

ЭНЕРГО ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Приложение

Департаментом по энергоэффективности с учетом предложений заинтересованных доработаны Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий, изменения согласованы Министерством энергетики и Национальной академией наук Республики Беларусь. Новая редакция Методических рекомендаций вступила в силу с даты утверждения (с 11.05.2017).

СОГЛАСОВАНО
Министерство энергетики
Республики Беларусь
№ 06-2-32/2373
«06» мая 2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
Департамент по энергоэффективности
Государственного комитета по стандартизации
Республики Беларусь
«11» мая 2017 г.

СОГЛАСОВАНО
Национальная академия наук
Республики Беларусь
№ 26-09/1834
«05» апреля 2017 г.

Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий

г. Минск, 2017 г.

ГЛАВА 1

Общие положения

1. Настоящие Методические рекомендации разработаны в соответствии с Законом Республики Беларусь «Об энергосбережении», Инструкцией по определению эффективности использования средств, направляемых на выполнение энергосберегающих мероприятий, утвержденной постановлением Министерства экономики, Министерства энергетики и Комитета по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь от 24.12.2003 г. №252/45/7, согласованным Национальной академией наук Беларуси.

2. Настоящие Методические рекомендации устанавливают порядок составления технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий, включаемых в краткосрочные (ежегодные) программы энергосбережения.

3. В настоящих Методических рекомендациях используются следующие основные понятия:

тонна условного топлива – учетная единица топлива с низшей теплотворной способностью 7 гигкалорий, применяемая для отражения общего количества всех видов топлива и энергии;

калорийный эквивалент – переводной коэффициент, определяющий равноценное количество натурального топлива для пересчета по его теплотворной способности в условное топливо. Величина безразмерная;

коэффициенты пересчета электрической и тепловой энергии в условное топливо – средняя величина расхода условного топлива на отпуск энергоисточниками ГПО «Белэнерго» соответственно единицы электрической и тепловой энергии;

коэффициент полезного действия (КПД) энергоустановки – характеристика эффективности установки в отношении преобразования энергии, определяемая как отношение полезно используемой энергии к суммарному количеству энергии, переданному установке;

простой срок окупаемости энергосберегающего проекта (мероприятия) – время, за которое капиталолюбования в реализации проекта (мероприятия) окупятся за счет полученного экономического эффекта от его внедрения;

состав затрат (укрупненные капиталолюбования) – может включать затраты на выполнение предпроектных работ (ТЭО, обоснование инвестиций, бизнес-план) проектных работ, приобретение оборудования, производство строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

4. Настоящие методические рекомендации содержат алгоритмы типовых расчетов для предварительной оценки эффективности использования средств, направляемых на реализацию энергосберегающих мероприятий.

При составлении технико-экономического обоснования расчетный экономический эффект от внедрения планируемого к реализации мероприятия указывается в денежном

эквиваленте (белорусских рублях) и определяется как произведение величины ожидаемого экономического эффекта от снижения потребления (экономию) ТЭР, выраженного в тоннах условного топлива, и стоимости тонны условного топлива.

С целью обеспечения единства расчетов при оценке эффективности внедрения энергосберегающих мероприятий информация о расчетной стоимости тонны условного топлива на конкретный календарный год размещается Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь на официальном сайте.

ГЛАВА 2

Технико-экономические обоснования для типичных энергосберегающих мероприятий 5. Технико-экономическое обоснование установки турбоагрегата малой мощности

5.1. После расчета и определения паровых нагрузок и параметров работы котлоагрегатов, используя приложение 5, произвести выбор типа турбоагрегата, возможного к применению на рассматриваемой котельной.

Необходимо для дальнейшего расчета определить число часов использования установленной мощности турбоагрегата при установке на обследуемой котельной. Для этого необходимо определить среднечасовой расход пара на котельной:

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

где $D_{\text{час}}$ – среднечасовой расход пара на котельной, т/ч

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

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

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. После определения мощности турбоагрегата по диаграмме режимов, определим число часов использования установленной мощности по формуле:

$$T_{\text{уст}} = N_{\text{тр}} \times T_{\text{год}} / N_{\text{уст}}, \text{ часов}$$

где $T_{\text{уст}}$ – число часов использования установленной мощности,

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

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

$N_{\text{уст}}$ – установленная мощность выбранного турбоагрегата, кВт.

5.2. Расчет экономии топлива от установки турбоагрегата.

Для расчета экономии топлива от установки турбоагрегата важно точно знать затраты топлива на производство электроэнергии на обследуемой котельной. Для этого необходимо определить удельный расход топлива на производство 1 Гкал теплоты отпускаемой от котлов или коэффициенты полезного действия котельной и транспорта пара к турбине.

5.2.1. Определить с помощью обратного баланса коэффициент полезного действия котлов брутто (при соответствии режимов работы котлов режимным картам его можно взять из данных режимно-наладочных испытаний, в противном случае необходимо проведение замеров топочных режимов с помощью газоанализаторов типа «Тесто» с получением коэффициента полезного действия). Затем определяется коэффициент полезного действия котельной нетто с учетом потребления теплоты на собственные нужды котельной:

$$\eta_{к\text{нетто}} = \eta_{к\text{брутто}} \times (1 - \alpha_{сн}/100), \%$$

где $\eta_{к\text{нетто}}$ – коэффициент полезного действия котельной нетто, т.е. с учетом собственных нужд котельной в теплоте;

$\alpha_{сн}$ – коэффициент расхода теплоты на собственные нужды котельной, %;

$\eta_{к\text{брутто}}$ – коэффициент полезного действия котлов брутто средневзвешенный (по котельной):

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

где $\eta_{к\text{брутто}}$ – коэффициент полезного действия котла брутто, %;

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

При этом коэффициент полезного действия фактически должен соответствовать нормам расхода топлива на производство 1 Гкал, согласованной Департаментом по энергоэффективности Госстандарта, или быть ниже ее за счет внедрения энергосберегающих мероприятий, направленных на снижение потребления ТЭР.

Путем замера температуры поверхности изоляции паропроводов можно определить потери при транспорте пара (при нормальном состоянии теплоизоляции КПД транспорта пара составляет 98% внутри котельной и 96% при установке турбогенератора в отдельном здании с прокладкой наружных паропроводов).

5.2.2. Определение количества теплоты на выработку электроэнергии на выбранном турбоагрегате за год:

$$Q_{зз} = N_{\text{уст.}} \times T_{\text{уст.}} \times K_3 \times 10^{-3} / \eta_{тг}, \text{ Гкал,}$$

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

$T_{\text{уст.}}$ – число часов использования установленной мощности, час;

K_3 – коэффициент перевода электрической энергии в тепловую, равен 0,86;

$\eta_{тг}$ – коэффициент полезного действия турбоагрегата (приложение 5), о.е.;

$\eta_{к\text{нетто}}$ – коэффициент полезного действия котельной нетто после установки турбоагрегата с учетом роста среднечасовой паровой нагрузки, о.е.;

$\eta_{тп}$ – коэффициент полезного действия транспорта пара, %.

5.2.3. Определение расхода условного топлива на выработку электроэнергии на выбранном турбоагрегате за год:

$$B_{зз} = Q_{зз} / (Q_{н\text{п}} \times \eta_{к\text{нетто}} \times \eta_{тп}), \text{ т у.т.,}$$

где $B_{зз}$ – расход условного топлива на выработку электроэнергии, т у.т.;

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

$Q_{н\text{п}}$ – низшая теплотворная способность условного топлива, равная 7000 ккал/кг;

$\eta_{к\text{нетто}}$ – коэффициент полезного действия котельной нетто после установки турбоагрегата с учетом роста среднечасовой паровой нагрузки, о.е.;

$\eta_{тп}$ – коэффициент полезного действия транспорта пара, о.е.

5.2.4. Определение выработанной электроэнергии на турбоагрегате за год:

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

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

$T_{\text{уст.}}$ – число часов использования установленной мощности, час.

5.2.5. Определение количества отпущенной электроэнергии от выбранного турбоагрегата:

$$\mathcal{E}_{\text{отп.}} = \mathcal{E}_{\text{выр.}} \times (1 - \alpha_{сн}^{33}/100), \text{ кВт}\cdot\text{ч,}$$

где $\alpha_{сн}^{33}$ – коэффициент потребления электроэнергии на собственные нужды турбоагрегата (на работу насосов техводоснабжения, пускового маслонасоса и др. электрического оборудования), в зависимости от выбранной схемы технического водоснабжения составляет ориентировочно: при включении в схему технического водоснабжения предприятия – (0,5–1%), при индивидуальной схеме технического водоснабжения – (3–8%).

5.2.6. Необходимое количество отпущенной электроэнергии с шин электростанций ГПО «Белэнерго» с учетом потерь в электрических сетях на транспорт электроэнергии до вводов токоприемников предприятия составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{отп.}}^{\text{с}} = \mathcal{E}_{\text{отп.}}^{\text{тг}} \times (1 + K_{\text{пот}}/100), \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

где $\mathcal{E}_{\text{отп.}}^{\text{тг}}$ – отпущенная с шин турбоагрегатом и потребленная предприятием электроэнергия, кВт·ч;

$K_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь в электрических сетях на транспорт электроэнергии в системе ГПО «Белэнерго».

5.2.7. Определение экономии топлива от установки выбранного турбоагрегата на котельной предприятия:

$$\Delta B^{\text{тг}} = \mathcal{E}_{\text{отп.}}^{\text{с}} \times b_{зз}^{\text{ср}} \times 10^{-6} - B_{зз}, \text{ т у.т.,}$$

где $\mathcal{E}_{\text{отп.}}^{\text{с}}$ – количество электроэнергии, отпущенной с шин электростанций ГПО «Белэнерго», с учетом потерь в электросетях на транспорт электроэнергии, тыс. кВт·ч;

$b_{зз}^{\text{ср}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г. у.т./кВт·ч;

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

5.3. Определение укрупненных капиталовложений в установку турбоагрегата малой мощности на котельных предприятиях с созданием малых ТЭЦ.

Стоимость выбранного турбоагрегата определяется по результатам тендера.

Стоимость электротехнических устройств составляет ориентировочно 10–15% от стоимости турбоагрегата.

Стоимость тепломеханической части (паропроводы, трубопроводы технической воды и т.д.) – 15–20% от стоимости турбоагрегата.

Стоимость строительно-монтажных работ в зависимости от расположения турбоагрегата:

в котельной – 15–20% от стоимости оборудования;

в отдельно стоящем строении – 20–30% от стоимости оборудования.

Стоимость проектно-изыскательных работ – 5–10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Стоимость оборудования:

$$C_{\text{об.}} = C_{\text{тг}} + (0,1 \div 0,15) \times C_{\text{тг}} + (0,15 \div 0,2) \times C_{\text{тг}}, \text{ руб.}$$

Капиталовложения в мероприятие:

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

5.4. Определение простого срока окупаемости мероприятия:

$$C_{\text{р.к.}} = K_{\text{тг}} / (\Delta B^{\text{тг}} \times C_{\text{топл}}), \text{ лет,}$$

где $K_{\text{тг}}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.;

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

$C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

Примечание. После определения простого срока окупаемости установки турбоагрегата необходимо будет произвести оценку целесообразности создания такого локального энергоисточника с учетом макроэкономического эффекта в масштабах республики (учесть складывающуюся ситуацию в энергосистеме в связи с вводом БелАЭС). Расчет согласно приложению 7.

6. Технико-экономическое обоснование внедрения средств автоматического регулирования нагрузки электроприводов

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.

6.1. Технико-экономическое обоснование внедрения регулируемого электропривода насоса

Расчет экономии топлива от внедрения регулируемого электропривода насоса осуществляется следующим образом.

6.1.1. Определение мощности на валу насоса при работе с заданным расходом G (м³/ч) и фактическим давлением на напоре и всасе механизма без установленного ЧРЭП $H_{н\text{ф.}}$:

$$N^{\text{ном}} = \frac{G \cdot (H_{н\text{ф.}} - H_{вс\text{ф.}}) \cdot \rho}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_{\text{м.}} \cdot \eta_{\text{дв.}}}, \text{ кВт,}$$

где $H_{н\text{ф.}}$ – фактическое давление на напоре насоса до регулирующего органа, м. вод. ст.;

$H_{вс\text{ф.}}$ – давление на всасе насоса, м. вод. ст.;

ρ – плотность среды, кг/м³;

$\eta_{\text{м.}}$ – КПД механизма при фактических напоре и расходе согласно его характеристике, о.е.;

$\eta_{\text{дв.}}$ – КПД электродвигателя, о.е.

6.1.2. Определение мощности на валу насоса при работе с заданным расходом G и фактическим давлением на напоре и всасе механизма после установки ЧРЭП $H^{\text{чр.эп.}}$:

$$N^{\text{чр.эп.}} = \frac{G \cdot (H^{\text{чр.эп.}} - H_{вс\text{ф.}}) \cdot \rho}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_{\text{м.}}^{\text{чр.эп.}} \cdot \eta_{\text{дв.}}}, \text{ кВт,}$$

где $H^{\text{чр.эп.}}$ – фактическое давление на напоре механизма, требуемое потребителем, м. вод. ст.;

$H_{вс\text{ф.}}$ – давление на всасе насоса, м. вод. ст.;

$\eta_{\text{м.}}^{\text{чр.эп.}}$ – максимальный КПД механизма, о.е.

6.1.3. Годовой расход электроэнергии при работе насоса с номинальной скоростью:

$$W_{н\text{н}} = N_{\text{ном}} \times T \times K_{\text{и.}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч;}$$

где T – количество часов работы, ч;

$K_{\text{и.}}$ – коэффициент использования.

6.1.4. Годовой расход электроэнергии при работе насоса с регулируемым электроприводом:

$$W = N_{\text{чрзп}} * T * K_{\text{и}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

где T – количество часов работы, ч;

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования.

6.1.5. Годовая экономия электроэнергии при работе насоса с регулируемым электроприводом по сравнению с насосом с обычным электроприводом:

$$\Delta W = W_{\text{н}} - W; \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

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

$$\Delta B = \Delta W * b_3 * (1 + k_{\text{пот}}/100) * 10^{-6}, \text{ т у.т.};$$

где b_3 – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$k_{\text{пот}}$ – потери электроэнергии в электросетях (с учетом распределительных) в системе ГПО «Белэнерго».

6.1.7. Определение укрупненных капиталовложений в регулируемый электропривод:

Стоимость выбранного регулируемого электропривода $C_{\text{рзп}}$ согласно договорной цене фирмы-поставщика (на основании тендера).

Стоимость электротехнических устройств и КИП составляет ориентировочно 3–5% от стоимости РЭП.

Стоимость строительно-монтажных работ – 5–10% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Стоимость оборудования:

$$C_{\text{об}} = C_{\text{рзп}} + (0,03 \div 0,05) * C_{\text{рзп}}, \text{ руб.}$$

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{\text{рзп}} = C_{\text{об}} + (0,05 \div 0,1) * C_{\text{об}} + (0,03 \div 0,05) * C_{\text{об}}, \text{ руб.}$$

6.1.8. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$C_{\text{рок}} = K_{\text{рзп}} / (\Delta B * C_{\text{топл}}), \text{ лет},$$

где $K_{\text{рзп}}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.;

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

$C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

6.2. Техно-экономическое обоснование внедрения регулируемого электропривода дутьевого вентилятора или дымососа котла

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

6.2.1. Определение мощности на валу ДВ или ДС при работе с заданным расходом G (м³/ч) и фактическим давлением на напоре и всасе механизма без установленного ЧРЭП $N^{\text{ном}}$:

$$N^{\text{ном}} = \frac{G \cdot \Delta p \cdot 10^{-3}}{3600} = \frac{G \cdot (N^{\text{ф}}_{\text{н}} - N^{\text{ф}}_{\text{вс}}) \cdot \rho}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{дв}}}, \text{ кВт},$$

где $N^{\text{ф}}_{\text{н}}$ – фактическое давление на напоре механизма, м.вод.ст.;

$N^{\text{ф}}_{\text{вс}}$ – давление на всасе механизма, до направляющего аппарата, м.вод.ст.;

ρ – плотность среды, кг/м³;

$\eta_{\text{м}}$ – КПД механизма при фактических напоре и расходе согласно его характеристике, о.е.;

$\eta_{\text{дв}}$ – КПД электродвигателя, о.е.

6.2.2. Определение мощности на валу ДВ или ДС при работе с заданным расходом G и фактическим давлением на напоре и всасе механизма после установки ЧРЭП $N^{\text{чрзп}}$:

$$N^{\text{чрзп}} = \frac{G \cdot \Delta p \cdot 10^{-3}}{3600} = \frac{G \cdot (N^{\text{чрзп}}_{\text{н}} - N^{\text{факт}}_{\text{вс}}) \cdot \rho}{3600 \cdot 102 \cdot \eta^{\text{чрзп}}_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{дв}}}, \text{ кВт},$$

где $N^{\text{чрзп}}_{\text{н}}$ – фактическое давление на напоре механизма, требуемое потребителем, м.вод.ст.;

$N^{\text{факт}}_{\text{вс}}$ – давление на всасе насоса, м.вод.ст.;

$\eta^{\text{чрзп}}_{\text{м}}$ – максимальный КПД механизма, о.е.

6.2.3. Годовой расход электроэнергии при работе ДВ или ДС с номинальной скоростью:

$$W_{\text{н}} = N_{\text{ном}} * T * K_{\text{и}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

где T – количество часов работы, ч;

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования.

6.2.4. Годовой расход электроэнергии при работе ДВ или ДС с регулируемым электроприводом:

$$W = N_{\text{чрзп}} * T * K_{\text{и}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

где T – количество часов работы, ч;

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования.

6.2.5. Годовая экономия электроэнергии при работе ДВ или ДС с регулируемым электроприводом по сравнению с насосом с обычным электроприводом:

$$\Delta W = W_{\text{н}} - W; \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

6.2.6. Годовая экономия условного топлива от внедрения регулируемого электропривода

с учетом потерь на транспорт электроэнергии в электросетях (с учетом распределительных):

$$\Delta B = \Delta W * b_3 * (1 + k_{\text{пот}}/100) * 10^{-6}, \text{ т у.т.};$$

где b_3 – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$k_{\text{пот}}$ – потери электроэнергии в электросетях (с учетом распределительных) в системе ГПО «Белэнерго».

6.2.7. Определение укрупненных капиталовложений в регулируемый электропривод:

Стоимость выбранного регулируемого электропривода $C_{\text{рзп}}$ согласно договорным ценам фирмы-поставщика (на основании тендера).

Стоимость электротехнических устройств и КИП составляет ориентировочно 3–5% от стоимости РЭП.

Стоимость строительно-монтажных работ – 5–10% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость оборудования:

$$C_{\text{об}} = C_{\text{рзп}} + (0,03 \div 0,05) * C_{\text{рзп}}, \text{ руб.}$$

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{\text{рзп}} = C_{\text{об}} + (0,05 \div 0,1) * C_{\text{об}} + (0,03 \div 0,05) * C_{\text{об}}, \text{ руб.}$$

6.2.8. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$C_{\text{рок}} = K_{\text{рзп}} / (\Delta B * C_{\text{топл}}), \text{ лет},$$

где $K_{\text{рзп}}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.;

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

$C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

7. Техно-экономическое обоснование перевода парового котла в водогрейный режим

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

снижения потерь тепла с уходящими газами ΔQ_2 на 1,5÷2%, вследствие уменьшения температуры уходящих газов;

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.

Расчет экономии топлива от перевода парового котла в водогрейный режим

7.1. Определение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии после перевода котла в водогрейный режим.

Снижение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии вызвано снижением расхода тепла на собственные нужды на 1,5%:

$$b_{\text{тз}}^{\text{в}} = b_{\text{тз}}^{\text{ф}} * \eta_{\text{нетто}}^{\text{ф}} / \eta_{\text{нетто}}^{\text{в}}, \text{ кг у.т./Гкал};$$

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

$\eta_{\text{нетто}}^{\text{ф}}$ – КПД парового котла нетто фактический, %;

$\eta_{\text{нетто}}^{\text{в}}$ – КПД котла в водогрейном режиме, %;

$$\eta_{\text{нетто}}^{\text{в}} = \eta_{\text{нетто}}^{\text{ф}} * (1 - \alpha_{\text{сн}}/100) / (1 - \alpha_{\text{сн}}/100 - 0,015) + \Delta Q_2,$$

где $\alpha_{\text{сн}}$ – коэффициент расхода тепла на собственные нужды для паровой котельной: природный газ – 3,5–5,5%, мазут – 4,5–6,5%;

ΔQ_2 – снижение потерь тепла с уходящими газами на 1,5÷2%;

7.2. Определение экономии условного топлива от изменения КПД котла нетто:

$$\Delta B_{\text{т}} = Q_{\text{ч}} * T_{\text{г}} * (b_{\text{тз}}^{\text{ф}} - b_{\text{тз}}^{\text{в}}) * 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

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

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

7.3. Определение снижения расхода электроэнергии после перевода на водогрейный режим.

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

$$\Delta \varepsilon = (\varepsilon_{\text{сн}}^{\text{п}} - \varepsilon_{\text{сн}}^{\text{в}}) * Q_{\text{ч}} * T_{\text{г}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

7.4. Определение экономии топлива от снижения потребления электроэнергии с учетом потерь в электросетях на транспорт электроэнергии:

$$\Delta B_{\varepsilon} = \Delta \varepsilon * b_3 * (1 + k_{\text{пот}}/100) * 10^{-6}, \text{ т у.т.};$$

где b_3 – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$k_{\text{пот}}$ – потери электроэнергии в электросетях (с учетом распределительных) в системе ГПО «Белэнерго».

7.5. Определение экономии топлива от перевода парового котла в водогрейный режим:

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

7.6. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость выбранного на основании тендера проекта перевода парового котла в водогрейный режим Свк – согласно договорным ценам фирмы-проектанта;

Стоимость оборудования (трубопроводов, арматуры и т.п.) определяется согласно договорным ценам на основании тендера;

Стоимость строительно-монтажных работ – 5–10% от стоимости оборудования;

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

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

7.7. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$Cp_{ок} = K_{вк} / (\Delta B \times C_{топл}), \text{ лет,}$$

где Квк – капиталовложения в мероприятие, руб.;

ΔВ – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

С_{топл} – стоимость 1 т у.т. (руб.) уточняется на момент составления расчета.

8. Технико-экономическое обоснование замены котлов с низким КПД на высокоэкономичные котлы

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.

Расчет экономии топлива от замены котлов с низким КПД на высокоэкономичные котлы

8.1. Определение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии после замены котла.

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

$$b_{т3}^H = (142,86 / \eta_{\text{нетто}}^H) \times 100, \text{ кг у.т./Гкал;}$$

$\eta_{\text{нетто}}^H$ – КПД нового котла, %;

8.2. Определение экономии условного топлива от изменения КПД котла нетто:

$$\Delta B_T = Q_4 \times T_r \times (b_{т3}^Ф - b_{т3}^H) \times 10^{-3}, \text{ т у.т.,}$$

где $b_{т3}^Ф$ – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии фактический, кг у.т./Гкал;

Q_4 – среднечасовая тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч;

T_r – число часов работы котельной в году, ч.

8.3. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25–30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

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

8.4. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$Cp_{ок} = K_3 / (\Delta B \times C_{топл}), \text{ лет,}$$

где K_3 – капиталовложения в мероприятие, руб.;

ΔВ – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

С_{топл} – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

9. Технико-экономическое обоснование перевода котлов на сжигание природного 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.

Расчет экономии топлива

9.1. Определение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии после перевода котла на сжигание природного газа.

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

$$b_{т3}^n = (142,86 / \eta_{\text{нетто}}^n) \times 100, \text{ кг у.т./Гкал;}$$

$\eta_{\text{нетто}}^n$ – КПД котла после перевода на сжигание природного газа, %.

Ориентировочно увеличение КПД котельной установки при сжигании природного газа составляет от 1–2,5%.

Снижение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии вызвано снижением расхода тепла на собственные нужды на 1,5%:

$$b_{т3}^{nr} = b_{т3}^n \times \eta_{\text{нетто}}^Ф / \eta_{\text{нетто}}^n, \text{ кг у.т./Гкал;}$$

где $b_{т3}^n$ – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от котла на природном газе, кг у.т./Гкал;

$\eta_{\text{нетто}}^Ф$ – КПД котла нетто фактический, %;

$\eta_{\text{нетто}}^n$ – КПД котла нетто при сжигании природного газа, %;

$$\eta_{\text{нетто}}^n = \eta_{\text{нетто}}^Ф \times (1 - \alpha_{сн} / 100) / (1 - \alpha_{сн} / 100 - 0,015),$$

где $\alpha_{сн}$ – коэффициент расхода тепла на собственные нужды для котельной: мазут – 4,5–6,5%.

9.2. Определение экономии условного топлива от изменения КПД котла нетто:

$$\Delta B = Q_4 \times T_r \times (b_{т3}^Ф - b_{т3}^{nr}) \times 10^{-3}, \text{ т у.т.}$$

где $b_{т3}^{nr}$ – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии фактический, кг у.т./Гкал;

Q_4 – среднечасовая тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч;

T_r – число часов работы котельной в году, ч.

9.3. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25–30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{пг} = C_{об} + 0,1 \times C_{смр} + (0,25 \div 0,3) \times C_{об} + (0,03 \div 0,05) \times C_{об}, \text{ руб.}$$

9.4. Определение срока окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$Cp_{ок} = K_{пг} / (\Delta B \times C_{топл}), \text{ лет,}$$

где $K_{пг}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.;

ΔВ – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

С_{топл} – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

9.5. Определение срока окупаемости мероприятия за счет разности в стоимости сжигаемого топлива.

Определение количества сжигаемого мазута:

$$V_M = Q_4 \times T_r \times b_{т3}^Ф / (K_M \times 10^3), \text{ т,}$$

где Q_4 – среднечасовая нагрузка котельной, Гкал/час;

T_r – число часов работы в год, часов;

$b_{т3}^Ф$ – удельный расход топлива при работе на мазуте на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал;

K_M – топливный эквивалент мазута (печного бытового топлива – ПБТ) для перевода в натуральное топливо равен 1,37 (1,45) (Приложение 1).

Определение количества сжигаемого природного газа:

$$V_r = Q_4 \times T_r \times b_{т3}^{nr} / (K_{пг} \times 10^3), \text{ т,}$$

где Q_4 – среднечасовая нагрузка котельной, Гкал/час;

T_r – число часов работы в год, часов;

$b_{т3}^{nr}$ – удельный расход топлива при работе на природном газе на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал;

$K_{пг}$ – топливный эквивалент природного газа для перевода в натуральное топливо = 1,15 (Приложение 1).

Определение разности в стоимости сжигаемого топлива:

$$\Delta C_{топл} = V_M \times C_M - V_{пг} \times C_{пг}, \text{ тыс. руб.};$$

где C_M – стоимость тонны мазута, руб./тонну;

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

9.6. Определение срока окупаемости мероприятия за счет разности стоимости сжигаемого топлива:

$$Cp_{ок} = K_{пг} / \Delta C_{топл}, \text{ лет,}$$

где $K_{пг}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.;

ΔС_{топл} – разность в стоимости сжигаемого топлива, руб.

10. Технико-экономическое обоснование перевода котлов на сжигание местных видов топлива (дрова, опилки, торф, щепа и др.)

При переводе котла на сжигание местных видов топлива происходит замещение местными видами топлива (МВТ) импортруемых видов топлива и экономический эффект достигается за счет:

разности в стоимости сжигаемого топлива.

Расчет срока окупаемости перевода котла на сжигание МВТ

10.1. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25–30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{МВТ} = C_{об} + 0,1 \times C_{смр} + (0,25 \div 0,3) \times C_{об} + (0,03 \div 0,05) \times C_{об}, \text{ руб.}$$

10.2. Определение сроков окупаемости мероприятия за счет разности в стоимости сжигаемого топлива.

10.2.1. Определение количества сжигаемого топлива (ПБТ, мазут и т.д.):

$$V_M = Q_4 \times T_r \times b_{T_3}^{\Phi} / (K_M \times 10^3), \text{ т}$$

где Q_4 – среднечасовая нагрузка котельной, Гкал/час;

T_r – число часов работы в год, часов;

$b_{T_3}^{\Phi}$ – удельный расход топлива при работе на мазуте (печном бытовом топливе – ПБТ) на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал;

K_M – топливный эквивалент мазута (ПБТ) для перевода в натуральное топливо равен 1,37 (1.45) (Приложение 1).

10.2.2. Определение количества сжигаемого местного топлива:

$$V_M = Q_4 \times T_r \times b_{T_3}^{MBT} / (K_{MBT} \times 10^3), \text{ т}$$

где Q_4 – среднечасовая нагрузка котельной, Гкал/час;

T_r – число часов работы в год, часов;

$b_{T_3}^{MBT}$ – удельный расход топлива при работе на местном виде топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал:

$$b_{T_3}^{MBT} = 142,86 / (\eta_{MBT} \times 10^{-2}),$$

η_{MBT} – коэффициент полезного действия котла на местных видах топлива, %;

K_{MBT} – топливный эквивалент местных видов топлива для перевода в натуральное топливо (Приложение 1).

10.2.3. Определение разности в стоимости сжигаемого топлива:

$$\Delta C_{\text{топл}} = V_M \times C_M - V_{MBT} \times C_{MBT}, \text{ руб.};$$

где C_M – стоимость тонны мазута (ПБТ), руб./тонну;

C_{MBT} – стоимость MBT (тонна, м³ и т.д.), руб.

Определение срока окупаемости мероприятия за счет разности стоимости сжигаемого топлива:

$$Cp_{ок} = K_{ин} / \Delta C_{\text{топл}}, \text{ лет},$$

где $K_{ин}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta C_{\text{топл}}$ – разность в стоимости сжигаемого топлива за год, руб./год.

11. Техно-экономическое обоснование замены электрокотла на отопительный котел на местных видах топлива (МВТ)

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.

Расчет срока окупаемости замены электрокотла на отопительный котел на местных видах топлива

11.1. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25–30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{MBT} = C_{об} + 0,1 \times C_{смп} + (0,25 \div 0,3) \times C_{об} + (0,03 \div 0,05) \times C_{об}, \text{ руб.}$$

11.2. Определение сроков окупаемости мероприятия за счет разности в стоимости сжигаемого топлива и потребленной электроэнергии (в пересчете на условное топливо).

11.2.1. Определение количества потребленной электроэнергии с переводом в условное топливо:

$$V_3 = Q_4 \times T_r \times K_{пер} \times (1 + k_{пот} / 100) \times K_{топл}^3, \text{ т у.т.},$$

где Q_4 – среднечасовая нагрузка котельной, Гкал/час;

T_r – число часов работы в год, часов;

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

$k_{пот}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях;

$K_{топл}^3$ – коэффициент пересчета электроэнергии в условное топливо, кг у.т./кВт·ч.

11.2.2. Определение количества сжигаемого местного топлива:

$$V_M = Q_4 \times T_r \times b_{T_3}^{MBT} / (K_{MBT} \times 10^3), \text{ т},$$

где Q_4 – среднечасовая нагрузка котельной, Гкал/час;

T_r – число часов работы в год, часов;

$b_{T_3}^{MBT}$ – удельный расход топлива при работе на местном виде топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал:

$$b_{T_3}^{MBT} = 142,86 / (\eta_{MBT} \times 10^{-2}),$$

η_{MBT} – коэффициент полезного действия котла на местных видах топлива, %;

K_{MBT} – топливный эквивалент местных видов топлива для перевода в натуральное топливо (приложение 1).

11.2.3. Определение разности в стоимости сжигаемого топлива:

$$\Delta C_{\text{топл}} = V_3 \times C_3 - V_M \times C_{MBT}, \text{ руб.};$$

где C_3 – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета;

C_{MBT} – стоимость тонны MBT (м³ и т.д.), руб./тонну (м³ и т.д.).

11.2.4. Определение срока окупаемости мероприятия за счет разности стоимости сжигаемого топлива:

$$Cp_{ок} = K_3 / \Delta C_{\text{топл}}, \text{ лет},$$

где K_3 – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta C_{\text{топл}}$ – разность в стоимости сжигаемого топлива за год, руб./год.

12. Техно-экономическое обоснование внедрения котлов малой мощности вместо незагруженных котлов большой мощности

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

повышения коэффициента полезного действия малого котла при работе на номинальной нагрузке;

снижения потребления электроэнергии;

для паровых котлов дополнительный эффект достигается за счет снижения собственных нужд на производство тепла (уменьшение объема продувки и потерь через теплоизоляцию).

12.1. Определение экономии топлива от внедрения котлов малой мощности вместо незагруженных котлов большой мощности

12.1.1. Определение расхода топлива при использовании котла большой мощности.

По режимным картам определяем коэффициент полезного действия котла большой мощности при фактической нагрузке.

Определяем удельный расход топлива на данном котле при фактической нагрузке:

$$b_{T_3}^6 = 142,86 / (\eta_{к}^6 \times 10^{-2}), \text{ кг у.т./Гкал};$$

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

$$V_{бк} = Q_{ф} \times b_{T_3}^6 \times 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

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

12.1.2. Определяем расход топлива при использовании котла малой мощности.

Определяем удельный расход топлива на данном котле при фактической нагрузке:

$$b_{T_3}^M = 142,86 / (\eta_{к}^M \times 10^{-2}), \text{ кг у.т./Гкал};$$

где $\eta_{к}^M$ – коэффициент полезного действия котла малой мощности.

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

$$V_{мк} = Q_{ф} \times b_{T_3}^M \times 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

где $Q_{ф}$ – фактический отпуск тепловой энергии.

Определяем экономию топлива от внедрения мероприятия:

$$\Delta V = V_{бк} - V_{мк}, \text{ т у.т.}$$

12.2. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25–30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

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

12.3. Определение срока окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$Cp_{ок} = K_{мк} / (\Delta V \times C_{\text{топл}}), \text{ лет},$$

где $K_{мк}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.;

ΔV – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

13. Техно-экономическое обоснование ликвидации длинных 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.

13.1. Определение экономии топлива от ликвидации длинных теплотрасс и паропроводов.

13.1.1. Определение перерасхода топлива при отпуске тепловой энергии в виде горячей воды или пара.

По результатам испытаний либо по расчету определяем потери $\Delta Q_{пот}$ по теплотрассе. Для расчета тепловых потерь можно использовать «Инструкцию по расчету тепловых потерь в водяных и паровых тепловых сетях».

13.1.2. Определяем перерасход топлива, получаемый при использовании теплопровода:

$$\Delta B_{T3} = (Q + \Delta Q_{\text{пот}}) * b_{T3}/1000 - Q * b_{T3 \text{ ли}}/1000, \text{ т у.т.},$$

где Q – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$\Delta Q_{\text{пот}}$ – потери по теплотрассе, Гкал;

b_{T3} – удельный расход топлива действующего теплоисточника, кг у.т./Гкал;

$b_{T3 \text{ ли}}$ – удельный расход топлива локального теплоисточника, кг у.т./Гкал;

13.1.3. Определяем расход электроэнергии, необходимой для передачи тепловой энергии по длинной теплотрассе:

$$\mathcal{E}_{\text{н}} = (Q + \Delta Q_{\text{пот}}) * \mathcal{E}_{\text{сн тз}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

где Q – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$\Delta Q_{\text{пот}}$ – потери по теплотрассе, Гкал;

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

13.1.4. Определяем расход электроэнергии, необходимой для производства и транспорта тепловой энергии от локального источника:

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

где Q – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

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

13.1.5. Определяем расход топлива, необходимый для покрытия перерасхода электроэнергии на производство тепловой энергии с учетом потерь в электросетях (при этом Лукомльская ГРЭС принимается замыкающей станцией в белорусской энергосистеме):

$$\Delta B_3 = (\mathcal{E}_{\text{н}} - \mathcal{E}_{\text{ли}}) * K_{\text{пот}} * b_{33} * 10^{-6}, \text{ т у.т.}$$

где $\mathcal{E}_{\text{н}}$ – расход электроэнергии, необходимой для передачи тепловой энергии по длинной теплотрассе, кВт·ч;

$\mathcal{E}_{\text{ли}}$ – расход электроэнергии, необходимой для производства и транспорта тепловой энергии от локального источника, кВт·ч;

$K_{\text{пот}}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях;

b_{33} – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльская ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч.

13.1.6. Общая экономия топлива от ликвидации длинной теплотрассы составит

$$\Delta B = \Delta B_{T3} + \Delta B_3, \text{ т у.т.}$$

13.2. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется на основании тендера.

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25–30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{\text{ли}} = C_{\text{об}} + 0,1 * C_{\text{смп}} + (0,25 \div 0,3) * C_{\text{об}} + (0,03 \div 0,05) * C_{\text{об}}, \text{ руб.}$$

13.3. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$Cp_{\text{ок}} = K_{\text{ли}} / (\Delta B * C_{\text{топл}}), \text{ лет},$$

где $K_{\text{ли}}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.

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

$C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

14. Техно-экономическое обоснование применения предизолированных труб

Экономический эффект от применения предизолированных труб достигается за счет: сокращения тепловых потерь в теплотрассах; снижения потребления электроэнергии на транспорт тепловой энергии.

14.1. Определение экономии топлива от применения предизолированных труб.

14.1.1. Определение перерасхода топлива при отпуске тепловой энергии в виде горячей воды или пара.

По результатам испытаний либо по расчету определяем потери $\Delta Q_{\text{пот}}$ по теплотрассе. Для расчета тепловых потерь можно использовать «Методику по определению потерь тепловой энергии в сетях теплоснабжения с учетом износ, срока и условий эксплуатации», утвержденную постановлением Комитета по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь от 29.09.2006 г. № 2.

14.1.2. Определяем перерасход топлива, получаемый при использовании данного теплопровода:

$$\Delta B_{T3} = (Q + \Delta Q_{\text{пот}}) * b_{T3}/1000 - (Q + Q_{\text{пот ПИ}}) * b_{T3}/1000, \text{ т у.т.},$$

где Q – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$\Delta Q_{\text{пот}}$ – потери по существующей теплотрассе, Гкал;

$Q_{\text{пот ПИ}}$ – потери по теплотрассе из предизолированных труб;

b_{T3} – удельный расход топлива действующего теплоисточника, кг у.т./Гкал.

14.1.3. Определяем расход электроэнергии, необходимый на передачу тепловой энергии по существующей теплотрассе:

$$\mathcal{E}_{\text{н}} = (Q + \Delta Q_{\text{пот}}) * \mathcal{E}_{\text{сн тз}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

где Q – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$\Delta Q_{\text{пот}}$ – потери по теплотрассе, Гкал;

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

14.1.4. Определяем количество электроэнергии, необходимое для производства и транспорта тепловой энергии по теплотрассе из предизолированных труб:

$$\mathcal{E}_{\text{ли}} = (Q + Q_{\text{пот ПИ}}) * \mathcal{E}_{\text{сн тз}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

где Q – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$Q_{\text{пот ПИ}}$ – потери по теплотрассе из предизолированных труб, Гкал;

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

14.1.5. Определяем расход топлива, необходимый для покрытия перерасхода электроэнергии на производство и транспорт тепловой энергии с учетом потерь в электросетях:

$$\Delta B_3 = (\mathcal{E}_{\text{н}} - \mathcal{E}_{\text{ли}}) * K_{\text{пот}}/100 * b_{33} * 10^{-6}, \text{ т у.т.}$$

где $\mathcal{E}_{\text{н}}$ – расход электроэнергии, необходимый на передачу тепловой энергии по существующей теплотрассе, кВт·ч;

$\mathcal{E}_{\text{ли}}$ – расход электроэнергии, необходимый для производства и транспорта тепловой энергии по теплотрассе из предизолированных труб, кВт·ч;

$K_{\text{пот}}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях;

b_{33} – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльская ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч.

14.1.6. Общая экономия топлива от применения предизолированных труб:

$$\Delta B = \Delta B_{T3} + \Delta B_3, \text{ т у.т.}$$

14.2. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25–30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{\text{ли}} = C_{\text{об}} + 0,1 * C_{\text{смп}} + (0,25 \div 0,3) * C_{\text{об}} + (0,03 \div 0,05) * C_{\text{об}}, \text{ руб.}$$

14.3. Определение срока окупаемости мероприятия

$$Cp_{\text{ок}} = K_{\text{ли}} / (\Delta B * C_{\text{топл}}), \text{ лет}$$

где $K_{\text{ли}}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.;

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

$C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

15. Техно-экономическое обоснование термореновации ограждающих конструкций зданий

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

Определение экономии топлива и тепловой энергии (теплоты) за счет внедрения мероприятия

15.1. Определение количества теплоты, необходимого для здания, ограждающие конструкции которого подвергаются термореновации:

15.1.1. Количество теплоты для отопления:

$$Q_{\text{от}} = A * V_{\text{зд}} * q_0 * (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}) * T_{\text{от}} * 24, \text{ Гкал}$$

15.1.2. Количество теплоты для вентиляции:

$$Q_{\text{в}} = A * V_{\text{зд}} * q_{\text{в}} * (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}) * T_{\text{от}} * 8, \text{ Гкал},$$

где A – поправочный коэффициент, равен 1,08 (для Беларуси);

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

$q_0, q_{\text{в}}$ – удельные расходы тепловой энергии на отопление и вентиляцию (по справочнику), ккал/м³ °С °С;

$t_{\text{вн}}, t_{\text{н}}$ – температура воздуха внутри помещения и наружного воздуха, °С;

$T_{\text{от}}$ – длительность отопительного периода, суток;

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:

$$Q_{\text{т}} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{в}}, \text{ Гкал.}$$

15.2. Определение экономии тепловой энергии от выполнения термореновации ограждающих конструкций зданий.

15.2.1. Определение коэффициента сокращения потерь тепловой энергии через ограждающие конструкции:

$$r = (R_{\text{т норм}} - R_{\text{т факт}}) / R_{\text{т факт}},$$

где $R_{\text{т факт}}$ – фактическое термосопротивление ограждающих конструкций здания до выполнения мероприятия.

$R_{\text{норм}} = 2,0 \text{ м}^2 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{Вт}$ – нормативное сопротивление теплопередаче для наружных стен крупнопанельных домов (не менее).

15.2.2. Определение годовой экономии тепловой энергии за счет снижения тепловых потерь через ограждающие конструкции:

$$\Delta Q = F_{\text{зд}} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}) \cdot (1/R_{\text{факт}} - 1/R_{\text{дост}}) \cdot T_{\text{от}} \cdot 24 \cdot n \cdot 0,86 \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал};$$

где $F_{\text{зд}}$ – площадь ограждающих конструкций, подвергнутых термомодернизации, м^2 ;
 $t_{\text{вн}}, t_{\text{н}}$ – температура воздуха внутри помещения и снаружи соответственно, $^\circ\text{C}$;
 $R_{\text{факт}}, R_{\text{дост}}$ – фактическое и достигнутое термосопротивление ограждающих конструкций здания до выполнения и после выполнения мероприятия, $\text{м}^2 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{Вт}$;
 $T_{\text{от}}$ – продолжительность отопительного периода, суток;
 24 – число часов в сутках, ч;
 n – поправочный коэффициент на разность температур, принимается по климатологическим данным для региона, где внедряется мероприятие (0,4–1,2);
 $0,86 \cdot 10^{-6}$ – переводной коэффициент Вт в Гкал/ч.

15.2.3. Определение снижения потребления электроэнергии на теплоисточнике на производство тепловой энергии:

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{эсн}} \cdot \Delta Q, \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

где $\mathcal{E}_{\text{эсн}}$ – удельный расход электроэнергии на производство и транспорт тепловой энергии для теплоисточника, $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{Гкал}$;
 ΔQ – годового снижения тепловых потерь через ограждающие конструкции (экономии тепловой энергии), Гкал.

15.2.4. Определение экономии топлива на источнике электроснабжения:

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

где $\Delta \mathcal{E}$ – снижение потребления электроэнергии на теплоисточнике на производство тепловой энергии, $\text{кВт}\cdot\text{ч}$;
 $k_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь электроэнергии в электросетях;
 $b_{\text{э}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт ч.

15.2.5. Определение экономии топлива от снижения потребления тепловой энергии:

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

где ΔQ – годового снижения тепловых потерь через ограждающие конструкции (экономии тепловой энергии), Гкал;
 $b_{\text{тз}}$ – удельный расход топлива на производство тепловой энергии на теплоисточнике, $\text{кг у.т.}/\text{Гкал}$;
 $k_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь в существующих тепловых сетях.

15.2.6. Определение суммарной экономии топлива

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

15.3. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость теплоизоляционного материала и приспособлений принимается согласно договорным ценам, определяемым на основании тендера.
 Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.
 Стоимость строительно-монтажных работ – 45–50% от стоимости материала.
 Капиталовложения в мероприятие:

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

15.4. Определение срока окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$\text{Ср}_{\text{ок}} = K_{\text{ток}} / (\Delta B \cdot C_{\text{топл}}), \text{ лет},$$

где $K_{\text{ток}}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.;
 ΔB – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;
 $C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

16. Технико-экономическое обоснование применения газовых инфракрасных излучателей

Экономический эффект от применения газовых инфракрасных излучателей достигается за счет:
 снижения потребления топлива за счет локализации зоны обогрева производственных помещений;
 снижения потребления топлива из-за равномерного распределения теплоты в воздушном объеме помещения;
 исключения тепловых потерь по теплотрассе или паропроводу;
 снижения потребления электроэнергии на транспортировку.

16.1. Определение экономии топлива от применения инфракрасных излучателей.

16.1.1. Определение расхода топлива на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды для обеспечения нужд отопления.

Определяем часовое количество тепловой энергии, необходимое для нужд отопления и вентиляции помещения:

$$Q_0 = A \cdot V \cdot q_0 \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}) \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/ч};$$

где A – поправочный коэффициент для различных регионов на температурный график, для республики Беларусь принят 1,02;
 V – объем помещений, м^3 ;

q_0 – удельный расход теплоты на отопление, $\text{ккал}/\text{ч м}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$;
 $t_{\text{вн}}, t_{\text{н}}$ – температура воздуха внутри помещения и снаружи соответственно, $^\circ\text{C}$.

$$Q_{\text{в}} = A \cdot V \cdot q_{\text{в}} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}) \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/ч};$$

где A – поправочный коэффициент для различных регионов на температурный график, для Республики Беларусь принят 1,02;

V – объем помещений, м^3 ;

$q_{\text{в}}$ – удельный расход теплоты на вентиляцию, $\text{ккал}/\text{ч м}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$;

$t_{\text{вн}}, t_{\text{н}}$ – температура воздуха внутри помещения и снаружи соответственно, $^\circ\text{C}$.

$$Q = Q_0 + Q_{\text{в}}, \text{ Гкал/ч.}$$

16.1.2. Определяем годовое потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию помещений:

$$Q_{\text{г}} = (Q_0 \cdot T_0 + Q_{\text{в}} \cdot T_{\text{в}}) \cdot n, \text{ Гкал},$$

где T_0 – время работы отопления в сутки, часов;

$T_{\text{в}}$ – время работы системы вентиляции в сутки, часов;

n – продолжительность отопительного периода в году, суток.

16.1.3. Определяем перерасход топлива, получаемый при использовании данного теплопровода:

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

где Q – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$\Delta Q_{\text{пот}}$ – потери по теплотрассе, Гкал;

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

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

16.1.4. Определяем расход электроэнергии необходимый на передачу тепловой энергии по длинной теплотрассе:

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

где Q – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$\Delta Q_{\text{пот}}$ – потери по теплотрассе, Гкал;

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

16.1.5. Определяем расход электроэнергии, необходимый 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 Q – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

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

16.1.6. Определим расход топлива, необходимый для покрытия перерасхода электроэнергии на производство тепловой энергии с учетом потерь в электросетях:

$$\Delta B_{\text{э}} = (\mathcal{E}_{\text{н}} - \mathcal{E}_{\text{ли}}) \cdot k_{\text{пот}} \cdot b_{\text{э}} \cdot 10^{-6}, \text{ т у.т.}$$

где $\mathcal{E}_{\text{н}}$ – расход электроэнергии, необходимый на передачу тепловой энергии по длинной теплотрассе, $\text{кВт}\cdot\text{ч}$;

$\mathcal{E}_{\text{ли}}$ – расход электроэнергии, необходимый для производства и транспорта тепловой энергии от локального источника, $\text{кВт}\cdot\text{ч}$;

$k_{\text{пот}}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях;

$b_{\text{э}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт ч.

16.1.7. Общая экономия топлива от ликвидации длинной теплотрассы составит

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

16.2. Определение укрупненных капиталовложений:
 Стоимость оборудования определяется согласно договорной цене на основе тендера.

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25–30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

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

16.3. Определение сроков окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$\text{Ср}_{\text{ок}} = K_{\text{ли}} / (\Delta B \cdot C_{\text{топл}}), \text{ лет},$$

где $K_{\text{ли}}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.;

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

$C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

17. Технико-экономическое обоснование применения энергоэкономичных осветительных устройств

Экономический эффект от применения энергоэкономичных осветительных устройств (с использованием ЭПРА) достигается за счет:

повышения излучающей способности ламп с использованием более высокой частоты колебания электрического тока и, как следствие, снижения мощности ламп при сохранении освещенности;

исключения стробоскопического явления, характерного для люминесцентных ламп, и шума электромагнитных дросселей.

17.1. Определение экономии топлива от применения энергоэкономичных осветительных устройств

17.1.1. Определение расхода топлива при применении ламп накаливания либо люминесцентных ламп с электромагнитным дросселем:

Определение потребляемого количества электроэнергии при работе освещения:

$$\mathcal{E}_1 = \sum (n_i \cdot N_{ли} \cdot T_{pi}), \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где n_i – количество осветительных приборов одинаковой мощности, шт.;

$N_{ли}$ – мощность применяемых одинаковых ламп, кВт;

T_{pi} – число часов работы в году, часов.

Определение расхода топлива на отпуск электроэнергии, используемой на освещение:

$$B_1 = \mathcal{E}_1 \cdot (1 + k_{пот}/100) \cdot b_{зэ} \cdot 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где $b_{зэ}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$k_{пот}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях.

При этом электроэнергия, необходимая для освещения, принимается от замыкающей станции энергосистемы с учетом потерь в электрических сетях.

17.1.2. Определение расхода топлива при применении люминесцентных ламп с электронной пускорегулирующей аппаратурой:

Определение потребляемого количества электроэнергии при работе освещения:

$$\mathcal{E}_2 = \sum (k_i \cdot N_{эли} \cdot T_{pi}), \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где k_i – количество энергоэкономичных осветительных приборов одинаковой мощности, шт.;

$N_{эли}$ – мощность применяемых одинаковых осветительных приборов, кВт;

T_{pi} – число часов работы в году, часов.

Определение расхода топлива на отпуск электроэнергии, используемой на освещение:

$$B_2 = \mathcal{E}_2 \cdot (1 + k_{пот}/100) \cdot b_{зэ} \cdot 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где $b_{зэ}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$k_{пот}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях, %.

При этом электроэнергия, необходимая для освещения, принимается от замыкающей станции энергосистемы с учетом потерь в электрических сетях.

Определение экономии топлива от внедряемого мероприятия:

$$\Delta B = B_1 - B_2, \text{ т у.т.}$$

17.2. Определение укрупненных капиталовложений:

стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера);

стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ;

стоимость строительно-монтажных работ – 25–30% от стоимости оборудования;

стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

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

17.3. Определение сроков окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$C_{рок} = K_{оп} / (\Delta B \cdot C_{топл}), \text{ лет},$$

где $K_{оп}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.;

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

$C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

18. Техико-экономическое обоснование эффективности использования тепловых вторичных энергоресурсов (ВЭР) в системах теплоснабжения

18.1. Расчет экономии топлива за счет использования 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 потребителя 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):

$$B_p = (Q_{кз}^{ВЭР} + Q_{тну}^{ВЭР}) \cdot b_{кот} \cdot 10^{-3} - b_{кзс}^{зэ} \cdot \mathcal{E}_{тну} \cdot 10^{-6}, \text{ т у.т.}$$

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

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

$b_{кзс}^{зэ}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фак-

тическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$\mathcal{E}_{тну}$ – расход электроэнергии, потребляемой тепловыми насосными установками (ТНУ), кВт·ч.

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

$$B_k = (Q_{кз}^{ВЭР} + Q_{тну}^{ВЭР}) \cdot b_{тэц} \cdot 10^{-3} - b_{кзс}^{зэ} \cdot \mathcal{E}_{тну} \cdot 10^{-6} - (Q_{кз}^{ВЭР} + Q_{тну}^{ВЭР}) \cdot (b_{кзс}^{зэ} - b_{тэц}^{зэ}) \cdot W \cdot 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где $b_{тэц}^{зэ}$ – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от ТЭЦ, кг у.т./Гкал;

$b_{тэц}^{зэ}$ – удельный расход топлива на выработку электроэнергии по теплофикационному циклу, г у.т./кВт·ч;

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

18.2. Определение экономической эффективности использования тепловых ВЭР.

В общем случае при сроке ввода до 1 года приведенные затраты в систему утилизации:

$$\mathcal{E}_{пр} = K_d^{ВЭР} + И^{ВЭР},$$

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

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

В данном случае (при утилизации тепловых ВЭР среднего и высокого потенциала – в контактом поверхностном экономайзере, а низкотемпературных – охлаждающей и оборотной воды – в пароконденсационных 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:

$$И^{ВЭР} = f_{ар} \cdot K_d^{ВЭР} + И_n + И_{тп} - \mathcal{E}_t$$

Годовые издержки на перекачку воды в транзитной тепловой сети:

$$И_n = N_{сн} \cdot n \cdot C_{зэ}$$

Годовые издержки на теплопотери в транзитной тепловой сети:

$$И_{тп} = q_n \cdot Q_{год} \cdot 10^{-2} \cdot C_{тэ}$$

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

n – годовое число часов работы сетевого насоса, ч;

q_n – нормативные годовые теплопотери в сети, %;

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

$C_{зэ}$ – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч;

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

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

$$\mathcal{E}_t = B_{жк} \cdot C_t, \text{ руб.},$$

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

C_t – стоимость 1 т у.т., уточняется на момент составления расчета.

Срок окупаемости дополнительных капиталовложений:

$$T = K_d^{ВЭР} / (\mathcal{E}_t - f_{ар} \cdot K_d^{ВЭР} - И_n - И_{тп}), \text{ лет},$$

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

$И_n$, $И_{тп}$ – годовые издержки на перекачку сетевой воды и теплопотери в транзитной тепловой сети;

\mathcal{E}_t – годовая экономия затрат на топливо, обусловленная использованием ВЭР в системе теплоснабжения.

19. Техико-экономическое обоснование внедрения регуляторов расхода тепловой энергии

Экономический эффект от внедрения регуляторов расхода тепловой энергии имеет следующие составляющие:

поддержание комфортной температуры воздуха в помещениях путем соблюдения заданного графика зависимости температуры теплоносителя, поступающего в систему отопления, от температуры наружного воздуха;

ликвидация весенне-осенних перетоков 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.

19.1. Расчет экономии топлива от внедрения регуляторов расхода тепловой энергии.

19.1.1. Расчет годового расхода тепловой энергии.

Годовой расход теплоты жилыми и общественными зданиями определяется по формулам:
а) на отопление жилых и общественных зданий:

$$Q_0^{год} = 24 * Q_{0, ср.} * n_0, \text{ ккал};$$

где $Q_{0, ср.}$ – среднечасовой расход тепла за отопительный период, ккал/ч;
 n_0 – продолжительность отопительного периода в сутках по числу дней с устойчивой средней суточной температурой воздуха 8°C и ниже (Брестская обл. – 187 сут, Витебская обл. – 207 сут, Гомельская обл. – 194 сут, Гродненская обл. – 194 сут, Минская обл. – 202 сут, Могилевская обл. – 204 сут);
24 – количество часов в сутках.

$$Q_{0, ср.} = Q_0 * \frac{t_{вн} - t_{ср. о.}}{t_{вн} - t_{р. о.}},$$

где Q_0 – максимальный часовой расход тепла на отопление, ккал/ч (принимается на основании проекта, технических условий на теплоснабжение или договора с энергоснабжающей организацией на теплоснабжение);

$t_{вн}$ – расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, °C (18°C – для жилых, общественных и административных зданий, 21°C – для дошкольных и детских лечебных учреждений, для производственных зданий принимается температура в зданиях характерная для конкретного производства);

$t_{ср. о.}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °C (0,2°C – Брестская обл., –2°C – Витебская обл., –1,6°C – Гомельская обл., –0,5°C – Гродненская обл., –1,6°C – Минская обл., –1,9°C – Могилевская обл.);

$t_{р. о.}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления принимаемая, как средняя температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °C (–21°C – Брестская обл., –25°C – Витебская обл., –24°C – Гомельская обл., –22°C – Гродненская обл., –24°C – Минская обл., –25°C – Могилевская обл.);

б) на вентиляцию общественных зданий:

$$Q_{в. год} = z * Q_{в. ср.} * n_0, \text{ ккал},$$

где $Q_{в. ср.}$ – среднечасовой расход тепла на вентиляцию за отопительный период, ккал/ч (принимается на основании проекта, технических условий на теплоснабжение или договора с энергоснабжающей организацией на теплоснабжение);

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

z – усредненное за отопительный период число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течении суток, ч (при отсутствии данных допускается принимать $z = 16$ ч).

$$Q_{в. ср.} = Q_{в.} * \frac{t_{вн} - t_{ср. о.}}{t_{вн} - t_{р. в.}}, \text{ ккал/ч}$$

где $Q_{в.}$ – максимальный часовой расход тепла на вентиляцию, ккал/ч (принимается на основании проекта, технических условий на теплоснабжение или договора с энергоснабжающей организацией на теплоснабжение);

$t_{вн}$ – расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, °C;

$t_{ср. о.}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °C;

$t_{р. в.}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции, принята как средняя температура воздуха наиболее холодного периода, °C (–21°C – Брестская обл., –25°C – Витебская обл., –24°C – Гомельская обл., –22°C – Гродненская обл., –24°C – Минская обл., –25°C – Могилевская обл.);

с) на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий:

$$Q_{г. в.}^{год} = 24 * Q_{г. в. ср.} * n_0 + 24 * Q_{г. в. ср.}^л * (350 - n_0), \text{ ккал},$$

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

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

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

350 – число суток в году работы системы горячего водоснабжения;

24 – количество часов в сутках.

$$Q_{г. в. ср.} = Q_{г. в.} * k; \text{ ккал/ч},$$

где $Q_{г. в.}$ – 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 (допускается принимать $k = 0,5$).

$$Q_{г. в. ср.}^л = Q_{г. в. ср.} * \frac{55 - t_{х. л.}}{55 - t_{х. з.}} * \beta; \text{ ккал/ч},$$

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

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

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

55 – температура горячей воды, °C.

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

19.1.2. Расчет годовой экономии тепловой энергии.

Экономия тепловой энергии за счет поддержания 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:

$$\Delta 1Q_0^{год} = 0,02 * Q_0^{год}, \text{ ккал}.$$

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:

$$\Delta 2Q_0^{год} = 0,12 * Q_0^{год}, \text{ ккал}.$$

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:

$$\Delta 3Q_0^{год} = 0,23 * Q_0^{год}, \text{ ккал}.$$

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

Экономия тепловой энергии за счет поддержания 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:

$$\Delta 1Q_{г. в.}^{год} = 0,02 * Q_{г. в.}^{год}, \text{ ккал}.$$

Экономия тепловой энергии за счет автоматического снижения температуры горячей воды в ночное время в жилых зданиях составляет 13% (принимается на основании практических наработок) от годового 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:

$$\Delta 2Q_{г. в.}^{год} = (0,13 \text{ или } 0,21) * Q_{г. в.}^{год}, \text{ ккал}.$$

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

$$\Delta 1Q_{в.}^{год} = 0,09 * Q_{в.}^{год}, \text{ ккал}.$$

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

$$\Delta 2Q_{в.}^{год} = 0,02 * Q_{в.}^{год}, \text{ ккал}.$$

Годовая экономия тепловой энергии $\Delta Q^{год}$ составит:

$$\Delta Q^{год} = \Delta 1Q_0^{год} + \Delta 2Q_0^{год} + \Delta 3Q_0^{год} + \Delta 1Q_{г. в.}^{год} + \Delta 2Q_{г. в.}^{год} + \Delta 1Q_{в.}^{год} + \Delta 2Q_{в.}^{год}, \text{ ккал}.$$

Годовая экономия условного топлива $\Delta B^{год}$ составит:

$$\Delta B^{год} = \Delta Q^{год} * b_{тз} * 10^{-3}, \text{ т у.т.};$$

где $b_{тз}$ – удельный расход условного топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии, кг у.т./Гкал.

19.2. Расчет капиталовложений

Стоимость проектных работ по внедрению регуляторов расхода тепловой энергии на объекте Сп.р. определяется по СНБ 1.02.06-98 «Порядок определения стоимости проектной документации в строительстве».

Стоимость регуляторов расхода $C_{рег.}$ тепловой энергии для систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения определяется на момент выполнения расчета по счетфактурам предприятия-изготовителя или поставщика оборудования, выбранного на основании тендера, и составляет:

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

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

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

$C_{рег. г. в.}$ – стоимость регулятора для системы горячего водоснабжения, руб.

Стоимость оборудования и материалов $C_{об. рег.}$ необходимых для монтажа регуляторов расхода тепловой энергии на объекте, определяется на момент выполнения расчета предприятия-изготовителя или поставщика оборудования и материалов, выбранного на основании тендера, и составляет:

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

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

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

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

Стоимость сантехнических и электротехнических монтажных работ по установке регуляторов расхода тепловой энергии на объекте $C_{м.р.}$ определяется по СНБ 8.03.101-2000... СНБ 8.03.147-2000 «Ресурсно-сметные нормы на строительные конструкции и работы», СНБ 8.03.201-2000... СНБ 8.03.236-2000 «Ресурсно-сметные нормы на монтажные работы», РСД 8.01.101-2000 «Методические указания по определению стоимости строительства предприятий, зданий и сооружений и составлению сметной документации» и составляет:

$$C_{м.р.} = C_{м.р.о.} + C_{м.р.в.} + C_{м.р.г.в.}, \text{ руб.},$$

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

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

$C_{м.р.г.в.}$ – стоимость монтажных работ по установке регулятора для системы горячего водоснабжения, руб.

Стоимость работ по наладке $C_{н.р.}$ установленных регуляторов расхода тепловой энергии определяется по ЦПНР-91 «Ценник на пусконаладочные работы» и составляет:

$$C_{н.р.} = C_{н.р.о.} + C_{н.р.в.} + C_{н.р.г.в.}, \text{ руб.},$$

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

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

$C_{н.р.г.в.}$ – стоимость работ по наладке регулятора для системы горячего водоснабжения, руб.

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

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

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 стоимости оборудования и работ (например: $C_{рег.о.} + C_{г.в.} = C_{рег.о.г.в.}$).

19.3. Определение срока окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$C_{рок.} = \frac{K_{рег.}}{\Delta B^{год} * C_{топл.}}, \text{ лет},$$

где $C_{топл.}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент выполнения расчета.

20. Техничко-экономическое обоснование внедрения когенерационной установки

20.1. Определение типа когенерационной установки и числа часов использования ее установленной мощности.

Выбор типа и мощности когенерационной установки осуществляется на основе проведенного обследования объекта энергоснабжения с целью определения его тепловой нагрузки в горячей воде и паре, а также объема потребления электрической энергии. Для ряда помещений производственного и офисного типа с целью увеличения числа использования электрической установленной мощности определяется также потребность в холоде для целей кондиционирования с использованием абсорбционных холодильных машин.

При выборе электрической мощности когенерационной установки используют следующие подходы:

- исходя из тепловой нагрузки объекта энергоснабжения;
- исходя из необходимого объема электрической энергии, т.е. из электрической нагрузки.

20.2. Выбор устанавливаемой мощности следует производить исходя из тепловой нагрузки объекта, учитывая, что наибольший эффект по экономии топливно-энергетических ресурсов, получается при работе на тепловом потреблении.

Справочно. Избыточная электрическая выработка установки, работающей на невозобновляемых источниках энергии, может передаваться юридическими лицами, не входящими в состав ГПО «Белэнерго», своим обособленным структурным подразделениям по сетям энергосистемы с оплатой услуг по передаче электроэнергии по установленному Минэкономики тарифу и (или) продаваться энергоснабжающей организации на договорных условиях. Для установок, работающих с использованием возобновляемых источников энергии, избыточная электрическая выработка приобретает энергоснабжающими организациями в полном объеме по действующим тарифам с применением установленных Минэкономики коэффициентов.

20.3. При выборе устанавливаемой мощности, исходя из электрической нагрузки объекта, требуется дополнительная установка котельного оборудования либо подключения к централизованному тепловым сетям.

20.4. Необходимо для дальнейшего расчета определить максимальную, минимальную и среднечасовую нагрузки когенерационной установки. Определение максимальной и минимальной нагрузок производится в результате обследования или при проектировании объекта. Среднечасовые определяются следующим образом:

$$Q_{час} = Q_{год} / T_{год}, \text{ Гкал/ч либо} \\ \Delta_{час} = \Delta_{год} / T_{год}, \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

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

$Q_{год}$ – годовое потребление тепловой энергии, Гкал

$\Delta_{час}$ – средняя электрическая нагрузка, кВт\cdotч

$\Delta_{год}$ – потребление электроэнергии в год, кВт\cdotч

$T_{год}$ – число часов работы в году, часов.

20.5. Исходя из полученных данных, выбирают когенерационную установку (две или более) для покрытия части максимальной тепловой нагрузки (приблизительно 85%). При этом для покрытия пиковой тепловой нагрузки используется обычно дополнительно поставленный котел. По среднечасовой и минимальной нагрузкам определяем необходимое количество когенерационных установок с целью обеспечения максимального числа часов использования установленной мощности.

20.6. Определим число часов использования установленной мощности:

$$T_{уст.} = Q_{год} \times 0,95 / Q_{уст.}, \text{ часов},$$

где $Q_{год}$ – количество тепловой энергии, потребляемой за год, Гкал

$Q_{уст.}$ – установленная тепловая мощность принятой за аналог когенерационной установки, Гкал/ч

0,95 – поправочный коэффициент на использование пикового водогрейного котла.

Расчет экономии топлива от применения когенерационной установки.

20.7. Для расчета экономии топлива при внедрении когенерационных установок необходимо знать затраты топлива на производство электрической и тепловой энергии на ней. Для этого необходимо:

20.8. По таблицам, соответствующим выбранному аналогу когенерационной установки (приложение 5), определяем коэффициент полезного действия при производстве электрической энергии по конденсационному циклу (ориентировочно 36–43%) и рассчитываем удельный расход топлива на ее производство:

$$b_3 = 123 / \eta_3 \times 100, \text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч},$$

где η_3 – коэффициент полезного действия когенерационной установки по конденсационному циклу, %.

В качестве проверки можно использовать представляемый предприятиями-изготовителями когенерационных установок расход природного газа на установку.

20.9. Определение часового расхода условного топлива на производство электроэнергии по конденсационному циклу:

$$B_3 = b_3 \times N_{уст.} / 1000, \text{ кг у.т./час},$$

где b_3 – удельный расход топлива на производство электроэнергии по конденсационному циклу, г у.т./кВт\cdotч;

$N_{уст.}$ – установленная электрическая мощность когенерационной установки, кВт.

20.10. Для упрощения расчетов при сравнении затрат на выработку электроэнергии на электростанциях ГПО «Белэнерго» и затрат на комбинированную выработку электроэнергии на когенерационных установках удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии принимается на уровне удельного расхода топлива котельной, работающей на газе, и определяется расход топлива на отпуск тепловой энергии:

$$B_{т3} = b_{т3} \times Q_{уст.}, \text{ кг у.т./час},$$

где $Q_{уст.}$ – установленная тепловая мощность принятой за аналог когенерационной установки, Гкал/час.

20.11. Определение часового расхода условного топлива на выработку электроэнергии на выбранной когенерационной установке по комбинированному циклу:

$$B_{33} = B_3 - B_{т3}, \text{ кг у.т.}$$

20.12. Определение удельного расхода топлива на производство электрической энергии на когенерационной установке:

$$b_{33} = B_{33} / N_{уст.} \times 1000, \text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч}$$

20.13. Определение выработанной электроэнергии когенерационной установкой за год:

$$\Delta_{выпр.} = N_{уст.} \times T_{уст.}, \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где $N_{уст.}$ – установленная мощность когенерационной установки, кВт;

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

20.14. Определение количества электроэнергии, отпущенной когенерационной установкой:

$$\Delta_{отп.}^{кгу} = \Delta_{выпр.} \times (1 - \alpha_{сн}^{33}), \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где $\alpha_{сн}^{33}$ – коэффициент потребления электроэнергии на собственные нужды когенерационной установки (на пусковые устройства и другое электрическое оборудование), (0,2–1,0%).

20.15. Необходимое количество электроэнергии, отпущенной с шин электростанций ГПО «Белэнерго», с учетом потерь в электрических сетях на ее транспортировку до вводов токоприемников предприятия:

$$\Delta_{отп.}^{3с} = \Delta_{отп.}^{кгу} \times (1 + \Delta_{пот.} / 100), \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где $\Delta_{отп.}^{кгу}$ – электроэнергия, отпущенная турбогенератором и потребленная предприятием, кВт\cdotч;

$\Delta_{пот.}$ – коэффициент учитывающий потери в электрических сетях, %.

20.16. Определение экономии топлива при применении выбранной когенерационной установки:

$$\Delta B^{кгу} = \Delta_{отп.}^{3с} \times b_{33}^{ср} - B_{33}, \text{ кг у.т.},$$

где $\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{эс}}$ – количество электроэнергии, отпущенной с шин электростанций ГПО «Белэнерго», с учетом потерь в электросетях на транспорт электроэнергии, тыс. кВт·ч;
 $b_{33}^{\text{эп}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;
 V_{33} – годовой расход топлива на выработку электроэнергии выбранной когенерационной установкой, кг у.т.

Расчет срока окупаемости внедрения когенерационной установки

Определение укрупненных капиталовложений на внедрение когенерационных установок на предприятиях с созданием малых ТЭЦ.

20.17. Стоимость выбранной когенерационной установки определяется по данным предприятия изготовителя аналога, принятого для расчета. В последующем уточняется по результатам тендерных торгов на поставку оборудования.

20.17.1. Стоимость электротехнических устройств составляет ориентировочно 10–15% от стоимости когенерационной установки.

20.17.2. Стоимость тепломеханической части (подвод сетевой воды, трубопроводы технической воды и т.д.) – 15–20% от стоимости когенерационной установки.

20.17.3. Стоимость строительно-монтажных работ в зависимости от:

– расположения когенерационной установки в уже существующем здании – 15–20% от стоимости оборудования;

– расположения когенерационной установки в отдельно стоящем строении – 20–30% от стоимости оборудования.

20.17.4. Стоимость проектно-изыскательных работ – 5–10% от стоимости строительно-монтажных работ.

20.17.5. Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

20.17.6. Стоимость оборудования:

$$C_{\text{об.}} = C_{\text{тг}} + (0,1 \div 0,15) \times C_{\text{тг}} + (0,15 \div 0,2) \times C_{\text{тг}}, \text{ руб.}$$

20.17.7. Капиталовложения в мероприятие:

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

20.18. Определение простого срока окупаемости мероприятия:

$$Cp_{\text{ок}} = K_{\text{тг}} / (\Delta V_{\text{тг}} \times C_{\text{топл}}), \text{ лет,}$$

где $K_{\text{тг}}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta V_{\text{тг}}$ – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т., (руб.), уточняется на момент составления расчета.

Примечание. После определения простого срока окупаемости внедрения когенерационной установки необходимо будет произвести оценку целесообразности создания такого локального энергисточника с учетом макроэкономического эффекта в масштабах республики (учесть складывающуюся ситуацию в энергосистеме в связи с вводом БелАЭС). Расчет согласно приложению 7.

21. Технико-экономическое обоснование замены аммиачных холодильных агрегатов на автономные фреоновые холодильные агрегаты (сплит-системы)

Экономический эффект при переводе холодильных камер с централизованного холодоснабжения на основе аммиачных холодильных установок на автономное с установкой фреоновых холодильных агрегатов достигается за счет: возможности оптимального подбора холодильной установки по холодовой нагрузке благодаря широкому спектру представленных на рынке установок, работающих на фреоне, исключения потерь холода при его транспортировке, исключения затрат электроэнергии на преодоление гидравлического сопротивления аммиачных трубопроводов, снижения теплопритоков в камеры после установки дополнительной теплоизоляции, фальш-потолков, тепловых завес.

Определение необходимого годового количества холода и типа фреонового холодильного агрегата

21.1. Годовой расход холода определяется как сумма годовых расходов холода для компенсации теплопритоков через ограждающие конструкции холодильника, от продуктов при их термической обработке и эксплуатационных.

Суммарный теплоприток в камеры определяется по формуле

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3, \text{ ккал/ч,}$$

где Q_1 – теплоприток через ограждающие конструкции, ккал/ч

Q_2 – теплоприток от продуктов при термической обработке, ккал/ч

Q_3 – эксплуатационный теплоприток, ккал/ч

Теплоприток через ограждающие конструкции определяется по формуле

$$Q_1 = K_0 * F * (t_{\text{н}} - t_{\text{в}}), \text{ ккал/ч,}$$

где K_0 – коэффициент теплопроводности ограждения, ккал/(м² °С) ч,

F – площадь поверхности ограждения, м²

$t_{\text{н}}$ – температура снаружи ограждения, °С,

$t_{\text{в}}$ – температура охлаждаемого помещения, °С.

21.1.1. Годовой расход холода для компенсации теплопритоков через ограждающие конструкции холодильника определяется в соответствии с ВНТП 03-86 (Ведомственные нормы технологического проектирования распределительных холодильников) по формуле

$$Q_1^{\text{г}} = Q_1 * T * \Delta t / \Delta t_{\text{max}} * k, \text{ ккал/год,}$$

где Q_1 – теплоприток через ограждающие конструкции, ккал/ч,

T – длительность охлаждения при определенной температуре кипения (число часов работы компрессоров в году), час/год (приложение 2),

Δt – разность между средней расчетной температурой наружного воздуха и температурой воздуха внутри охлаждаемого помещения, °С (приложение 3),

Δt_{max} – разность между максимальной расчетной температурой наружного воздуха и температурой воздуха внутри охлаждаемого помещения, °С (приложение 3),

k – коэффициент, учитывающий потери в трубопроводах при различных температурах кипения,

$t, \text{ }^\circ\text{C}$	-40	-30	-10
k	1,1	1,07	1,05

21.1.2. Годовой расход холода для компенсации притоков тепла от продуктов при их термической обработке $Q_{2\text{т}}$ определяется по данным учета или расчетному годовому поступлению продуктов, требующих замораживания, домораживания и хранения на холодильник в соответствии с ВНТП 03-86.

21.1.3. Годовой расход холода для компенсации эксплуатационных теплопритоков определяется по формуле

$$Q_3^{\text{г}} = Q_3 * T * k * k_1, \text{ ккал/год,}$$

где Q_3 – эксплуатационный теплоприток, ккал/ч,

T – длительность охлаждения при определенной температуре кипения (число часов работы компрессоров в году), час/год (приложение 3),

k – коэффициент, учитывающий потери в трубопроводах при различных температурах кипения,

k_1 – коэффициент, учитывающий неодновременность эксплуатационных теплопритоков (принимается равным 0,65).

Эксплуатационный теплоприток Q_3 определяется по формуле

$$Q_3 = q_1 + q_2 + q_3, \text{ ккал/ч,}$$

где q_1 – теплоприток от осветительных приборов, принимается для камер хранения – 2 ккал/м² ч, для камер термической обработки и загрузочно-разгрузочных – 4 ккал/м² ч (ВНТП 03-86),

q_2 – теплоприток от пребывания людей. Количество тепла, выделяемое человеком – 300 ккал/ч. Пребывание людей в камерах площадью до 200 м² принимается – 2–3 чел., площадью свыше 200 м² – 3–4 чел. (ВНТП 03-86),

q_3 – теплоприток от открывания дверей определяется в зависимости от назначения помещения и его площади (приложение 3).

21.2. Для обеспечения расчетного годового расхода холода по техническим характеристикам представленного на рынке фреонового холодильного оборудования выбирается тип холодильной установки.

Расчет экономии электроэнергии от замены аммиачных холодильных агрегатов на автономные фреоновые агрегаты:

21.3. Для проведения сравнительного анализа определяем годовой расход электроэнергии каждой холодильной установкой (аммиачной и фреоновой) отдельно по группам электропотребляющего оборудования (агрегат, воздухоохладители, конденсаторы, насосы и др.) по формуле

$$\mathcal{E} = N_y * K_{\text{и}} * T_{\text{с}}, \text{ кВт·ч/год,}$$

где N_y – суммарная установленная мощность группы электропотребляющего оборудования,

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования электрической мощности для соответствующей группы электропотребляющего оборудования (приложение 2),

$T_{\text{с}}$ – годовое число часов использования средней нагрузки для соответствующей группы электропотребляющего оборудования (приложение 2).

21.3.1. Определяем годовую экономию потребления электроэнергии за счет оптимальности подбора фреонового холодильного агрегата

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{потр}} = \mathcal{E}_{\text{ам}} - \mathcal{E}_{\text{фр}}, \text{ кВт·ч/год}$$

21.3.2. Для существующей системы холодоснабжения определяем потери холода при его транспортировке (методика серии 7.906.9-2 «Тепловая изоляция трубопроводов с отрицательными температурами») по формуле

$$Q_{\text{тр}} = k_{\text{из}} * \pi * \Delta t * l, \text{ ккал/ч,}$$

где $k_{\text{из}}$ – удельный коэффициент теплопередачи изолированного трубопровода, ккал/м ч °С,

Δt – разность температур снаружи и внутри трубопровода, °С,

l – длина трубопровода, м.

Магистральные трубопроводы холодоснабжения проложены, как правило, по кровлям открытым способом и изоляция их подвергается воздействию влаги. Следует учитывать, что теплоизоляционные свойства увлажненного изолирующего материала значительно ухудшаются, так как удельный коэффициент теплопередачи изоляции киз увеличивается, что приводит к росту потерь холода (Е.С. Курьлев, Н.А. Герасимов «Холодильные установки»).

Годовые потери холода составляют

$$Q_{\text{тр}}^{\text{г}} = Q_{\text{тр}} * T, \text{ ккал/год,}$$

где T – длительность охлаждения при определенной температуре кипения (число часов работы компрессоров в году), час/год (приложение 2).

21.3.3. Определяем годовое количество холода, вырабатываемое аммиачной и фреоновой холодильными установками.

Для аммиачной установки по формуле

$$Q_{ам}^Г = Q_1^Г + Q_2^Г + Q_3^Г + Q_{тр}^Г, \text{ ккал/год}$$

Для фреоновой установки по формуле

$$Q_{фр}^Г = Q_1^Г + Q_2^Г + Q_3^Г, \text{ ккал/год}$$

21.3.4. Определяем годовую экономию электроэнергии, затрачиваемой на выработку холода

$$\Delta Э_x = (Q_{ам}^Г - Q_{фр}^Г) * 1,16 * 10^{-3} * п, \text{ кВт}\cdot\text{ч/год},$$

где п – норма расхода электроэнергии на выработку холода, определяется по техническим характеристикам холодильного оборудования с учетом условий его работы, кВт·ч/кВт холода,

1,16 – коэффициент перевода тепловой энергии в электрическую.

21.3.5. Экономия электроэнергии за счет вывода из работы аммиачного насоса, необходимого для преодоления гидравлического сопротивления при транспортировке холодильного агента, $\Delta Э_n$, принимается равной потребляемой мощности насоса.

21.3.6. Определяем экономию электроэнергии от внедрения мероприятия:

$$\Delta Э = \Delta Э_{потр} + \Delta Э_x + \Delta Э_n, \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}$$

21.3.7. Определение экономии топлива от применения выбранной холодильной установки:

$$\Delta B = \Delta Э * (1 + \Delta Э_{пот} / 100) * b_{зэ}^{ср} * 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где $b_{зэ}^{ср}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета г у.т./кВт·ч;

$\Delta Э_{пот}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях, %.

Расчет срока окупаемости замены аммиачных холодильных агрегатов на автономные фреоновые

21.4. Определение укрупненных капиталовложений

Стоимость выбранной холодильной установки определяется по данным предприятия изготовителя аналога, принятого для расчета. В последующем уточняется по результатам тендерных торгов на поставку оборудования.

Стоимость демонтажных работ определяется по сметам организаций, выполняющих работы.

Стоимость проектно-изыскательных работ – 5–10% от стоимости оборудования.

В объем капиталовложений может входить стоимость работ по теплоизоляции ограждающих конструкций холодильника, которые значительно снижают теплопотери.

$$K = C_{об} + (0,05 \div 0,1) C_{об} + C_{дем} + C_{из}, \text{ руб.}$$

21.5. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$Cp_{ок} = K / (\Delta B \times C_{топл}), \text{ лет},$$

где К – капиталовложения в мероприятие, руб.;

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

$C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

22. Техничко-экономическое обоснование замены пневмотранспорта на механическую систему транспортировки

В технологическом процессе производства некоторых видов продукции для ее транспортировки от места производства до склада готовой продукции используется система пневмотранспорта. Этот вид транспортировки сыпучих материалов на предприятиях стран СНГ используется повсеместно и является традиционным, так как ранее при проектировании предпочтение отдавалось пневмотранспорту, отличающемуся высокой надежностью и безотказностью в работе. Однако вместе с тем не учитывались отрицательные характеристики пневмотранспорта, такие как высокая энергоемкость и экологическая небезопасность, присущая транспортным системам, работающим под давлением.

При замене пневматической системы транспортировки на механическую экономический эффект достигается за счет:

снижения расхода электроэнергии на производственные нужды вследствие вывода из эксплуатации энергоемкого оборудования, обеспечивающего необходимое давление для системы пневмотранспорта,

уменьшения эксплуатационных затрат.

Расчет экономии электроэнергии от замены пневмотранспорта на механическую систему транспортировки

22.1. Для проведения сравнительного анализа определяем годовые расходы электроэнергии электропотребляющим оборудованием пневматической ($\Delta Э_{пн}$) и механической ($\Delta Э_{мех}$) систем транспортировки отдельно по группам оборудования по формуле

$$\Delta Э = N_y * K_n * T_c, \text{ кВт}\cdot\text{ч/год},$$

где N_y – суммарная установленная мощность группы электропотребляющего оборудования (насосы, компрессоры для пневмотранспорта и скребковые конвейеры, ковшовые элеваторы для механической системы), кВт,

K_n – коэффициент использования электрической мощности для соответствующей группы электропотребляющего оборудования, определяется технологией производственного процесса,

T_c – годовое число часов использования средней нагрузки для соответствующей группы электропотребляющего оборудования, определяется технологией производственного процесса.

22.2. Определяем удельные расходы на транспортировку 1 тонны сыпучих материалов для пневматической ($\Delta Э_{пн}$) и механической ($\Delta Э_{мех}$) систем транспортировки по формуле

$$\Delta Э = \Delta / M, \text{ кВт}\cdot\text{ч/т},$$

где М – годовая производительность технологических линий, т/год,

Δ – годовой расход электроэнергии, кВт ч/год.

22.3. Определяем экономию электроэнергии от внедрения мероприятия

$$\Delta Э = (\Delta_{пн} - \Delta_{мех}) * M, \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}$$

22.4. Определяем экономию топлива от замены пневмотранспорта на механическую систему транспортировки с учетом потерь в электрических сетях на транспортировку электроэнергии до вводов токоприемников предприятия:

$$\Delta B = \Delta Э * (1 + \Delta Э_{пот} / 100) * b_{зэ}^{ср} * 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

$b_{зэ}^{ср}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета г у.т./кВт·ч;

$\Delta Э_{пот}$ – коэффициент потерь в электрических сетях, %.

Расчет срока окупаемости замены пневмотранспорта на механическую систему транспортировки

22.5. Определение укрупненных капиталовложений

Стоимость механической системы транспортировки сыпучих материалов определяется по данным предприятия изготовителя аналога, принятого для расчета, и уточняется по результатам тендерных торгов на поставку оборудования.

Стоимость демонтажных работ определяется по сметам организаций, выполняющих аналогичные работы.

Стоимость проектно-изыскательных работ – 5–10% от стоимости оборудования.

Стоимость строительно-монтажных работ определяется по сметам организаций, выполняющих аналогичные работы.

$$K = C_{об} + (0,05 \div 0,1) C_{об} + C_{дем} + C_{смп}, \text{ руб.}$$

22.6. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$Cp_{ок} = K / (\Delta B \times C_{топл}), \text{ лет},$$

где К – капиталовложения в мероприятие, руб.;

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

$C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

23. Техничко-экономическое обоснование внедрения энергоэффективных оконных блоков из ПВХ

Экономический эффект от внедрения оконных блоков из ПВХ достигается за счет: увеличения термосопротивления оконных блоков и уменьшения расхода тепловой энергии на компенсацию потерь тепла;

увеличения коэффициента воздухопроницаемости и уменьшения расхода тепловой энергии на нагревание наружного воздуха, поступающего путем инфильтрации через щели оконных проемов;

увеличения срока службы и отсутствия эксплуатационных затрат (оклейка, покраска).

Определение экономии тепловой энергии и топлива за счет внедрения мероприятия

23.1. Определение расхода тепловой энергии на компенсацию потерь тепла через оконные проемы:

$$Q = Q_{от} + Q_{и}, \text{ Гкал}$$

23.1.1. Основной годовой расход тепловой энергии на компенсацию потерь тепла через ограждающие конструкции оконных проемов рассчитывается по формуле:

$$Q_{от} = F_o / R_T * (t_{вн} - t_{н}) * n * T_{от} * 24 * 10^{-6}, \text{ Гкал};$$

где F_o – площадь ограждающих конструкций оконных проемов, м²;

R_T – сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций оконных проемов, м² °С ч/ккал;

$t_{вн}$, $t_{н}$ – расчетные температуры воздуха внутри помещения и наружного воздуха, °С;

n – коэффициент, зависящий от положения наружной поверхности ограждающих конструкций по отношению к наружному воздуху, принимаемый по таблице 5.3 ТКП 45-2.04-43-2006 «Строительная теплотехника»;

$T_{от}$ – длительность отопительного периода, суток;

23.1.2. Добавочный годовой расход теплоты на нагревание наружного воздуха, поступающего путем инфильтрации через щели ограждающих конструкций оконных проемов, рассчитывается по формуле:

$$Q_{и} = 0,24 * G_{и} * c * (t_{вн} - t_{н}) * A * T_{от} * 24 * 10^{-6}, \text{ Гкал};$$

где А – коэффициент, учитывающий влияние встречного теплового потока, для окон и балконных дверей с раздельными переплетами А = 0,8, со спаренными переплетами А = 1,0;

$t_{вн}$, $t_{н}$ – расчетные температуры воздуха внутри помещения и наружного воздуха, °С;

c – удельная теплоемкость воздуха, равная 1 кДж/(кг °С);

$T_{от}$ – длительность отопительного периода, суток;

$G_{и}$ – количество воздуха, поступающего в помещения жилых и общественных зданий путем инфильтрации через окна и балконные двери (кг/ч), определяемое по формуле:

$$G_n = 0,216 * F_o * \Delta P^{0,67} / R_b, \text{ кг/ч};$$

где R_b – сопротивление воздухопроницанию оконных блоков (СНБ 2.04.01), как правило принимается равным 0,56 м² ч Па/кг;

F_o – площадь ограждающих конструкций (оконных проемов), м²;

ΔP – разность давления воздуха у наружной и внутренней поверхностей ограждающих конструкций оконных проемов (Па), определяемая по формуле:

$$\Delta P = H * (\rho_n - \rho_b) + 0,5 * \rho_n * V^2 * (C_{en} - C_{ep}) * k_n, \text{ Па},$$

где H – высота здания от отметки земли до верха карниза, м;

V^2 – скорость ветра, м/с, принимается по СНБ 4.02.01-03 (приложение Е);

ρ_n и ρ_b – удельный вес внутреннего и наружного воздуха, Н/м³; определяется по формуле

$$\rho = 3463 / (273 + t);$$

ρ – плотность наружного воздуха, кг/м³; определяется по формуле

$$\rho = 353 / (273 + t_n)$$

или

$$\rho = \rho_n / 9,8;$$

C_{en}, C_{ep} – аэродинамические коэффициенты для наветренной и подветренной поверхностей ограждающих конструкций здания, принимаемые по СНиП 2.01.07; (Справочно. $C_{en} = 0,8; C_{ep} = -0,6$);

k_n – коэффициент учета изменения скоростного давления ветра в зависимости от высоты здания (z), принимаемый по СНиП 2.01.07, см. таблицу

Высота z, м	≤5	10	20	40	60	80	100	150	200	250	300	≥350
k	0,5	0,65	0,85	1,1	1,3	1,45	1,6	1,9	2,1	2,3	2,5	2,75

23.1.3. Определение годовой экономии тепловой энергии от внедрения энергоэффективных оконных блоков из ПВХ

$$\Delta Q = Q_{сущ} - Q_{зам}, \text{ Гкал};$$

где $Q_{сущ}$ – годовой расход теплоты на компенсацию потерь тепла через существующие ограждающие конструкции оконных проемов, подлежащие замене, Гкал;

$Q_{зам}$ – годовой расход теплоты на компенсацию потерь тепла через ограждающие конструкции оконных проемов, предлагаемые в качестве замены, Гкал;

23.1.4. Определение экономии топлива от снижения потребления тепловой энергии:

$$\Delta B_{т3} = \Delta Q * (1 + k_{пот} / 100) * b_{т3} * 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

где ΔQ – годовое снижение тепловых потерь через ограждающие конструкции (экономию тепловой энергии), Гкал;

$b_{т3}$ – удельный расход топлива на производство тепловой энергии на теплоисточнике, кг у.т./Гкал;

$k_{пот}^{т3}$ – коэффициент потерь в существующих тепловых сетях, %.

Расчет срока окупаемости внедрения энергоэффективных оконных блоков из ПВХ

23.2. Определение укрупненных капиталовложений:

стоимость теплоизоляционного материала и приспособлений определяется согласно договорных цен на основании тендера;

стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ;

стоимость строительно-монтажных работ – 45–50% от стоимости материала;

Капиталовложения в мероприятие:

$$K = C_m + 0,1 * C_{смр} + (0,45 \pm 0,5) * C_m, \text{ руб.}$$

23.3. Определение срока окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$Cp_{ок} = K / (\Delta B * C_{топл}), \text{ лет},$$

где K – капиталовложения в мероприятие, руб.;

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

$C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

24. Техно-экономическое обоснование децентрализации компрессорного хозяйства

В технологическом процессе производства некоторых видов продукции ряд предприятий республики использует сжатый воздух. Для его производства, как правило, имеются компрессорные станции, а для транспортировки – сеть воздухопроводов. С переходом предприятий на новые современные технологии потребность в сжатом воздухе уменьшается и содержание энергоемких компрессорных станций становится неэкономичным. Целесообразным становится применение локальных компрессоров меньшей мощности непосредственно у потребителей.

При децентрализации компрессорных станций с переходом на локальное производство сжатого воздуха экономический эффект достигается за счет:

снижения расхода электроэнергии на производственные нужды вследствие вывода из эксплуатации энергоемких поршневых компрессоров и отключения питающей подстанции, ликвидации протяженных магистральных линий подачи сжатого воздуха и исключения потерь при его транспортировке, разделения потребителей сжатого воздуха по уровням необходимого давления и

поддержания его выработки на уровне фактически необходимой потребности, снижения расхода электроэнергии за счет отключения неэкономичной станции осушки воздуха и системы оборотного водоснабжения, уменьшения эксплуатационных затрат: отсутствие необходимости диагностики и обслуживания стационарных ресиверов, прекращения отопления и содержания здания центральной компрессорной.

Расчет экономии электроэнергии от децентрализации компрессорного хозяйства

24.1. Определяем годовой расход электроэнергии при производстве сжатого воздуха централизованным способом по формуле

$$\mathcal{E}_ц = N_y * K_n * T_c, \text{ кВт·ч/год},$$

где N_y – суммарная установленная мощность группы электропотребляющего оборудования (компрессоры, питающая подстанция, станция сушки воздуха, система охлаждения поршневых компрессоров), кВт,

K_n – коэффициент использования электрической мощности электропотребляющего оборудования, определяется технологией производственного процесса,

T_c – годовое число часов использования средней нагрузки для электропотребляющего оборудования, определяется технологией производственного процесса.

24.2. Определяем годовой расход электроэнергии при обеспечении потребности производства в сжатом воздухе посредством установки локальных (винтовых) компрессоров по формуле

$$\mathcal{E}_л = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \dots + \mathcal{E}_n, \text{ кВт·ч/год},$$

где $\mathcal{E}_1, \dots, \mathcal{E}_n$ – годовой расход электроэнергии каждым локальным компрессором, который определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = N_y * K_n * T_c, \text{ кВт·ч/год},$$

где N_y – установленная мощность компрессора, кВт;

K_n – коэффициент использования электрической мощности;

T_c – годовое число часов использования средней нагрузки.

24.3. Определяем экономию электроэнергии от снижения потерь при включении магистральных трубопроводов подачи сжатого воздуха и от применения автоматической регулировки производительности новых компрессоров, которая составляет порядка 12%

$$\mathcal{E}_{тр} = 0,12 * \mathcal{E}_ц, \text{ кВт·ч/год}$$

24.4. Определяем экономию электроэнергии от внедрения мероприятия:

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_ц + \mathcal{E}_{тр} - \mathcal{E}_л, \text{ кВт·ч/год}$$

24.5. Определяем экономию топлива от децентрализации компрессорного хозяйства с установкой локальных компрессоров с учетом потерь в электрических сетях на транспортировку электроэнергии до вводов токоприемников предприятия:

$$\Delta B = \Delta \mathcal{E} * (1 + k_{пот}^{э3}) * b_{э3}^{cp} * 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где $b_{э3}^{cp}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, гу.т./кВт·ч;

$k_{пот}^{э3}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях, %.

Расчет срока окупаемости децентрализации компрессорного хозяйства

24.6. Определение укрупненных капиталовложений:

24.6.1. Тип локального компрессора подбирается по потребности производства в сжатом воздухе и необходимому давлению.

Предварительная стоимость локальных компрессоров определяется по прайс-листам предприятий-изготовителей и уточняется по результатам тендерных торгов на поставку оборудования.

24.6.2. Стоимость демонтажных работ определяется по сметам организаций, выполняющих аналогичные работы.

24.6.3. Стоимость проектно-изыскательных работ – 5–10% от стоимости оборудования.

24.6.4. Стоимость строительно-монтажных работ определяется по сметам организаций, выполняющих аналогичные работы.

$$K = C_{об} + (0,05 \pm 0,1) C_{об} + C_{дем} + C_{смр}, \text{ руб.}$$

24.7. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$Cp_{ок} = K / (\Delta B * C_{топл}), \text{ лет},$$

где K – капиталовложения в мероприятие, руб.;

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

$C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т., (руб.), уточняется на момент составления расчета.

25. Техно-экономическое обоснование применения энергоэкономичных осветительных приборов с автоматической регулировкой

Экономический эффект от применения энергоэкономичных осветительных приборов с ЭПРА и автоматической регулировкой достигается за счет:

повышения излучающей способности ламп с использованием более высокой частоты колебания электрического тока и, как следствие, снижения мощности ламп при сохранении освещенности;

исключения стробоскопического явления, характерного для люминесцентных ламп, и шума электромагнитных дросселей

поддержания точного уровня освещенности без запаса и автоматического регулирования светового потока относительно интенсивности естественного освещения.

Определение экономии топлива от применения энергоэкономичных осветительных приборов с автоматической регулировкой

25.1. Определение расхода топлива при применении ламп накаливания либо люминесцентных ламп с электромагнитным дросселем.

25.1.1 Определение потребляемого количества электроэнергии при работе освещения:

$$\mathcal{E}_1 = \Sigma (n_i * N_{ли} * T_{pi}), \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где n_i – количество осветительных приборов одинаковой мощности, шт.;
 $N_{ли}$ – мощность применяемых одинаковых ламп, кВт;
 T_{pi} – число часов работы в году, часов.

25.1.2. Определение расхода топлива на отпуск электроэнергии, используемой на освещении:

$$B_1 = \mathcal{E}_1 * (1 + k_{пот}^{эз} / 100) * b_{эз} * 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где $b_{эз}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$k_{пот}^{эз}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях.

Расход электроэнергии, необходимый для освещения, принимается от замыкающей станции энергосистемы с учетом потерь в электрических сетях.

25.2. Определение расхода топлива при применении люминесцентных ламп с электронной пускорегулирующей аппаратурой:

25.2.1. Определение потребляемого количества электроэнергии при работе освещения с применением осветительных приборов с автоматической регулировкой светового потока:

$$\mathcal{E}_2 = \Sigma (k_i * (1 - 0,3) * N_{эли} * T_{pi}), \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где k_i – количество энергоэкономичных осветительных приборов одинаковой мощности, шт.;

$N_{эли}$ – мощность применяемых одинаковых осветительных приборов с автоматической регулировкой, кВт;

T_{pi} – число часов работы в году, часов.

Снижение потребления электроэнергии осветительными приборами за счет автоматизации достигает 30%, из которых 10% – за счет поддержания освещенности на уровне 500 лк без запаса, 20% – за счет автоматического регулирования светового потока относительно естественного освещения.

25.2.2. Определение расхода топлива на отпуск электроэнергии, используемой на освещение:

$$B_2 = \mathcal{E}_2 * (1 + k_{пот}^{эз} / 100) * b_{эз} * 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где $b_{эз}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$k_{пот}^{эз}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях, %.

При этом электроэнергия, необходимая для освещения, принимается от замыкающей станции энергосистемы с учетом потерь в электрических сетях.

25.3. Определение экономии топлива от внедряемого мероприятия:

$$\Delta B = B_1 - B_2, \text{ т у.т.}$$

Расчет срока окупаемости при внедрении энергоэкономичных осветительных приборов с автоматической регулировкой

25.4. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25–30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{оп} = C_{об} + 0,1 * C_{смп} + (0,25 \div 0,3) * C_{об} + (0,03 \div 0,05) * C_{об}, \text{ руб.}$$

25.5. Определение сроков окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$Cp_{ок} = K_{оп} / (\Delta B * C_{топл}), \text{ лет},$$

где $K_{оп}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.;

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

$C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

26. Технико-экономическое обоснование внедрения эффективных пластинчатых теплообменников вместо кожухотрубных

Экономический эффект от внедрения пластинчатых теплообменников достигается за счет:

увеличения коэффициента теплопередачи;

уменьшения потерь тепловой энергии по сравнению с кожухотрубным теплообменником вследствие уменьшения наружной поверхности теплообменника (при равной тепловой нагрузке) и более полного использования тепла в процессе теплообмена;

наличия возможности изменения параметров теплообменника (площади поверхности теплообмена, коэффициента теплопередачи);

увеличения срока службы, удешевления и простоты обслуживания, отсутствия необходимости в теплоизоляции.

Определение экономии теплоэнергии и топлива за счет внедрения мероприятия

26.1. Определение годовой экономии тепловой энергии при установке пластинчатого теплообменника за счет снижения потерь:

$$\Delta Q_{пот} = Q_{кож} - Q_{пласт}, \text{ Гкал};$$

где $Q_{кож}$ – потери тепловой энергии кожухотрубным теплообменником, Гкал;

$Q_{пласт}$ – потери тепловой энергии пластинчатым теплообменником, Гкал.

Определяем площади наружных поверхностей теплообмена кожухотрубного ($S_{кож}$) теплообменника

$$S_{кож} = (\pi * D * L + \pi * D^2) * n, \text{ м}^2,$$

где $\pi = 3,14$;

D – наружный диаметр корпуса (секции);

L – длина корпуса (секций);

n – количество корпусов (секций).

Расчет и подбор пластинчатых теплообменников производится организацией-производителем с помощью специальной компьютерной программы на основании данных, предоставляемых заказчиком, при этом для каждой модели и типа теплообменника площадь поверхности теплообмена указана в каталогах выпускаемого оборудования. При отсутствии данных, можно рассчитать по формуле пластинчатого ($S_{пласт}$) теплообменника

$$S_{пласт} = S_{пласт} * n, \text{ м}^2$$

где $S_{пласт}$ – площадь наружной поверхности пластины (указывается в паспортных данных теплообменника), м²;

n – количество пластин.

26.1.1. Определяем годовые потери тепловой энергии каждым теплообменником ($Q_{кож}$ и $Q_{пласт}$) по формуле:

$$Q = S * q * (t_1 - t_2) * n * T, \text{ Гкал},$$

где S – площадь наружной поверхности теплообмена, м²;

q – плотность теплового потока, ккал/м² (табл. 3 СНИП 2.04.14-88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»);

$(t_1 - t_2)$ – разность температур наружной поверхности теплообменника и внутреннего воздуха в помещении, °С;

T – продолжительности периода работы теплообменника в году, суток;

n – число часов работы теплообменника в сутки, ч/сутки;

26.1.2. Определение экономии тепловой энергии за счет увеличения коэффициента теплопередачи:

$$\Delta Q_T = Q_{потр} * \frac{(k_{пласт} - k_{кож})}{k_{кож}}, \text{ Гкал},$$

где $Q_{потр}$ – годовая потребность в тепловой энергии;

$k_{пласт}$, $k_{кож}$ – коэффициенты теплопередачи.

Коэффициент теплопередачи у пластинчатых теплообменников, как правило, на 5–10% выше, чем у кожухотрубных.

26.1.3. Определение годовой экономии тепловой энергии:

$$\Delta Q = \Delta Q_{пот} + \Delta Q_T, \text{ Гкал},$$

где $\Delta Q_{пот}$ – снижение годового расхода теплоэнергии на компенсацию ее потерь при замене кожухотрубного теплообменника на пластинчатый, Гкал;

ΔQ_T – годовая экономия теплоэнергии за счет увеличения коэффициента теплопередачи, Гкал.

26.1.4. Определение экономии топлива от снижения потребления тепловой энергии:

$$\Delta B_{тз} = \Delta Q * (1 + k_{пот}^{тз} / 100) * b_{тз} * 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

где ΔQ – годовая экономия тепловой энергии, Гкал;

$b_{тз}$ – удельный расход топлива на производство тепловой энергии на теплоисточнике, кг у.т./Гкал;

$k_{пот}^{тз}$ – коэффициент потерь в существующих тепловых сетях, %.

26.2. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость основного и вспомогательного оборудования и материалов принимается по договорным ценам, определенным на основании конкурсного отбора.

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 45–50% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K = C_{обор} + 0,1 * C_{смп} + (0,45 \div 0,5) * C_{обор}, \text{ руб.}$$

26.3. Определение срока окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$Cp_{ок} = K / (\Delta B_{тз} * C_{топл}), \text{ лет},$$

где K – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B_{тз}$ – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

27. Техничко-экономическое обоснование создания мини-ТЭЦ на местных видах топлива
В случае внедрения мини-ТЭЦ, работающей на местных видах топлива (МВТ), экономический эффект достигается за счет:

- снижения расхода электро- и теплотенергии вследствие децентрализации и исключения потерь при транспортировке,
- замещения дорогостоящих импортируемых видов топлива более дешевыми местными видами топлива,
- повышения надежности электроснабжения,
- исключения сетевой составляющей в себестоимости производства и потребления электроенергии.

Расчет экономии электро- и теплотенергии от создания мини-ТЭЦ на местных видах топлива

27.1. Определение расхода топлива на выработку необходимой потребителю электро- и теплотенергии в энергосистеме и на теплоисточнике с учетом потерь на ее транспортировку: на выработку электроенергии

$$B_{эз} = \mathcal{E} \times (1 + k_{пот}^{эз} / 100) \times b_{эз} \times 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

- где \mathcal{E} – потребность в электроенергии, кВт·ч;
- $k_{пот}^{эз}$ – коэффициент потерь электроенергии в электросетях;
- $b_{эз}$ – удельный расход топлива на отпуск электроенергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч.

на выработку тепловой энергии

$$B_{тз} = Q \times (1 + k_{пот}^{тз} / 100) \times b_{тз} \times 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

- где Q – потребность в тепловой энергии, Гкал;
- $b_{тз}$ – удельный расход топлива на производство тепловой энергии на теплоисточнике, кг у.т./Гкал;

$k_{пот}^{тз}$ – коэффициент потерь тепловых сетях, %.

27.2. Определяем суммарный расход топлива при выработке электро- и теплотенергии на централизованных источниках:

$$B_1 = B_{эз} + B_{тз}, \text{ т у.т.}$$

27.3. Определяем годовой расход топлива (МВТ) при производстве электро- и теплотенергии на мини-ТЭЦ по формуле:

$$B_2 = B_{эз}^{тэц} + B_{тз}^{тэц}, \text{ т}$$

27.3.1. Годовой расход топлива при производстве теплотенергии на мини-ТЭЦ определяем по формуле:

$$B_{тз}^{тэц} = (Q_ч \times T \times b_{тз}^{МВТ} / (K_{МВТ})) \times 10^3, \text{ т},$$

- где $Q_ч$ – среднечасовая нагрузка котельной, Гкал/час;
- T – число часов работы в год, часов;
- $K_{МВТ}$ – топливный эквивалент местного вида топлива для перевода в условное топливо (Приложение 1);

$b_{тз}^{МВТ}$ – удельный расход топлива при работе на местном виде топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал:

$$b_{тз}^{МВТ} = 142,86 / (\eta_{МВТ} \times 10^{-2}),$$

$\eta_{МВТ}$ – коэффициент полезного действия котла на местных видах топлива, %.

27.3.2. Годовой расход топлива при производстве электроенергии на мини-ТЭЦ определяем по формуле:

$$B_{эз}^{тэц} = (\mathcal{E} \times Q_ч \times T \times b_{эз}^{МВТ} / (K_{МВТ})) \times 10^{-6}, \text{ т},$$

где $b_{эз}^{МВТ}$ – удельный расход топлива на выработку электроенергии по теплофикационному циклу при работе на местном виде топлива, г у.т./кВт·ч;

\mathcal{E} – удельная выработка электроенергии по теплофикационному циклу, кВт·ч/Гкал.

27.4. Определение экономии в денежном выражении за счет разницы в стоимости сжигаемого топлива:

$$\Delta C_{топл} = B_1 \times C_1 - B_2 \times C_2, \text{ руб.},$$

- где C_1 – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета;
- C_2 – стоимость тонны МВТ (м^3 и т.д.), руб./тонну (м^3 и т.д.);
- B_1 – расход топлива при выработке электро- и теплотенергии на централизованных источниках, т у.т.;
- B_2 – расход топлива (МВТ) при производстве электро- и теплотенергии на мини-ТЭЦ, т (м^3 и т.д.).

27.5. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется проектно-сметной документацией и уточняется по результатам тендерных торгов на его поставку.

Стоимость проектных работ составляет 5–10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25–30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K = C_{об} + (0,05 \div 0,1) C_{смп} + (0,25 \div 0,3) \times C_{об} + (0,03 \div 0,05) \times C_{об}, \text{ руб.}$$

27.6. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$Cp_{ок} = K / \Delta C_{топл}, \text{ лет},$$

где K – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta C_{топл}$ – экономия в денежном выражении от внедрения мероприятия, руб.

28. Техничко-экономическое обоснование использования тепловых насосных установок (ТНУ) в системах теплоснабжения

Экономия топлива за счет использования тепловых ВЭР с использованием ТНУ

Расчет выхода 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 (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.

28.1. Годовая экономия топлива при использовании тепловых ВЭР с установкой ТНУ в раздельной схеме энергоснабжения (теплоснабжение от котельной):

$$B_p = (b_{кот} \times Q_{ТНУ}^{ВЭР}) \times 10^{-3} - b_{кэс} \times \mathcal{E}_{ТНУ} \times 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где $Q_{ТНУ}^{ВЭР}$ – годовой отпуск теплоты в систему теплоснабжения, утилизируемой теплонасосной установкой (ТНУ), Гкал;

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

28.2. Годовая экономия топлива при использовании ВЭР с установкой ТНУ в комбинированной схеме энергоснабжения (теплоснабжение от ТЭЦ):

$$B_k = b_{кот} \times Q_{ТНУ}^{ВЭР} \times 10^{-3} - b_{кэс} \times \mathcal{E}_{ТНУ} \times 10^{-6} - Q_{ТНУ}^{ВЭР} \times (b_{кэс} \times \mathcal{E}_{ТНУ} \times 10^{-6} - b_{тз} \times 10^{-6}) \times W \times 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где $b_{кэс} \times \mathcal{E}_{ТНУ}$ – удельный расход топлива на отпуск электроенергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$b_{тз} \times 10^{-6}$ – удельный расход топлива на выработку электроенергии по теплофикационному циклу, г у.т./кВт·ч;

W – удельная выработка электроенергии по теплофикационному циклу в энергосистеме, кВт·ч/Гкал.

Определение экономической эффективности использования тепловых ВЭР с установкой ТНУ.

28.3. При сроке ввода ТНУ до 1 года приведенные затраты в систему утилизации составят:

$$Z_{пр} = K_{д}^{ВЭР} + И^{ВЭР},$$

где $K_{д}^{ВЭР}$ – дополнительные капиталовложения, связанные с использованием тепловых ВЭР и установкой ТНУ.

28.3.1. Определение дополнительных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25–30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Дополнительные капиталовложения в мероприятие составят:

$$K_{д}^{ВЭР} = C_{об} + 0,1 \times C_{смп} + (0,25 \div 0,3) \times C_{об} + (0,03 \div 0,05) \times C_{об}, \text{ руб.},$$

где $И^{ВЭР}$ – ежегодные издержки, связанные с использованием тепловых ВЭР и установкой ТНУ.

В данном случае (при утилизации тепловых ВЭР охлаждающей и оборотной воды в пароконденсационных ТНУ) дополнительные капиталовложения, связанные с комплексным использованием тепловых ВЭР – капиталовложения в ТНУ, в промежуточные теплообменники, в транзитную тепловую сеть, сетевую насосную установку и др.

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

$$И^{ВЭР} = f_{ар} \times K_{д}^{ВЭР} + И_{п} + И_{тн},$$

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

$И_{п}$, $И_{тн}$ – годовые издержки на перекачку сетевой воды и теплопотери в транзитной тепловой сети.

28.3.2.1. Годовые издержки на перекачку воды в транзитной тепловой сети:

$$И_{п} = N_{сн} \times n \times C_{эз}$$

28.3.2.2. Годовые издержки на теплопотери в транзитной тепловой сети:

$$И_{тн} = Q_{н} \times Q_{ТНУ}^{ВЭР} \times C_{тз}$$

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

n – годовое число часов работы сетевого насоса, ч;

$Q_{н}$ – нормативные годовые теплопотери в сети, %;

$Q_{ТНУ}^{ВЭР}$ – годовой отпуск теплоты за счет использования ВЭР с установкой ТНУ, Гкал;

$C_{эз}$ – тариф на электроенергию, руб./кВт·ч;

$C_{тз}$ – тариф за тепловую энергию, руб./Гкал.

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

$$\mathcal{E}_т = B_p (B_k) \times C_t, \text{ руб.},$$

где $V_p (V_k)$ – годовая экономия топлива при использовании ВЭР с установкой ТНУ в раздельной либо комбинированной схеме энергоснабжения, т. у.т.;

C_t – стоимость 1 т у.т., уточняется на момент составления расчета;

\mathcal{E}_t – годовая экономия затрат на топливо, обусловленная использованием ВЭР в системе теплоснабжения, руб.

28.5. Срок окупаемости дополнительных капиталовложений:

$$T = K_d^{ВЭР} / (\mathcal{E}_t - f_{ар} * K_d^{ВЭР} - I_n - I_{тп}), \text{ лет.}$$

29. Техно-экономическое обоснование строительства малой гидроэлектростанции

Водоэнергетический расчет, определение установленной мощности ГЭС и условного числа часов использования установленной мощности

Расчет гидроэнергетического потенциала (ГЭП) речного стока выполняется на основе результатов гидрологических изысканий. По результатам изысканий определяются возможные варианты нормального подпорного уровня (НПУ) гидроузла для обеспечения расчетного напора на ГЭС, обеспечивающего экономическую целесообразность строительства гидроэлектростанции. Выбор отметки НПУ обусловлен соотношениями незатопления значительного количества земель и охраны окружающей среды.

Расчеты выполняются для среднего по водности года 50% обеспеченности и для маловодных лет 75% и 95% обеспеченности. При проведении расчетов исходят из возможности вести регулирование стока в зависимости от полезного объема водохранилища. При малой полезной емкости водохранилища может быть осуществлено лишь суточное регулирование. В этом случае ГЭС рассчитывается для работы в режиме водотока.

При определении ГЭП, обосновании компоновки и размеров конструкций сооружений необходимо иметь в виду, что при работе в будущем в составе каскада ГЭС (если выше по течению будет размещаться водохранилище с достаточно большим объемом, емкость которого позволит производить долговременное регулирование), расчетные расходы через данный гидроузел могут возрасти. Компоновка гидроузла должна позволить в дальнейшем произвести реконструкцию ГЭС с целью увеличения ее мощности.

Проводятся исследования гидроэнергетического потенциала водотока и при уменьшенных и при повышенных уровнях (по сравнению с принятыми уровнями) воды в верхнем бьефе.

29.1. Значение годового гидроэнергетического потенциала для лет различной обеспеченности определяется как сумма произведений количества часов в месяце на ежемесячные значения теоретической мощности НГЭС гидроэлектростанции. Значение НГЭС определяется по формуле:

$$N_{ГЭС} = 9,81 * Q * H * K_f,$$

где Q – среднемесячное значение расхода в м³/с;

H – величина напора, в метрах (м), определяемая как разность отметки НПУ водохранилища и отметки в нижнем бьефе ГЭС;

K_f – коэффициент полезного действия гидроэнергетического оборудования.

При расчетах необходимо учитывать работает ли ГЭС в каскаде ГЭС. При работе вне каскада среднемесячные значения отметок нижнего бьефа зависят от топографических характеристик, расходов воды в нижнем бьефе и сезонных особенностей водного режима. Данные отметки определяются на основании изысканий. При работе ГЭС в каскаде значения отметок нижнего бьефа определяются условиями эксплуатации нижерасположенной ГЭС.

Данный расчет приведен для случая, когда в верхнем бьефе плотины поддерживается постоянный уровень воды.

Методика определения установленной мощности для объектов малой энергетики значительно упрощается по той причине, что удельный вес малых гидроэлектростанций в государственных энергосистемах составляет менее 2%. Изменение их мощности практически не сказывается на экономичности работы энергосистемы.

29.2. В общем случае установленная мощность ГЭС состоит из трех слагаемых:

$$N_{уст} = N_{гар} + N_{сез} + N_{рез},$$

где $N_{гар}$, $N_{сез}$ и $N_{рез}$ – соответственно, гарантированная, сезонная и резервная мощности. Гарантированная – это мощность, с которой ГЭС участвует в покрытии графика нагрузки энергосистемы. При малом удельном весе ГЭС в энергосистеме, обеспеченности мощности можно принять в пределах 74–85%.

Сезонная – это мощность, позволяющая увеличить выработку электроэнергии малой ГЭС и тем самым сэкономить топливо в периоды, когда ресурс водотока превосходит гарантированную мощность.

Резервная – мощность, которая может быть расположена на малой ГЭС и значение которой устанавливается, исходя из потребности в резерве энергосистемы в целом.

29.3. При наличии ограничений полезной емкости водохранилища для проведения суточного регулирования, при назначении установленной мощности малой ГЭС ее можно принимать равной сумме гарантированной и сезонной мощностей ГЭС, равной при этом мощности по водотoku, обеспеченной на 10...15%, то есть:

$$N_{гар} + N_{сез} = N_{вод(10-15)\%}$$

Что касается резервной мощности, то при значительной сезонной мощности (свыше 10% от гарантированной мощности), специально резервная мощность может не проектироваться и установленная мощность в таком случае определяется по последней формуле.

29.4. После определения установленной мощности ГЭС уточняется возможная выработка электроэнергии ($\mathcal{E}^{ГЭС}$), кВт·ч, т. е. учитывается ограничение по установленной мощности по формуле:

$$\mathcal{E}^{ГЭС} = N^{ГЭС} * \Delta t,$$

где $N^{ГЭС}$ – мощность ГЭС, (кВт), обеспеченная расходом и напором, но не превышающая значения установленной мощности, т.е. $N^{ГЭС} \leq N_{уст}^{ГЭС}$;

Δt – интервал времени, в течение которого ГЭС работает с мощностью $N^{ГЭС}$, ч.

29.5. Далее производится деление расходов реки, возможных к использованию (Q), при работе ГЭС в режиме водотока на расходы ГЭС и сбросные расходы. При этом расходы ГЭС в периоды, когда $N_{вод}^{ГЭС} \geq N_{уст}^{ГЭС}$, будут не выше пропускной способности турбины ГЭС (расчетного расхода ГЭС) ($Q^{ГЭС}$), м³/с, определяемой по формуле:

$$Q^{ГЭС} = \frac{N_{уст}^{ГЭС}}{9,81 * H_p * \eta_a},$$

где H_p – расчетный напор ГЭС, (м), значение которого рекомендуется принимать равным средневзвешенному напору ($H_{ср.взв}$).

29.6. Сбросной расход реки ($Q_{сбр}$), м³/с, определяется по формуле:

$$Q_{сбр} = Q - Q^{ГЭС}$$

29.7. Средневзвешенный напор ГЭС ($H_{ср.взв}$), (м), необходимый для установления расчетного напора (H_p) и выбора параметров энергетического оборудования, определяется по формуле:

$$H_{ср.взв} = \frac{\sum (\mathcal{E}_{вод}^{ГЭС} * H)}{\sum \mathcal{E}_{вод}^{ГЭС}},$$

или

$$H_{ср.взв} = \frac{\sum (H * N_{вод}^{ГЭС} * \Delta t)}{\sum (N_{вод}^{ГЭС} * \Delta t)},$$

где $\mathcal{E}_{вод}^{ГЭС}$ – соответственно, выработка электроэнергии, кВт·ч;

$N_{вод}^{ГЭС}$ – мощность ГЭС по водотoku, кВт;

H – полезный напор, м;

Δt – продолжительность расчетного интервала времени, ч.

29.8. Определяется условное число часов использования установленной мощности ГЭС:

$$T_{уст.} = \mathcal{E}^{ГЭС} / N_{уст.}, \text{ часов.}$$

Расчет экономии топлива при строительстве малой ГЭС

Для расчета экономии топлива при строительстве малой ГЭС необходимо знать количество вырабатываемой на ГЭС электроэнергии ($\mathcal{E}^{ГЭС}$), а также затраты топлива на производство такого же количества электрической энергии на замещающей электростанции.

29.9. Определение экономии топлива от строительства малой ГЭС:

29.9.1. Определение количества электроэнергии, отпущенной малой ГЭС:

$$\mathcal{E}_{отп.}^{ГЭС} = \mathcal{E}^{ГЭС} * (1 - \alpha_{сн}^{39}/100), \text{ кВт·ч,}$$

где $\alpha_{сн}^{39}$ – коэффициент потребления электроэнергии на собственные нужды малой ГЭС (на электрическое оборудование), принимается равным в диапазоне 1–2%.

29.9.2. Необходимое количество электроэнергии, отпущенной с шин электростанций ГПО «Белэнерго», с учетом потерь в электрических сетях:

$$\mathcal{E}_{отп.}^{3с} = \mathcal{E}_{отп.}^{ГЭС} * (1 + \Delta \mathcal{E}_{пот.}/100), \text{ кВт·ч,}$$

где $\mathcal{E}_{отп.}^{ГЭС}$ – электроэнергия, отпущенная ГЭС и потребленная предприятием, кВт·ч;

$\Delta \mathcal{E}_{пот.}$ – коэффициент потерь в электрических сетях при транспорте электроэнергии, %.

Экономия топлива от строительства малой ГЭС:

$$\Delta B^{ГЭС} = \mathcal{E}_{отп.}^{3с} * b_{3с}^{ср} * 10^{-6}, \text{ т у.т.,}$$

где $\mathcal{E}_{отп.}^{3с}$ – количество электроэнергии, отпущенной с шин электростанций ГПО «Белэнерго», с учетом потерь в электросетях, кВт·ч;

$b_{3с}^{ср}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч.

29.10. Расчет срока окупаемости строительстве малой ГЭС

Необходимо определить укрупненные капиталовложения для строительства малой ГЭС. Стоимость строительства малой ГЭС определяется по сметам или по аналогу, принятому для расчета. В последующем проводятся уточнения в результате выполнения строительного проекта. Капиталовложения определяются как КГЭС.

29.10.1. Определение срока окупаемости строительства малой ГЭС:

$$Cp_{ок} = K_{ГЭС} / (\Delta B^{ГЭС} * C_{топл}), \text{ лет,}$$

где $K_{ГЭС}$ – капиталовложения в строительство малой ГЭС, руб.;

$\Delta B^{ГЭС}$ – экономия топлива от строительства малой ГЭС, т у.т.;

$C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т., (руб.), уточняется на момент составления расчета.

30. Техно-экономическое обоснование внедрения автоматических систем компенсации реактивной мощности

При использовании автоматических систем компенсации реактивной мощности важным направлением в экономии электроэнергии и рациональном ее использовании является повышение коэффициента мощности ($\cos \phi$). Коэффициент мощности – величина, показывающая, какую часть потребляемой полной мощности составляет активная. При одной и той же используемой мощности электроприемник с низким коэффициентом мощности потребляет больший ток, что вызывает увеличение нагрузки линии электропередач и трансформаторов. Это ведет к уменьшению эксплуатационной мощности трансформатора, генератора и увеличивает потери электроэнергии в сетях. Так при уменьшении коэффициента мощности от 1 до 0,5 потери электроэнергии увеличиваются в четыре раза.

Расчет экономии электроэнергии от внедрения автоматических систем компенсации реактивной мощности

30.1. Определение реактивной мощности компенсирующих устройств:

$$Q_{кв} = P_{ср} \times K_{квар},$$

где $P_{ср}$ – среднегодовая активная мощность, кВт;

$K_{квар}$ – коэффициент, получаемый из таблицы в соответствии со значениями коэффициентов мощности $\cos \phi_1$ и $\cos \phi_2$, квар/кВт (Приложение б).

30.2. Годовая экономия электроэнергии при установке компенсирующих устройств:

$$\Delta \mathcal{E} = Q_{кв} \times K_3 \times t \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где $Q_{кв}$ – потребляемая мощность компенсирующего устройства, квар;

K_3 – экономический эквивалент, равный 0,1 кВт/квар;

t – количество часов работы компенсирующего устройства в год, ч.

30.3. Годовая экономия условного топлива от внедрения автоматических систем компенсации реактивной мощности с учетом потерь на транспорт электроэнергии в электросетях:

$$\Delta B = \Delta \mathcal{E} \cdot b_3 \cdot (1 + k_{пот}/100) \cdot 10^{-6}, \text{ т у.т.};$$

где b_3 – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$k_{пот}$ – потери электроэнергии в электросетях (с учетом распределительных) в системе концерна "Белэнерго".

30.4. Расчет сроков окупаемости внедрения автоматических систем компенсации реактивной мощности.

Капитальные вложения, связанные с внедрением автоматической системы компенсации реактивной мощности, по сравнению с установками без него, определяются по укрупненным показателям, исходя из следующих предпосылок:

- стоимость оборудования и материалов, $C_{об}$, определяется проектно-сметной документацией и уточняется по результатам тендерных торгов на его поставку, рубли;
 - стоимость проектных работ принимается равной 5–10% от стоимости строительно-монтажных работ (СМР), $C_{смп}$, рубли;
 - стоимость СМР – 25–30% от стоимости оборудования и материалов, рубли;
 - стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования и материалов, рубли.
- Капиталовложения в мероприятие определяются следующим образом, руб.:

$$\Delta K = C_{об} + (0,05 \pm 0,1) C_{смп} + (0,25 \pm 0,3) \times C_{об} + (0,03 \pm 0,05) \times C_{об}.$$

В состав затрат на оборудование и материалы входят расходы на приобретение теплоутилизатора, дополнительных воздухопроводов и их элементов, замену вентиляторов (если требуется) и других материалов и оборудования, необходимых для реализации мероприятия.

30.5. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$Ср_{ок} = \Delta K / (\Delta B \times C_{топл}), \text{ лет},$$

где ΔK – капиталовложения в мероприятие, руб.;

ΔB – экономия условного топлива от внедрения автоматических систем компенсации реактивной мощности, т у.т.;

$C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

31. Технико-экономическое обоснование внедрения теплоутилизаторов в системах механической приточно-вытяжной вентиляции и кондиционирования воздуха

Экономический эффект от внедрения теплоутилизаторов в системах механической приточно-вытяжной вентиляции и кондиционирования воздуха в первую очередь достигается в результате уменьшения расхода тепловой энергии на нагрев приточного воздуха, подаваемого в обслуживаемые помещения. Нагрев приточного воздуха в теплоутилизаторе происходит за счет отвода теплоты от потока удаляемого воздуха к наружному приточному воздуху.

В зависимости от типа теплообменников различают пластинчатые рекуперативные и роторные регенеративные теплоутилизаторы.

Роторные регенеративные теплоутилизаторы нельзя использовать в системах вентиляции и кондиционирования воздуха, в которых не допускается рециркуляция удаляемого воздуха.

При отрицательных температурах наружного воздуха возможно обледенение поверхности пластинчатых рекуперативных теплоутилизаторов. Для исключения этого явления часть холодного наружного воздуха должна подаваться в обход теплоутилизатора по обводному каналу с автоматически регулируемой дроссельной заслонкой. В климатических условиях Республики Беларусь обледенения роторных регенеративных теплообменников, в отличие от пластинчатых, практически не происходит, и специальных мер защиты от обмерзания в этом случае предпринимать нет необходимости.

31.1. Определение экономии теплоты и топлива за счет внедрения мероприятия.

Количество сэкономленной тепловой энергии, полезно возвращаемой теплоутилизатором, складывается из потока явной теплоты, обусловленной температурой удаляемого воздуха, и потока скрытой теплоты, выделяющейся в пределах поверхности теплоутилизатора при конденсации содержащейся в удаляемом воздухе влаги.

31.1.1. Тепловая мощность теплоутилизатора для каждого i -го часа его работы вычисляется по формуле, Гкал/ч:

$$Q_{i,m,y} = 0,24 \cdot \epsilon_{tot} \cdot (t_{i,l} - t_{i,ext}) \cdot c \cdot L_{i,ext} \cdot 10^{-6}$$

где ϵ_{tot} – тепловая эффективность теплоутилизатора по полной теплоте;

$t_{i,l}$ – температура удаляемого воздуха, °С;

$t_{i,ext}$ – температура наружного воздуха, °С;

c – теплоемкость воздуха, кДж/(м³·°С);

$L_{i,ext}$ – объемный расход наружного приточного воздуха, м³/ч.

31.1.2. Тепловая эффективность теплоутилизатора равна:

$$\epsilon_{tot} = \epsilon_t + \Delta \epsilon_d$$

где ϵ_t – тепловая эффективность теплоутилизатора по явной теплоте;

$\Delta \epsilon_d$ – прирост теплоотдачи (эффективности) теплоутилизатора за счет скрытой теплоты конденсации влаги из удаляемого воздуха на поверхности теплоутилизатора.

В предварительных расчетах величину $\Delta \epsilon_d$ можно принимать равной нулю, поскольку в каталогах производителей характеристики теплоутилизаторов указываются, как правило, без учета утилизации скрытого тепла.

Тепловая эффективность теплоутилизаторов по явной теплоте для целей настоящего расчета может, в среднем, приниматься постоянной для каждого часа работы системы и равной:

– для пластинчатых рекуперативных теплоутилизаторов 0,4...0,5 (при больших значениях возрастает опасность образования наледи);

– для роторных регенеративных теплоутилизаторов 0,6...0,7.

Расход наружного приточного воздуха $L_{i,ext}$ следует определять по данным проекта вентиляции в объеме минимально необходимого количества, которое необходимо подавать в обслуживаемое помещение, исходя из требований санитарных норм, нормативной кратности воздухообмена, технологических регламентов производства.

31.1.3. Расход наружного воздуха для каждого i -го часа работы системы равен:

$$L_{i,ext} = L_i - L_{i,r}, \text{ м}^3/\text{ч};$$

где L_i – расход приточного воздуха, м³/ч;

$L_{i,r}$ – расход рециркуляционного воздуха, м³/ч.

31.1.4. Общее количество сэкономленной тепловой энергии, полезно возвращаемое теплоутилизатором в течение календарного года, равно:

$$\Delta Q = \sum_{i=1}^z Q_{i,m,y}, \text{ Гкал},$$

где z – число часов работы системы вентиляции с использованием теплоутилизатора в течение года.

Параметры работы системы вентиляции для каждого конкретного i -го часа принимаются на основании фактических данных.

31.1.5. При отсутствии таких данных общее количество сэкономленной тепловой энергии в течение года, определяют по формуле:

$$\Delta Q = 0,24 \cdot \epsilon_{tot} \cdot (t_{ср,l} - t_{ср,ext}) \cdot c \cdot L_{ср,ext} \cdot 10^{-6} \cdot z, \text{ Гкал},$$

где ϵ_{tot} – тепловая эффективность теплоутилизатора по полной теплоте;

$t_{ср,l}$ – средняя за время работы теплоутилизатора температура удаляемого воздуха, °С;

$t_{ср,ext}$ – средняя за время работы теплоутилизатора температура наружного воздуха, °С;

при ее вычислении необходимо использовать данные метеонаблюдений или сведения, содержащиеся в таблице 3.19 – Средняя продолжительность температуры воздуха различных градаций (Изменение №1 к СНБ 2.04.02-2000 «Строительная климатология»);

c – теплоемкость воздуха, кДж/(м³·°С);

$L_{ср,ext}$ – средний за время работы теплоутилизатора объемный расход наружного приточного воздуха, м³/ч;

z – число часов работы системы вентиляции с использованием теплоутилизатора в течение года.

31.1.6. При использовании теплоутилизатора возрастают потери давления в системе вентиляции по тракту приточного и удаляемого воздуха. Вызванные этим дополнительные затраты электрической энергии равны:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P \cdot \frac{L_{ср,in}}{3600 \cdot \eta_{в,э}} \cdot 10^{-6} \cdot z, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч},$$

где ΔP – дополнительные суммарные потери давления в теплоутилизационной установке по тракту приточного и удаляемого воздуха, Па; при отсутствии сведений принимаются равным 250 Па для пластинчатых рекуперативных и 400 Па для роторных регенеративных теплоутилизаторов;

$L_{ср,in}$ – средний за время работы системы расход приточного воздуха, м³/ч;

$\eta_{в,э}$ – КПД вентиляционной установки с приводом.

31.1.7. Экономия топлива в результате внедрения энергосберегающего мероприятия составляет:

$$\Delta B_T = \Delta Q \cdot b_{т3} - \Delta \mathcal{E} \cdot b_{э3} \cdot (1 + k_{пот}^{э3}/100), \text{ т у.т.},$$

где $b_{т3}$ – удельный расход топлива на производство тепловой энергии на теплоисточнике, т у.т./Гкал;

$b_{э3}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии; принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, т у.т./тыс.кВт·ч;

$k_{пот}^{э3}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях, %.

31.2. Расчет срока окупаемости внедрения мероприятия.

31.2.1. Капитальные вложения, связанные с внедрением теплоутилизатора, по сравнению с установками без него определяются по укрупненным показателям, исходя из следующих предпосылок:

- стоимость оборудования и материалов, $C_{об}$, определяется проектно-сметной документацией и уточняется по результатам тендерных торгов на его поставку, руб.;
 - стоимость проектных работ принимается равной 5–10% от стоимости строительно-монтажных работ (СМР), $C_{смп}$, руб.;
 - стоимость СМР – 25–30% от стоимости оборудования и материалов, руб.;
 - стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования и материалов, руб.
- Определение капиталовложений в мероприятие, руб.:

$$\Delta K = C_{об} + (0,05 \pm 0,1) C_{смп} + (0,25 \pm 0,3) \times C_{об} + (0,03 \pm 0,05) \times C_{об}$$

В состав затрат на оборудование и материалы входят расходы на приобретение теплоутилизатора, дополнительных воздуховодов и их элементов, замену вентиляторов (если требуется) и других материалов и оборудования, необходимых для реализации мероприятия.

31.2.2. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$C_{рок} = \Delta K / (\Delta B \times C_{топл}), \text{ лет,}$$

где ΔK – капиталовложения в мероприятие, руб.;

ΔB – экономия условного топлива от внедрения автоматических систем компенсации реактивной мощности, т у.т.;

$C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

32. Технико-экономическое обоснование передачи тепловых нагрузок на ТЭЦ

Экономический эффект от внедрения данного мероприятия получается за счет увеличения доли теплофикационной выработки электрической энергии за счет передачи на ТЭЦ дополнительной тепловой нагрузки. Объем дополнительной тепловой нагрузки включает потребности в теплоте на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилых и общественных зданий.

32.1. Годовой расход теплоты жилыми и общественными зданиями определяется по формуле:

$$Q = Q_0^{год} + Q_{в.год} + Q_{г.в.год}, \text{ ккал;}$$

32.1.1. на отопление жилых и общественных зданий:

$$Q_0^{год} = 24 \cdot Q_{о.ср.} \cdot n_0, \text{ ккал;}$$

где $Q_{о.ср.}$ – среднечасовой расход тепла за отопительный период, ккал/ч;

n_0 – продолжительность отопительного периода в сутках по числу дней с устойчивой средней суточной температурой воздуха 8°C и ниже (Брестская обл. – 187 сут, Витебская обл. – 207 сут, Гомельская обл. – 194 сут, Гродненская обл. – 194 сут, Минская обл. – 202 сут, Могилевская обл. – 204 сут);

24 – количество часов в сутках.

Среднечасовой расход тепла за отопительный период определяется по формуле

$$Q_{о.ср} = Q_0 \cdot \frac{t_{вн} - t_{ср.о.}}{t_{вн} - t_{р.о.}};$$

где Q_0 – максимальный часовой расход тепла на отопление, ккал/ч (принимается на основании проекта, технических условий на теплоснабжение или договора с энергоснабжающей организацией на теплоснабжение);

$t_{вн}$ – расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, °C (18°C – для жилых, общественных и административных зданий, 21°C – для дошкольных и детских лечебных учреждений, для производственных зданий принимается температура в зданиях, характерная для конкретного производства);

$t_{ср.о.}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °C (0,2°C – Брестская обл., -2°C – Витебская обл., -1,6°C – Гомельская обл., -0,5°C – Гродненская обл., -1,6°C – Минская обл., -1,9°C – Могилевская обл.);

$t_{р.о.}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления принимаемая, как средняя температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °C (-21°C – Брестская обл., -25°C – Витебская обл., -24°C – Гомельская обл., -22°C – Гродненская обл., -24°C – Минская обл., -25°C – Могилевская обл.);

32.1.2. на вентиляцию общественных зданий:

$$Q_{в.год} = z \cdot Q_{в.ср.} \cdot n_0, \text{ ккал,}$$

где $Q_{в.ср.}$ – среднечасовой расход тепла на вентиляцию за отопительный период, ккал/ч (принимается на основании проекта, технических условий на теплоснабжение или договора с энергоснабжающей организацией на теплоснабжение);

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

z – усредненное за отопительный период число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток, ч (при отсутствии данных допускается принимать $z = 16$ ч).

Среднечасовой расход тепла на вентиляцию за отопительный период определяется по формуле:

$$Q_{в.ср} = Q_{в.} \cdot \frac{t_{вн} - t_{ср.о.}}{t_{вн} - t_{р.в.}}; \text{ ккал/ч,}$$

где $Q_{в.}$ – максимальный часовой расход тепла на вентиляцию, ккал/ч (принимается на основании проекта, технических условий на теплоснабжение или договора с энергоснабжающей организацией на теплоснабжение);

$t_{вн}$ – расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, °C;

$t_{ср.о.}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °C;

$t_{р.в.}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции, принята как средняя температура воздуха наиболее холодного периода, °C (-21°C – Брестская обл., -25°C – Витебская обл., -24°C – Гомельская обл., -22°C – Гродненская обл., -24°C – Минская обл., -25°C – Могилевская обл.);

32.1.3. на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий:

$$Q_{г.в.год} = 24 \cdot Q_{г.в.ср.} \cdot n_0 + 24 \cdot Q_{г.в.ср.}^n \cdot (350 - n_0), \text{ ккал,}$$

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

$Q_{г.в.ср.}^n$ – среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение в летний период, ккал/ч;

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

350 – число суток в году работы системы горячего водоснабжения;

24 – количество часов в сутках.

Среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение за отопительный период определяется по формуле

$$Q_{г.в.ср.} = Q_{г.в.} \cdot k; \text{ ккал/ч,}$$

где $Q_{г.в.}$ – 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 (допускается принимать $k = 0,5$).

Среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение в летний период определяется по формуле

$$Q_{г.в.ср.}^л = Q_{г.в.ср.} \cdot \frac{55 - t_{х.л.}}{55 - t_{х.з.}} \cdot \beta; \text{ ккал/ч,}$$

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

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

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

55 – температура горячей воды, °C.

Годовые расходы теплоты определяются исходя из числа дней работы системы теплоснабжения в году или на основании фактических данных об объемах теплопотребления за год, предшествующий составлению ТЭО. Для действующих предприятий годовые расходы теплоты допускается определять по эксплуатационным данным или нормам расхода ТЭР.

32.2. Увеличение теплофикационной выработки электрической энергии на ТЭЦ за счет передачи тепловых нагрузок определяется по формуле:

$$\Delta \mathcal{E} = Q \cdot W, \text{ кВт·ч,}$$

где Q – величина дополнительно передаваемой тепловой нагрузки, Гкал;

W – удельная выработка электроэнергии паром из теплофикационных отборов турбин ТЭЦ, принимается равной среднегодовой величине удельной выработки электроэнергии на энергоисточнике, на который планируется передать дополнительную тепловую нагрузку, за год, предшествующий составлению ТЭО, кВт·ч/Гкал.

32.3. Экономия топлива при передаче тепловых нагрузок с котельной на ТЭЦ и подключении к ТЭЦ нагрузок вновь вводимых потребителей равна:

$$\Delta B = \Delta B_{тф} + \Delta B_{уд} + \Delta B_{сн}, \text{ т у.т.,}$$

где $\Delta B_{тф}$ – экономия топлива в энергосистеме за счет увеличения доли выработки электрической энергии на тепловом потреблении:

$$\Delta B_{тф} = (b_{эз}^{к} - \varepsilon_{сн}^{кот} - \varepsilon_{сн}^{тэц}) \cdot \Delta \mathcal{E} \cdot 10^{-6} \text{ т у.т.,}$$

$b_{эз}^{к}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме, г у.т./кВт·ч;

$b_{эз}^{тэц}$ – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии по теплофикационному циклу ТЭЦ, г у.т./кВт·ч;

$\Delta B_{уд}$ – изменение расхода топлива за счет разных удельных расходов топлива ТЭЦ и котельной, равное:

$$\Delta B_{уд} = (b_{эз}^{кот} - b_{эз}^{тэц}) \cdot Q \cdot 10^{-3} \text{ т у.т.,}$$

где $b_{эз}^{кот}$, $b_{эз}^{тэц}$ – удельные расходы топлива на отпуск тепловой энергии соответственно от вытесняемой котельной и ТЭЦ, кг у.т./Гкал;

$\Delta B_{сн}$ – изменение расхода топлива за счет разных расходов электроэнергии на производство и транспорт тепловой энергии на ТЭЦ и котельной:

$$\Delta B_{сн} = b_{эз}^{кэс} \cdot (\varepsilon_{сн}^{кот} - \varepsilon_{сн}^{тэц}) \cdot Q \cdot 10^{-3} \text{ т у.т.,}$$

где $\varepsilon_{сн}^{кот}$, $\varepsilon_{сн}^{тэц}$ – соответственно удельные расходы электроэнергии на производство и транспорт тепловой энергии вытесняемой котельной и ТЭЦ, кВт·ч/Гкал;

$b_{эз}^{тэц}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ТЭЦ, г у.т./кВт·ч.

Q – величина дополнительно передаваемой тепловой нагрузки, Гкал.

32.4. Определение укрупненных капиталовложений:

стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера);

стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ;

стоимость строительно-монтажных работ – 25–30% от стоимости оборудования;

стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

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

32.5. Определение срока окупаемости мероприятия

$$C_{рок} = K_{ни} / (B \cdot C_{топл}), \text{ лет,}$$

где $K_{ни}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.;

B – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

ГЛАВА 3
Приложение 1
Средние калорийные (топливные) эквиваленты для перевода натурального топлива в условное

№ п/п	Вид топлива	Единица измерения	Калорийный эквивалент
1	2	3	4
1	Угли		
1.1	Донецкий	т	0,876
1.2	Подмосковный	т	0,335
1.3	Кузнецкий	т	0,867
1.4	Воркутинский	т	0,822
1.5	Интинский	т	0,649
1.6	Свердловский	т	0,585
1.7	Нерюнгинский	т	0,815
1.8	Канско-Ачинский	т	0,516
1.9	Карагандинский	т	0,726
1.10	Экибастузский	т	0,628
1.11	Силезский	т	0,8
1.12	Львовско-Волынский	т	0,764
1.13	Челябинский	т	0,552
1.14	Кизеловский	т	0,684
2	Торф топливный		
2.1	Фрезерный (при условной влажности 40%)	т	0,34
2.2	Кусковой (при условной влажности 33%)	т	0,41
2.3	Торфяные брикеты (при условной влажности 16%)	т	0,6
2.4	Торфяные полубрикеты (при условной влажности 28%)	т	0,45
2.5	Брикеты и полубрикеты (при условной влажности 15%)	т	0,56
2.6	Торфяная крошка (при условной влажности 40%)	т	0,37
3	Нефтепродукты		
3.1	Нефть сырая, газовый конденсат	т	1,43
3.2	Мазут топочный	т	1,37
3.3	Мазут флотский	т	1,43
3.4	Моторное топливо	т	1,43
3.5	Дизельное топливо	т	1,45
3.6	Печное бытовое топливо	т	1,45
3.7	Топливо газотурбинное	т	1,45
3.8	Бензин (автомобильный, авиационный)	т	1,49
3.9	Керосин (тракторный, осветительный, авиационный)	т	1,47
3.10	Нефтебитум	т	1,35
4	Газообразное топливо		
4.1	Газ природный	тыс. м ³	1,15
4.2	Газ попутный нефтяной	тыс. м ³	1,3
4.3	Газ сжиженный	т	1,57
4.4	Газ нефтепереработки сухой	т	1,5
4.5	Газ подземной газификации	1000 куб. м	0,11
5	Сланцы (зстонские и ленинградские)		
5.1	Рассортированные 125-400, 25-125, 30-125	т	0,324
5.2	Рассортированные 0-25, 0-30 и рядовые 0-300	т	0,3
6	Прочие		
6.1	Лигниты	т	0,27
6.2	Кокс металлический сухой (25 мм и выше)	т	0,99
6.3	Коксик (10-25 мм) в пересчете на сухой вес	т	0,93
6.4	Коксовая мелочь (< 10 мм) в пересчете на сухой вес	т	0,90
6.5	Костра льняная, солома (влажностью 10%)	насыпной м ³	0,18

Средние коэффициенты для пересчета древесного топлива и отходов из натуральных единиц измерения в тонны условного топлива

Наименование видов топлива	Единица измерения	Коэффициент пересчета		
		в плотные кубические метры	из плотных кубических метров в тонны натурального топлива	из тонн натурального топлива в тонны условного топлива
А	Б	1	2	3
Дрова хвойные	складочный м ³	0,78	0,65	0,34
Дрова лиственные	складочный м ³	0,72	0,70	0,36
Дрова смешанные	складочный м ³	0,75	0,67	0,35
Кора, кородревесные остатки	насыпной м ³	0,40	0,39	0,39
Щепа из малоплотной древесины (ель, сосна, тополь, липа, осина, ива)	насыпной м ³	0,42	0,42	0,35
Щепа из среднеплотной древесины (береза, ольха, орех, дуб, клен)	насыпной м ³	0,42	0,48	0,39
Сучья	складочный м ³	0,59	0,50	0,3
Пни	складочный м ³	0,66	0,55	0,33
Древесные стружки, опилки	насыпной м ³	0,20	0,29	0,35
Древесные отходы, обрезки	насыпной м ³	0,38	0,48	0,37
Костра льняная	насыпной м ³	0,16	0,18	0,49
Отходы сельскохозяйственного производства	насыпной м ³	0,16	0,17	0,48
Топливо энергетическое из быстрорастущей древесины	насыпной м ³	0,36	0,53	0,36

Приложение 2

Коэффициент использования эффективной электрической мощности, годовое число часов использования средней нагрузки по группам электропотребляющего оборудования

Группа электропотребляющего оборудования	Коэффициент использования эффективной электрической мощности $K_{и}$	Годовое число часов использования средней нагрузки T_c
Компрессоры аммиачные, фреоновые	0,6–0,5	5400
Насосы аммиачные	0,6–0,5	5000
Насосы водяные	0,6–0,5	3000
Вентиляторы технологические	0,4	3000
Вентиляторы сантехнические	0,4	5400 – 2000
Лифты	0,2	2000
Котельная	0,6	4000
Теплопункт	0,5	4000
Зарядная	0,5	1800 – 3600
Электрообогрев грунта	0,4	5000
Электрообогрев сливных труб	0,2	225
Освещение	0,3–0,4	2000
Холодильник в целом	0,3–0,4	4000

Данные для определения годовых расходов холода

В, °С	0			– 10			– 20			– 30		
	T	Δt	Δt_{max}									
Витебск	5760	11,8	28	8640	16,5	38	8640	26,5	48	8640	35,5	58
Гомель	5760	12,4	31	8640	18,6	41	8640	26,6	51	8640	36,6	61

В – температура воздуха внутри охлаждаемых помещений, °С

Данные приведены для городов Беларуси, находящихся в северной и южной ее частях, для других городов – рассчитываются путем интерполяции.

Приложение 3

Удельные показатели притока тепла от открывания дверей в камерах холодильника

Наименование помещений распределительных холодильников	Приток тепла от открывания дверей, ккал/м ² поверхности пола при высоте камер 3,6 м*		
	до 50 м ²	от 50 м ² до 150 м ²	свыше 150 м ²
Камеры хранения охлажденных грузов	15	8	6
Камеры хранения мороженных продуктов	22	12	8
Камеры охлаждения	12	6	5
Камеры замораживания	30	16	12
Загрузочно-разгрузочная	40	20	10
Камеры хранения готовой продукции	10	5	3

*) При большей высоте камер величина теплопритоков увеличивается пропорционально.

Приложение 4

Справочные данные по определению типа турбоагрегата

№ п/п	Параметры	ТГ-	ТГ-	ТГ-	ТГ-	ТГ-	ТГ-	ТГ-	ТГ-	ТГ-	Результаты обследования
		0,5А/0,4 Р13/3,7	0,6А/0,4 Р12/3,7	0,75А/0,4 Р13/2	0,5ПА/0,4 Р11/6	0,6ПА/0,4 Р13/6	0,75ПА/0,4 Р13/4	1,2/0,4 Р24/1,2	1,7/0,4 Р5/1,0	3,5/10,5 Р12/1,2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
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	
		14	14	14	14	14	14	25	9	14	
		10	10	10	10	10	10	23	4	10	
3	Температура пара, °С	250	250	250	250	250	250	300	151	187	
		191	191	191	191	191	191	270	151	187	
4	Расход пара, т/ч	250	250	250	250	250	250	310		300	
		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	

№ п/п	Параметры	ТГ-0,5А/0,4 Р13/3,7	ТГ-0,6А/0,4 Р12/3,7	ТГ-0,75А/0,4 Р13/2	ТГ-0,5ПА/0,4 Р11/6	ТГ-0,6ПА/0,4 Р13/6	ТГ-0,75ПА/0,4 Р13/4	ТГ-1,2/0,4 Р24/1,2	ТГ-1,7/0,4 Р5/1,0	ТГ-3,5/10,5 Р12/1,2	Результаты обследования
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
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	Кoeffициент полезного действия 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	10500 или 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 5
Основные технико-экономические характеристики когенерационных установок фирмы Jenbacher

Параметр	Един. изм.	Тип энергоустановки JMS (Серия двигателя)								
		208	212	312	316	320	420	612	616	620
Технические параметры										
Электрическая мощность	кВт	330	526	625	836	1065	1413	1644	2188	3047
Электрический КПДэ	%	38,7	39,2	39,8	40	40,9	42,4	43	42,6	43,1
Тепловая мощность	кВт (Гкал/ч)	361	633	746	997	1197	1505	1665	2249	3047
		0,31	0,544	0,641	0,857	1,029	1,294	1,432	1,934	2,62
Тепловой КПДт	%	42,3	47,1	47,6	47,7	45,9	45,1	43,6	43,8	43,1
Расход газа	нм ³ /ч	90	141	165	220	274	351	402	540	745
Удельный расход моторного масла	г/кВт·ч	0,3								
Габариты:	мм									
длина		4500	4600	4600	5300	5200	6500	7200	8300	8900
ширина		1500	2300	2300	2300	1900	1800	2500	2500	2500
высота		2000	2300	2300	2300	2300	2200	2800	2800	2800
Масса сухая без шумоглушителя	кг	5700	8600	9300	10200	11400	15400	19500	24600	27400
Примечание: габариты и масса для серий 320—620 приведены без учета теплообменника на линии выхлопных газов										
Экономические показатели										
Стоимость расходуемого газа при производстве 1 кВт·ч эл. энергии (по конденсационному циклу)	руб.	0,043	0,042	0,041	0,041	0,04	0,039	0,038	0,039	0,04

Параметр	Един. изм.	Тип энергоустановки JMS (Серия двигателя)								
		208	212	312	316	320	420	612	616	620
Стоимость расходуемого масла при производстве 1 кВт·ч	руб.	0,0231								
Стоимость газа для производства 1 кВт·ч электрической энергии с учетом утилизации тепла	руб.	0,021	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,019	0,019
Стоимость газа для производства 1 Гкал тепловой энергии	руб.	22,59	22,59	22,59	22,59	22,59	22,59	22,59	22,59	22,59
Строительство										
Ориентировочная стоимость монтажа под ключ мини ТЭЦ за 1 кВт установленной мощности (без стоимости здания)	долл. США	1050	850	810	770	720	690	660	620	590

Ресурс – 200000 часов
 Давление газа 25 лет
 В расчете принято: 80–200 мбар
 стоимость природного газа за 1000 м³ 156,09 руб.
 стоимость моторного масла за 1 кг 7,7 руб.
 стоимость 1 кВт·ч электроэнергии от сети 0,1075 руб.

Приложение 6
Таблица определения реактивной мощности установки, необходимой для достижения заданного (желаемого) cos φ

Текущий (действующий) cos (φ1)	Требуемый (желаемый) cos (φ2)									
	0.80	0.82	0.85	0.88	0.90	0.92	0.94	0.96	0.98	1.00
	Коэффициент k _{квар}									
0.30	2.43	2.48	2.56	2.64	2.70	2.75	2.82	2.89	2.98	3.18
0.32	2.21	2.26	2.34	2.42	2.48	2.53	2.60	2.67	2.76	2.96
0.34	2.02	2.07	2.15	2.23	2.28	2.34	2.41	2.48	2.56	2.77
0.36	1.84	1.89	1.97	2.05	2.10	2.17	2.23	2.30	2.39	2.59
0.38	1.68	1.73	1.81	1.89	1.95	2.01	2.07	2.14	2.23	2.43
0.40	1.54	1.59	1.67	1.75	1.81	1.87	1.93	2.00	2.09	2.29
0.42	1.41	1.46	1.54	1.62	1.68	1.73	1.80	1.87	1.96	2.16
0.44	1.29	1.34	1.42	1.50	1.56	1.61	1.68	1.75	1.84	2.04
0.46	1.18	1.23	1.31	1.39	1.45	1.50	1.57	1.64	1.73	1.93
0.48	1.08	1.13	1.21	1.29	1.34	1.40	1.47	1.54	1.62	1.83
0.50	0.98	1.03	1.11	1.19	1.25	1.31	1.37	1.45	1.63	1.73
0.52	0.89	0.94	1.02	1.10	1.16	1.22	1.28	1.35	1.44	1.64
0.54	0.81	0.86	0.94	1.02	1.07	1.13	1.20	1.27	1.36	1.56
0.56	0.73	0.78	0.86	0.94	1.00	1.05	1.12	1.19	1.28	1.48
0.58	0.65	0.70	0.78	0.86	0.92	0.98	1.04	1.11	1.20	1.40
0.60	0.58	0.63	0.71	0.79	0.85	0.91	0.97	1.04	1.13	1.33
0.61	0.55	0.60	0.68	0.76	0.81	0.87	0.94	1.01	1.10	1.30
0.62	0.52	0.57	0.65	0.73	0.78	0.84	0.91	0.99	1.06	1.27
0.63	0.48	0.53	0.61	0.69	0.75	0.81	0.87	0.94	1.03	1.23
0.64	0.45	0.50	0.58	0.66	0.72	0.77	0.84	0.91	1.00	1.20
0.65	0.42	0.47	0.55	0.63	0.68	0.74	0.81	0.88	0.97	1.17
0.66	0.39	0.44	0.52	0.60	0.65	0.71	0.78	0.85	0.94	1.14
0.67	0.36	0.41	0.49	0.57	0.63	0.68	0.75	0.82	0.90	1.11
0.68	0.33	0.38	0.46	0.54	0.59	0.65	0.72	0.79	0.88	1.08

Текущий (действующий) cos (φ1)	Требуемый (желаемый) cos (φ2)									
	0.80	0.82	0.85	0.88	0.90	0.92	0.94	0.96	0.98	1.00
	Коэффициент k _{квар}									
0.69	0.30	0.35	0.43	0.51	0.56	0.62	0.69	0.76	0.85	1.05
0.70	0.27	0.32	0.40	0.48	0.54	0.59	0.66	0.73	0.82	1.02
0.71	0.24	0.29	0.37	0.45	0.51	0.57	0.63	0.70	0.79	0.99
0.72	0.21	0.26	0.34	0.42	0.48	0.54	0.60	0.67	0.76	0.96
0.73	0.19	0.24	0.32	0.40	0.45	0.51	0.58	0.65	0.73	0.94
0.74	0.16	0.21	0.29	0.37	0.42	0.48	0.55	0.62	0.71	0.91
0.75	0.13	0.18	0.26	0.34	0.40	0.46	0.52	0.59	0.68	0.88
0.76	0.11	0.16	0.24	0.32	0.37	0.43	0.50	0.57	0.65	0.86
0.77	0.08	0.13	0.21	0.29	0.34	0.40	0.47	0.54	0.63	0.83
0.78	0.05	0.10	0.18	0.26	0.32	0.38	0.44	0.51	0.60	0.80
0.79	0.03	0.08	0.16	0.24	0.29	0.35	0.42	0.49	0.57	0.78
0.80		0.05	0.13	0.21	0.27	0.32	0.39	0.46	0.55	0.75
0.81			0.10	0.18	0.24	0.30	0.36	0.43	0.52	0.72
0.82			0.08	0.16	0.21	0.27	0.34	0.41	0.49	0.70
0.83			0.05	0.13	0.19	0.25	0.31	0.38	0.47	0.67
0.84			0.03	0.11	0.16	0.22	0.29	0.36	0.44	0.65
0.85				0.08	0.14	0.19	0.26	0.33	0.42	0.62
0.86				0.05	0.11	0.17	0.23	0.30	0.39	0.59
0.87					0.08	0.14	0.21	0.28	0.36	0.57
0.88					0.06	0.11	0.18	0.25	0.34	0.54
0.89					0.03	0.09	0.15	0.22	0.31	0.51
0.90						0.06	0.12	0.19	0.28	0.48
0.91						0.03	0.10	0.17	0.25	0.46
0.92							0.07	0.14	0.22	0.43
0.93							0.04	0.11	0.19	0.40
0.94								0.07	0.16	0.36
0.95									0.13	0.33

Приложение 7

Методика оценки целесообразности строительства локальных энергоисточников с учетом экономического эффекта для республики

1. В настоящей Методике применяются следующие термины и определения:
 вытесняемый энергоисточник – генерирующий источник в энергосистеме, на котором сокращается выработка электрической и тепловой энергии, либо только электрической энергии, либо только тепловой энергии вследствие создания локального источника;

заказчик – потребитель электрической и (или) тепловой энергии, либо потенциальный потребитель электрической энергии, который заявляет о намерении создать локальный источник;

зона действия ТЭЦ энергосистемы – территория, в пределах которой тепловая сеть (сети пароснабжения и (или) горячего водоснабжения) и тепловые приемники потребителей присоединены к тепловым сетям энергосистемы (включая тепловые сети котельных);

локальный энергоисточник – электрическая станция юридического лица или индивидуального предпринимателя, включенная (подлежащая включению) непосредственно или через сети абонентов в электрическую сеть государственных энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго»;

потребитель – юридическое лицо или индивидуальный предприниматель, использующие электрическую и тепловую энергию произведенную электростанциями, котельными энергосистемы и переданную по электрическим и тепловым сетям энергосистемы;

сопутствующие затраты – затраты энергосистемы на содержание неиспользуемых мощностей электростанций и котельных, затраты на содержание неиспользуемых электрических и тепловых сетей, а также затраты на компенсацию перекрестного субсидирования в тарифах для отдельных категорий потребителей обусловленные созданием локального источника;

энергетическая система (далее – энергосистема) – совокупность электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим процессом.

2. Для целей настоящей Методики потенциальные заказчики строительства локальных энергоисточников, предназначенных для выработки электрической и тепловой энергии, (юридические лица или индивидуальные предприниматели) условно разделены на три группы:

группа 1 – потребители электрической и тепловой энергии, находящиеся в зоне действия теплоэлектроцентрали (далее – ТЭЦ) энергосистемы, декларирующие снижение потребления электрической и тепловой энергии от энергосистемы путем строительства локального источника;

группа 2 – потребители электрической энергии, декларирующие снижение потребления только электрической энергии от энергосистемы путем строительства локального источника;

группа 3 – потребители электрической и тепловой энергии от энергосистемы, находящиеся в зоне действия ТЭЦ энергосистемы, декларирующие снижение потребления только тепловой энергии от энергосистемы путем строительства локального источника;

Оценка макроэкономического эффекта, получаемого республикой при строительстве локального источника, производится по трем показателям:

- экономический эффект для республики;
- экономия топлива для республики;
- простой срок окупаемости менее 10 лет.

3. Экономический эффект для республики определяется заказчиком по формуле

$$\mathcal{E}_p = D_{пр} - \mathcal{Z}_{эс}, \text{ руб.}, \quad (1)$$

где $D_{пр}$ – чистый годовой доход с учетом реализации проекта, руб.
 $\mathcal{Z}_{эс}$ – сопутствующие затраты в энергосистеме, руб.

3.1. Чистый годовой доход по проекту определяется заказчиком

$$D_{пр} = D_з + \Delta B \cdot C_t, \text{ руб.}, \quad (2)$$

где $D_з$ – чистый годовой доход заказчика от реализации проекта, руб.;
 ΔB – расчетная годовая экономия топлива в результате реализации проекта за счет выработки электрической и тепловой энергии на локальном энергоисточнике вместо аналогичной выработки в энергосистеме на вытесняемом источнике, т.у.т.;
 C_t – цена топлива на вытесняемом источнике, руб./т у.т. Предоставляется ГПО «Белэнерго».

Чистый годовой доход заказчика от реализации проекта рассчитывается по формуле

$$D_з = B - \mathcal{Z}_{пр} \pm \mathcal{Z}_{вро} - N, \text{ руб.}, \quad (3)$$

где B – плановая выручка (валовой доход) от реализации продукции заказчика, руб.;

- $\mathcal{Z}_{пр}$ – затраты на производство продукции заказчика, руб.;
- $\mathcal{Z}_{вро}$ – прибыль (убыток) от внеэкономических операций у заказчика, руб.;
- N – величина налоговых отчислений, руб.

3.2. Сопутствующие затраты в энергосистеме определяются заказчиком по следующей формуле

$$\mathcal{Z}_{эс} = \mathcal{Z}_{вз} + \mathcal{Z}_{вт} + \mathcal{Z}_{пс}, \text{ руб.}, \quad (4)$$

где $\mathcal{Z}_{вз}$, $\mathcal{Z}_{вт}$ – соответственно затраты на содержание вытесняемых электрических и тепловых мощностей в энергосистеме, руб.;

Z_{nc} – затраты на компенсацию перекрестного субсидирования, руб.

3.2.1. Затраты на содержание вытесняемой электрической мощности

$$Z_{вэ} = N_{в} \cdot Z_{уд.пэ}, \text{ руб.}, \quad (5)$$

где $N_{в}$ – величина вытесняемой электрической мощности в энергосистеме в результате строительства локального источника, МВт;

$Z_{уд.пэ}$ – удельная постоянная составляющая затрат на единицу электрической мощности на вытесняемом источнике в энергосистеме, руб./МВт. Предоставляется ГПО «Белэнерго».

3.2.2. Затраты на содержание вытесняемой тепловой мощности

$$Z_{вт} = q_{в} \cdot Z_{уд.пт}, \text{ руб.}, \quad (6)$$

где $q_{в}$ – вытесняемая тепловая мощность на источнике теплоснабжения энергосистемы, Гкал/ч;

$Z_{уд.пт}$ – удельная постоянная составляющая затрат на единицу тепловой мощности на вытесняемом источнике теплоснабжения энергосистемы, в зоне действия которого планируется строительство локального источника, руб./Гкал/ч. Предоставляется РУП-облэнерго.

3.2.3. Затраты на компенсацию перекрестного субсидирования

$$Z_{nc} = \mathcal{E}_r \cdot P_{уд}, \text{ руб.}, \quad (7)$$

$P_{уд}$ – удельная составляющая перекрестного субсидирования в тарифе на электрическую энергию в энергосистеме для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, руб./кВт·ч. Предоставляется ГПО «Белэнерго».

3.3. Экономия топлива по проекту определяется заказчиком с учетом следующих составляющих

$$\Delta B = \Delta B_{зэ} + \Delta B_{тэ}, \text{ т у.т.}, \quad (8)$$

где $\Delta B_{зэ}$, $\Delta B_{тэ}$ – соответственно экономия топлива при выработке электрической и тепловой энергии на локальном источнике вместо аналогичной выработки на вытесняемом источнике в энергосистеме, т у.т.;

$$\Delta B_{зэ} = \mathcal{E}_r \cdot (b_{зв} - b_{эл}), \text{ т у.т.}, \quad (9)$$

$$\Delta B_{тэ} = Q_c \cdot (b_{тв} - b_{тл}), \text{ т у.т.}, \quad (10)$$

где \mathcal{E}_r – годовой объем снижения потребления электроэнергии от энергосистемы, который декларирует заказчик, млн. кВт·ч;

$b_{зв}$ – среднегодовой удельный расход топлива на отпуск электрической энергии на вытесняемом источнике в энергосистеме, г у.т./кВт·ч. Предоставляется ГПО «Белэнерго»;

$b_{эл}$ – среднегодовой удельный расход топлива на отпуск электрической энергии на локальном источнике заказчика, г у.т./кВт·ч;

Q – годовой объем снижения потребления тепловой энергии от источника теплоснабжения энергосистемы, который декларирует заказчик, тыс. Гкал;

$b_{тв}$ – среднегодовой удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии на вытесняемом источнике теплоснабжения энергосистемы, кг у.т./Гкал. Предоставляется РУП-облэнерго;

$b_{тл}$ – среднегодовой удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии на локальном источнике заказчика, кг у.т./Гкал.

3.4. Простой срок окупаемости инвестиций по проекту пересчитывается с учетом экономического эффекта для республики по формуле

$$t_{ок} = K_3 / \mathcal{E}_p, \quad (11)$$

где K_3 – потребность в инвестициях для создания локального источника.

Примечание. Исходные данные для определения сопутствующих затрат в энергосистеме предоставляет ГПО «Белэнерго» (РУП-облэнерго) за последний отчетный год, предшествующий запросу заказчика, в срок, не превышающий пятнадцать дней.

При оценке целесообразности строительства локальных энергоисточников для республики учитываются следующие виды сопутствующих затрат в энергосистеме: для группы 1 потенциальных заказчиков – все виды сопутствующих затрат $Z_{вэ}$, $Z_{вт}$, Z_{nc} ; для группы 2 учитываются Z_{nc} и $Z_{вэ}$; для группы 3 – только $Z_{вт}$.

Пример расчета

Исходные данные по проектируемому локальному источнику:

В качестве контрольного примера принят проект строительства локального источника в виде мини-ТЭЦ на объекте, расположенном в зоне действия ТЭЦ энергосистемы, следовательно, относящегося к группе 1.

До создания локального энергоисточника объект обеспечивается тепловой и электрической энергией от энергосистемы.

В результате строительства локального источника для энергосистемы произойдет снижение потребляемой мощности по электрической энергии на $N_{в} = 4,6$ МВт, годового потребления электроэнергии на $\mathcal{E}_r = 36,278$ млн кВт, по тепловой энергии от ТЭЦ – снижение тепловой мощности на $q_{в} = 11,3$ Гкал/ч, годового потребления тепловой энергии на $Q_c = 87,4$ тыс. Гкал.

В соответствие с проектом:

необходимые инвестиции на создание локального энергоисточника –

$$K_3 = 9989,1 \text{ тыс. долл. США};$$

среднегодовой расход условного топлива:

на отпуск электроэнергии $b_{зэ} = 150,0$ г у.т./кВт·ч;

на отпуск тепловой энергии $b_{тэ} = 160$ кг у.т./Гкал.

Для наглядности расчет производится в тыс. долл. США. В соответствии с технико-экономическим обоснованием мероприятия чистый годовой доход после реализации проекта составит $D_3 = 3510$ тыс. долл. США. Простой срок окупаемости проекта для заказчика 2,8 года.

1.2. Исходные данные для расчета сопутствующих затрат в энергосистеме

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение	Размерность	Величина
1	Удельная постоянная составляющая затрат на единицу электрической мощности на вытесняемом источнике в энергосистеме	$Z_{уд.пэ}$	тыс. долл. США / МВт	89,7
2	Удельная постоянная составляющая затрат на единицу тепловой мощности на вытесняемом источнике теплоснабжения энергосистемы	$Z_{уд.пт}$	долл. США / Гкал/ч	1776,2
3	Удельная составляющая перекрестного субсидирования в тарифе на электрическую энергию в энергосистеме для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей	$P_{уд}$	цент/кВт·ч	3,69
4	Среднегодовой удельный расход топлива на отпуск электрической энергии на вытесняемом источнике энергосистемы	$b_{зв}$	г у.т./кВт·ч	156,3
5	Среднегодовой удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии на вытесняемом источнике энергосистемы	$b_{тв}$	кг у.т./Гкал	163,02
6	Цена топлива на вытесняемом источнике энергосистемы	C_t	долл. США / т у.т.	200,0

1.3. Расчет сопутствующих затрат в энергосистеме ($Z_{зэ}$)

Затраты на содержание вытесняемых электрических мощностей

$$Z_{вэ} = N_{в} \cdot Z_{уд.пэ} = 4,6 \cdot 89,7 = 412,6 \text{ тыс. долл. США}$$

Затраты на содержание вытесняемых тепловых мощностей

$$Z_{вт} = q_{в} \cdot Z_{уд.пт} = 11,3 \cdot 1776,2 \cdot 10^{-3} = 20,1 \text{ тыс. долл. США}$$

Затраты на компенсацию перекрестного субсидирования

$$Z_{nc} = \mathcal{E}_r \cdot P_{уд} = 336,278 \cdot 3,69 \cdot 10 = 1338,7 \text{ тыс. долл. США}$$

$$Z_{зэ} = Z_{вэ} + Z_{вт} + Z_{nc} = 412,6 + 20,1 + 1338,7 = 1771,4 \text{ тыс. долл. США}$$

1.4. Экономия топлива при выработке электрической энергии на локальном энергоисточнике

$$\Delta B_{зэ} = \mathcal{E}_r \cdot (b_{зв} - b_{эл}) = 36,278 \cdot (156,3 - 150,0) = 229 \text{ т у.т.}$$

1.5. Экономия топлива при выработке тепловой энергии

$$\Delta B_{тэ} = Q_c \cdot (b_{тв} - b_{тл}) = 87,4 \cdot (163,02 - 160,0) = 264 \text{ т у.т.}$$

1.6. Экономия топлива суммарно

$$\Delta B = \Delta B_{зэ} + \Delta B_{тэ} = 229 + 264 = 493 \text{ т у.т.} = 0,493 \text{ тыс. т у.т.}$$

1.7. Чистый годовой доход по проекту

$$D_{np} = D_3 + \Delta B \cdot C_t = 3510 + 0,493 \cdot 200 = 3608,6 \text{ тыс. долл. США}$$

1.8. Экономический эффект от строительства локального энергоисточника с учетом сопутствующих затрат в энергосистеме

$$\mathcal{E}_p = D_{np} - Z_{зэ} = 3608,6 - 1771,4 = 1837,2 \text{ тыс. долл. США}$$

1.9. Простой срок окупаемости инвестиций по проекту

$$t_{ок} = K_3 / \mathcal{E}_p = 9989,1 / 1837,2 = 5,4 \text{ года.}$$