$$b_{тэ}^в = b_{тэ}^ф \cdot \frac{n_{нетто}^ф}{n_{нетто}^в}, \text{ кг. у. т./Гкал}$$

где $b_{тэ}^ф$ – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от парового котла фактический, кг у.т./Гкал;

$n_{нетто}^ф$ – КПД парового котла нетто фактический, %;

$n_{нетто}^в$ – КПД котла в водогрейном режиме, %

$$n_{нетто}^в = \frac{n_{нетто}^ф \cdot \left(1 - \frac{\alpha_{сн}}{100}\right)}{\left(1 - \frac{\alpha_{сн}}{100} - 0,015\right)}$$

где $\alpha_{сн}$ – коэффициент расхода тепла на собственные нужды для паровой котельной (природный газ – 3,5-5,5%, мазут – 4,5-6,5%).

Экономия условного топлива при изменении КПД нетто котла:

$$\Delta B_t = Q_{ч} \cdot T_{г} \cdot (b_{тэ}^ф - b_{тэ}^в), \text{ т. у. т.}$$

где $Q_{ч}$ – среднечасовая тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч;

$T_{г}$ – число часов работы котельной в году, ч.

Снижение расхода электроэнергии при переводе в водогрейный режим:

$$\Delta \mathcal{E} = (\mathcal{E}_{сн}^п - \mathcal{E}_{сн}^в) \cdot Q_{ч} \cdot T_{г}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Среднее удельное потребление электроэнергии на отпуск тепловой энергии на паровой котельной составляет $\mathcal{E}_{сн}^п = 30 - 45$ кВт·ч/Гкал, для котельной, работающей в водогрейном режиме – $\mathcal{E}_{сн}^в = 20 - 25$ кВт ч/Гкал.

Годовая экономия условного топлива от снижения потребления электроэнергии с учетом потерь в электросетях на транспорт электроэнергии:

$$\Delta B_{э} = \Delta \mathcal{E} \cdot b_{э} \cdot \left(1 + \frac{k_{пот}}{100}\right) \cdot 10^{-3}, \text{ т. у. т.}$$

где $b_{э}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме за год, предшествующий составлению расчета, кг у.т./кВт·ч (при отсутствии данных $b_{э}^{ср} = 0,21685$ кг у. т./кВт · ч).

$k_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь в электрических сетях на транспорт электроэнергии в энергосистеме (при отсутствии данных $k_{\text{пот}} = 5,93\%$).

Экономия топлива при переводе парового котла в водогрейный режим:

$$\Delta B = \Delta B_T + \Delta B_3, \text{ т. у. т.}$$

3.2 Расчет срока окупаемости при переводе парового котла в водогрейный режим.

В расчет укрупненных капиталовложений входит:

- стоимость проекта перевода парового котла в водогрейный режим ($C_{\text{вк}}$) определяется согласно договорным ценам проектной организации;
- стоимость оборудования (трубопроводов, арматуры и т.п.) определяется по прайс-листам или по технико-коммерческим предложениям предприятия-изготовителя;
- стоимость строительно-монтажных работ – 5-10% от стоимости оборудования;
- стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятия:

$$K_{\text{вк}} = C_{\text{вк}} + C_{\text{об}} + (0,05 - 0,1) \cdot C_{\text{об}} + (0,03 - 0,05) \cdot C_{\text{об}}, \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{вк}}}{\Delta B \cdot C_{\text{топл}}}, \text{ лет}$$

где ΔB – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т., тыс. руб. (Приложение 4).

4 Замена котлов с низким КПД на высокоэкономичные котлы

4.1 Расчет срока окупаемости при замене котла с низким КПД на высокоэкономичный котел.

При замене котлов с низким КПД на высокоэкономичные котлы экономический эффект достигается за счет снижения потребления топлива при более эффективном процессе его сжигания для получения тепловой энергии.

Снижение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии связано увеличением КПД котельной установки:

$$b_{\text{тэ}}^{\text{н}} = \frac{142,76}{\eta_{\text{нетто}}^{\text{н}}} \cdot 100, \text{ кг. у. т./Гкал}$$

где $\eta_{\text{нетто}}^{\text{н}}$ – КПД нового котла.

Экономия условного топлива от изменения КПД котла нетто:

$$\Delta B_T = Q_{\text{ч}} \cdot T_{\text{г}} \cdot (b_{\text{тэ}}^{\phi} - b_{\text{тэ}}^{\text{н}}) \cdot 10^{-3}, \text{ т. у. т.}$$

где $b_{тэ}^{\phi}$ – КПД нового котла удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии фактический, кг у.т./Гкал;

$Q_{ч}$ – среднечасовая тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч;

$T_{г}$ – число часов работы котельной в году, ч.

4.2 Расчет срока окупаемости замены котла с низким КПД на высокоэкономичный котел.

В расчет укрупненных капиталовложений входит:

- стоимость оборудования $C_{об}$ определяется по прайс-листам или по технико-коммерческим предложениям предприятия-изготовителя;
- стоимость проектных работ – 10% от стоимости строительно-монтажных работ
- стоимость строительно-монтажных работ – 25-30% от стоимости оборудования;
- стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятия:

$$K_3 = C_{об} + 0,1 \cdot C_{смр} + (0,25 - 0,3) \cdot C_{об} + (0,03 - 0,05) \cdot C_{об}, \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K_3}{\Delta B \cdot C_{топл}}, \text{ лет}$$

где ΔB – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т., тыс. руб. (Приложение 4).

5 Перевод котла на сжигание газа

При переводе котла на сжигание газа экономический эффект достигается за счет:

- снижения потребления условного топлива (повышение КПД котла, снижение расхода тепла на собственные нужды);
- разности в стоимости сжигаемого топлива.

5.1 Расчет экономии топлива от перевода котла на сжигание природного газа.

Снижение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии вызвано повышением КПД (ориентировочно на 1-2,5%) котельной установки:

$$b_{тэ}^{\pi} = \left(\frac{142,76}{n_{\text{нетто}}^{\pi}} \right) \cdot 100$$

где $n_{\text{нетто}}^{\pi}$ – КПД котла после перевода на сжигание природного газа, %

Удельный расхода топлива на отпуск тепловой энергии уменьшится в связи со снижением расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной (на 1,5%):

$$b_{тэ}^{\pi\phi} = b_{тэ}^{\pi} \cdot \frac{n_{\text{нетто}}^{\phi}}{n_{\text{нетто}}^{\pi}}, \text{ кг. у. т./Гкал}$$

где $b_{тэ}^п$ – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от парового котла фактический, кг у.т./Гкал;

$n_{нетто}^ф$ – КПД парового котла нетто фактический, %;

$n_{нетто}^п$ – КПД котла нетто при сжигании природного газа, %, %

$$n_{нетто}^п = \frac{n_{нетто}^ф \cdot \left(1 - \frac{\alpha_{сн}}{100}\right)}{\left(1 - \frac{\alpha_{сн}}{100} - 0,015\right)}$$

де $\alpha_{сн}$ – коэффициент расхода тепла на собственные нужды для паровой котельной (природный газ – 3,5-5,5%, мазут – 4,5-6,5%).

Экономия условного топлива при изменении КПД нетто котла:

$$\Delta B = Q_{ч} \cdot T_{г} \cdot (b_{тэ}^ф - b_{тэ}^{пг}), \text{ т. у. т.}$$

где $Q_{ч}$ – среднечасовая тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч;

$T_{г}$ – число часов работы котельной в году, ч.

5.2 Расчет срока окупаемости при переводе котла на сжигание природного газа

В расчет укрупненных капиталовложений входит:

- стоимость оборудования ($C_{об}$) определяется по прайс-листам или по технико-коммерческим предложениям предприятия-изготовителя;
- стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ;
- стоимость строительно-монтажных работ – 25-30% от стоимости оборудования;
- стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятия:

$$K_{пг} = C_{об} + 0,1 \cdot C_{смп} + (0,25 - 0,3) \cdot C_{об} + (0,03 - 0,05) \cdot C_{об}, \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K_{пг}}{\Delta B \cdot C_{топл}}, \text{ лет}$$

где ΔB – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т., тыс. руб. (Приложение 4).

5.2 Расчет срока окупаемости за счет разности в стоимости сжигаемого топлива

Количество сжигаемого мазута:

$$B_{м} = \frac{Q_{ч} \cdot T_{г} \cdot b_{тэ}^ф}{K_{м} \cdot 10^3}$$

где $Q_{ч}$ – среднечасовая тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч;

$T_{г}$ – число часов работы котельной в году, ч;

$b_{тэ}^{\phi}$ – удельный расход топлива при работе на мазуте на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал;

$K_M = 1,37$ – топливный эквивалент мазута для перевода в условное топливо (см. Приложение б).

Количество сжигаемого природного газа:

$$B_{г} = \frac{Q_{ч} \cdot T_{г} \cdot b_{тэ}^{пг}}{K_{пг} \cdot 10^3}$$

где $b_{тэ}^{пг}$ – удельный расход топлива при работе на природном газе на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал;

$K_M = 1,15$ – топливный эквивалент природного газа для перевода в условное топливо (см. Приложение б).

Разность стоимости сжигаемого топлива:

$$\Delta C_{топл} = B_M \cdot C_M - B_{пг} \cdot C_{пг}$$

где C_M – стоимость мазута, тыс. руб./т;

$C_{пг}$ – стоимость природного газа, тыс. руб./тыс. м³.

Срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K_{пг}}{\Delta C_{топл}}, \text{ лет}$$

где ΔB – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$\Delta C_{топл}$ – разность в стоимости сжигаемого топлива, тыс. руб.

6 Перевод котла на сжигание местных видов топлива (дрова, опилки, щепа, торф и др.)

При переводе котла на сжигание местных видов топлива происходит замещение местными видами топлива (МВТ) импортируемых видов топлива и экономический эффект достигается за счет разности в стоимости сжигаемого топлива.

В расчет укрупненных капиталовложений входит:

- стоимость оборудования ($C_{об}$) определяется по прайс-листам или по технико-коммерческим предложениям предприятия-изготовителя;
- стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ;
- стоимость строительно-монтажных работ – 25-30% от стоимости оборудования;
- стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятия:

$$K_{МВТ} = C_{об} + 0,1 \cdot C_{смп} + (0,25 - 0,3) \cdot C_{об} + (0,03 - 0,05) \cdot C_{об}, \text{ тыс. руб.}$$

Количество сжигаемого топлива (печное-бытовое топливо, мазут и т.д.):

$$B_M = \frac{Q_{\text{ч}} \cdot T_{\text{Г}} \cdot b_{\text{ТЭ}}^{\phi}}{K_M \cdot 10^3}$$

где $Q_{\text{ч}}$ – среднечасовая тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч;

$T_{\text{Г}}$ – число часов работы котельной в году, ч;

$b_{\text{ТЭ}}^{\phi}$ – удельный расход топлива при работе на мазуте (печное бытовое топливо) на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал;

K_M – топливный эквивалент мазута (печного бытового топлива) для перевода в натуральное топливо $K_M = 1,37$ (1,45) (см. Приложение 6).

Количество сжигаемого местного топлива:

$$B_{\text{МВТ}} = \frac{Q_{\text{ч}} \cdot T_{\text{Г}} \cdot b_{\text{ТЭ}}^{\text{МВТ}}}{K_{\text{МВТ}} \cdot 10^3}$$

где $b_{\text{ТЭ}}^{\text{МВТ}}$ – удельный расход топлива при работе на местном виде топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал;

$K_{\text{МВТ}} = 1,15$ – топливный эквивалент местного вида топлива для перевода в условное топливо (см. Приложение 6).

$$b_{\text{ТЭ}}^{\text{МВТ}} = \frac{142,76}{\eta_{\text{МВТ}} \cdot 10^{-2}}$$

где $\eta_{\text{МВТ}}$ – КПД котла на местном виде топлива, %;

$K_{\text{МВТ}} = 1,15$ – топливный эквивалент местного вида топлива для перевода в условное топливо (см. Приложение 6).

Разность стоимости сжигаемого топлива:

$$\Delta C_{\text{топл}} = B_M \cdot C_M - B_{\text{МВТ}} \cdot C_{\text{МВТ}}$$

где C_M – стоимость мазута, тыс. руб./т;

$C_{\text{МВТ}}$ – стоимость местного вида топлива, тыс. руб./т.

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{МВТ}}}{\Delta C_{\text{топл}}}, \text{ лет}$$

где $\Delta C_{\text{топл}}$ – разность в стоимости сжигаемого топлива, тыс. руб.

7 Замена электродвигателя отопительный котел на местном виде топлива

При замене электрического котла на отопительный котел на местных видах топлива происходит замещение местными видами топлива (МВТ) импортируемых видов топлива и экономический эффект достигается за счет разности в стоимости сжигаемого топлива и потребляемой электроэнергии в пересчете на условное топливо.

В расчет укрупненных капиталовложений входит:

- стоимость оборудования ($C_{об}$) определяется по прайс-листам или по технико-коммерческим предложениям предприятия-изготовителя;
- стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ;
- стоимость строительно-монтажных работ – 25-30% от стоимости оборудования;
- стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятия:

$$K_{МВТ} = C_{об} + 0,1 \cdot C_{смп} + (0,25 - 0,3) \cdot C_{об} + (0,03 - 0,05) \cdot C_{об}, \text{ тыс. руб.}$$

Количество потребленной электроэнергии (с переводом в условное топливо):

$$B_э = Q_ч \cdot T_г \cdot K_{пер} \cdot \left(1 + \frac{k_{пот}}{100}\right) \cdot K_{топл}^э$$

где $Q_ч$ – среднечасовая тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч;

$T_г$ – число часов работы котельной в году, ч;

$K_{пер} = 1,16$ – переводной коэффициент Гкал в МВт ч;

$k_{пот}$ – коэффициент потерь в электрических сетях (при отсутствии $dk_{пот} = 5,93\%$);

$K_{топл}^э = 0,28$ – коэффициент пересчета электроэнергии в условное топливо кг. у.т./кВт·ч.

Количество сжигаемого местного топлива:

$$B_{МВТ} = \frac{Q_ч \cdot T_г \cdot b_{тэ}^{МВТ}}{K_{МВТ} \cdot 10^3}$$

где $Q_ч$ – среднечасовая тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч;

$T_г$ – число часов работы котельной в году, ч;

$b_{тэ}^{МВТ}$ – удельный расход топлива при работе на мазуте (печное бытовое топливо) на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал;

$K_{МВТ}$ – топливный эквивалент местных видов топлива для перевода в условное топливо (см. Приложение 6).

$$b_{тэ}^{МВТ} = \frac{142,76}{\eta_{МВТ} \cdot 10^{-2}}$$

где $\eta_{МВТ}$ – КПД котла на местном виде топлива, %;

$K_{МВТ} = 1,15$ – топливный эквивалент местного вида топлива для перевода в условное топливо (см. Приложение 6).

Разность стоимости сжигаемого топлива:

$$\Delta C_{топл} = B_э \cdot C_э - B_{МВТ} \cdot C_{МВТ}$$

где $C_э$ – стоимость 1 т у.т., тыс. руб. (Приложение 4);

$C_{МВТ}$ – стоимость тонны местного вида топлива (m^3 и т.д.), тыс. руб./т (m^3 и т.д.).

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{мвт}}}{\Delta C_{\text{топл}}}, \text{ лет}$$

где $\Delta C_{\text{топл}}$ – разность в стоимости сжигаемого топлива, тыс. руб.

8 Установка котлов малой мощности вместо незагруженных котлов большой мощности

Экономический эффект от замены котлов малой мощности вместо незагруженных котлов большой мощности достигается за счет:

- повышения КПД малого котла при работе на номинальной нагрузке;
- снижения потребления электроэнергии;
- дополнительный эффект достигается за счет снижения собственных нужд на производство тепла: уменьшение объема продувки и потерь через теплоизоляцию (для паровых котлов).

8.1 Расчет экономии топлива при установке котлов малой мощности вместо незагруженных котлов большой мощности.

Удельный расход топлива на данном котле при фактической загрузке:

$$b_{\text{тэ}}^{\text{б}} = \frac{142,76}{\eta_{\text{к}}^{\text{б}} \cdot 10^{-2}}, \text{ кг у. т./Гкал}$$

где $\eta_{\text{к}}^{\text{б}}$ – КПД установленного котла.

Расход топлива, необходимый для производства тепловой энергии на котле большой мощности:

$$B_{\text{бк}} = Q_{\text{ф}} \cdot b_{\text{тэ}}^{\text{б}} \cdot 10^{-3}, \text{ т. у. т}$$

где $Q_{\text{ф}}$ – фактический отпуск тепловой энергии с малой нагрузкой, Гкал.

Удельный расход топлива на котле малой мощности при фактической загрузке:

$$b_{\text{тэ}}^{\text{м}} = \frac{142,76}{\eta_{\text{к}}^{\text{м}} \cdot 10^{-2}}, \text{ кг у. т./Гкал}$$

где $\eta_{\text{к}}^{\text{м}}$ – КПД котла малой мощности.

Расход топлива, необходимый для производства тепловой энергии на котле малой мощности:

$$B_{\text{мк}} = Q_{\text{ф}} \cdot b_{\text{тэ}}^{\text{м}} \cdot 10^{-3}, \text{ т. у. т}$$

где $Q_{\text{ф}}$ – фактический отпуск тепловой энергии с малой нагрузкой, Гкал.

Экономия топлива от внедряемого мероприятия:

$$\Delta B = B_{\text{бк}} - B_{\text{мк}}, \text{ т. у. т.}$$

8.1 Расчет срока окупаемости при установке котлов малой мощности вместо незагруженных котлов большой мощности.

В расчет укрупненных капиталовложений входит:

- стоимость оборудования ($C_{об}$) определяется по прайс-листам или по технико-коммерческим предложениям предприятия-изготовителя;
- стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ;
- стоимость строительно-монтажных работ – 25-30% от стоимости оборудования;
- стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятия:

$$K_{мк} = C_{об} + 0,1 \cdot C_{смп} + (0,25 - 0,3) \cdot C_{об} + (0,03 - 0,05) \cdot C_{об}, \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K_{мк}}{\Delta B \cdot C_{топл}}, \text{ лет}$$

где $C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т., тыс. руб. (Приложение 4).

9 Ликвидация длинных участков теплотрасс и паропроводов

Экономический эффект от ликвидации длинных теплотрасс и паропроводов достигается за счет:

- устранения тепловых потерь по теплотрассе или паропроводу;
- снижения потребления электроэнергии.

Способы ликвидации длинных теплотрасс и паропроводов:

- создание локального источника тепловой энергии с высокими экономическими показателями;
- уход от использования пара в технологии и на нужды отопления.

9.1 Расчет экономии топлива от ликвидации длинных участков теплотрасс и паропроводов.

Перерасход топлива, получаемый при использовании теплопровода:

$$\Delta B_{тэ} = \frac{(Q + \Delta Q_{пот}) \cdot b_{тэ}}{1000} - \frac{Q \cdot b_{тэ \text{ ли}}}{1000}, \text{ т. у. т.}$$

где Q – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$b_{тэ}$ – удельный расход топлива действующего теплоисточника, кг у.т./Гкал;

$b_{тэ \text{ ли}}$ – удельный расход топлива локального теплоисточника, кг у.т./Гкал;

$\Delta Q_{пот}$ – потери тепловой энергии на теплотрассе, Гкал.

$\Delta Q_{пот}$ определяются по результатам испытаний или рассчитываются согласно «Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию

нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 г. № 325.

Расход электроэнергии, необходимой для передачи тепловой энергии по длинной теплотрассе:

$$\mathcal{E}_n = (Q + \Delta Q_{\text{пот}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{сн тэ}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\mathcal{E}_{\text{сн тэ}}$ – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии, кВт·ч/Гкал.

Расход электроэнергии, необходимой для производства и транспорта тепловой энергии от локального источника:

$$\mathcal{E}_{\text{ли}} = Q \cdot \mathcal{E}_{\text{сн ли}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\mathcal{E}_{\text{сн ли}}$ – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии на локальном источнике, кВт·ч/Гкал.

Расход топлива, необходимый для покрытия перерасхода электроэнергии на производство тепловой энергии с учетом потерь в электросетях:

$$\Delta B_э = (\mathcal{E}_n - \mathcal{E}_{\text{ли}}) \cdot k_{\text{пот}} \cdot b_э \cdot 10^{-6}, \text{ т. у. т.}$$

где $k_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь в электрических сетях на транспорт электроэнергии в энергосистеме (при отсутствии данных $k_{\text{пот}} = 5,93\%$);

$b_э$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч (при отсутствии данных $b_{ээ}^{\text{ср}} = 216,85 \text{ г у. т./кВт} \cdot \text{ч}$).

Общая экономия топлива от ликвидации длинной теплотрассы:

$$\Delta B = \Delta B_{\text{тэ}} + \Delta B_э, \text{ т. у. т.}$$

9.1 Расчет срока окупаемости от ликвидации длинных участков теплотрасс и паропроводов и внедрении локального теплоисточника.

В расчет укрупненных капиталовложений входит:

- стоимость оборудования ($C_{\text{об}}$) определяется по прайс-листам или по технико-коммерческим предложениям предприятия-изготовителя;
- стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ;
- стоимость строительно-монтажных работ – 25-30% от стоимости оборудования;
- стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятия:

$$K_{\text{ли}} = C_{\text{об}} + 0,1 \cdot C_{\text{ср}} + (0,25 - 0,3) \cdot C_{\text{об}} + (0,03 - 0,05) \cdot C_{\text{об}}, \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{ли}}}{\Delta B \cdot C_{\text{топл}}}, \text{ лет}$$

где $C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т., тыс. руб. (Приложение 4).

10 Применение предизолированных труб

Экономический эффект применения предизолированных труб достигается за счет:

- сокращения тепловых потерь в теплотрассах;
- снижения потребления электроэнергии на транспорт тепловой энергии.

10.1 Расчет экономии топлива от применения предизолированных труб.

Перерасход топлива, получаемый при использовании существующего теплопровода:

$$\Delta B_{\text{тэ}} = \frac{(Q + \Delta Q_{\text{пот}}) \cdot b_{\text{тэ}}}{1000} - \frac{(Q + Q_{\text{пот}}^{\text{пи}}) \cdot b_{\text{тэ}}}{1000}, \text{ Гкал}$$

где Q – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$\Delta Q_{\text{пот}}$ – потери тепловой энергии на теплотрассе, Гкал;

$Q_{\text{пот}}^{\text{пи}}$ – потери тепловой энергии на теплотрассе из предизолированных труб, Гкал;

$b_{\text{тэ}}$ – удельный расход топлива действующего теплоисточника, кг у.т./Гкал.

Расход электроэнергии необходимый на передачу тепловой энергии по существующей теплотрассе:

$$\mathcal{E}_{\text{п}} = (Q + \Delta Q_{\text{пот}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{сн тэ}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\mathcal{E}_{\text{сн тэ}}$ – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии, кВт·ч/Гкал.

Расход электроэнергии необходимый для производства и транспорта тепловой энергии по теплотрассе из предизолированных труб:

$$\mathcal{E}_{\text{пи}} = (Q + Q_{\text{пот}}^{\text{пи}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{сн тэ}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\mathcal{E}_{\text{сн тэ}}$ – удельный расход электроэнергии необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии, кВт·ч/Гкал.

Расход топлива, необходимый для покрытия перерасхода электроэнергии на производство тепловой энергии с учетом потерь в электросетях:

$$\Delta B_{\text{э}} = \frac{(\mathcal{E}_{\text{п}} - \mathcal{E}_{\text{пи}}) \cdot k_{\text{пот}}}{100} \cdot b_{\text{тэ}} \cdot 10^{-6}, \text{ т. у. т.}$$

где $k_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь в электрических сетях на транспорт электроэнергии в энергосистеме (при отсутствии данных $k_{\text{пот}} = 5,93\%$);

$b_{\text{э}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме за год,

предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт ч (при отсутствии данных $b_{\text{ээ}}^{\text{сп}} = 216,85$ г у. т./кВт · ч).

Общая экономия топлива от применения предизолированных труб:

$$\Delta B = \Delta B_{\text{Тэ}} + \Delta B_{\text{э}}, \text{ т. у. т.}$$

10.1 Расчет срока окупаемости от применения предизолированных труб.

В расчет укрупненных капиталовложений входит:

- стоимость оборудования ($C_{\text{об}}$) определяется по прайс-листам или по технико-коммерческим предложениям предприятия-изготовителя;
- стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ;
- стоимость строительно-монтажных работ – 25-30% от стоимости оборудования;
- стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятия:

$$K_{\text{пи}} = C_{\text{об}} + 0,1 \cdot C_{\text{смп}} + (0,25 - 0,3) \cdot C_{\text{об}} + (0,03 - 0,05) \cdot C_{\text{об}}, \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{пи}}}{\Delta B \cdot C_{\text{топл}}}, \text{ лет}$$

где $C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т., тыс. руб. (Приложение 4).

11 Термоинновация ограждающих конструкций

Экономический эффект от термоинновации ограждающих конструкций достигается за счет увеличения термосопротивления ограждающих конструкций и уменьшения тепловых потерь.

Фактический эффект может быть снижен за счет того, что в жилых помещениях восстанавливается температурный режим внутри помещений согласно санитарных норм, но не происходит снижение расхода тепла

11.1 Расчет экономии топлива за счет термоинновации ограждающих конструкций.

Количество теплоты для отопления:

$$Q_{\text{от}} = \alpha \cdot V_{\text{зд}} \cdot q_{\text{о}} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}) \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{нсп}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}} \cdot T_{\text{от}} \cdot 24, \text{ Гкал}$$

Количество теплоты для вентиляции:

$$Q_{\text{в}} = \alpha \cdot V_{\text{зд}} \cdot q_{\text{в}} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}) \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{нсп}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}} \cdot T_{\text{от}} \cdot 8, \text{ Гкал}$$

где α – поправочный коэффициент, учитывающий район строительства здания (0,98 – г. Чебоксары, 0,99 – с. Порецкое);

$V_{зд}$ – строительный объем здания, м³;

q_o – удельные расходы тепловой энергии на отопление (см. Приложение 7), ккал/м³·°С ч;

q_v – удельные расходы тепловой энергии на вентиляцию (см. Приложение 7), ккал/м³·°С ч;

$t_{вн}$ – температура воздуха внутри помещения (см. Приложение 8), °С;

t_n – минимальная температура наружного воздуха в отопительный (-32°С – г. Чебоксары, -30°С – с. Порецкое), °С;

$t_{нсп}$ – средняя температура наружного воздуха (-4,9°С – г. Чебоксары, -4,5°С – с. Порецкое), °С;

$T_{от}$ – продолжительность отопительного периода (217 сут – г. Чебоксары, 207 сут – с. Порецкое);

24 и 8 – время работы (часов) в сутки отопления и вентиляции для административных зданий (для зданий другого назначения, число часов работы вентиляции определяется условиями работы персонала и оборудования).

Количество тепла за отопительный период:

$$Q = Q_{от} + Q_v, \text{ Гкал}$$

Годовая экономия тепловой энергии за счет снижения тепловых потерь через ограждающие конструкции:

$$\Delta Q = F_{зд} \cdot (t_{вн} - t_n) \cdot \left(\frac{1}{R_{т\text{ факт}}} - \frac{1}{R_{т\text{ дост}}} \right) \cdot T_{от} \cdot 24 \cdot 0,86 \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал}$$

где $F_{зд}$ – площадь ограждающих конструкций, подвергнутых термореновации, м²;

$R_{т\text{ факт}}$ – фактическое термосопротивление ограждающих конструкций здания до выполнения и после выполнения мероприятия, м²·°С/Вт;

$R_{т\text{ дост}}$ – достигнутое термосопротивление ограждающих конструкций здания до выполнения и после выполнения мероприятия, м²·°С/Вт;

Значения термосопротивлений рассчитываются согласно СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий». Также можно воспользоваться онлайн-расчетом <http://karyatid.ru/stroy/wall.php>

0,86 – переводной коэффициент из кВт·ч в Гкал.

Снижения потребления электроэнергии на теплоисточнике на производство тепловой энергии:

$$\Delta \mathcal{E} = \varepsilon_{сн} \cdot \Delta Q, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\varepsilon_{сн}$ – удельный расход электроэнергии на производство и транспорт тепловой энергии для теплоисточника, кВт·ч/Гкал.

Экономия топлива на источнике электроснабжения:

$$\Delta B_{\mathcal{E}} = \Delta \mathcal{E} \cdot \left(1 + \frac{k_{пот}^{\mathcal{E}}}{100} \right) \cdot b_{\mathcal{E}\mathcal{E}} \cdot 10^{-6}, \text{ т. у. т.}$$

где $k_{\text{пот}}^{\text{э}}$ – коэффициент потерь в электрических сетях на транспорт электроэнергии в энергосистеме (при отсутствии данных $k_{\text{пот}} = 5,93\%$);

$b_{\text{ээ}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт ч (при отсутствии данных $b_{\text{ээ}}^{\text{сп}} = 216,85$ г у. т./кВт · ч).

Экономия топлива от снижения потребления тепловой энергии

$$\Delta B_{\text{тэ}} = \Delta Q \cdot \left(1 + \frac{k_{\text{пот}}}{100}\right) \cdot b_{\text{тэ}} \cdot 10^{-3}, \text{ т. у. т.}$$

где $k_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь в существующих тепловых сетях;

$b_{\text{ээ}}$ – удельный расход топлива на производство тепловой энергии на теплоисточнике. В целях соблюдения сопоставимости в расчетах средний удельный расход принимается равным коэффициенту пересчета тепловой энергии в условное топливо 175 кг у.т./Гкал.

Суммарная экономия топлива:

$$\Delta B = \Delta B_{\text{э}} + \Delta B_{\text{тэ}}, \text{ т. у. т.}$$

11.1 Расчет срока окупаемости за счет термоинновации ограждающих конструкций.

В расчет укрупненных капиталовложений входит:

- стоимость теплоизоляционных материалов ($C_{\text{м}}$) определяется по прайс-листам или по технико-коммерческим предложениям предприятия-изготовителя;
- стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ;
- стоимость строительно-монтажных работ – 45-50% от стоимости оборудования;

Капиталовложения в мероприятия:

$$K_{\text{ток}} = C_{\text{м}} + 0,1 \cdot C_{\text{м}} + (0,45 - 0,5) \cdot C_{\text{м}}, \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{ток}}}{\Delta B \cdot C_{\text{топл}}}, \text{ лет}$$

где $C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т., тыс. руб. (Приложение 4).

12 Использование тепловых ВЭР в системах теплоснабжения

12.1 Расчет экономии топлива при применении тепловых ВЭР.

Методы расчета выхода тепловых ВЭР. Выход тепловых ВЭР определяется из теплового баланса агрегата-источника по его энерготехнологическим характеристикам или путем замеров. Возможное использование тепловых ВЭР определяется с учетом технологических условий утилизации (запыленности

продуктов сгорания, температуры точки росы, агрессивности энергоносителя, надежности работы утилизационной установки, наличия потребителей и т.д.).

Экономия топлива зависит от направления использования тепловых ВЭР и схемы энергоснабжения предприятия, на котором они используются. При тепловом направлении использования тепловых ВЭР экономия топлива определяется расходом топлива в основных (замещаемых) энергетических установках на выработку такого же количества и тех же параметров тепловой энергии, что использовано за счет тепловых ВЭР.

Годовая экономия топлива при комплексном использовании тепловых ВЭР в раздельной схеме энергоснабжения (теплоснабжения от котельной):

$$B_p = (Q_{кэ}^{ВЭР} \cdot b_{кот} + \Delta b_{тну}^p \cdot Q_{тну}^{ВЭР}) \cdot 10^{-3}, \text{ т. у. т.}$$

где $Q_{кэ}^{ВЭР}, Q_{тну}^{ВЭР}$ – годовой отпуск теплоты в систему теплоснабжения, утилизируемой соответственно в контактном экономайзере и теплонасосной установкой (ТНУ), Гкал;

$b_{кот}$ – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии котельной, кг у.т./Гкал;

$\Delta b_{тну}^p$ – удельная экономия топлива в энергосистеме при вытеснении ТНУ тепловой нагрузки котельной, кг у.т./Гкал.

Годовая экономия топлива при комплексном использовании ВЭР в комбинированной схеме энергоснабжения (теплоснабжение от ТЭЦ):

$$B_k = (Q_{кэ}^{ВЭР} \cdot b_{кот} + \Delta b_{тну} \cdot Q_{тну}^{ВЭР} - Q_{кэ}^{ВЭР} (b_{кэс}^{ээ} - b_t^{ээ}) \cdot W) \cdot 10^{-3}, \text{ т. у. т.}$$

где $\Delta b_{тну}$ – удельная экономия топлива в энергосистеме при вытеснении ТНУ тепловой нагрузки ТЭЦ, кг у.т./Гкал;

$b_{кэс}^{ээ}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (ГЭС) за год, предшествующий составлению расчета, кг у.т./кВт·ч (при отсутствии данных $b_{ээ}^{сп} = 0,21685$ г у. т./кВт·ч);

$b_t^{ээ}$ – удельный расход топлива на выработку электроэнергии по теплофикационному циклу, кг у.т./кВт·ч;

W – удельная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу, кВт·ч/Гкал.

12.1 Расчет срока окупаемости тепловых ВЭР.

Приведенные затраты в систему утилизации (при сроке ввода до 1 года) составят:

$$Z_{пр} = K_{л}^{ВЭР} + I^{ВЭР}, \text{ тыс. руб}$$

где $K_{л}^{ВЭР}$ – дополнительные капиталовложения, связанные с использованием тепловых ВЭР;

$I^{ВЭР}$ – ежегодные издержки, связанные с использованием тепловых ВЭР.

В данном случае (при утилизации тепловых ВЭР среднего и высокого потенциала – в контактном поверхностном экономайзере, а низкопотенциальных – охлаждающей и оборотной воды – в парокompрессионных ТНУ) дополнительные капиталовложения, связанные с комплексным использованием тепловых ВЭР – капиталовложения соответственно в контактный поверхностный экономайзер, в ТНУ, в промежуточные теплообменники, в транзитную тепловую сеть, сетевую насосную установку и др.

Ежегодные издержки, связанные с комплексным использованием тепловых ВЭР (при одинаковых отчислениях на текущий ремонт и амортизацию всех элементов системы) составят:

$$I^{\text{ВЭР}} = f_{\text{ар}} \cdot K_{\text{д}}^{\text{ВЭР}} + I_{\text{п}} + I_{\text{тп}} - \text{Э}_{\text{т}}$$

Годовые издержки на перекачку воды в транзитной тепловой сети:

$$I_{\text{п}} = N_{\text{сн}} \cdot n \cdot C_{\text{ээ}}, \text{ тыс. руб}$$

Годовые издержки на теплопотери в транзитной тепловой сети:

$$I_{\text{тп}} = q_{\text{н}} \cdot Q_{\text{год}} \cdot 10^{-2} \cdot C_{\text{тэ}}, \text{ тыс. руб}$$

где $N_{\text{сн}}$ – установленная мощность сетевого насоса, кВт;

n – годовое число часов работы сетевого насоса, ч;

$q_{\text{н}}$ – нормативные годовые теплопотери в сети, %;

$Q_{\text{год}}$ – годовой отпуск теплоты за счет использования ВЭР, Гкал;

$C_{\text{ээ}}$ – тариф на электроэнергию руб./кВт·ч;

$C_{\text{тэ}}$ – тариф за тепловую энергию, руб./Гкал.

Годовая экономия затрат на топливо, обусловленная использованием ВЭР в системе теплоснабжения:

$$\text{Э}_{\text{т}} = B_{\text{эк}} \cdot C_{\text{топл}}, \text{ тыс. руб}$$

где $B_{\text{эк}}$ – годовая экономия топлива при комплексном использовании ВЭР, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т., тыс. руб. (Приложение 4).

Срок окупаемости дополнительных капиталовложений:

$$T = \frac{K_{\text{д}}^{\text{ВЭР}}}{\text{Э}_{\text{т}} - f_{\text{ар}} \cdot K_{\text{д}}^{\text{ВЭР}} - I_{\text{п}} - I_{\text{тп}}}, \text{ лет}$$

где $f_{\text{ар}}$ – ежегодные отчисления на ремонт и амортизацию соответственно контактного поверхностного экономайзера, ТНУ, промежуточных теплообменников, транзитной тепловой сети, сетевой насосной установки;

$I_{\text{п}}, I_{\text{тп}}$ – годовые издержки на перекачку сетевой воды и теплопотери в транзитной тепловой сети;

$\text{Э}_{\text{т}}$ – годовая экономия затрат на топливо, обусловленная использованием ВЭР в системе теплоснабжения.

13 Внедрение регуляторов расхода тепловой энергии

Экономический эффект от внедрения регуляторов расхода тепловой энергии достигается за счет:

- поддержание комфортной температуры воздуха в помещениях путем соблюдения заданного графика зависимости температуры теплоносителя, поступающего в систему отопления, от температуры наружного воздуха;
- ликвидация весенне-осенних перетопов зданий;
- автоматическое снижение потребления тепловой энергии системой отопления здания в нерабочее время, в выходные и праздничные дни;
- поддержание требуемой температуры горячей воды в системе ГВС;
- автоматическое снижение температуры горячей воды в ночное время, в выходные и праздничные дни, вплоть до полной остановки системы ГВС;
- поддержание комфортной температуры воздуха в помещениях путем автоматического изменения расхода теплоносителя, поступающего на калорифер вентиляционной установки;
- автоматическое включение вентиляционной установки в рабочее время и отключение в нерабочее время, в выходные и праздничные дни;
- ограничение температуры теплоносителя, возвращаемого в тепловую сеть.

13.1 Расчет годового расхода тепловой энергии.

Количество теплоты для отопления:

$$Q_{от} = \alpha \cdot V_{зд} \cdot q_0 \cdot (t_{вн} - t_n) \cdot \frac{t_{вн} - t_{нсп}}{t_{вн} - t_n} \cdot T_{от} \cdot 24, \text{ Гкал/год}$$

Количество теплоты для вентиляции:

$$Q_v = \alpha \cdot V_{зд} \cdot q_v \cdot (t_{вн} - t_n) \cdot \frac{t_{вн} - t_{нсп}}{t_{вн} - t_n} \cdot T_{от} \cdot 8, \text{ Гкал/год}$$

где α – поправочный коэффициент, учитывающий район строительства здания (0,98 – г. Чебоксары, 0,99 – с. Порецкое);

$V_{зд}$ – строительный объем здания, м³;

q_0 – удельные расходы тепловой энергии на отопление (см. Приложение 7), ккал/м³·°С ч;

q_v – удельные расходы тепловой энергии на вентиляцию (см. Приложение 7), ккал/м³·°С ч;

$t_{вн}$ – температура воздуха внутри помещения (см. Приложение 8), °С;

t_n – минимальная температура наружного воздуха в отопительный (-32°С – г. Чебоксары, -30°С – с. Порецкое), °С;

$t_{нсп}$ – средняя температура наружного воздуха (-4,9°С – г. Чебоксары, -4,5°С – с. Порецкое), °С;

$T_{от}$ – продолжительность отопительного периода (217 сут – г. Чебоксары, 207 сут – с. Порецкое);

24 и 8 – время работы (часов) в сутки отопления и вентиляции для административных зданий (для зданий другого назначения, число часов работы вентиляции определяется условиями работы персонала и оборудования).

Количество теплоты на горячее водоснабжение:

$$Q_{\text{ГВС}} = 24 \cdot Q_{\text{Г.В.ср.}} \cdot n_0 + 24 \cdot Q_{\text{Г.В.ср.}}^{\text{л}} \cdot (z - n_0), \text{ Гкал/год}$$

где $Q_{\text{Г.В.ср.}}$ – среднечасовой расход тепла в на горячее водоснабжение за отопительный период, ккал/ч;

$Q_{\text{Г.В.ср.}}^{\text{л}}$ – среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение в летний период, ккал/ч;

z – число суток в году работы системы горячего водоснабжения;

n_0 – продолжительность отопительного периода в сутках по числу дней с устойчивой средней суточной температурой воздуха 8°C и ниже.

$$Q_{\text{Г.В.ср.}} = Q_{\text{Г.В.}} \cdot k, \text{ ккал/ч}$$

где $Q_{\text{Г.В.}}$ – максимальный часовой расход тепла на горячее водоснабжение, ккал/ч (принимается на основании проекта, технических условий на теплоснабжение или договора с энергоснабжающей организацией на теплоснабжение);

k – коэффициент часовой неравномерности пользования горячей водой (при отсутствии данных допускается принимать $k = 0,5$).

$$Q_{\text{Г.В.ср.}}^{\text{л}} = Q_{\text{Г.В.ср.}} \cdot \frac{t_{\text{Г}} - t_{\text{х.л.}}}{t_{\text{Г}} - t_{\text{х.з.}}} \cdot \beta, \text{ ккал/ч}$$

где $t_{\text{х.л.}}$ – температура холодной (водопроводной) воды в летний период, $^{\circ}\text{C}$ (допускается принимать $t_{\text{х.л.}} = 15^{\circ}\text{C}$);

$t_{\text{х.з.}}$ – температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период, $^{\circ}\text{C}$ (допускается принимать $t_{\text{х.з.}} = 5^{\circ}\text{C}$);

$t_{\text{Г}}$ – температура горячей воды, $^{\circ}\text{C}$ (допускается принимать $t_{\text{Г}} = 60,7^{\circ}\text{C}$);

β – коэффициент, учитывающий снижение среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение в летний период по отношению к отопительному (допускается принимать $\beta = 0,8$).

Годовые расходы теплоты предприятиями определяются исходя из числа дней работы предприятия в году, количества смен работы в сутки с учетом режима теплотребления предприятия. Для действующих предприятий годовые расходы теплоты допускается определять по эксплуатационным данным или ведомственным нормам.

13.2 Расчет годовой экономии тепловой энергии.

Экономия тепловой энергии за счет поддержание комфортной температуры воздуха в помещениях жилых, общественных и производственных зданий путем соблюдения заданного графика зависимости температуры теплоносителя, поступающего в систему отопления, от температуры наружного воздуха составляет 2% (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на отопление:

$$\Delta 1Q_{от} = 0,02 \cdot Q_{от}, \text{ Гкал/год}$$

Экономия тепловой энергии за счет ликвидации весенне-осенних перетопов в помещениях жилых, общественных и производственных зданий составляет 12% (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на отопление:

$$\Delta 2Q_{от} = 0,12 \cdot Q_{от}, \text{ Гкал/год}$$

Экономия тепловой энергии за счет автоматического снижения потребления тепловой энергии системой отопления общественных и производственных зданий в нерабочее время, в выходные и праздничные дни составляет 23% (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на отопление:

$$\Delta 3Q_{от} = 0,23 \cdot Q_{от}, \text{ Гкал/год}$$

Для систем отопления жилых зданий не практикуется автоматическое снижение потребления тепловой энергии.

Экономия тепловой энергии за счет поддержание требуемой температуры горячей воды в системе ГВС жилых, общественных и производственных зданий составляет 2% (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на горячее водоснабжение:

$$\Delta 1Q_{гвс} = 0,02 \cdot Q_{гвс}, \text{ Гкал/год}$$

Экономия тепловой энергии за счет автоматического снижения температуры горячей воды в ночное время в жилых зданиях составляет 13% (принимается на основании практических наработок) от годовой расхода теплоты на горячее водоснабжение. Экономия тепловой энергии за счет автоматического снижения температуры горячей воды в ночное время, в выходные и праздничные дни, вплоть до полной остановки системы ГВС, общественных и производственных зданий составляет 21% (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на горячее водоснабжение:

$$\Delta 2Q_{гвс} = (0,13 \text{ или } 0,21) \cdot Q_{гвс}, \text{ Гкал/год}$$

Экономия тепловой энергии за счет поддержание комфортной температуры воздуха в помещениях путем автоматического изменения расхода теплоносителя, поступающего на калорифер вентиляционной установки составляет 9% (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на вентиляцию:

$$\Delta 1Q_{в} = 0,09 \cdot Q_{в}, \text{ Гкал/год}$$

Экономия тепловой энергии за счет автоматического включение вентиляционной установки в рабочее время и отключение в нерабочее время, в выходные и праздничные дни составляет 2% (принимается на основании практических наработок) от годовой расхода теплоты на вентиляцию:

$$\Delta 2Q_{в} = 0,02 \cdot Q_{в}, \text{ Гкал/год}$$

Годовая экономия тепловой энергии составит:

$$\Delta Q = \Delta 1Q_{от} + \Delta 2Q_{от} + \Delta 3Q_{от} + \Delta 1Q_{гвс} + \Delta 2Q_{гвс} + \Delta 1Q_{в} + \Delta 2Q_{в}, \text{ Гкал/год}$$

Годовая экономия условного топлива составит:

$$\Delta B = \Delta Q \cdot b_{тэ} \cdot 10^{-3}, \text{ т. у. т.}$$

где $b_{тэ}$ – удельный расход условного топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии, кг у.т./Гкал (в целях соблюдения сопоставимости в расчетах средний удельный расход принимается равным коэффициенту пересчета тепловой энергии в условное топливо 175 кг у.т./Гкал).

13.3 Расчет капиталовложений при внедрении регуляторов расхода тепловой энергии.

Стоимость регуляторов расхода ($C_{рег}$) тепловой энергии для систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения определяется по прайс-листам или по технико-коммерческим предложениям предприятия-изготовителя и составляет:

$$C_{рег} = C_{рег.о} + C_{рег.в} + C_{рег.гв}, \text{ тыс. руб}$$

где $C_{рег.о}$ – стоимость регулятора для системы отопления, тыс. руб.;

$C_{рег.в}$ – стоимость регулятора для системы вентиляции, тыс. руб.;

$C_{рег.гв}$ – стоимость регулятора для системы горячего водоснабжения, тыс. руб.

Стоимость оборудования и материалов ($C_{об.рег}$), необходимых для монтажа регуляторов расхода тепловой энергии на объекте определяется по прайс-листам или по технико-коммерческим предложениям предприятия-изготовителя и составляет:

$$C_{об.рег} = C_{об.рег.о} + C_{об.рег.в} + C_{об.рег.гв}, \text{ тыс. руб}$$

где $C_{об.рег.о}$ – стоимость оборудования и материалов для монтажа регулятора системы отопления, тыс. руб.;

$C_{об.рег.в}$ – стоимость оборудования и материалов для монтажа регулятора системы вентиляции, тыс. руб.;

$C_{об.рег.гв}$ – стоимость оборудования и материалов для монтажа регулятора системы горячего водоснабжения, тыс. руб.

Стоимость сантехнических и электромонтажных работ по установке регуляторов расхода тепловой энергии на объекте ($C_{мр}$) определяется по сборникам расценок на соответствующие виды работ и составляет:

$$C_{мр} = C_{мр.о} + C_{мр.в} + C_{мр.гв}, \text{ тыс. руб}$$

где $C_{мр.о}$ – стоимость монтажных работ по установке регулятора для системы отопления, тыс. руб.;

$C_{мр.в}$ – стоимость монтажных работ по установке регулятора для системы вентиляции, тыс. руб.;

$C_{мр.гв}$ – стоимость монтажных работ по установке регулятора для системы горячего водоснабжения, тыс. руб.

Стоимость работ по наладке ($C_{нр}$) определяется по сборнику ресурсных сметных норм на пусконаладочные работы и составляет:

$$C_{нр} = C_{нр.о} + C_{нр.в} + C_{нр.гв}, \text{ тыс. руб}$$

где $C_{нр.о}$ – стоимость работ по наладке регулятора для системы отопления, тыс. руб.;

$C_{нр.в}$ – стоимость работ по наладке регулятора для системы вентиляции, тыс. руб.;

$C_{нр.гв}$ – стоимость работ по наладке регулятора для системы горячего водоснабжения, тыс. руб.

Капиталовложения ($K_{рег}$), необходимые для выполнения комплекса работ по внедрению систем регулирования на объекте составляют:

$$K_{рег} = C_{рег} + C_{об.рег} + C_{м.р} + C_{н.р}, \text{ тыс. руб}$$

Если к установке принят регулятор расхода тепловой энергии, сочетающий в себе функции управления несколькими контурами регулирования (например: регулятор для системы отопления и системы горячего водоснабжения), то при выполнении расчета необходимо объединять соответствующие статьи стоимостей оборудования и работ.

13.3 Расчет срока окупаемости при внедрении регуляторов расхода тепловой энергии.

Срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K_{рег}}{\Delta B_{год} \cdot C_{топл}}, \text{ лет}$$

где $C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т., тыс. руб. (Приложение 4).

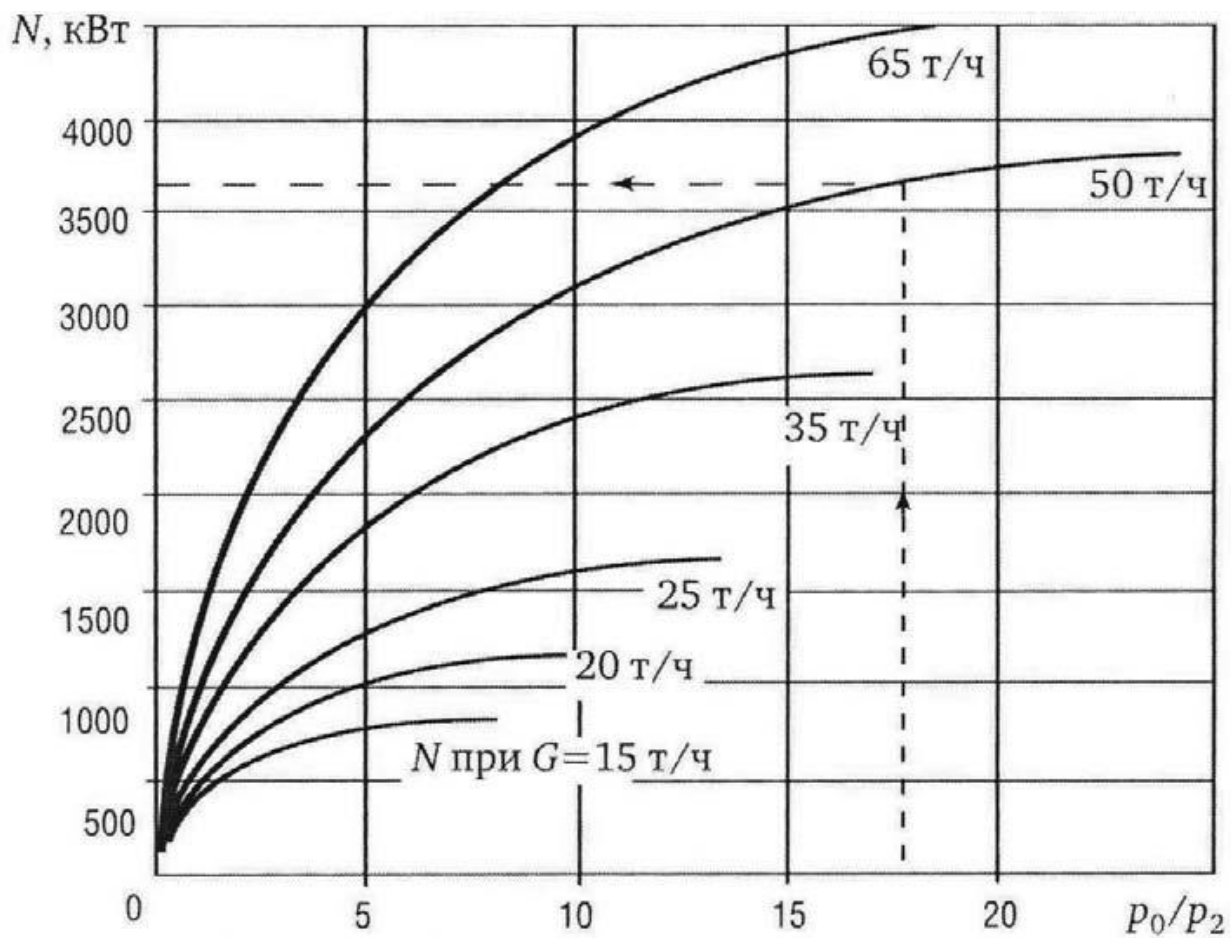
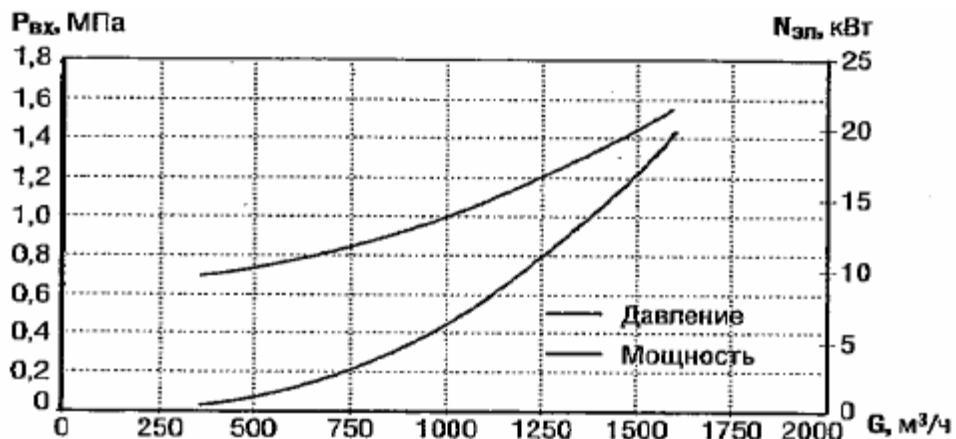
Приложение 1

Справочные данные для определения типа турбоагрегата

№ п/п	Параметр	ТГ-0,5А/0,4 P13/3,7	ТГ-0,6А/0,4 P12/3,7	ТГ-0,75А/0,4 P13/2	ТГ-0,5ПА/0,4 P11/6	ТГ-0,6ПА/0,4 P13/6	ТГ-0,75ПА/0,4 P13/4	ТГ-1,2/0,4 P24/1,2	ТГ-1,7/0,4 P5/1,0	ТГ-3,5/10,5 P12/1,2
1	Номинальная мощность, кВт	500	600	750	500	600	750	1200	1700	3500
2	Номинальное давление пара, кгс/см ²	13	12	13	11	13	13	24	5	12
	максимальное	14	14	14	14	14	14	25	9	14
	минимальное	10	10	10	10	10	10	23	4	10
3	Температура пара, °С	250	250	250	250	250	250	300	151	187
	минимальная	191	191	191	191	191	191	270	151	187
	максимальная	250	250	250	250	250	250	310		300
4	Расход пара, т/ч	13,2	16,5	14,4	27,5	30,4	22,5	12,5	38	46,3
	максимальный	14	18,4	20	30	38	23	15	42	48
	минимальный	3	3	3	7,5	8	6,5	3,5	12	9,3
	холостого хода	2,8	2,9	2,6	7	7,5	6	3	10	8
5	Давление пара за турбиной, кгс/см ²	3,7	3,7	2	6	6	4	1,2	1,05	1,2
	максимальное	5	5	3	7	7	5	1,5	1,3	2,0
	минимальное	3	3	1,5	5	5	3	0,7	1,02	1,05
6	КПД турбогенератора, %	86	86	87	85	85	86	87	86	87
7	Температура охлаждающей воды, °С	20	20	20	20	20	20	28	15*	25
	максимальная	32	32	32	32	32	32	32	35	32
	минимальная	4	4	4	4	4	4	0	0	2
8	Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	10	10	10	10	10	10	110	-	40
	максимальный	15	15	15	15	15	15			
	минимальный	5	5	5	5	5	5			
9	Габариты, м									
	длина	4,24	4,47	4,4	4,24	4,47	4,4	4,7	6,2	6,83
	ширина	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13	2,2	2,8	2,7
	высота	2,27	2,37	2,37	2,27	2,37	2,37	2,5	2,5	3,52
10	Масса турбогенератора, т	9,54	11,42	11,16	10,53	12,49	12,35	14,5	25	27
11	Параметры трехфазного тока									
	напряжение, В	400	400	400	400	400	400	400	400	6300
	частота, Гц	50	50	50	50	50	50	50	50	50
12	Тип генератора	СГ2-500	СГ2-600	СГ2-750	СГ2-500	СГ2-600	СГ2-750	МСК-1560-1500	ГС-2000	ТК-4

Приложение 2

Примеры диаграмм режимов турбоагрегатов



Приложение 3

Нормативы расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной

Составляющая расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной	Норматив расхода тепловой энергии по элементам затрат, % номинальной нагрузки котельной		
	газообразное топлива	слоевые и факельно-слоевые топки	жидкое топлив
Продувка паровых котлов паропроизводительностью, т/ч до 10	0,13	0,13	0,13
	более 10	0,06	0,06
Растопка котлов	0,06	0,06	0,06
Обдувка котлов	-	0,36	0,32
Дутье под решетку котла	-	2,5	-
Мазутное хозяйство	-	-	1,6
Паровой расплыв мазута	-	-	4,5
Подогрев воздуха в калориферах	-	-	1,2
Эжектор дробеочистки	-	-	0,17
Технологические нужды химводоочистки, деаэрации; отопление и хозяйственные нужды котельной; потери тепла паропроводами, насосами, баками; утечки, испарения при опробировании и выявлении неисправностей в оборудовании; неучтенные потери	2,2	2,0	1,7
ИТОГО	2,39-2,32	5,05-2,55	9,68-3,91

Источник – Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий, ГУП «Академия коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова», Москва, 2002 г.

Приложение 4

Расчет стоимости 1 т.у.т.

Вид топлива	Стоимость топлива с НДС, тыс. руб.	Калорийный эквивалент	Цена 1 т.у.т., тыс. руб
Газ природный, тыс. куб.м	5,362	1,15	$C_{\text{газ}}/1,15$
Мазут, т	9,5	1,37	$C_{\text{мазут}}/1,37$
Уголь, т	4,5	1,0	$C_{\text{уголь}}/1,0$
Дрова, куб. м	1,5	0,266	$C_{\text{дрова}}/0,266$

$$C_{\text{топл}} = 0,747 \cdot \frac{C_{\text{газ}}}{1,15} + 0,199 \cdot \frac{C_{\text{мазут}}}{1,37} + 0,011 \cdot \frac{C_{\text{уголь}}}{1,0} + 0,043 \cdot \frac{C_{\text{дрова}}}{0,266};$$

В ценах 2013 года стоимость 1 т.у.т. составляет $C_{\text{топл}} = 5,155$ тыс. руб.

Для расчета стоимости 1 т.у.т. необходимо использовать актуальные тарифы или корректировать стоимость на коэффициент инфляции.

Приложение 5

Коэффициенты использования некоторых механизмов и аппаратов
промышленных предприятий

Механизмы и аппараты	$K_{и}$
Металлорежущие станки мелкосерийного производства с нормальным режимом работы (мелкие токарные, строгальные, долбежные, фрезерные, сверлильные, карусельные, точильные, расточные)	0,12-0,14
То же при крупносерийном производстве	0,16
То же при тяжелом режиме работы (штамповочные прессы, автоматы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные, а также крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные, расточные станки)	0,17-0,25
Поточные линии, станки с ЧПУ	0,6
Переносный электроинструмент	0,06
Вентиляторы, эксгаустеры, санитарно-техническая вентиляция	0,6-0,8
Насосы, компрессоры, дизель-генераторы и двигатель-генераторы	0,7-0,8
Краны, тельферы, кран-балки при ПВ=25 %	0,06
То же при ПВ=40%	0-1
Транспортеры	0,5-0,6
Сварочные трансформаторы дуговой сварки	0,25-0,3
Приводы молотов, ковочных машин, волочильных станков, очистных барабанов, бегунов и др.	0,2-0,24
Элеваторы, шнеки, несбалансированные конвейеры мощностью до 10 кВт	0,4-0,5
То же, заблокированные и мощностью выше 10 кВт	0,55-0,75
Однопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,3
Многопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,5
Сварочные машины шовные	0,2-0,5
Сварочные машины стыковые и точечные	0,2-0,25
Сварочные дуговые автоматы	0,35
Печи сопротивления с автоматической загрузкой изделий, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75-0,8
Печи сопротивления с автоматической загрузкой изделий, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75-0,8
Печи сопротивления с неавтоматической загрузкой изделий	0,5
Вакуум-насосы	0,95
Вентиляторы высокого давления	0,75
Вентиляторы к дробилкам	0,4-0,5
Газодувки (аглоэкструдеры) при синхронных двигателях	0,6
То же при асинхронных двигателях	0,8
Молотковые дробилки	0,8
Шаровые мельницы	0,8
Грохоты	0,5-0,6

Смесительные барабаны	0,6-0,7
Чашевые охладители	0,7
Сушильные барабаны и сепараторы	0,6
Электрофильтры	0,4
Вакуум-фильтры	0,3
Вагоноопрокидыватели	0,6
Грейферные краны	0,2
Лампы накаливания	0,85
Люминесцентные лампы	0,85-0,9

Источник – А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. Справочные материалы по расчету и проектированию систем электроснабжения объектов и установок, Томск, 2005.

Приложение 6

Топливные эквиваленты для перевода натурального топлива в условное

Вид топлива	Единица измерения	Калорийный эквивалент
Уголь		
Донецкий	т	0,876
Подмосковный	т	0,335
Кузнецкий	т	0,867
Воркутинский	т	0,822
Интинский	т	0,649
Свердловский	т	0,585
Нерюнгинский	т	0,815
Канско-Ачинский	т	0,516
Карагандинский	т	0,726
Экибастузский	т	0,628
Силезский	т	0,8
Львовско-Волынский	т	0,764
Челябинский	т	0,552
Кизеловский	т	0,684
Торф топливный		
Фрезерный (при условной влажности 40%)	т	0,34
Кусковой (при условной влажности 33%)	т	0,41
Торфяные брикеты (при условной влажности 16%)	т	0,6
Торфяные полубрикеты (при условной влажности 28%)	т	0,45
Брикеты и полубрикеты (при условной влажности 15%)	т	0,56
Торфяная крошка (при условной влажности 40%)	т	0,37
Дрова		
Дрова смешанные	куб. м	0,266
Дрова смешанные	куб. м	0,186
Граб	куб. м	0,29
Ясень	куб. м	0,274
Дуб	куб. м	0,285
Клен	куб. м	0,262
Бук	куб. м	0,253
Береза	куб. м	0,23
Вяз	куб. м	0,25
Лиственница	куб. м	0,221
Сосна	куб. м	0,208
Ольха	куб. м	0,193
Ель	куб. м	0,178
Осина	куб. м	0,183
Липа	куб. м	0,179
Пихта	куб. м	0,175
Тополь	куб. м	0,146

Древесные отходы		
Древесные обрезки, стружка и опилки	т	0,36
Сучья, хвоя, щепа	куб. м	0,05
Пни	куб. м	0,12
Кора	т	0,42
Древесные опилки	куб. м	0,11
Шпалы и рудничная стойка, пришедшие в негодность	куб. м	0,266
Нефтепродукты		
Нефть сырая, газовый конденсат	т	1,43
Мазут топочный	т	1,37
Мазут флотский	т	1,43
Моторное топливо	т	1,43
Дизельное топливо	т	1,45
Печное бытовое топливо	т	1,45
Топливо газотурбинное	т	1,45
Бензин (автомобильный, авиационный)	т	1,49
Керосин (тракторный, осветительный, авиационный)	т	1,47
Нефтебитум	т	1,35
Газообразное топливо		
Газ природный	тыс. куб. м	1,14
Газ попутный нефтяной	тыс. куб. м	1,32
Газ сжиженный	т	1,57
Газ нефтепереработки сухой	т	1,5
Газ подземной газификации	тыс. куб. м	0,11
Сланцы (эстонские и ленинградские)		
Рассортированные 125-400, 25-125, 30-125	т	0,324
Рассортированные 0-25, 0-30 и рядовые 0-300	т	0,3
Прочие		
Лигниты	т	0,27
Кокс металлический сухой 25 мм и выше	т	0,99
Коксик (10-25 мм) – на сухой вес	т	0,93
Коксовая мелочь (0-10 мм) – на сухой вес	т	0,9
Костра льняная, солома (влажностью 10%)	т	0,5

Приложение 7

Удельные отопительные характеристики жилых зданий, построенных до 1930 г.

Объем здания по наружному обмеру $V_n, \text{м}^3$	Удельная отопительная характеристика здания q_o , построенного до 1930 г., Вт/($\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$) [ккал/($\text{ч} \cdot \text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$)], для районов с наружной температурой воздуха t_o		
	ниже -30	от -20 до -30	выше -20
500-2000	0,430 (0,370)	0,477 (0,410)	0,523 (0,450)
2001-5000	0,326 (0,280)	0,349 (0,300)	0,442 (0,380)
5001-10000	0,279 (0,240)	0,308 (0,265)	0,331 (0,285)
10001-15000	0,244 (0,210)	0,267 (0,230)	0,291 (0,250)
15001-25000	0,227 (0,195)	0,244 (0,210)	0,267 (0,230)
Более 25000	0,215 (0,185)	0,227 (0,195)	0,250 (0,215)

Удельная отопительная характеристика для жилых зданий постройки 1930-1958 г.г. и после 1958 г.

Объем здания по наружному обмеру $V_n, \text{м}^3$	Удельная отопительная характеристика здания q_o , Вт/($\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$) [ккал/($\text{ч} \cdot \text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$)], для районов с расчетной температурой наружного воздуха $t_o = -30 ^\circ\text{C}$, постройки	
	1930-1958 г.г.	после 1958 г.
100	0,861 (0,74)	1,07 (0,92)
200	0,768 (0,66)	0,954 (0,82)
300	0,721 (0,62)	0,907 (0,78)
400	0,698 (0,60)	0,861 (0,74)
500	0,675 (0,58)	0,826 (0,71)
600	0,651 (0,56)	0,802 (0,69)
700	0,628 (0,54)	0,791 (0,68)
800	0,616 (0,53)	0,779 (0,67)
900	0,605 (0,52)	0,768 (0,66)
1000	0,593 (0,51)	0,756 (0,65)
1100	0,593 (0,50)	0,721 (0,62)
1200	0,570 (0,49)	0,698 (0,60)
1500	0,558 (0,48)	0,686 (0,59)
1400	0,547 (0,47)	0,675 (0,58)
1500	0,547 (0,47)	0,663 (0,57)
1700	0,535 (0,46)	0,640 (0,55)
2000	0,523 (0,45)	0,616 (0,53)
2500	0,512 (0,44)	0,605 (0,52)
3000	0,500 (0,43)	0,582 (0,50)
3500	0,488 (0,42)	0,558 (0,48)
4000	0,465 (0,40)	0,547 (0,47)
4500	0,454 (0,39)	0,535 (0,46)
5000	0,442 (0,38)	0,523 (0,45)
6000	0,430 (0,37)	0,500 (0,43)
7000	0,419 (0,36)	0,488 (0,42)
8000	0,407 (0,35)	0,477 (0,41)
9000	0,395 (0,34)	0,465 (0,40)
10000	0,384 (0,33)	0,454 (0,39)
11000	0,372 (0,32)	0,442 (0,38)

Объем здания по наружному обмеру $V_n, \text{м}^3$	Удельная отопительная характеристика здания $q_o, \text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$ [ккал/(ч·м ³ ·°C)], для районов с расчетной температурой наружного воздуха $t_o = -30 \text{ }^\circ\text{C}$, постройки	
	1930-1958 г.г.	после 1958 г.
12000	0,361 (0,31)	0,442 (0,38)
13000	0,349 (0,30)	0,430 (0,37)
14000	0,349 (0,30)	0,430 (0,37)
15000	0,337 (0,29)	0,430 (0,37)
20000	0,326 (0,28)	0,430 (0,37)
25000	0,326 (0,28)	0,430 (0,37)
30000	0,326 (0,28)	0,430 (0,37)
35000	0,326 (0,28)	0,407 (0,35)
40000	0,314 (0,27)	0,407 (0,35)
45000	0,314 (0,27)	0,395 (0,34)
50000	0,302 (0,26)	0,395 (0,34)

Удельная отопительная характеристика жилых зданий по типовым проектам

Тип здания	Расчетная температура наружного воздуха $t_o, \text{ }^\circ\text{C}$	Объем здания $V_n,$ м^3	Теплопотери, Вт (ккал/ч)	Удельная отопительная характеристика $q_o, \text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$ [ккал/(ч·м ³ ·°C)]
П 43/16	-26	24951	514743 (442600)	0,469 (0,403)
П 42/16	-26	28676	576336 (495560)	0,457 (0,393)
П 30-6/12	-26	22423	333130 (286440)	0,337 (0,290)
П 30-5/12	-26	33616	496752 (427130)	0,336 (0,289)
П 30-4/12	-26	22373	327245 (281380)	0,333 (0,286)
П 30-3/12	-26	33552	490867 (422070)	0,333 (0,286)
П 30-2/12	-26	33603	496752 (427130)	0,336 (0,289)
П 30-1/12	-26	22426	333130 (286440)	0,337 (0,290)
И-700Л	-25	49665	915886 (787520)	0,429 (0,369)
П 46-2/12в	-26	18373	150609 (129500)	0,186 (0,160)
П 55-4/12	-25	8422	190732 (164000)	0,527 (0,453)
П 55-2/12	-25	12279	264001 (227000)	0,500 (0,430)
П 44-1/16	-25	14600	232716 (200100)	0,371 (0,319)
П 44-4/6	-26	15820	300054 (258000)	0,441 (0,379)
1605АМ-04/120	-25	36149	627429 (539500)	0,404 (0,347)
П 3/16	-26	33710	483529 (415760)	0,326 (0,280)
П 31/12	-26	45430	707441 (608290)	0,354 (0,304)
П 47/12	-26	36547	560566 (482000)	0,349 (0,300)
П-68-01/160-2/78	-25	22828	393094 (338000)	0,400 (0,344)

Удельные тепловые характеристики для отопления и вентиляции для общественных зданий

Наименование здания	Объем здания по наружному обмеру $V_n,$ тыс. м^3	Удельная тепловая характеристика общественных зданий при $t_o = -30 \text{ }^\circ\text{C}$ $\text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$ [ккал/(ч·м ³ ·°C)]	
		для отопления q_o	для вентиляции q_v
Административные здания	До 5	0,500 (0,43)	0,105 (0,09)

Наименование здания	Объем здания по наружному обмеру V_n , тыс. м ³	Удельная тепловая характеристика общественных зданий при $t_0 = -30$ °С Вт/(м ³ ·°С) [ккал/(ч·м ³ ·°С)]	
		для отопления q_o	для вентиляции q_v
	5,01 - 10	0,442 (0,38)	0,093 (0,08)
	10,01 - 15	0,407 (0,35)	0,081 (0,07)
	Более 15	0,372 (0,32)	0,186 (0,16)
Клубы	До 5	0,430 (0,37)	0,291 (0,25)
	5,01 - 10	0,384 (0,33)	0,267 (0,23)
	Более 10	0,349 (0,30)	0,233 (0,20)
Кинотеатры	До 5	0,419 (0,36)	0,500 (0,43)
	5,01 - 10	0,372 (0,32)	0,454 (0,39)
	Более 10	0,349 (0,30)	0,442 (0,38)
Театры	До 10	0,337 (0,29)	0,447 (0,41)
	10,01 - 15	0,314 (0,27)	0,465 (0,40)
	15,01 - 20	0,256 (0,22)	0,442 (0,38)
	20,01 - 30	0,233 (0,20)	0,419 (0,36)
	Более 30	0,209 (0,18)	0,395 (0,34)
Универмаги, универсамы, магазины	До 5	0,442 (0,38)	0,093 (0,08)
	5,01 - 10	0,384 (0,33)	0,314 (0,27)
	Более 10	0,361 (0,31)	
Детские сады и ясли	До 5	0,442 (0,38)	0,128 (0,11)
	Более 5	0,395 (0,34)	0,116 (0,10)
Школы	До 5	0,454 (0,39)	0,105 (0,09)
	5,01 - 10	0,407 (0,35)	0,093 (0,08)
	Более 10	0,384 (0,33)	0,08 (0,07)
Лабораторные корпуса	До 5	0,430 (0,37)	1,163 (1,0)
	5,0 - 10	0,407 (0,35)	1,105 (0,95)
	Более 10	0,384 (0,33)	1,047 (0,90)
Высшие учебные заведения, техникумы, колледжи	До 10	0,407 (0,35)	-
	10,01 - 15	0,384 (0,33)	0,116 (0,10)
	15,0 - 20	0,349 (0,30)	0,093 (0,08)
	Более 20	0,279 (0,24)	0,093 (0,08)
Поликлиники, амбулатории, диспансеры	До 5	0,465 (0,40)	-
	5,01 - 10	0,419 (0,36)	0,291 (0,25)
	10,01 - 15	0,372 (0,32)	0,267 (0,23)
	Более 15	0,349 (0,30)	0,256 (0,22)
Больницы	До 5	0,465 (0,40)	0,337 (0,29)
	5,01 - 10	0,419 (0,36)	0,326 (0,28)
	10,01 - 15	0,372 (0,32)	0,302 (0,26)
	Более 15	0,349 (0,30)	0,291 (0,26)
Бани	До 5	0,326 (0,28)	1,163 (1,0)
	5,01 - 10	0,291 (0,25)	1,105 (0,95)
	Более	0,267 (0,23)	1,047 (0,90)
Прачечные	До 5	0,442 (0,38)	0,930 (0,80)
	5,01 - 10	0,384 (0,33)	0,907 (0,78)
	Более 10	0,361 (0,31)	0,872 (0,75)
Гостиницы	До 5	0,500 (0,43)	0,377 (0,32)
	5,01 - 10	0,442 (0,38)	0,335 (0,29)
	10,01 - 15	0,407 (0,45)	0,293 (0,25)
	Более 15	0,372 (0,32)	0,754 (0,65)

Наименование здания	Объем здания по наружному обмеру V_n , тыс. м ³	Удельная тепловая характеристика общественных зданий при $t_o = -30$ °С Вт/(м ³ ·°С) [ккал/(ч·м ³ ·°С)]	
		для отопления q_o	для вентиляции q_v
Предприятия общественного питания, фабрики-кухни, рестораны, кафе	До 5	0,407 (0,35)	0,814 (0,70)
	5,01 - 10	0,384 (0,33)	0,756 (0,65)
	Более 10	0,349 (0,30)	0,698 (0,60)
Пожарные депо	До 2	0,558 (0,48)	0,163 (0,14)
	2,01 - 5	0,535 (0,46)	0,105 (0,09)
	Более 5	0,523 (0,45)	0,105 (0,09)
Гаражи	До 2	0,814 (0,70)	-
	2,01 - 3	0,698 (0,60)	-
	3,01 - 5	0,640 (0,55)	0,814 (0,70)
	Более 5	0,582 (0,50)	0,756 (0,65)

Удельные тепловые характеристики для отопления и вентиляции для производственных зданий

Наименование здания	Объем здания по наружному обмеру, тыс. м ³	Удельная тепловая характеристика производственного здания q_o при $t_o = -30$ °С, Вт/(м ³ ·°С) [ккал/(ч·м ³ ·°С)]	
		для отопления q_o	для вентиляции q_v
1	2	3	4
Цеха: чугунолитейный	10 - 15	0,35 - 0,29 (0,3 - 0,25)	1,38 - 1,16 (1,1 - 1,0)
	50 - 100	0,29 - 0,26 (0,25 - 0,22)	1,16 - 1,05 (1,0 - 0,9)
	100 - 150	0,26 - 0,21 (0,22 - 0,18)	1,05 - 0,93 (0,9 - 0,8)
меднолитейный	5 - 10	0,47 - 0,41 (0,40 - 0,35)	2,91 - 2,33 (2,5 - 2,0)
	10 - 20	0,41 - 0,29 (0,36 - 0,25)	2,33 - 1,74 (2,0 - 1,5)
	20 - 30	0,29 - 0,23 (0,25 - 0,20)	1,74 - 1,40 (1,5 - 1,2)
термический	До 10	0,47 - 0,35 (0,40 - 0,30)	1,51 - 1,40 (1,3 - 1,2)
	10 - 30	0,35 - 0,29 (0,30 - 0,25)	1,40 - 1,16 (1,2 - 1,0)
	30 - 75	0,29 - 0,23 (0,25 - 0,20)	1,16 - 0,70 (1,0 - 0,6)
кузнечный	До 10	0,47 - 0,35 (0,40 - 0,30)	0,81 - 0,70 (0,7 - 0,6)
	10 - 50	0,35 - 0,29 (0,30 - 0,25)	0,70 - 0,58 (0,6 - 0,5)
	50 - 100	0,29 - 0,17 (0,25 - 0,15)	0,58 - 0,35 (0,5 - 0,3)
механосборочный, механический, слесарное отделение	5 - 10	0,64 - 0,52 (0,40 - 0,30)	0,47 - 0,29 (0,4 - 0,25)
	10 - 15	0,52 - 0,47 (0,45 - 0,40)	0,29 - 0,17 (0,25 - 0,15)
	50 - 100	0,47 - 0,44 (0,40 - 0,36)	0,17 - 0,14 (0,15 - 0,12)
инструментального древообделочный	До 5	0,70 - 0,64 (0,60 - 0,55)	0,70 - 0,58 (0,6 - 0,5)
	5 - 10	0,64 - 0,62 (0,56 - 0,45)	0,58 - 0,52 (0,5 - 0,45)
	10 - 50	0,52 - 0,47 (0,45 - 0,4)	0,52 - 0,47 (0,45 - 0,4)
металлических конструкций	50 - 100	0,44 - 0,41 (0,38 - 0,45)	0,62 - 0,52 (0,53 - 0,45)
	100 - 150	0,41 - 0,35 (0,35 - 0,30)	0,52 - 0,41 (0,45 - 0,35)
покрытий (гальванических и др.)	До 2	0,76 - 0,70 (0,66 - 0,60)	5,82 - 4,65 (5,0 - 4,0)
	2 - 5	0,70 - 0,64 (0,60 - 0,55)	4,65 - 3,49 (4,0 - 3,0)
	5 - 10	0,70 - 0,58 (0,65 - 0,60)	3,49 - 2,33 (3,0 - 2,0)
ремонтный	5 - 10	0,70 - 0,58 (0,65 - 0,60)	0,23 - 0,17 (0,2 - 0,15)

Наименование здания	Объем здания по наружному обмеру, тыс. м ³	Удельная тепловая характеристика производственного здания q_o при $t_o = -30$ °С, Вт/(м ³ ·°С) [ккал/(ч·м ³ ·°С)]	
		для отопления q_o	для вентиляции q_v
		0,58 - 0,52 (0,50 - 0,45)	0,17 - 0,12 (0,15 - 0,1)
котельный	100 - 200	0,29 (0,25)	0,70 (0,60)
Котельные (отопительные и паровые)	2 - 5	0,12 (0,10)	0,58 - 0,35 (0,5 - 0,3)
	5 - 10	0,12 (0,10)	0,58 - 0,35 (0,5 - 0,3)
	10 - 20	0,09 (0,08)	0,47 - 0,23 (0,4 - 0,2)
Мастерские	5 - 10	0,58 (0,50)	0,58 (0,50)
	10 - 15	0,47 (0,40)	0,35 (0,30)
	15 - 20	0,41 (0,35)	0,29 (0,25)
	20 - 30	0,35 (0,30)	0,23 (0,20)
Насосные	До 0,5	1,22 (1,05)	-
	0,5 - 1	1,16 (1,0)	-
	1 - 2	0,70 (0,60)	-
	2 - 3	0,58 (0,50)	-
Компрессорные	До 0,5	0,81 - 2,33 (0,70 - 2,0)	-
	0,5 - 1	0,70 - 0,81 (0,60 - 0,70)	-
	1 - 2	0,52 - 0,70 (0,45 - 0,60)	-
	2 - 5	0,47 - 0,52 (0,40 - 0,45)	-
	5 - 10	0,41 - 0,47 (0,35 - 0,40)	-
Газогенераторные	5 - 10	0,116 (0,1)	2,09 (1,8)
Регенерация масел	2 - 3	0,35 - 0,87 (0,3 - 0,75)	0,58 - 0,70 (0,5 - 0,6)
Склады химикатов, красок и т.п.	До	0,99 - 0,87 (0,85 - 0,75)	-
	1 - 2	0,87 - 0,76 (0,75 - 0,65)	-
	2 - 5	0,76 - 0,67 (0,65 - 0,58)	0,76 - 0,67 (0,65 - 0,58)
Склады моделей и главные магазины	1 - 2	0,93 - 0,81 (0,8 - 0,7)	-
	2 - 5	0,81 - 0,7 (0,7 - 0,6)	-
	5 - 10	0,7 - 0,52 (0,6 - 0,45)	-
Бытовые и административно-вспомогательные помещения	0,5 - 1	0,70 - 0,52 (0,60 - 0,45)	-
	1 - 2	0,53 - 0,47 (0,45 - 0,40)	-
	2 - 5	0,47 - 0,38 (0,40 - 0,33)	0,16 - 0,14 (0,14 - 0,12)
	5 - 10	0,38 - 0,35 (0,33 - 0,30)	0,14 - 0,13 (0,12 - 0,11)
	10 - 20	0,35 - 0,29 (0,30 - 0,25)	0,13 - 0,12 (0,11 - 0,10)
Проходные	До 0,5	1,51 - 1,40 (0,30 - 1,20)	-
	0,5 - 2	1,40 - 0,81 (1,20 - 0,7)	-
	2 - 5	0,81 - 0,64 (0,70 - 0,55)	0,17 - 0,12 (0,15 - 0,1)
Казармы и помещения	5 - 10	0,44 - 0,38 (0,38 - 0,33)	-
ВОХР	10 - 15	0,38 - 0,36 (0,33 - 0,31)	-

Источник – Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий, ГУП «Академия коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова», Москва, 2002 г.

Приложение 8

Средняя температура внутреннего воздуха для зданий различного назначения

Наименование здания	Средняя температура внутреннего воздуха, °С
Гостиницы, общежития, административные здания	18-20
Детские сады, ясли, поликлиники, амбулатории, диспансеры, больницы	20
Высшие и средние специальные заведения, общеобразовательные школы, школы-интернаты, лаборатории, предприятия общественного питания, клубы, дома культуры	16
Театры, магазины, пожарные депо, прачечные	15
Кинотеатры	14
Гаражи	10
Бани	25

Источник – Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий, ГУП «Академия коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова», Москва, 2002 г.

АУ «Центр энергосбережение» Министра Чувашии

(8352) 62-10-22, 62-10-23

energo-zhkh@cap.ru

www.energo-zhkh.ru

