

**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ»**

стандарт организации

**Проектирование, строительство и эксплуатация объектов
газораспределения и газопотребления**

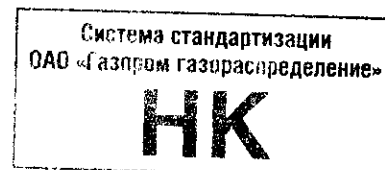
**Методика расчета эффективности энергосберегающих и
инновационных мероприятий при разработке и реализации
программ ОАО «Газпром газораспределение»**

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.8-2013

Издание официальное

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

2013



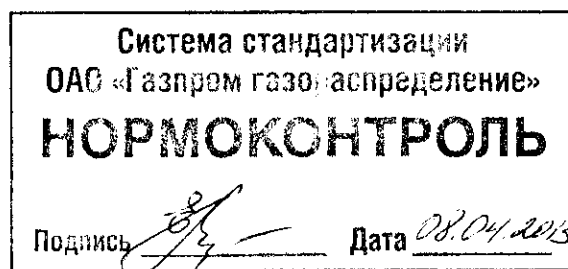
Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Газпром промгаз»
(ОАО «Газпром промгаз»)

2 ВНЕСЕН Открытым акционерным обществом «Газпром газораспределение»
(ОАО «Газпром газораспределение»)

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом ОАО «Газпром газораспределение» от 15.04.2013 № 126

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ



©ОАО «Газпром газораспределение», 2013

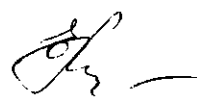
Оформление ОАО «Газпром газораспределение», 2013

Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим законодательством и соблюдением правил, установленных ОАО «Газпром газораспределение»

[Signature] (Тавришкова И.И.)

Содержание

1	Область применения.....	1
2	Нормативные ссылки.....	1
3	Термины и определения.....	3
4	Сокращения	7
5	Общие положения.....	9
6	Перечень энергосберегающих мероприятий в газораспределительных системах.....	10
7	Методика расчета энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий.....	15
8	Методика расчета экономического эффекта от реализации мероприятий.....	80
9	Критерии выделения и ранжирования финансирования мероприятий с энергосберегающим эффектом, включенных в Программы ОАО «Газпром газораспределение»	90
	Приложение А (справочное) Справочные таблицы.....	93
	Приложение Б (рекомендуемое) Характеристики оборудования, зданий и климатические параметры.....	95
	Приложение В (рекомендуемое) Примеры расчетов энергосберегающего и экономического эффектов от реализации мероприятий	125
	Библиография.....	129

Е.В. Михайлова

Ш

СТАНДАРТ ОАО «ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ»

Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления

Методика расчета эффективности энергосберегающих и инновационных мероприятий при разработке и реализации программ ОАО «Газпром газораспределение»

Дата введения: 2013-04-15

1 Область применения

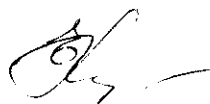
1.1 Настоящий стандарт устанавливает основные положения, методики расчета энергетической эффективности энергосберегающих и инновационных мероприятий и оценку экономического эффекта от их внедрения при разработке и реализации программ ОАО «Газпром газораспределение».

1.2 Настоящий стандарт предназначен для применения при проведении оценки эффективности внедрения технических решений, направленных на экономию энергоресурсов, при проектировании, строительстве, ремонте и реконструкции объектов газораспределения.

1.3 Положения настоящего стандарта обязательны для применения филиалами ОАО «Газпром газораспределение» (собственное хозяйство) и аффилированными ГРО (дочерние и зависимые Общества), осуществляющими применение стандартов ОАО «Газпром газораспределение».

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:



ГОСТ Р 51379-99 Энергосбережение. Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов. Основные положения. Типовые формы

ГОСТ Р 51387-99 Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения

ГОСТ Р 51749-2001 Энергосбережение. Энергопотребляющее оборудование общепромышленного применения. Виды. Типы. Группы. Показатели энергетической эффективности. Идентификация

ГОСТ Р 53865-2010 Системы газораспределительные. Термины и определения

ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 530-2007 Кирпич и камень керамические. Общие технические условия


ГОСТ 20448-90 Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-2011 Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления. Альбом типовых решений по проектированию и строительству (реконструкции) газопроводов с использованием устройства выхода газопровода из земли

СТО Газпром 041-2008 Газ горючий природный, конденсат газовый и продукты их переработки. Термины и определения

СТО Газпром 2-1.9-440-2010 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методика расчета систем лучистого отопления

СТО Газпром 2-2.3-141-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Энергохозяйство ОАО «Газпром». Термины и определения



СТО Газпром РД 1.19-126-2004 Методика расчета удельных норм расхода газа на выработку тепловой энергии и расчета потерь в системах теплоснабжения (котельные и тепловые сети)

СТО Газпром РД 2.5-141-2005 Газораспределение. Термины и определения

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины в соответствии с ГОСТ Р 51379, ГОСТ Р 51387, ГОСТ Р 53865, СТО Газпром 041, СТО Газпром 2-2.3-141, СТО Газпром РД 2.5-141, Р Газпром 094-2011 [1], Федеральным законом [2], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии; АСКУЭ: Подсистема коммерческого учета электроэнергии, реализуемая в составе автоматизированной системы контроля и управления энергоресурсами.

[СТО Газпром 2-2.3-141-2007, статья 3.10.73]

3.2 автомобильная газозаправочная станция; АГЗС: Автозаправочная станция, технологическая система которой предназначена только для заправки баллонов топливной системы грузовых, специальных легковых транспортных средств сжиженным углеводородным газом.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, статья 3.7.5]

3.3 газосбережение: Комплекс организационно-технических мер и мероприятий, сопровождающих все стадии добычи, транспортировки, хранения и потребления газа, направленных на его рациональное и эффективное использование.

[Р Газпром 094-2011 [1], пункт 3.2]

3.4 газы углеводородные сжиженные; СУГ: Сжиженные смеси легких углеводородов, состоящие в основном из пропана, пропилена, бутанов и бутенов и применяемые в качестве топлива для коммунально-бытового и промышленного потребления и моторного топлива для автомобильного транспорта.

[СТО Газпром 041-2008, статья 3.21]

3.5 газораспределительная система (Нрк. система газораспределения): Имущественный производственный комплекс, состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно потребителям.

[ГОСТ Р 53865-2010, статья 1]

3.6 газораспределительная организация; ГРО: Специализированная организация, владеющая газораспределительной системой на законном основании, осуществляющая эксплуатацию сети газораспределения и оказывающая услуги по транспортировке газа потребителям по этой сети.

[ГОСТ Р 53865-2010, статья 11]

3.7 газонаполнительная станция; ГНС: Предприятие, предназначенное для приема, хранения и отпуска СУГ потребителям в автоцистернах и бытовых баллонах, ремонта и переосвидетельствования газовых баллонов.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, статья 3.7.6]



3.8 газонаполнительный пункт; ГНП: Предприятие, предназначенное для приема, хранения и отпуска СУГ потребителям в бытовых баллонах, а также их ремонта и переосвидетельствования.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, статья 3.7.7]

3.9 капитальные вложения: Инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию, достройку, дооборудование, модернизацию и техническое перевооружение основных фондов, приобретение иных внеоборотных активов, в том числе приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, земельных участков, объектов строительства, проектно-изыскательские работы и другие затраты.

[Р Газпром 094-2011 [1], пункт 3.6]

3.10 когенерационная установка: Установка, осуществляющая комбинированный процесс одновременного производства тепла и электроэнергии.

3.11 показатель энергетической эффективности объекта или технологического процесса: Абсолютная или удельная величина потребления или потерь ТЭР на производство товарной продукции отрасли, устанавливаемая государственными стандартами или отраслевыми документами.

[СТО Газпром 2-2.3-141-2007, статья 3.9.28]

3.12 приборы учета: Средства измерений и другие технические средства, которые выполняют одну или несколько функций: измерение, накопление, хранение, отображение информации о расходе (объеме), температуре воды, электрической энергии, природного газа, тепловой энергии и др. энергоресурсов и времени работы приборов.

3.13 пункт редуцирования газа: Технологическое устройство сети газораспределения, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах независимо от расхода газа.

[ГОСТ Р 53865-2010, статья 33]




3.14 расчетный период: Расчетное время действия в производстве газосберегающей технологии (начало расчетного периода соответствует дате начала реализации (финансирования) проекта).

[Р Газпром 094-2011 [1], пункт 3.10]

3.15 теплозащита зданий: Свойство совокупности ограждающих конструкций, образующих замкнутое внутреннее пространство здания, препятствовать переносу теплоты между помещениями и наружной средой, а также между помещениями с различной температурой воздуха.

[СТО Газпром 2-2.3-141-2007, статья 3.4.36]

3.16 топливно-энергетические ресурсы (ТЭР): Совокупность природных и производственных энергоносителей, запасенная энергия которых при существующем уровне развития техники и технологии доступна для использования в хозяйственной деятельности.

[ГОСТ Р 51387-99, приложение А, термин 5]

3.17 тригенерация: Комбинированное производство когенерационной установкой электричества, теплоты и холода.

3.18 утечка газа: Неконтролируемый выход газа из сети газораспределения в окружающую среду, требующий проведения дополнительных работ для обеспечения безопасного состояния объекта.

[ГОСТ Р 53865-2010, приложение А, термин А.9]

3.19 чистый дисконтированный доход (ЧДД) или интегральный экономический эффект: Накопленный дисконтированный чистый поток денежных средств за расчетный период. ЧДД характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для проекта.

[Р Газпром 094-2011 [1], термин 3.13]



3.20 энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов: Нормативный документ, отражающий баланс потребления и содержащий показатели эффективности использования ТЭР в процессе хозяйственной деятельности объектами производственного назначения, а также содержащий энергосберегающие мероприятия.

[ГОСТ Р 51379-99, раздел 3]

3.21 энергосберегающее мероприятие: Организационное, техническое, технологическое мероприятие, реализуемое при современном уровне развития техники и технологии, направленное на повышение энергетической эффективности оборудования, снижение удельного расхода и потерь топливно-энергетических ресурсов.

3.22 энергосбережение: Реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг).

[Федеральный закон [2], статья 2]

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

- АБТН – абсорбционный тепловой насос;
- АБХМ – абсорбционная холодильная машина;
- ВНД – внутренняя норма доходности;
- ГВС – горячее водоснабжение;
- ГНЛ – газонаполнительная линия;
- ГРС – газораспределительная станция;
- ГСОП – градусо-сутки отопительного периода;
- ГХМ – газомоторная холодильная машина;
- ДГА – детандер-генераторный агрегат;




КГУ	– когенерационная установка;
КПД	– коэффициент полезного действия;
КУ	– компенсирующее устройство;
ЛЛ	– люминесцентная лампа;
НДС	– налог на добавленную стоимость;
НИОКР	– научно-исследовательская и опытно-конструкторская работа;
НИР	– научно-исследовательская работа;
ОПФ	– основные производственные фонды;
ПВХ	– поливинилхлорид;
ПКТН	– парокompрессионный тепловой насос;
ПРА	– пускорегулирующий аппарат;
ПРГ	– пункт редуцирования газа;
ПЧ	– преобразователь частоты;
СВУ	– солнечная водонагревательная установка;
СДЛ	– светодиодная лампа;
СКЗ	– станция катодной защиты;
СО	– срок окупаемости;
СПГ	– сжиженный природный газ;
ССТ	– система солнечного теплоснабжения;
СТН	– собственные технологические нужды;
СТС	– система теплоснабжения;
ТН	– тепловой насос;
ХВО	– химводоочистка;
ЦН	– циркуляционный насос;
ЦТП	– центральный тепловой пункт;
ЧД	– чистый доход;
ЭСМ	– энергосберегающее мероприятие;
ЭХЗ	– электрохимическая защита.



5 Общие положения

5.1 Настоящий стандарт предназначен для комплексного анализа состояния энергосбережения, обоснования ЭСМ по направлениям деятельности организации и по направлениям использования энергоресурсов, оценки энергетической и экономической эффективности каждого из выбранных мероприятий и их ранжирования на основании критериев выбора приоритетных мероприятий для формирования графика их финансирования.

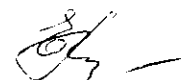
5.2 Учет энергосберегающих и инновационных мероприятий при разработке и реализации Программ ОАО «Газпром газораспределение» включает в себя учет мероприятий, принимаемых к внедрению в Программу энергосбережения, а также мероприятий, дающих сопутствующий энергосберегающий эффект, включаемых в Программы реконструкции и технического перевооружения, инвестиционные и другие программы.

5.3 Суммарный эффект от проведения комплекса ЭСМ не может быть определен простым сложением эффектов по отдельным мероприятиям. При расчетах следует учитывать их комплексное влияние.

5.4 При определении размеров экономии энергоресурсов следует руководствоваться проектными, паспортными и другими данными по их реальному потреблению и данными по состоянию объектов, полученными в результате наладочных испытаний оборудования, энергетических обследований. Эти данные должны являться основой для расчетов показателей энергетической эффективности по формулам, приведенным в стандарте.

5.5 Расчет экономической эффективности ЭСМ должен проводиться:

- по упрощенной методике с целью определения простого срока окупаемости (одного из показателей Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности ОАО «Газпром газораспределение»);
- с учетом определения основных показателей экономической эффективности.



5.6 Окончательное решение по применению ЭСМ принимается на основании комплексного учета энергетической и экономической эффективности при их ранжировании.

5.7 Мероприятия по проведению энергетических обследований и установке узлов учета потребляемых энергетических ресурсов являются обязательными при проведении политики энергосбережения в ГРО и включаются в программы энергосбережения вне системы ранжирования и оценки энергетического или экономического эффекта.

5.8 Предлагаемый перечень ЭСМ не является исчерпывающим. При оценке энергосберегающего эффекта мероприятий, не вошедших в перечень ЭСМ, к ним должны быть применены методики расчета, подобные приведенным в настоящем стандарте.

5.9 Предлагаемые к внедрению ЭСМ не должны приводить к снижению надежности газоснабжения, экологической и эксплуатационной безопасности систем газоснабжения, повышению негативного воздействия на окружающую среду, снижению санитарно-гигиенических норм и т.д.

6 Перечень энергосберегающих мероприятий в газораспределительных системах

6.1 Мероприятия по экономии природного газа на технологические нужды основного производства

6.1.1 Внедрение систем и технических устройств телемеханики (телеметрии) для контроля и управления технологическими процессами.

6.1.2 Применение схем продувки газопроводов и других объектов систем газоснабжения без сброса газа в атмосферу.

6.1.3 Внедрение оборудования для врезки в газопровод без снижения давления.

6.1.4 Применение в ПРГ оборудования с увеличенными сроками между техническим обслуживанием и текущим ремонтом.



6.2 Мероприятия по экономии природного газа на нужды вспомогательного производства

6.2.1 Замена котлов в котельных производственных площадок, баз газового хозяйства, офисных зданий ГРО на современные с более высоким КПД.

6.2.2 Экономия топлива при децентрализации систем отопления.

6.2.3 Применение газового лучистого отопления.

6.3 Мероприятия по снижению потерь природного газа

6.3.1 Внедрение системы оценки технического состояния объектов газораспределительных систем на базе современных средств диагностики и контроля состояния объектов для определения остаточного ресурса и установления предельного срока эксплуатации.

6.3.2 Применение высокочувствительных газоанализаторов для проверки герметичности подземных газопроводов.

6.3.3 Пресечение незаконных врезок, выявление несанкционированного отбора газа.

6.3.4 Использование в сетях газораспределения клапанов безопасности «Газ-Стоп».


6.3.5 Оснащение ПРГ регулирующим оборудованием в прогрессивной компоновке с последовательной установкой регулятора-монитора и регулятора.

6.3.6 Использование при строительстве и реконструкции линейной части и ПРГ в качестве запорной арматуры вместо традиционных задвижек современных шаровых кранов с необслуживаемыми сальниковыми камерами.

6.3.7 Применение современных прокладочных и уплотнительных материалов для запорно-регулирующей арматуры сетей газораспределения.

6.4 Мероприятия по экономии электроэнергии на нужды основного производства

6.4.1 Применение полиэтиленовых труб для строительства и реконструкции подземных газопроводов.



6.4.2 Установка СКЗ с более высокими энергосберегающими характеристиками. Применение систем телемеханики для управления режимом работы СКЗ.

6.4.3 Применение отдельной ЭХЗ газопроводов и коммуникаций иного назначения, а также подземных коммуникаций, принадлежащих различным собственникам. Ликвидация несанкционированных контактов защищаемого газопровода со смежными сооружениями.

6.4.4 Применение новых изоляционных материалов для защиты цокольных вводов стальных газопроводов. Замена выходов газопроводов из земли с применением устройств согласно СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4.

6.4.5 Установка электроизолирующих соединений в местах, предусмотренных требованиями нормативных документов, в том числе неразъемные по диэлектрику.

6.4.6 Секционирование стальных подземных газопроводов.

6.4.7 Внедрение систем протекторной защиты на участках газопроводов, где это эффективно и возможно.

6.5 Мероприятия по экономии электроэнергии на нужды вспомогательного производства

6.5.1 Внедрение ПЧ в электроприводах компрессоров, насосов, вентиляторов.

6.5.2 Замена малонагруженных электродвигателей на двигатели меньшей мощности.

6.5.3 Замена силовых трансформаторов, находящихся на балансе ГРО, на более современные энергосберегающие трансформаторы.

6.5.4 Применение устройств компенсации реактивной мощности.

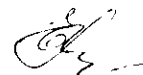
6.5.5 Внедрение энергоэффективных ламп.

6.5.6 Применение энергоэффективных ПРА.

6.5.7 Использование автоматических устройств регулирования освещения.

6.5.8 Внедрение двухрежимного освещения на производственных объектах ГРО.

6.5.9 Применение комбинированных осветительных приборов, использующих для питания солнечную энергию.



6.5.10 Внедрение энергоэффективной офисной энергопотребляющей техники.

6.5.11 Внедрение многотарифных счетчиков электроэнергии на объектах ГРО.

6.6 Мероприятия по сокращению потребления электроэнергии от внешних источников за счет собственной генерации

6.6.1 Внедрение на ПРГ (ГРС), в котельных ДГА для выработки электроэнергии.

6.6.2 Применение в котельных КГУ с целью совместной выработки тепла и электроэнергии.

6.6.3 Применение газоиспользующих холодильных машин вместо электроприводных в системах кондиционирования воздуха.

6.7 Мероприятия по экономии тепловой энергии при транспорте теплоты от источника генерации до потребителя

6.7.1 Ликвидация утечек теплоносителя (горячей воды, пара) в сетях теплоснабжения.

6.7.2 Повышение теплоизолирующих свойств изоляции тепловых сетей.

6.7.3 Гидравлическая наладка сетей теплоснабжения (в том числе использование балансировочных клапанов).

6.7.4 Мероприятия, направленные на снижение аварийности тепловых сетей и систем отопления: внедрение (замена) ХВО, деаэрации подпиточной воды, протекторной защиты стальных трубопроводов тепловых сетей.

6.8 Мероприятия по экономии тепловой энергии при потреблении

6.8.1 Снижение теплоснабжения в ходе выполнения обязательных мероприятий повышения энергоэффективности при реконструкции (капитальном ремонте) административных и производственных зданий.

6.8.2 Снижение теплоснабжения при усилении теплозащитных свойств отдельных элементов наружных ограждений (наружных стен, кровли, оконных и дверных проемов) в административных, производственных и других помещениях.

6.8.3 Снижение температуры воздуха в отапливаемых помещениях административных и производственных зданий в ночное время и нерабочие дни.



6.8.4 Регулирование температуры в тепловой сети отопления в зависимости от наружной температуры.

6.8.5 Автоматизация систем отопления и тепловых вводов.

6.9 Мероприятия по энергосбережению за счет собственной выработки тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии

6.9.1 Внедрение ТН на нужды теплоснабжения.

6.9.2 Внедрение СВУ для нужд ГВС.

6.9.3 Применение систем рекуперации в вентиляционном оборудовании.

6.10 Мероприятия по экономии сжиженного углеводородного газа при совершенствовании методов его учета и контроля расхода

6.10.1 Внедрение на ГНС системы коммерческого учета газа (высокоточных весов для взвешивания железнодорожных цистерн и высокоточных уровнемеров для емкостного парка ГНС).

6.10.2 Внедрение на ГНС, ГНП, АГЗС современных ГНЛ, оснащенных высокоточными весами, малорасходными струбцинами и системой контроля наполнения баллонов.

6.10.3 Организация учета (приборным методом) остатков СУГ в баллонах и включение его в баланс ГНС.

6.10.4 Организация учета (приборным методом) количества сливаемого СУГ из газовозов в дворовые емкости.

6.10.5 Организация на ГНС смешивания компонентов СУГ или обеспечение получения от заводов-изготовителей СУГ, соответствующих требованиям ГОСТ 20448.

6.11 Мероприятия по экономии топливно-энергетических ресурсов при совершенствовании технического оборудования и технологических процессов на газонаполнительных станциях, газонаполнительных пунктах, автомобильных газозаправочных станциях

6.11.1 Модернизация технического оборудования ГНС, ГНП, АГЗС.



6.11.2 Применение автономных парогенераторов для дегазации баллонов на ГНС.

6.12 Мероприятия по экономии топлива при эксплуатации автотракторной техники

6.12.1 Перевод автотракторной техники на альтернативные виды топлива (СУГ, природный газ, СПГ).

6.12.2 Эксплуатация автотракторной техники с меньшим удельным расходом топлива.

6.12.3 Оборудование стоянок автотракторной техники обогревателями или отапливаемыми боксами в зимний период.

6.13 Мероприятия по экономии топлива при совершенствовании обслуживания автотракторного парка

6.13.1 Внедрение современного оборудования для диагностики.

6.13.2 Своевременное проведение технического обслуживания и ремонта автотракторной техники.

7 Методика расчета энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий

7.1 Методические положения расчета энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий по экономии природного газа на технологические нужды основного производства

7.1.1 Внедрение систем и технических устройств телемеханики (телеметрии) для контроля и управления технологическими процессами.

Энергосберегающий эффект достигается в результате четкого и оперативного контроля за потоками газа в населенном пункте и исключения возможных неучтенных расходов.

Годовая экономия газа ΔQ_2 , м³/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_2 = k \cdot V_2, \quad (1)$$




где k – коэффициент, учитывающий сокращение потребления газа в результате внедрения телемеханизированной системы, $k \approx 2 \cdot 10^{-3}$ (по данным ГРО);

V_z – годовой объем потребления газа населенным пунктом до внедрения телемеханизированной системы, м³/год.

7.1.2 Применение схем продувки газопроводов и других объектов систем газоснабжения без сброса газа в атмосферу.

Энергосберегающий эффект достигается вследствие отсутствия сброса газа в атмосферу при продувке.

Годовая экономия газа ΔQ_z , м³/год, по каждому объекту в соответствии с РД [3] рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_z = \frac{0,0029 \cdot V \cdot k \cdot (P_a + P_z)}{273 + t}, \quad (2)$$

где 0,0029 – коэффициент, м·с²·°С/кг;

V – внутренний объем газопроводов, м³;

k – поправочный коэффициент от 1,25 до 1,30 – в соответствии с РД [3];

Примечание – Поправочный коэффициент учитывает реальное увеличение расхода газа на продувку, связанное с техническими сложностями точного определения момента завершения продувки. Коэффициент может быть уменьшен в зависимости от технической оснащённости эксплуатационной организации и квалификации персонала, в частности, при использовании переносных газоанализаторов для экспресс-анализа газа на наличие в нем воздуха.

P_a – атмосферное давление, Па;

P_z – избыточное давление газа в газопроводе, Па;

t – температура газа, °С.

Внутренний объем газопроводов V , м³, рассчитывается в соответствии с Методикой [4] по формуле

$$V = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L, \quad (3)$$

где d – внутренний диаметр газопровода, м;

L – длина газопровода, м.

7.1.3 Внедрение оборудования для врезки в газопровод без снижения давления.

Энергосберегающий эффект достигается за счет исключения сброса газа из газопроводов для снижения давления и последующей продувки отключаемых участков.

Годовая экономия газа ΔQ_z , м³/год, по каждому объекту в соответствии с РД [3] рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_z = \frac{0,0029 \cdot V \cdot (1 + k) \cdot (P_a + P_z)}{273 + t}, \quad (4)$$

где 0,0029 – коэффициент, м·с²·°С/кг;

V – внутренний объем газопроводов, м³, определяется в соответствии с Методикой [4] по формуле (3);

k – поправочный коэффициент от 1,25 до 1,30 – в соответствии с РД [3];

P_a – атмосферное давление, Па;

P_z – избыточное давление газа в газопроводе, Па;

t – температура газа, °С.

7.1.4 Применение в ПРГ оборудования с увеличенными сроками между техническим обслуживанием и текущим ремонтом.

Увеличение межремонтного срока обслуживания ПРГ достигается за счет применения более современного оборудования с большим межремонтным сроком, входящего в состав этих устройств.

Энергосберегающий эффект достигается в результате исключения сброса газа, который имеет место при требуемом ремонте оборудования и в процессе его последующей настройки на заданный режим.

Годовая экономия газа ΔQ_z , м³/год, по каждому ПРГ в соответствии с РД [3] рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_z = \frac{9,24 \cdot d^2 \cdot \tau \cdot (P_a + P_z)}{273 + t} \cdot \sqrt{\frac{P_z}{\rho}}, \quad (5)$$

где 9,24 – коэффициент, м·с²·°С/кг;




- d – внутренний диаметр продувочной свечи, м;
 τ – время продувки, регулировки и настройки, ч;
 P_a – атмосферное давление, Па;
 P_z – избыточное давление газа, Па;
 t – температура газа, °С;
 ρ – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³.

7.2 Методические положения расчета энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий по экономии природного газа на нужды вспомогательного производства

7.2.1 Замена котлов в котельных производственных площадок, баз газового хозяйства, офисных зданий ГРО на современные с более высоким КПД.

Годовая экономия условного топлива $\Delta B_{ум}$, кг у.т./год, при замене котлов на новые с более высоким КПД рассчитывается по формуле

$$\Delta B_{ум} = \frac{Q_{мэ} \cdot 10^{-3}}{Q_n^p \cdot (1 - d_{сн})} \cdot \left(\frac{1}{\eta_{ка}} - \frac{1}{\eta_{ка.н}} \right), \quad (6)$$

где $Q_{мэ}$ – годовое количество тепловой энергии, отпускаемой потребителю на нужды отопления, вентиляции, ГВС без учета потерь теплоты в тепловых сетях, ГДж/год;

Примечание – Здесь и далее для перевода единицы измерения количества тепловой энергии из Дж (единица СИ) в калории (внесистемная единица) следует использовать соотношения, приведенные в таблице А.1 (приложение А). Согласно ГОСТ 8.417 при новых разработках применение некоторых внесистемных единиц, в частности калории, не рекомендуется.

Q_n^p – низшая теплота сгорания условного топлива, МДж/кг у.т.,

$$Q_n^p = 29,3 \text{ МДж/кг у.т. (7000 ккал/кг у.т.);}$$

$d_{сн}$ – коэффициент, учитывающий увеличение расхода топлива на компенсацию внутрикотельных потерь теплоты – по СТО Газпром РД 1.19-126;

$\eta_{ка}$ – КПД старых котельных агрегатов (по результатам последних испытаний)

или паспортным данным);

$\eta_{ка.н}$ – КПД новых котельных агрегатов (по паспортным данным).

Годовая экономия натурального топлива ΔB_{nm} природного газа, тыс. м³/год, и СУГ, т/год, при замене котлов новыми с более высоким КПД, рассчитывается по формуле

$$\Delta B_{nm} = \frac{\Delta B_{ym}}{k}, \quad (7)$$

где ΔB_{ym} – годовая экономия условного топлива, т у.т./год;

k – переводной коэффициент (для природного газа k_2 и СУГ $k_{СУГ}$) – по Указаниям [5] определяется по таблице А.2 (приложение А).

7.2.2 Экономия топлива при децентрализации систем отопления.

Энергосберегающий эффект достигается за счет снижения расхода топлива на производство тепловой энергии при децентрализации систем отопления, уменьшения потерь теплоты в тепловых сетях, вызванное снижением протяженности теплопроводов.

Годовая экономия условного топлива при децентрализации систем отопления ΔB_{ym} , кг у.т./год, рассчитывается по формуле

$$\Delta B_{ym} = 10^{-3} \cdot \frac{Q_{mn}}{Q_n^p}, \quad (8)$$

где Q_{mn} – количество тепловой энергии теряемой при транспортировке теплоносителя от котельной до потребителя, ГДж/год;

Q_n^p – низшая теплота сгорания условного топлива, МДж/кг у.т.,
 $Q_n^p = 29,3$ МДж/кг у.т. (7000 ккал/кг у.т.).

Количество тепловой энергии теряемой при транспортировке теплоносителя от котельной до потребителя Q_{mn} , ГДж/год, рассчитывается по формуле

$$Q_{mn} = Q_{np} + Q_{об} + Q_{ym}, \quad (9)$$

где Q_{np} – потери тепловой энергии через изолированную поверхность теплопроводов подающей линии, ГДж/год – по СТО Газпром РД 1.19-126;




$Q_{об}$ – потери тепловой энергии через изолированную поверхность теплопроводов обратной линии, ГДж/год – по СТО Газпром РД 1.19-126;

$Q_{ум}$ – потери тепловой энергии с утечками воды из сети, ГДж/год – по СТО Газпром РД 1.19-126.

Годовая экономия натурального топлива $\Delta B_{ум}$ природного газа, тыс. м³/год, и СУГ, т/год, рассчитывается по формуле (7).

7.2.3 Применение газового лучистого отопления.

Снижение расхода топлива на производство тепловой энергии при применении систем газового лучистого отопления определяется:

– уменьшением потерь теплоты в тепловых сетях, вызванным снижением протяженности теплопроводов, и затрат тепловой энергии на собственные нужды котельных;

– уменьшением тепловой потребности отапливаемого помещения, необходимой для создания условий теплового комфорта.

Уменьшение тепловой потребности производственного помещения при применении системы лучистого отопления $\Delta Q_{мэ}^{ло}$, ГДж/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{мэ}^{ло} = Q_{мэ} \cdot \frac{\Delta t_g}{t_g - t_n}, \quad (10)$$

где $Q_{мэ}$ – годовой расход тепловой энергии на объект при использовании традиционной системы отопления, ГДж/год;

Δt_g – уменьшение температуры воздуха в производственном помещении при переходе от традиционного к лучистому отоплению, °С; $\Delta t_g = 4$ °С – по СТО Газпром 2-1.9-440;

t_g – температура воздуха в помещении при традиционном отоплении, °С;

t_n – расчетная температура наружного воздуха, °С.

Снижение расхода природного газа на отопление при использовании газовых инфракрасных излучателей ΔQ_c , тыс. м³/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_z = \left(\frac{Q_{mz} + \Delta Q_{mc}}{\eta_{ka} \cdot (1 - d_{cn})} - \frac{Q_{mz} - \Delta Q_{mz}^{no}}{\eta_{cui}} \right) \cdot \frac{1}{Q_n^p}, \quad (11)$$

где Q_{mz} – годовой расход тепловой энергии на объект при использовании традиционной системы отопления, ГДж/год;

ΔQ_{mc} – уменьшение годовых потерь тепловой энергии в тепловой сети, вызванное снижением протяженности теплопроводов, ГДж/год – по СТО Газпром РД 1.19-126;

η_{ka} – КПД котлоагрегатов;

d_{cn} – коэффициент, учитывающий увеличение расхода топлива на компенсацию внутрикотельных потерь теплоты – по СТО Газпром РД 1.19-126;

ΔQ_{mz}^{no} – уменьшение тепловой потребности производственного помещения при применении системы лучистого отопления, ГДж/год;

η_{cui} – КПД газовых инфракрасных излучателей;

Q_n^p – низшая рабочая теплота сгорания природного газа, МДж/м³,
 $Q_n^p = 33,65 \text{ МДж/м}^3$.

7.3 Методические положения расчета энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий по снижению потерь природного газа

7.3.1 Внедрение системы оценки технического состояния объектов газораспределительных систем на базе современных средств диагностики и контроля состояния объектов для определения остаточного ресурса и установления предельного срока эксплуатации.

Энергосберегающий эффект достигается за счет продления срока службы газопроводов без замены в результате проведения своевременного диагностирования с использованием современных технических средств диагностики.

Годовая экономия природного газа ΔQ_z , м³/год, в соответствии с РД [3] и Методикой [4] рассчитывается по формуле




$$\Delta Q_2 = \frac{0,0029 \cdot V \cdot (P_a + P_2)}{273 + t}, \quad (12)$$

где 0,0029 – коэффициент, м·с²·°С/кг;

V – внутренний объем газопровода, м³, в соответствии с Методикой [4] рассчитывается по формуле (3);

P_a – атмосферное давление, Па;

P_2 – избыточное давление газа в газопроводе, Па;

t – температура газа, °С.

7.3.2 Применение высокочувствительных газоанализаторов для проверки герметичности подземных газопроводов.

Энергосберегающий эффект достигается за счет своевременного обнаружения утечек газа и принятия мер по их устранению.

Экономия природного газа ΔQ_2^i , м³, для одной утечки рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_2^i = k \cdot f \cdot w \cdot \tau \cdot 3600, \quad (13)$$

где k – коэффициент, учитывающий снижение скорости газа; ($k = 0,97$);

f – площадь повреждения, м²;

w – скорость выброса газа из места повреждения, м/с;

τ – период времени обнаружения утечки другим способом, ч.

Площадь повреждения f , м², определяется измерением (при сквозном коррозионном повреждении) или, в соответствии с Методикой [4], рассчитывается по формуле

$$f = l \cdot \pi \cdot d \cdot \delta, \quad (14)$$

где l – длина линий разрыва наружного периметра трубы газопровода, в долях от общего периметра;

d – диаметр газопровода, м;

δ – ширина щели, м.

Скорость выброса газа из места повреждения w , м/с, (при давлении газа в трубопроводе выше 85 кПа) в соответствии с Методикой [4] рассчитывается по формуле

$$w = 20,5 \cdot \sqrt{\frac{273+t}{\rho}}, \quad (15)$$

где t – температура газа в газопроводе, °С;

ρ – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³.

Годовая экономия газа ΔQ_z , м³/год, определяется по формуле

$$\Delta Q_z = \sum_{i=1}^n \Delta Q_z^i, \quad (16)$$

где n – количество утечек, обнаруженных с помощью высокочувствительного газоанализатора за отчетный год, шт./год;

ΔQ_z^i – экономия природного газа для одной утечки, м³.

7.3.3 Пресечение незаконных врезок, выявление несанкционированного отбора газа.

Энергосберегающий эффект достигается в результате пресечения несанкционированного отбора газа.

Годовая экономия газа ΔQ_z , м³/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_z = \sum_{i=1}^n \tau_{но} \cdot V_i, \quad (17)$$

где n – количество пресеченных несанкционированных врезок, шт./год;

$\tau_{но}$ – продолжительность несанкционированного отбора газа, сутки;

V_i – расход газа при несанкционированном отборе, м³/сутки, (определяется по проектной мощности установленного газового оборудования и предполагаемому времени его работы в сутки).

7.3.4 Использование в сетях газораспределения клапанов безопасности «Газ-Стоп».

Энергосберегающий эффект достигается вследствие предотвращения сброса газа в атмосферу при разрывах газопровода за счет перекрытия клапана.




Экономия природного газа ΔQ_z^i , м³, для одного срабатывания клапана рассчитывается по формуле (13), где τ – средний период времени обнаружения утечки, ч.

Годовая экономия газа ΔQ_z , м³/год, определяется по формуле (16), где n – количество срабатываний клапана за отчетный год, шт./год.

7.3.5 Оснащение ПРГ регулирующим оборудованием в прогрессивной компоновке с последовательной установкой регулятора-монитора и регулятора.

Энергосберегающий эффект при организации ПРГ с двумя линиями контроля давления газа позволяет исключить сброс газа через предохранительное сбросное устройство при аварийном повышении давления в подающем газопроводе.

Годовая экономия газа ΔQ_z , м³/год, по каждому ПРГ рассчитывается по формуле (5), где d – внутренний диаметр сбросного газопровода, м; τ – время срабатывания предохранительного сбросного устройства, ч (определяется по статистической обработке данных в ГРО).

7.3.6 Использование при строительстве и реконструкции линейной части и ПРГ в качестве запорной арматуры вместо традиционных задвижек современных шаровых кранов с необслуживаемыми сальниковыми камерами.

Энергосберегающий эффект достигается в результате повышения герметичности системы газоснабжения и уменьшения вследствие этого эксплуатационных утечек из газопроводов.

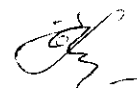
Годовая экономия газа ΔQ_z , м³/год, для газопровода с конкретным рабочим давлением и диаметром рассчитывается в соответствии со Справочником [6] по формуле

$$\Delta Q_z = 3,57 \cdot \tau_\phi \cdot 10^{-5} \cdot \eta \cdot P_z \cdot m \cdot V \cdot \sqrt{\frac{M}{273 + t}} \cdot \frac{1}{\rho} \cdot n, \quad (18)$$

где 3,57 – коэффициент, °С^{1/2}·см²/(м³·ч);

τ_ϕ – фактическая годовая продолжительность периода замены задвижек на шаровые краны, ч/год;

η – коэффициент запаса при $P_z \geq 2 \cdot 10^5$ Па, $\eta = 2$;

P_z – избыточное давление газа в системе, Па;

m – коэффициент негерметичности, характеризующий падение давления газа в системе, 1/ч;

Примечание – Принимать m равным от 0,001 до 0,002 – для вновь устанавливаемого оборудования и m равным от 0,002 до 0,004 – для эксплуатируемого.

V – объем газа в газопроводе между отключающими устройствами, м³;

M – молярная масса газа, кг/кмоль;

t – температура газа, °С;

ρ – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

n – количество шаровых кранов, установленных в качестве запорной арматуры на газопроводе за отчетный год, шт./год.

Объем газа V , м³, в газопроводе между отключающими устройствами рассчитывается в соответствии с Методикой [4] по формуле (3), где L – длина участка газопровода между отключающими устройствами, м; на основании технической документации на газопровод.

7.3.7 Применение современных прокладочных и уплотнительных материалов для запорно-регулирующей арматуры сетей газораспределения.

Энергосберегающий эффект достигается в результате повышения герметичности системы газоснабжения и уменьшения вследствие этого эксплуатационных утечек из газопроводов в местах резьбовых и фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры.

Годовая экономия газа ΔQ_z , м³/год, для газопровода с конкретным рабочим давлением и диаметром рассчитывается в соответствии со Справочником [6] по формуле (18), где τ_ϕ – фактическая годовая продолжительность периода замены уплотнителя, ч/год; n – количество запорно-регулирующих устройств на газопроводе, оснащенных современными уплотнительными и прокладочными материалами за отчетный год, шт.




Объем газа V , м^3 , в газопроводе между запорно-регулирующими устройствами определяется в соответствии с Методикой [4] по формуле (3), где L – длина участка газопровода между запорно-регулирующими устройствами, м.

7.4 Методические положения расчета энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий по экономии электроэнергии на нужды основного производства

7.4.1 Применение полиэтиленовых труб для строительства и реконструкции подземных газопроводов.

В соответствии с требованиями ГОСТ 9.602, для ЭХЗ подземных металлических сооружений применяются катодные установки, потребляющие электроэнергию.

Для полиэтиленовых газопроводов необходимость в ЭХЗ отпадает за исключением имеющих длину более 10 м:

- стальных вставок на линейной части полиэтиленовых газопроводов;
- стальных футляров с изоляцией весьма усиленного типа.

Энергосберегающий эффект определяется разницей в потреблении электроэнергии СКЗ для двух сопоставляемых вариантов:

- стального подземного газопровода, защищаемого СКЗ в соответствии с конкретными условиями прокладки;
- полиэтиленового газопровода, на котором защите подлежат лишь имеющие длину более 10 м стальные вставки на линейной части и стальные футляры.

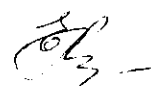
Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{\text{э}}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{э}} = (N_{\text{СКЗ}}^{\text{ст}} - N_{\text{СКЗ}}^{\text{пэ}}) \cdot \tau_{\text{ф}}, \quad (19)$$

где $N_{\text{СКЗ}}^{\text{ст}}$ – мощность, потребляемая СКЗ при защите стального подземного газопровода, кВт;

$N_{\text{СКЗ}}^{\text{пэ}}$ – мощность, потребляемая СКЗ для защиты стальных вставок и футляров, имеющих на полиэтиленовом газопроводе, кВт;

Примечание – При отсутствии стальных вставок и футляров, имеющих на

полиэтиленовом газопроводе, $N_{СКЗ}^{нз} = 0$.

τ_{ϕ} – фактическая годовая продолжительность работы СКЗ, ч/год.

7.4.2 Установка СКЗ с более высокими энергосберегающими характеристиками. Применение систем телемеханики для управления режимом работы СКЗ.

Энергосберегающий эффект определяется разницей в потреблении электроэнергии СКЗ для двух сопоставляемых случаев:

– при продолжении эксплуатации устаревших СКЗ, находящихся в эксплуатации;

– при установке взамен устаревших СКЗ новых, имеющих более высокие энергосберегающие характеристики (КПД, коэффициент мощности, низкий коэффициент пульсации выходного напряжения, тока).

Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{э}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{э} = (N_{СКЗ}^{устар} - N_{СКЗ}^{нов}) \cdot \tau_{\phi}, \quad (20)$$

где $N_{СКЗ}^{устар}$ – мощность, потребляемая СКЗ первого или второго поколений, кВт, (по отчетным данным);

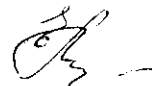
$N_{СКЗ}^{нов}$ – мощность, потребляемая СКЗ третьего поколения, кВт, (по данным проектной организации);

τ_{ϕ} – фактическая годовая продолжительность работы СКЗ, ч/год.

Сравнительные технические характеристики СКЗ разных поколений приведены в таблице Б.1 (приложение Б).

7.4.3 Применение раздельной ЭХЗ газопроводов и коммуникаций иного назначения, а также подземных коммуникаций, принадлежащих различным собственникам. Ликвидация несанкционированных контактов защищаемого газопровода со смежными сооружениями.

Отключение катодной защиты подземных стальных газопроводов от смежных подземных сооружений (водо- и теплопроводов, резервуаров, конструкций) осуществляется:

– при наличии совместной защиты, объединяющей в единую систему ЭХЗ трубопроводы различного назначения, за исключением случаев отсутствия вредного влияния катодной поляризации защищаемого газопровода, на соседние металлические сооружения;

– при обнаружении низкоомных контактов в местах подземных пересечений газопроводов (футляров) со смежными сооружениями.

Энергосберегающий эффект достигается в результате уменьшения тока защиты и выражается разницей в потреблении электроэнергии СКЗ для двух сопоставляемых случаев:

- при совместной ЭХЗ газопроводов и смежных подземных сооружений;
- при отключении катодной защиты газопроводов от смежных подземных сооружений.

Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{\text{э}}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{э}} = (N_{\text{СКЗ}}^{\text{неоткл}} - N_{\text{СКЗ}}^{\text{откл}}) \cdot \tau_{\text{ф}}, \quad (21)$$

где $N_{\text{СКЗ}}^{\text{неоткл}}$ – мощность, потребляемая СКЗ при совместной ЭХЗ газопроводов и смежных подземных сооружений, кВт;

$N_{\text{СКЗ}}^{\text{откл}}$ – мощность, потребляемая СКЗ при отключении смежных подземных сооружений, кВт;

$\tau_{\text{ф}}$ – фактическая годовая продолжительность работы СКЗ, ч/год.

7.4.4 Применение новых изоляционных материалов для защиты цокольных вводов стальных газопроводов. Замена выходов газопроводов из земли с применением устройств согласно СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4.

Энергосберегающий эффект при строительстве новых и ремонте эксплуатируемых стальных подземных газопроводов и цокольных вводов за счет применения новых изоляционных материалов и устройств согласно СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4, определяется разницей в потреблении электроэнергии СКЗ для двух сопоставляемых случаев:




– при изоляции стального подземного газопровода с использованием защитных покрытий, имеющих низкие диэлектрические свойства и механическую прочность;

– при применении новых изоляционных материалов с более высокими диэлектрическими свойствами и механической прочностью.

Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{\text{э}}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{э}} = (N_{\text{СКЗ}}^{\text{трад}} - N_{\text{СКЗ}}^{\text{нов}}) \cdot \tau_{\phi}, \quad (22)$$

где $N_{\text{СКЗ}}^{\text{трад}}$ – мощность, потребляемая СКЗ при использовании традиционных изоляционных материалов с низкими диэлектрическими свойствами и механической прочностью, кВт;

$N_{\text{СКЗ}}^{\text{нов}}$ – мощность, потребляемая СКЗ при применении новых изоляционных материалов, кВт;

τ_{ϕ} – фактическая годовая продолжительность работы СКЗ, ч/год.

7.4.5 Установка электроизолирующих соединений в местах, предусмотренных требованиями нормативных документов, в том числе неразъемные по диэлектрику.

Энергосберегающий эффект достигается при установке изолирующих соединений на газопроводе в зоне действия ЭХЗ с целью ликвидации нерегулируемых контактов газопровода с другими заземленными коммуникациями (конструкциями) и определяется разницей в потреблении электроэнергии СКЗ для двух сопоставляемых режимов работы:

– при отсутствии изолирующих соединений на вводах от распределительных газопроводов;

– после установки на вводах электроизолирующих соединений.

Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{\text{э}}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{э}} = (N_{\text{СКЗ}}^{\text{без физ}} - N_{\text{СКЗ}}^{\text{с физ}}) \cdot \tau_{\phi}, \quad (23)$$

где $N_{\text{СКЗ}}^{\text{без физ}}$ – мощность, потребляемая СКЗ при отсутствии изолирующих соединений на цокольных вводах в здания и помещения, ПРГ и ГРС, кВт;

$N_{СКЗ}^{с\ фис}$ – мощность, потребляемая СКЗ после установки изолирующих соединений, кВт;

τ_{ϕ} – фактическая годовая продолжительность работы СКЗ, ч/год.

7.4.6 Секционирование стальных подземных газопроводов.

Энергосберегающий эффект при секционировании достигается в результате перехода от ЭХЗ всего газопровода к созданию минимальной величины защитного электрического потенциала на каждом из выделенных участков (вплоть до отделения секций, на которых ЭХЗ не требуется) и определяется разницей в потреблении электроэнергии СКЗ для двух сопоставляемых режимов их работы:

– при несекционированной защите всего газопровода, когда наблюдаются, с одной стороны, перерасход электроэнергии из-за создания избыточного потенциала, а с другой – недозащита по концам газопровода;

– при секционировании газопровода, позволяющем на различных его участках (при пересечении с электрифицированными железными дорогами, речными переходами и др.) дифференцированно поддерживать требуемые режимы защиты по поляризационному (суммарному) потенциалу и защитному току.

Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{\text{э}}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{э}} = (N_{СКЗ}^{\text{несекц}} - N_{СКЗ}^{\text{секц}}) \cdot \tau_{\phi}, \quad (24)$$

где $N_{СКЗ}^{\text{несекц}}$ – мощность, потребляемая СКЗ при несекционированной защите всего газопровода, кВт;

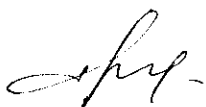
$N_{СКЗ}^{\text{секц}}$ – мощность, потребляемая СКЗ при секционировании газопровода, кВт;

τ_{ϕ} – фактическая годовая продолжительность работы СКЗ, ч/год.

7.4.7 Внедрение систем протекторной защиты на участках газопроводов, где это эффективно и возможно.

В соответствии с требованиями ГОСТ 9.602 защиту подземных стальных газопроводов осуществляют методом катодной поляризации с применением катодных установок и гальванических анодов (протекторов).

Гальванические аноды (протекторы) применяются лишь в ограниченных случаях, регламентированных ГОСТ 9.602.




Энергосберегающий эффект от внедрения на отдельных участках протекторной защиты вместо катодных установок при соблюдении условий и ограничений согласно ГОСТ 9.602 определяется разницей в потреблении электроэнергии для двух сопоставляемых режимов защиты:

- при использовании для защиты стального подземного газопровода только катодных установок;
- при совместном применении катодных установок и гальванических анодов (протекторов).

Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{эз}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{эз} = (N_{СКЗ}^{ку} - N_{СКЗ}^{ку+прот}) \cdot \tau_{\phi}, \quad (25)$$

где $N_{СКЗ}^{ку}$ – мощность, потребляемая для ЭХЗ газопровода, в случае использования только катодных установок, кВт;

$N_{СКЗ}^{ку+прот}$ – мощность, потребляемая для ЭХЗ газопровода при совместном использовании катодных установок и гальванических анодов (протекторов), кВт;

τ_{ϕ} – фактическая годовая продолжительность работы СКЗ, ч/год.

7.5 Методические положения расчета энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий по экономии электроэнергии на нужды вспомогательного производства

7.5.1 Внедрение ПЧ в электроприводах компрессоров, насосов, вентиляторов.

Энергосберегающий эффект при внедрении ПЧ определяется разницей в потреблении электроэнергии на привод нагнетателей для двух сопоставляемых случаев:

- при регулировании производительности и напора путем дросселирования;
- при регулировании производительности и напора путем изменения частоты вращения приводного электродвигателя.

Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{эз}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{эз} = (N_{нагн}^{др} - N_{нагн}^{пч}) \cdot \tau_{\phi}, \quad (26)$$




где $N_{нагн}^{др}$ – мощность, потребляемая электродвигателем нагнетателя при его регулировании с помощью дросселирования, кВт;

$N_{нагн}^{нч}$ – мощность, потребляемая электродвигателем нагнетателя при внедрении преобразователя частоты, кВт;

$\tau_{ф}$ – фактическая годовая продолжительность работы нагнетателя, ч/год.

Мощность $N_{нагн}^{др}$, кВт, потребляемая электродвигателем в зависимости от производительности нагнетателя (при дросселировании), рассчитывается по формуле

$$N_{нагн}^{др} = N_{нагн}^{макс} \cdot (k_{нагн}^{xx} + (1 - k_{нагн}^{xx}) \cdot \bar{Q}), \quad (27)$$

где $N_{нагн}^{макс}$ – максимальная мощность, потребляемая электродвигателем нагнетателя, кВт;

$k_{нагн}^{xx}$ – коэффициент холостого хода электродвигателя нагнетателя (при закрытой задвижке на напорном трубопроводе);

\bar{Q} – относительная производительность нагнетателя.

Определение максимальной мощности $N_{нагн}^{макс}$, кВт, потребляемой электродвигателем, производится с учетом номинальной мощности нагнетателя $N_{нагн}^{ном}$, КПД электродвигателя $\eta_{эд}$ и 15 % запаса, принимаемого при проектировании по формуле

$$N_{нагн}^{макс} = 0,85 \cdot \frac{N_{нагн}^{ном}}{\eta_{эд}}, \quad (28)$$

где 0,85 – коэффициент, учитывающий 15 % запас номинальной мощности электродвигателя;

$N_{нагн}^{ном}$ – номинальная мощность нагнетателя, кВт;

$\eta_{эд}$ – КПД электродвигателя.

Мощность $N_{нагн}^{нч}$, кВт, потребляемая электродвигателем нагнетателя при частотном регулировании производительности, рассчитывается по формуле

$$N_{нагн}^{нч} = N_{нагн}^{макс} \cdot (\bar{Q})^3, \quad (29)$$




где $N_{нагн}^{макс}$ – максимальная мощность, потребляемая электродвигателем нагнетателя, кВт;

\bar{Q} – относительная производительность нагнетателя.

Относительная производительность нагнетателя \bar{Q} определяется в долях от максимальной производительности $Q_{нагн}^{макс}$ (принимать $Q_{нагн}^{макс} = Q_{нагн}^{ном}$) по формуле

$$\bar{Q} = \frac{V}{\tau_{ф} \cdot Q_{нагн}^{макс}}, \quad (30)$$

где V – количество среды, перемещаемое нагнетателем (по приборам учета), м³;

$\tau_{ф}$ – фактическая годовая продолжительность работы нагнетателя, ч/год;

$Q_{нагн}^{макс}$ – максимальная производительность нагнетателя, м³/ч.

7.5.2 Замена малонагруженных электродвигателей на двигатели меньшей мощности.

Энергосберегающий эффект от приведения мощности электродвигателя в соответствие с его загрузкой обусловлен увеличением КПД электродвигателя.

Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{ээ}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{ээ} = (N_{эд\ мн}^{ном} \cdot \eta_{эд\ мн} - N_{эд\ мм}^{ном} \cdot \eta_{эд\ мм}) \cdot \tau_{ф}, \quad (31)$$

где $N_{эд\ мн}^{ном}$ – номинальная мощность малонагруженного электродвигателя, кВт;

$\eta_{эд\ мн}$ – КПД малонагруженного электродвигателя при фактической (неполной) нагрузке;

$N_{эд\ мм}^{ном}$ – номинальная мощность нового электродвигателя меньшей мощности, кВт;

$\eta_{эд\ мм}$ – КПД нового электродвигателя меньшей мощности при существующей загрузке;

$\tau_{ф}$ – фактическая годовая продолжительность работы малонагруженного электродвигателя, ч/год.

При отсутствии паспортных данных, КПД электродвигателя, в зависимости от соотношения фактической нагрузки и мощности электродвигателя, определяется в соответствии с рисунком 1.

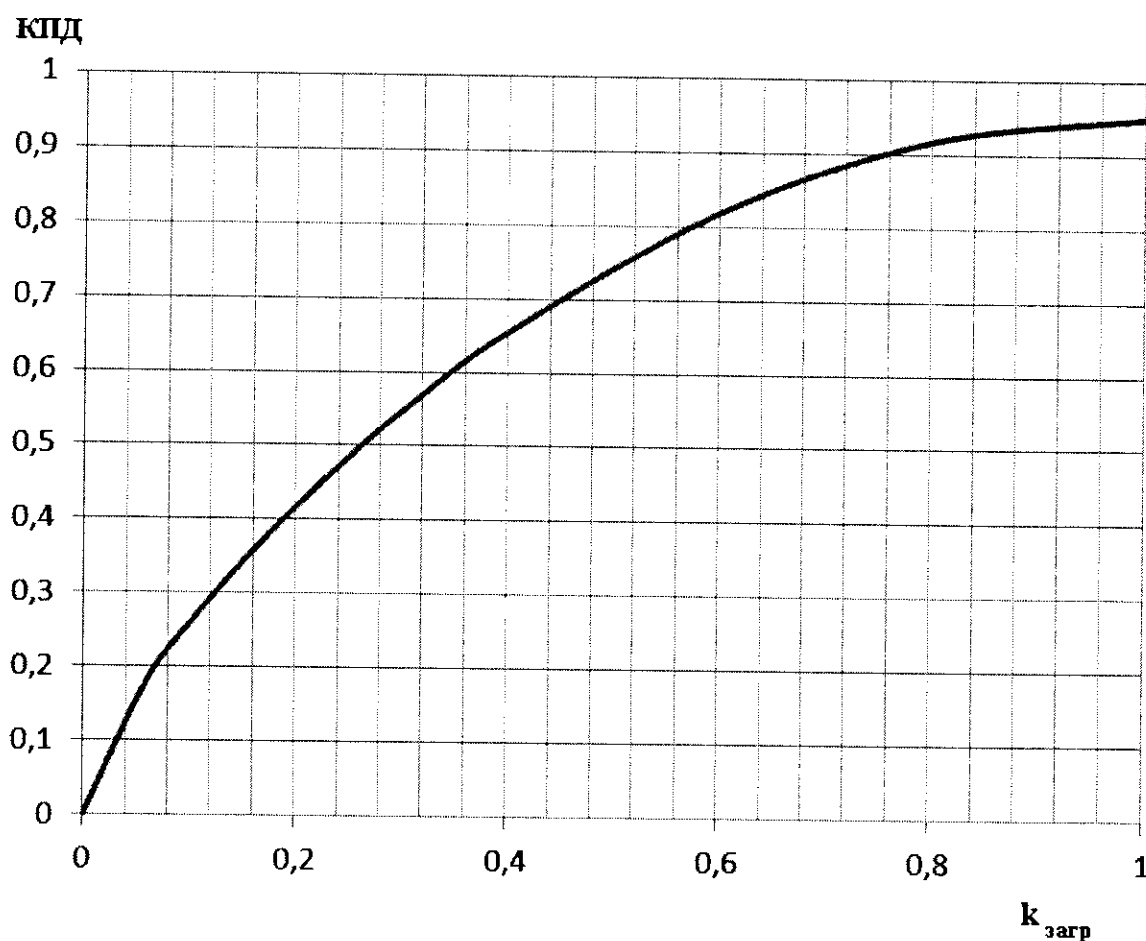


Рисунок 1 – Коэффициент полезного действия электродвигателя в зависимости от соотношения фактической нагрузки и мощности электродвигателя

7.5.3 Замена силовых трансформаторов, находящихся на балансе ГРО, на более современные энергосберегающие трансформаторы.

Энергосберегающий эффект достигается за счет замены силовых трансформаторов на энергоэффективные с меньшими потерями холостого хода $\Delta P_{хх}$ и короткого замыкания $\Delta P_{кз}$.

Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{э}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{э} = \Delta W_{m_1} - \Delta W_{m_2}, \quad (32)$$

где ΔW_{m_1} – годовые потери электроэнергии при использовании существующего

трансформатора, кВт·ч/год;

ΔW_{m_2} – годовые потери электроэнергии при использовании энергоэффективного трансформатора, кВт·ч/год.

Годовые потери электроэнергии в двухобмоточных трансформаторах ΔW_m , кВт·ч/год, определяются по формуле

$$\Delta W_m = \Delta P_{xx} \cdot \tau_2 + k_3^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau_\phi, \quad (33)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора (по паспортным данным трансформатора), кВт;

τ_2 – годовое число часов работы трансформатора, ч;

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора (по паспортным данным трансформатора), кВт;

τ_ϕ – число часов работы трансформатора с номинальной нагрузкой, ч.

Примечание – При отсутствии данных принимается: 2000 ч при работе в одну смену, 4500 ч при работе в две смены, 7000 ч при работе в три смены.

Если на трансформаторной подстанции установлены два одинаковых трансформатора, а суммарная нагрузка подстанции распределена поровну между трансформаторами, в этом случае годовые потери электроэнергии ΔW_m , кВт·ч/год, определяются по формуле

$$\Delta W_m = 2\Delta P_{xx} \cdot \tau_2 + \frac{1}{2}k_3^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau_\phi, \quad (34)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора (по паспортным данным трансформатора), кВт;

τ_2 – годовое число часов работы трансформатора, ч;

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора (по паспортным данным трансформатора), кВт;

τ_{ϕ} – число часов работы трансформатора с номинальной нагрузкой, ч.

Для уменьшения суммарных потерь мощности и электроэнергии на двухтрансформаторной подстанции необходимо знать, при какой нагрузке объекта ГРО целесообразно отключить один трансформатор. Величина такой нагрузки S_n , кВ·А, определяется по формуле

$$S_n = S_{ном.тр.} \cdot \sqrt{\frac{2\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}}, \quad (35)$$

где $S_{ном.тр.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора (по паспортным данным трансформатора), кВт;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора (по паспортным данным трансформатора), кВт.

7.5.4 Применение устройств компенсации реактивной мощности.

Устройства компенсации реактивной мощности позволяют уменьшить потери напряжения, мощности и электроэнергии в системе электроснабжения.

Энергосберегающий эффект достигается за счет компенсации (уменьшения) реактивной составляющей мощности и увеличения $\cos\phi$.

Для объектов ГРО КУ целесообразно устанавливать на низкой стороне трансформаторных подстанций, ВРУ-0.4кВ объекта, непосредственно у потребителей.

В этом случае годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{э}$, кВт·ч/год, от применения КУ состоит из экономии потерь электроэнергии в трансформаторе и питающих линиях и определяется по формуле

$$\Delta W_{э} = \Delta W_m + \Delta W_l, \quad (36)$$

где ΔW_m – годовая экономия электроэнергии в трансформаторе, кВт·ч/год;

ΔW_l – годовая экономия потерь электроэнергии в линии электропередачи, кВт·ч/год, определяется по формуле (42).

Годовая экономия электроэнергии в трансформаторе ΔW_m , кВт·ч/год, определяется по формуле

$$\Delta W_m = \Delta W_{m_1} - \Delta W_{m_2}, \quad (37)$$

где ΔW_{m_1} – годовые потери электроэнергии до компенсации, кВт·ч/год;

ΔW_{m_2} – годовые потери электроэнергии после компенсации, кВт·ч/год.

Годовые потери электроэнергии в двухобмоточном трансформаторе без устройств компенсации ΔW_{m_1} , кВт·ч/год, определяются по формуле (33).

Годовые потери электроэнергии в двухобмоточном трансформаторе после компенсации ΔW_{m_2} , кВт·ч/год, определяются по формуле

$$\Delta W_{m_2} = \Delta P_{xx} \cdot \tau_z + k_{3_{m_2}}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau_\phi, \quad (38)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора (по паспортным данным трансформатора), кВт;

τ_z – годовое число часов работы трансформатора, ч;

$k_{3_{m_2}}$ – коэффициент загрузки трансформатора после компенсации;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора (по паспортным данным трансформатора), кВт;

τ_ϕ – число часов работы трансформатора с номинальной нагрузкой, ч.

Для определения годовых потерь электроэнергии в двухобмоточном трансформаторе после компенсации ΔW_{m_2} , кВт·ч/год, рассчитывается нагрузка трансформатора S_{m_2} , кВ·А, и его коэффициент загрузки $k_{3_{m_2}}$.

Нагрузка трансформатора после компенсации S_{m_2} , кВ·А, определяется по формуле

$$S_{m_2} = \sqrt{P^2 + (Q - Q_{кв})^2}, \quad (39)$$

где P – среднегодовая активная нагрузка объекта ГРО, кВт;

Q – среднегодовая реактивная нагрузка объекта ГРО, квар;

$Q_{ку}$ – реактивная мощность КУ, квар.

Мощность КУ $Q_{ку}$, квар, определяется по формуле

$$Q_{ку} = P \cdot (tg \varphi_1 - tg \varphi_2), \quad (40)$$

где P – среднегодовая активная нагрузка объекта ГРО, кВт;

$tg \varphi_1$ – средневзвешенный годовой коэффициент реактивной мощности нагрузки

до компенсации, $tg \varphi_1 = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_1}}{\cos \varphi_1}$;

$tg \varphi_2$ – средневзвешенный годовой коэффициент реактивной мощности нагрузки

после компенсации, $tg \varphi_2 = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_2}}{\cos \varphi_2}$.

Примечание – Рекомендуемый нормативный $tg \varphi_2$ от 0,3 до 0,5.

Коэффициент загрузки после компенсации $k_{з.м_2}$, определяется по формуле

$$k_{з.м_2} = \frac{S_{м_2}}{S_{ном.тр.}}, \quad (41)$$

где $S_{м_2}$ – нагрузка трансформатора после компенсации, кВ·А;

$S_{ном.тр.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Годовая экономия потерь электроэнергии в линии электропередачи $\Delta W_{л}$, кВт·ч/год, определяется по формуле

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \cdot \tau, \quad (42)$$

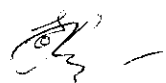
где $\Delta P_{л}$ – снижение потерь мощности в линиях электропередачи при номинальной мощности КУ, кВт;

τ – число часов наибольших потерь мощности в линии в год, ч/год.

Снижение потерь мощности в линиях электропередачи $\Delta P_{л}$, кВт, при номинальной мощности КУ определяется по формуле

$$\Delta P_{л} = Q_{ку} \cdot (2Q - Q_{ку}) \cdot \frac{R}{U^2}, \quad (43)$$

где $Q_{ку}$ – реактивная мощность КУ, квар;

Q – среднегодовая реактивная нагрузка объекта ГРО, квар;

R – активное сопротивление жил линии, Ом;

U – напряжение линии, кВ.

7.5.5 Внедрение энергоэффективных ламп.

Энергосберегающий эффект достигается за счет замены на лампы меньшей мощности с большей светоотдачей.

Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{л}$, тыс. кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{л} = 10^{-3} \cdot \sum_{i=1}^n (N_{зам} - N_{уст}) \cdot \tau, \quad (44)$$

где $N_{зам}$ – мощность заменяемых ламп n – типа, кВт;

$N_{уст}$ – мощность устанавливаемых ламп n – типа (по паспортным данным), кВт;

τ – длительность работы ламп n – типа после замены, ч/год;

n – количество типов ламп, шт.

Данные по характеристикам источников света по Сборнику [7] приведены в таблице Б.2 (приложение Б).

7.5.6 Применение энергоэффективных ПРА.

Энергосберегающий эффект при установке энергоэффективных ПРА достигается за счет возможности управления световым потоком ламп помещения (переход на пониженную мощность) и повышения их срока службы.

Годовая экономия электроэнергии ΔW_i , кВт·ч/год, (при установке одного ПРА) согласно Сборнику [7] рассчитывается по формуле

$$\Delta W_i = W_{\Sigma i} \cdot \left(1 - \frac{k_{ПРА i}^{уст}}{k_{ПРА i}} \right), \quad (45)$$

где $W_{\Sigma i}$ – годовое потребление электроэнергии i -го помещения при существующих ПРА, кВт·ч/год;

$k_{ПРА i}^{уст}$ – коэффициент потерь в устанавливаемых ПРА i -го помещения;

$k_{ПРА i}$ – коэффициент потерь в ПРА существующих светильников системы

освещения i -го помещения – в соответствии со Сборником [7] по таблице Б.3 (приложение Б).

Годовая экономия электроэнергии от внедрения всех установленных ПРА $\Delta W_{ПРА}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{ПРА} = \sum_{i=1}^n \Delta W_i, \quad (46)$$

где n – количество установленных ПРА, шт.;

ΔW_i – годовая экономия электроэнергии (при установке одного ПРА), кВт·ч/год.

7.5.7 Использование автоматических устройств регулирования освещения.

Энергосберегающий эффект достигается за счет уменьшения расхода электроэнергии при использовании автоматического регулирования систем наружного и внутреннего освещения.

Годовая экономия электроэнергии от применения наружного освещения с контролем уровня естественной освещенности $\Delta W_{авт}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{авт} = (k_{эа} - 1) \cdot N_{oy} \cdot \tau_{oy}, \quad (47)$$

где $k_{эа}$ – коэффициент эффективности автоматизации управления освещением в соответствии со Сборником [7] определяется по таблице Б.4 (приложение Б);

N_{oy} – суммарная мощность осветительных установок, кВт;

τ_{oy} – длительность работы осветительных установок в год, ч/год.

Внутреннее освещение с использованием систем автоматического регулирования (датчики движения/присутствия) включается на время, необходимое для нахождения людей в помещениях, на лестничных клетках, в лифтовых холлах и т.д.

В качестве осветительных приборов должны использоваться СДЛ, выдерживающие цикл частого включения-выключения.

П р и м е ч а н и е – Использование ЛЛ в режиме частого включения-выключения, приводит к существенному снижению их срока службы.




Энергосберегающий эффект от использования датчиков движения (присутствия) достигается за счет сокращения времени работы осветительного оборудования.

Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{осв}$, кВт·ч/год, за счет замены ЛЛ на СДЛ с одновременным применением системы автоматического управления освещением рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{осв} = (N_{уст.ЛЛ} - k_c \cdot N_{уст.СДЛ}) \cdot \tau_p, \quad (48)$$

где $N_{уст.ЛЛ}$ – установленная мощность всех заменяемых ЛЛ светильников, кВт;

k_c – коэффициент спроса осветительной нагрузки при применении датчиков движения; ($k_c = 0,5$);

$N_{уст.СДЛ}$ – установленная мощность всех СДЛ, заменяющих ЛЛ, кВт;

τ_p – среднегодовое число рабочих часов, ч/год.

7.5.8 Внедрение двухрежимного освещения на производственных объектах ГРО.

Энергосберегающий эффект достигается за счет снижения потребления электроэнергии при внедрении двухрежимного освещения на производственных объектах ГРО.

Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{реж}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{реж} = (N_p - N_{до}) \cdot \tau_{до}, \quad (49)$$

где N_p – мощность системы рабочего освещения, кВт – по паспортным данным;

$N_{до}$ – мощность системы дежурного освещения, кВт – по паспортным данным;

$\tau_{до}$ – время работы дежурного освещения в год, ч/год.

7.5.9 Применение комбинированных осветительных приборов, использующих для питания солнечную энергию.

Энергосберегающий эффект достигается за счет применения комбинированного освещения с осветительными приборами, использующими для питания солнечную энергию.

Годовая экономия электроэнергии на объектах ГРО $\Delta W_{к. осв.}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{к. осв.} = (N_{со} - N_{ко}) \cdot \tau_{ко}, \quad (50)$$

где $N_{со}$ – мощность существующей системы рабочего освещения, кВт;

$N_{ко}$ – мощность системы комбинированного освещения, кВт;

Примечание – Мощность систем рабочего и комбинированного освещения определяют по паспортным данным.

$\tau_{ко}$ – время работы системы комбинированного освещения в год, ч/год.

7.5.10 Внедрение энергоэффективной офисной энергопотребляющей техники.

Энергосберегающий эффект достигается за счет замены старой энергоемкой электропотребляющей офисной техники на новую меньшей мощности.

Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{оф}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{оф} = \sum_{i=1}^n (N_{оф.i}^{см.} - N_{оф.i}^{н.}) \cdot \tau_{оф.i}, \quad (51)$$

где $N_{оф.i}^{см.}$ – мощность заменяемой i -ой офисной техники (по паспортным данным), кВт;

$N_{оф.i}^{н.}$ – мощность устанавливаемой i -ой офисной техники (по паспортным данным), кВт;

$\tau_{оф.i}$ – длительность работы новой i -ой офисной техники после замены, ч/год;

n – количество заменяемой офисной техники, шт.

7.5.11 Внедрение многотарифных счетчиков электроэнергии на объектах ГРО.

В соответствии с требованиями Правил [8] ГРО должны проводить анализ технико-экономических показателей потребления электроэнергии, а также организовывать работу по анализу учета электроэнергии и основных показателей работы оборудования.

Сокращение потребления электроэнергии и снижение оплаты за заявленный максимум достигается при внедрении АСКУЭ.

Снижение оплаты за потребление электроэнергии достигается в результате выбора оптимального тарифа.

Потребитель вправе самостоятельно выбирать для проведения расчетов за электрическую энергию один из трех вариантов тарифа:

- одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость 1 кВт·ч поставляемой электрической энергии, с учетом стоимостной мощности;
- двухставочный тариф, включающий ставку за 1 кВт·ч электрической энергии и ставку за 1 кВт договорной заявленной мощности;
- одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток, включающий полную стоимость поставки 1 кВт·ч электрической энергии с учетом стоимости мощности.

Выбор оптимального тарифа за электроэнергию сократит оплату за ее потребление.

Плата за электрическую энергию при одноставочном тарифе $I_1^{гг}$, руб./год, рассчитывается по формуле

$$I_1^{гг} = W_{гг} \cdot C_1, \quad (52)$$

где $W_{гг}$ – годовое потребление электроэнергии в ГРО, кВт·ч/год;

C_1 – стоимость 1 кВт·ч при одноставочном тарифе, руб./(кВт·ч).

Плата за электрическую энергию при двухставочном тарифе $I_2^{гг}$, руб./год, рассчитывается по формуле

$$I_2^{гг} = W_{гг} \cdot \left(\frac{m}{h_{\max}} + C_2 \right) = \mathcal{E}_p + W_{гг} \cdot C_2, \quad (53)$$

где m – ставка платы за 1 кВт электрической мощности, руб./кВт;

h_{\max} – число часов использования максимальной нагрузки, ч/год;

C_2 – ставка за потребляемую активную энергию при двухставочном тарифе, руб./(кВт·ч);

\mathcal{E}_p – годовая плата за мощность, руб./год.




Выбор оптимального тарифа определяется из условия равенства оплаты по двум тарифам

$$W_{\text{зз}} \cdot C_1 = \mathcal{E}_p + W_{\text{зз}} \cdot C_2, \quad (54)$$

Тогда, величина экономии от платы по разным тарифам ΔI_m , руб./год, рассчитывается по формуле

$$\Delta I_m = W_{\text{зз}} \cdot (C_1 - C_2), \quad (55)$$

При выполнении условия

$$\mathcal{E}_p > \Delta I_m, \quad (56)$$

плата по одноставочному тарифу будет меньше, чем по двуставочному.

Годовой эффект $\Delta I^{\text{зз}}$, руб./год, от перехода с одноставочного тарифа на двухставочный рассчитывается по формуле

$$\Delta I^{\text{зз}} = I_1^{\text{зз}} - I_2^{\text{зз}}. \quad (57)$$

Использование третьего варианта тарифа осуществимо при наличии в организации АСКУЭ.

Плата за электроэнергию по третьему тарифу $I_3^{\text{зз}}$, руб./год, рассчитывается по формуле

$$I_3^{\text{зз}} = \sum_{i=1}^n W_{\text{зз},i} \cdot C_{3,i}, \quad (58)$$

где $W_{\text{зз},i}$ – годовое потребление электроэнергии в i -той зоне суток, кВт·ч/год;

$C_{3,i}$ – тариф на электроэнергию, потребленную в i -той зоне суток, руб./(кВт·ч);

n – количество зон в сутках, ед.

7.6 Методические положения расчета энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий по сокращению потребления электроэнергии от внешних источников за счет собственной генерации

7.6.1 Внедрение на ПРГ (ГРС), в котельных ДГА для выработки электроэнергии.




Энергосберегающий эффект достигается за счет выработки дополнительной энергии без затрат топлива с использованием для этих целей потенциальной энергии природного газа, поступающего на ПРГ (ГРС) с избыточным давлением.

Электрическая мощность установки ДГА $N_{ДГА}$, кВт, в соответствии с [9] определяется по формуле

$$N_{ДГА} = \frac{\left(\frac{\kappa}{\kappa - 1}\right) \cdot R \cdot T_{ax} \cdot \left[1 - \left(\frac{P_{вых.}}{P_{ax.}}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}\right] \cdot G_2 \cdot \eta_{мех.} \cdot \eta_{ген.} \cdot \eta_{0i}}{\mu_{CH_4}}, \quad (59)$$

где κ – показатель изоэнтропы, принимается равным 1,3;

R – универсальная газовая постоянная, кДж/(кмоль·К), $R = 8,31$ кДж/(кмоль·К);

$T_{ax.}$ – температура газа перед ДГА, К;

$P_{вых.}$ – давление газа после ДГА, МПа;

$P_{ax.}$ – давление газа перед ДГА, МПа;

G_2 – массовый расход газа через ДГА, кг/с;

Примечание – Через ДГА, установленный параллельно основной линии редуцирования ПРГ, должно проходить не более 25 % общего часового расхода газа ПРГ.

$\eta_{мех.}$ – механический КПД ДГА (только для ДГА с механическим редуктором);

$\eta_{ген.}$ – КПД электрогенератора ДГА – принимается по таблице 1;

η_{0i} – внутренний относительный КПД – принимается по таблице 2;

$\mu_{CH_4} = 16$ кг/кмоль – молярная масса метана.

Таблица 1 – Значения КПД электрогенератора ДГА

Мощность ДГА, $N_{ДГА}$, кВт	КПД электрогенератора ДГА, $\eta_{ген.}$
постоянный ток до 2	от 0,5 до 0,6
переменный ток от 5 до 30 включительно	от 0,8 до 0,85
свыше 30	от 0,9 до 0,94

Таблица 2 – Значения внутреннего относительного КПД ДГА

Мощность ДГА, $N_{ДГА}$, кВт	Внутренний относительный КПД ДГА, η_{0i}
до 2	от 0,5 до 0,6
от 2 до 10 включительно	от 0,6 до 0,7
свыше 10	от 0,7 до 0,8

Годовая выработка электроэнергии ДГА $W_{ДГА}$, кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$W_{ДГА} = N_{ДГА} \cdot 24 \cdot \tau, \quad (60)$$

где τ – продолжительность работы ДГА в году, сут/год.

7.6.2 Применение в котельных КГУ с целью совместной выработки тепла и электроэнергии.

В состав КГУ входит: газопоршневой двигатель или газовая турбина, генератор, система отбора теплоты и система управления. Теплота отбирается из выхлопа и системы охлаждения газопоршневого двигателя или газовой турбины. При этом в среднем на 100 кВт электрической мощности потребитель получает 150 кВт тепловой мощности в виде горячей воды для отопления, вентиляции и ГВС.

Энергосберегающий эффект от применения КГУ реализуется не только у потребителя, но, главным образом, во всей системе производства и потребления тепловой и электрической энергии за счет:

- исключения потерь при передаче энергии (средние нормативные потери в электросетях – 13 %, в тепловых сетях – 10 %);
- выработки энергии с высоким КПД за счет совместного производства электрической и тепловой энергии.

Выбор параметров КГУ осуществляется в зависимости от требований объекта энергоснабжения, таких как:

- полное обеспечение объекта электрической энергией, что позволяет исключить затраты на подключение к сетям и обеспечивать надежное и качественное энергоснабжение;
- полное использование тепловой энергии круглый год за счет производства теплоты на ГВС и выработки холода для кондиционирования воздуха, что позволяет

работать когенерационной (тригенерационной) установке с наивысшей эффективностью. Дополнительные потребности в тепловой энергии могут быть покрыты за счет установки дополнительных котлов, а в электрической энергии за счет подключения к сети.

Рассмотрены два варианта наиболее распространенных случаев внедрения КГУ.

В первом случае КГУ внедряется на объекте, при котором существует котельная, мощностью N , МВт. Мощность установки выбирается таким образом, чтобы тепловая энергия использовалась круглый год: выработка теплоты составляет $- 0,4 \cdot N$; а выработка электроэнергии $- 0,3 \cdot N$.

Годовая экономия условного топлива при внедрении КГУ $\Delta B_{\text{ку}}^1$, кг у.т./год, определяется по формуле

$$\Delta B_{\text{ку}}^1 = \tau_{\text{ку}} \cdot (0,4 \cdot N \cdot H_1^1 + 0,3 \cdot N \cdot k_{\text{э}} \cdot (1 + K_{\text{ном}}^{\text{э}}) - B_{\text{ку}}^m). \quad (61)$$

Во втором случае КГУ, с теми же параметрами, внедряется на объекте, снабжаемом покупной тепловой энергией.

Годовая экономия условного топлива $\Delta B_{\text{ку}}^2$, кг у.т./год, определяется по формуле

$$\Delta B_{\text{ку}}^2 = \tau_{\text{ку}} \cdot (0,4 \cdot N \cdot H_1^2 \cdot (1 + K_{\text{ном}}^{\text{мс}}) + 0,3 \cdot N \cdot k_{\text{э}} \cdot (1 + K_{\text{ном}}^{\text{э}}) - B_{\text{ку}}^m), \quad (62)$$

где $\tau_{\text{ку}}$ – число часов работы установки в год; при круглогодичной работе

$$\tau_{\text{ку}} = 8760 \text{ ч};$$

N – мощность котельной, МВт;

H_1^1 – норма расхода условного топлива на производство тепловой энергии, в собственной котельной, кг у.т./(МВт·ч) – по СТО Газпром РД 1.19-126 (формула 1.2), где $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} = 0,9$ – рекомендуемое значение;

H_1^2 – норма расхода условного топлива на производство тепловой энергии, в муниципальной котельной, кг у.т./(МВт·ч) – по СТО Газпром РД 1.19-126 (формула 1.2), где $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} = 0,78$ – рекомендуемое значение;

$k_{\text{э}}$ – коэффициент перевода электрической энергии в условное топливо




принимается равным $k_{\text{э}} = 120,0$ кг у.т./((МВт·ч) – в соответствии с ГОСТ Р 51749 по таблице А.3 (приложение А);

$K_{\text{ном}}^{\text{эз}}$ – нормативный коэффициент потерь электрической энергии в сетях принимается равным $K_{\text{ном}}^{\text{эз}} = 0,13$;

$K_{\text{ном}}^{\text{тс}}$ – нормативный коэффициент потерь тепловой энергии в сетях принимается равным $K_{\text{ном}}^{\text{тс}} = 0,10$;

$B_{\text{ку}}^{\text{м}}$ – расход условного топлива КГУ (по паспортным данным), кг у.т./ч.

Энергосберегающий эффект по первичным энергоносителям при встраивании КГУ в действующую котельную составляет от 25 % до 30 %, а при вновь вводимом объекте от 35 % до 40 %, и зависит от времени и объемов использования тепловой энергии.

Полное возмещение капитальных и эксплуатационных затрат КГУ существенно зависит от её загрузки: окупаемость установки при работе на 70 % мощности круглосуточно и круглогодично составляет от 2 до 3 лет, а при работе в сутки 8 ч на 70 % нагрузке или 16 ч на 10 % нагрузке от 5 до 6 лет.

7.6.3 Применение газоиспользующих холодильных машин вместо электроприводных в системах кондиционирования воздуха.

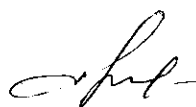
Эффект по сокращению потребления электроэнергии от внешних источников достигается за счет снижения установленной электрической мощности на привод компрессоров холодильных установок административных зданий ГРО при переходе на холодоснабжение от генераторов холода, работающих на газе: ГХМ и АБХМ.

Величина снижения годового потребления электроэнергии при использовании ГХМ и АБХМ $W_{\text{ХМ}}$, тыс. кВт·ч/год, определяется по формуле

$$W_{\text{ХМ}} = \frac{Q_{\text{ХМ}}}{3600 \cdot \varepsilon}, \quad (63)$$

где $Q_{\text{ХМ}}$ – годовая потребность в холоде на нужды кондиционирования воздуха административных зданий, МДж/год;

ε – среднегодовой холодильный коэффициент парокompрессионной




холодильной машины.

Примечание – Величина ε принимается по данным производителей оборудования. Для оценочных расчетов принимается ε равным от 3 до 3,3 – для холодильных машин с водяным охлаждением и ε равным от 2,8 до 3 – для холодильных машин с воздушным охлаждением.

Годовая потребность в холоде на нужды кондиционирования воздуха административных зданий Q_{XM} , МДж/год, определяется по формуле

$$Q_{XM} = 12,9 \cdot Q_x \cdot (365 - z_{on}), \quad (64)$$

где 12,9 – коэффициент пересчета мощности холодильных машин, МДж/(кВт·сут);

Q_x – расчетная холодопроизводительность системы кондиционирования воздуха, кВт;

Примечание – Принимается по данным проекта, либо по установленной холодильной мощности эксплуатируемых холодильных машин.

z_{on} – продолжительность отопительного периода, сут – по СНиП [10] (таблица 1), либо по таблице Б.5 (приложение Б).

Одновременно с сокращением электропотребления при использовании газоиспользующих машин – ГХМ и АБХМ имеют место дополнительные затраты газа.

Дополнительные годовые затраты газа на работу ГХМ $\Delta Q_{ГХМ}$, м³/год, определяются по формуле

$$\Delta Q_{ГХМ} = Q_{XM} \cdot b_{ГХМ}, \quad (65)$$

где Q_{XM} – годовая потребность в холоде на нужды кондиционирования воздуха административных зданий, МДж/год;

$b_{ГХМ}$ – удельный расход газа на привод ГХМ, м³/МДж.

Примечание – Значения $b_{ГХМ}$ принимаются по данным производителя. Для оценочных расчетов принимается от 0,015 до 0,02 м³/МДж.

Дополнительные годовые затраты газа на работу газоиспользующих АБХМ $\Delta Q_{АБХМ}$, м³/год, определяются по формуле

$$\Delta Q_{АБХМ} = Q_{XM} \cdot b_{АБХМ}, \quad (66)$$

где Q_{XM} – годовая потребность в холоде на нужды кондиционирования воздуха




административных зданий, МДж/год;

$b_{\text{АБХМ}}$ – удельный расход газа на привод АБХМ, м³/МДж.

Примечание – Значения $b_{\text{АБХМ}}$ принимаются по данным производителя. Для оценочных расчетов принимается от 0,03 до 0,04 м³/МДж.

7.7 Методические положения расчета энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий по экономии тепловой энергии при транспорте теплоты от источника генерации до потребителя

7.7.1 Ликвидация утечек теплоносителя (горячей воды, пара) в сетях теплоснабжения.

Энергосберегающий эффект достигается за счет сокращения утечек теплоносителя.

Годовая экономия тепловой энергии $\Delta Q_{\text{ум}}$, МДж/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{\text{ум}} = 4,18 \cdot V \cdot (t_{\text{mp}}^{\text{cp}} - t_{\text{xe}}), \quad (67)$$

где 4,18 – теплоемкость воды при усредненной температуре, МДж/(м³·°С);

V – годовой объем сокращения утечек из тепловой сети и систем отопления, м³/год;

$t_{\text{mp}}^{\text{cp}}$ – средняя температура теплоносителя в трубопроводе тепловой сети, °С;

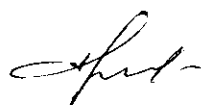
t_{xe} – температура холодной воды в отопительный период, °С, принимается равной $t_{\text{xe}} = +0,5$ °С.

Примечание – При отсутствии данных о среднегодовых температурах теплоносителя, их значения в зависимости от расчетных температур воды в тепловой сети принимаются в соответствии с данными, приведенными в таблице Б.6 (приложение Б).

7.7.2 Повышение теплоизолирующих свойств изоляции тепловых сетей.

Энергосберегающий эффект достигается за счет сокращения потерь тепловой энергии через изоляцию трубопроводов тепловых сетей.

При реконструкции (перекладке) отдельного участка тепловой сети годовая экономия тепловой энергии при транспорте теплоты от источника генерации до




потребителя за счет повышения теплоизолирующих свойств изоляции теплосетей $\Delta Q_{уч из}$, ГДж/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{уч из} = Q_{мэ} \cdot (k_{уч}^{стар} - k_{уч}^{нов}), \quad (68)$$

где $Q_{мэ}$ – годовой расход тепловой энергии потребителями, снабжающимися теплом по данному участку тепловой сети, ГДж/год;

$k_{уч}^{стар}$ – доля потерь тепловой энергии на участке тепловой сети до реконструкции (перекладки);

$k_{уч}^{нов}$ – доля потерь тепловой энергии на участке тепловой сети после реконструкции (перекладки).

Доля потерь тепловой энергии на участке тепловой сети $k_{уч}$, рассчитывается по формуле

$$k_{уч} = L_{уч} \cdot k_{уч}^{уд} \cdot k_{вр} \cdot k_{сост}, \quad (69)$$

где $L_{уч}$ – длина участка наружной тепловой сети в плане в двухтрубном исчислении без учета вылета гибких компенсаторов, км;

$k_{уч}^{уд}$ – удельный коэффициент на потери тепловой энергии на участке тепловой сети, 1/км, принимается при реконструкции отдельного участка тепловой сети – по таблице Б.7 (приложение Б), при этом для тепловой сети после реконструкции принимаются значения по графе «с 2004 г.»;

$k_{вр}$ – коэффициент, принимаемый при работе тепловой сети до 5000 ч в год включительно равным $k_{вр} = 1,0$, более 5000 ч – $k_{вр} = 0,85$;

$k_{сост}$ – коэффициент, учитывающий состояние тепловой изоляции тепловой сети.

Примечание – В исправном состоянии и после реконструкции тепловой сети $k_{сост} = 1,0$, при разрушении до 5 % тепловой изоляции $k_{сост} = 1,2$, при разрушении до 10 % тепловой изоляции $k_{сост} = 1,3$.

При реконструкции (перекладке) всей тепловой сети годовая экономия тепловой энергии при транспорте теплоты от источника генерации до потребителя $\Delta Q_{мс из}$, ГДж/год, рассчитывается по формуле




$$\Delta Q_{mc \text{ из}} = Q_{mэ} \cdot (k_{mc}^{стар} - k_{mc}^{нов}), \quad (70)$$

где $Q_{mэ}$ – годовой расход тепловой энергии потребителями, снабжающимися теплом по данной тепловой сети, ГДж/год;

$k_{mc}^{стар}$ – доля потерь тепловой энергии в тепловой сети до реконструкции (перекладки);

$k_{mc}^{нов}$ – доля потерь тепловой энергии в тепловой сети после реконструкции (перекладки).

Доля потерь тепловой энергии в тепловой сети k_{mc} , рассчитывается по формуле

$$k_{mc} = L_{mc} \cdot k_{mc}^{уд} \cdot k_{сп} \cdot k_{сост}, \quad (71)$$

где L_{mc} – суммарная длина всех участков наружной тепловой сети в плане в двухтрубном исчислении без учета вылета гибких компенсаторов, км;

$k_{mc}^{уд}$ – удельный коэффициент на потери тепловой энергии в наружных тепловых сетях, 1/км, принимается при реконструкции разветвленной тепловой сети – по таблице Б.8 (приложение Б), при этом для тепловой сети после реконструкции принимаются значения по графе «с 2004 г.».

Коэффициенты $k_{сп}$ и $k_{сост}$ принимаются в соответствии с формулой (69).

7.7.3 Гидравлическая наладка сетей теплоснабжения (в том числе использование балансировочных клапанов).

Годовая экономия тепловой энергии при наладке тепловой сети ΔQ_{mc} , ГДж/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{mc} = Q_{mэ} \cdot k_{mc}^{нал}, \quad (72)$$

где $Q_{mэ}$ – годовой расход тепловой энергии потребителями, снабжающимися теплом по данной тепловой сети, ГДж/год;

$k_{mc}^{нал}$ – коэффициент наладки тепловой сети при неавтоматизированных тепловых вводах.




При начальном расчете значение коэффициента наладки $k_{mc}^{нал}$ принимают по таблице Б.9 (приложение Б).

7.7.4 Мероприятия, направленные на снижение аварийности тепловых сетей и систем отопления: внедрение (замена) ХВО, деаэрации подпиточной воды, протекторной защиты стальных трубопроводов тепловых сетей.

Годовой энергосберегающий эффект достигается за счет сокращения потерь горячей воды и расхода тепловой энергии соответствующего количества дополнительной воды на нагрев $\Delta Q_{ав}$, МДж/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{ав} = 4,18 \cdot V_{ав} \cdot (t_{mp}^{cp} - t_{xв}), \quad (73)$$

где 4,18 – теплоемкость воды при усредненной температуре, МДж/(м³·°С);

$V_{ав}$ – годовой объем сокращения аварийного сброса воды из тепловой сети и систем отопления при ремонте трубопроводов и ликвидации аварий, м³/год;

t_{mp}^{cp} – средняя температура теплоносителя в трубопроводе тепловой сети, °С;

$t_{xв}$ – температура холодной воды, °С.

Объем сокращения аварийного сброса воды $V_{ав}$, м³, рассчитывается по формуле

$$V_{ав} = n_{mc} \cdot (V_{mc} + W_{mc}^{np}) + n_{co} \cdot (V_{co} + W_{cc}^{np}), \quad (74)$$

где n_{mc} и n_{co} – сокращение числа аварий в год при внедрении энергосберегающего мероприятия по тепловым сетям и системам отопления соответственно;

V_{mc} и V_{co} – объем воды в отключаемом участке тепловой сети и системе отопления, удаляемой при опорожнении для проведения ремонта, м³;

W_{mc}^{np} и W_{cc}^{np} – объем воды для промывки тепловой сети при вводе в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей и систем теплоснабжения после ремонта, равный полуторократной емкости заполняемых водой




тепловых сетей или присоединяемых систем отопления, м³.

Емкость систем отопления допускается определять на основании удельных объемов воды по таблице Б.10 (приложение Б).

Для определения удельного объема воды на разовое наполнение системы отопления $V_{CO}^{y\delta}$, л/кВт, при других расчетных температурах следует применять поправочные коэффициенты пересчета объема воды и рассчитывать по формуле

$$V_{CO}^{y\delta} = k_{np} \cdot V_{np}^{y\delta} + k_{mp} \cdot V_{mp}^{y\delta}, \quad (75)$$

где k_{np} – коэффициент пересчета объема воды в отопительных приборах систем отопления;

$V_{np}^{y\delta}$ – удельный объем воды на разовое наполнение отопительных приборов систем отопления, л/кВт;

$V_{mp}^{y\delta}$ – удельный объем воды на разовое наполнение трубопроводов систем отопления, л/кВт;

k_{mp} – коэффициент пересчета объема воды в трубопроводах систем отопления.

Коэффициент пересчета объема воды в отопительных приборах систем отопления, k_{np} , определяется по формуле

$$k_{np} = \frac{143}{\left(\frac{t'_{nCO} + t'_{обCO}}{2} - t'_{вн} \right)^{1,2}}, \quad (76)$$

где t'_{nCO} – температура теплоносителя в подающем трубопроводе системы отопления, °С;

$t'_{обCO}$ – температура теплоносителя в обратном трубопроводе системы отопления, °С;

$t'_{вн}$ – температура внутреннего воздуха в здании, °С.

Коэффициент пересчета объема воды в трубопроводах систем отопления, k_{mp} , определяется по формуле

$$k_{mp} = \frac{1}{0,765 + 0,0094 \cdot (t'_{nCO} - t'_{обCO})}, \quad (77)$$

где t'_{nCO} – температура теплоносителя в подающем трубопроводе системы отопления, °С;

$t'_{обCO}$ – температура теплоносителя в обратном трубопроводе системы отопления, °С.

Объем воды в тепловой сети может быть рассчитан на основании таблицы Б.11 (приложение Б).

7.8 Методические положения расчета энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий по экономии тепловой энергии при потреблении

7.8.1 Снижение теплотребления в ходе выполнения обязательных мероприятий повышения энергоэффективности при реконструкции (капитальном ремонте) административного или производственного здания.

Общее годовое снижение теплотребления здания на нужды отопления и вентиляции административных и производственных зданий после проведения реконструкции (капитального ремонта) ΔQ_o , кДж/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_o = Q_{оф} - Q_{он}, \quad (78)$$

где $Q_{оф}$ – годовое фактическое теплотребление здания на нужды отопления и вентиляции, кДж/год;

$Q_{он}$ – нормативное потребление тепловой энергии зданием для вновь вводимых и реконструируемых зданий и сооружений, кДж/год – в соответствии с Правилами [11] и Требованиями [12].

Нормативное потребление тепловой энергии зданием $Q_{он}$, кДж/год, рассчитывается по формуле

$$Q_{он} = A \cdot q_{ом}^н \cdot D_d, \quad (79)$$

где A – отапливаемая площадь общественного или производственного здания, м²;

$q_{ом}^н$ – удельный годовой нормативный расход тепловой энергии на отопление и




вентиляцию здания в зависимости от года реконструкции здания, кДж/(м²·°С·сут) – по таблице Б.12 (приложение Б);

D_d – расчетное значение ГСОП, °С·сут – по данным СНиП [13] или по таблице Б.5 (приложение Б).

7.8.2 Снижение теплотребления при усилении теплозащитных свойств отдельных элементов наружных ограждений (наружных стен, кровли, оконных и дверных проемов) в административных, производственных и других помещениях.

Энергосберегающий эффект от усиления теплозащиты элементов конструкций зданий и сооружений связан со снижением расхода тепловой энергии на отопление помещений.

Годовая экономия тепловой энергии от внедрения мероприятия по утеплению наружных стен ΔQ_{cm} , кДж/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{cm} = A_{cm} \cdot (q_{cm}^{факт} - q_{cm}^{план}) \cdot D_d \cdot k_{авт}, \quad (80)$$

где A_{cm} – площадь наружных стен, подвергающихся реконструкции с целью повышения их теплозащитных свойств, определяется по внешнему обмеру наружных стен, м²;

$q_{cm}^{факт}$ – фактические удельные потери теплоты через наружные стены, кДж/(м²·°С·сут);

$q_{cm}^{план}$ – удельные потери теплоты через наружные стены после их утепления, кДж/(м²·°С·сут);

D_d – расчетное значение ГСОП, °С·сут – по данным СНиП [13] или по таблице Б.5 (приложение Б);

$k_{авт}$ – коэффициент эффективности авторегулирования подачи теплоты в системах отопления – по таблице Б.13 (приложение Б).

Фактические удельные потери теплоты через наружные стены $q_{cm}^{факт}$, кДж/(м²·°С·сут), рассчитываются по формуле

$$q_{cm}^{факт} = q_{cm} \cdot k_{ок}, \quad (81)$$




где $q_{ст}$ – удельные потери теплоты через 1 м^2 наружной стены, $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С} \cdot \text{сут})$, при наличии данных энергетического обследования определяются по формуле (82);

Примечание – При отсутствии данных энергетического обследования для конкретного типа стеновой конструкции потери $q_{ст}$ определяются по таблицам Б.14 – Б.16 и по карте зон влажности в соответствии с рисунком Б.1 (приложение Б).

$k_{ок}$ – коэффициент, учитывающий теплотехническую неоднородность стены, для сплошных стен принимается равным $k_{ок} = 1$, для стен со световыми и другими проемами определяется по таблице Б.17 (приложение Б).

Удельные потери теплоты через 1 м^2 наружной стены (при наличии данных энергетического обследования) $q_{ст}$, $\text{кДж}/(^\circ\text{С} \cdot \text{сут})$, рассчитываются по формуле

$$q_{ст} = \frac{86,4}{R_{ст}^{факт}}, \quad (82)$$

где 86,4 – коэффициент пересчета на один ГСОП;

$R_{ст}^{факт}$ – фактическое значение приведенного сопротивления теплопередаче стены, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}/\text{Вт}$.

Примечание – Значение $R_{ст}^{факт}$ принимается по данным энергетического паспорта, составленного после энергетического обследования.

Удельные потери теплоты через наружные стены, после их утепления $q_{ст}^{план}$, $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С} \cdot \text{сут})$, рассчитываются по формуле

$$q_{ст}^{план} = \frac{86,4}{R_{ст}^{нр} \cdot k_{ст}^{рег}}, \quad (83)$$

где 86,4 – коэффициент пересчета на один ГСОП;

$R_{ст}^{нр}$ – нормируемое значение приведенного сопротивления теплопередаче стены, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}/\text{Вт}$, принимается в соответствии со СНиП [13] (таблица 4);

$k_{ст}^{рег}$ – коэффициент, учитывающий региональные особенности, при отсутствии данных принимается в соответствии со СНиП [13] равным $k_{ст}^{рег} = 0,63$.




Удельные потери теплоты через наружные стены после их утепления при добавлении к стеновой конструкции дополнительного слоя утеплителя конкретного типа $q_{ст}^{план}$, кДж/(м²·°С·сут), рассчитываются по формуле

$$q_{ст}^{план} = \frac{q_{ст}^{факт} \cdot q_{изол}}{q_{ст}^{факт} + q_{изол}}, \quad (84)$$

где $q_{ст}^{факт}$ – фактические удельные потери теплоты через наружные стены, кДж/(м²·°С·сут);

$q_{изол}$ – удельные потери теплоты через 1 м² теплоизоляционного материала (утеплителя), кДж/(°С·сут).

Удельные потери теплоты через 1 м² утеплителя $q_{изол}$, кДж/(°С·сут), рассчитываются по формуле

$$q_{изол} = \frac{86,4}{R_0^{изол}}, \quad (85)$$

где 86,4 – коэффициент пересчета на один ГСОП;

$R_0^{изол}$ – приведенное термическое сопротивление утеплителя, м²·°С/Вт, принимается по данным завода-изготовителя, либо принимается по таблице Б.18 (приложение Б).

Примечание – Не допускается превышение удельных потерь теплоты через наружные стены после их утепления, вычисленных по формуле (85), значению, определенному по формуле (83).

Годовая экономия тепловой энергии от внедрения мероприятия по утеплению покрытий и перекрытий (полов, чердачных перекрытий и др.) ΔQ_n , кДж/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_n = A_n \cdot (q_n^{факт} - q_n^{план}) \cdot D_d \cdot k_{авт}, \quad (86)$$

где A_n – площадь покрытий или перекрытий, подвергающихся реконструкции с целью повышения их теплозащитных свойств, м², определяется по внешнему обмеру;

$q_n^{факт}$ – фактические удельные потери теплоты через покрытия и перекрытия,




кДж/(м²·°С·сут), при наличии данных энергетического обследования определяются по формуле (87);

Примечание – При отсутствии данных энергетического обследования для конкретного типа покрытия и перекрытия $q_n^{\text{факт}}$ определяются по таблице Б.19 (приложение Б).

$q_n^{\text{план}}$ – удельные потери теплоты через покрытия и перекрытия после их утепления, кДж/(м²·°С·сут), определяются по формуле (88), а при добавлении к ограждающей конструкции дополнительного слоя утеплителя конкретного типа – по формуле (89);

D_d – расчетное значение ГСОП, °С·сут – принимается по данным СНиП [13] или по таблице Б.5 (приложение Б);

$k_{\text{авт}}$ – коэффициент эффективности авторегулирования подачи теплоты в системах отопления – по таблице Б.13 (приложение Б).

Фактические удельные потери теплоты через покрытия и перекрытия $q_n^{\text{факт}}$, кДж/(°С·сут), определяются по формуле

$$q_n^{\text{факт}} = \frac{86,4}{R_n^{\text{факт}}}, \quad (87)$$

где 86,4 – коэффициент пересчета на один ГСОП;

$R_n^{\text{факт}}$ – фактическое значение приведенного сопротивления теплопередаче ограждения, м²·°С/Вт.

Примечание – Значение $R_n^{\text{факт}}$ принимается по данным энергетического паспорта, составленного после энергетического обследования.

Удельные потери теплоты через покрытия и перекрытия после их утепления $q_n^{\text{план}}$, кДж/(°С·сут), определяются по формуле

$$q_n^{\text{план}} = \frac{86,4}{R_n^{\text{нр}} \cdot k_n^{\text{рег}}}, \quad (88)$$

где 86,4 – коэффициент пересчета на один ГСОП;

$R_n^{\text{нр}}$ – нормируемое значение приведенного сопротивления теплопередаче покрытий и перекрытий, м²·°С/Вт, принимается в соответствии со

СНиП [13] (таблица 4);

$k_n^{рег}$ – коэффициент, учитывающий региональные особенности, при отсутствии данных принимается в соответствии со СНиП [13] равным $k_n^{рег} = 0,8$.

Удельные потери теплоты через покрытия и перекрытия после их утепления при добавлении к ограждающей конструкции дополнительного слоя утеплителя конкретного типа $q_n^{план}$, кДж/(м²·°С·сут), рассчитываются по формуле

$$q_n^{план} = \frac{q_n^{факт} \cdot q_{изол}}{q_n^{факт} + q_{изол}}, \quad (89)$$

где $q_n^{факт}$ – фактические удельные потери теплоты через покрытия и перекрытия, кДж/(м²·°С·сут);

$q_{изол}$ – удельные потери теплоты через 1 м² теплоизоляционного материала (утеплителя), кДж/(°С·сут).

Удельные потери теплоты через 1 м² утеплителя $q_{изол}$, кДж/(°С·сут), определяются по формуле (85).

Примечание – Не допускается превышение удельных потерь теплоты через покрытия и перекрытия после их утепления, вычисленных по формуле (89), значению, определенному по формуле (88).

Годовая экономия тепловой энергии от внедрения мероприятий по замене светопрозрачных конструкций (оконных блоков, балконных дверей, фонарей) $\Delta Q_{ок}$, кДж/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{ок} = [A_{ок} \cdot (q_{ок}^{факт} - q_{ок}^{план}) + 0,0288 \cdot \Delta n \cdot V_{от}] \cdot D_d \cdot k_{авт}, \quad (90)$$

где $A_{ок}$ – площадь световых проемов в стене, подвергающихся реконструкции с целью повышения их теплозащитных свойств, м²;

$q_{ок}^{факт}$ – фактические удельные потери теплоты через 1 м² светопрозрачной конструкции (для конкретного типа конструкции), кДж/(м²·°С·сут), определяются по таблице Б.20 (приложение Б);

$q_{ок}^{план}$ – удельные потери теплоты через 1 м² светопрозрачной конструкции после их замены, кДж/(м²·°С·сут), определяются по формуле (91) или,




при использовании конкретного типа светопрозрачной конструкции, по таблице Б.20 (приложение Б);

0,0288 – коэффициент пересчета удельной кратности воздухообмена на годовой расход теплоты, $\text{кДж}\cdot\text{ч}/(\text{м}^3\cdot^\circ\text{C}\cdot\text{сут})$;

Δn – избыточная кратность воздухообмена в здании при существующих светопрозрачных конструкциях, 1/ч. При отсутствии данных принимается равным $\Delta n = 0,5$, 1/ч;

$V_{от}$ – отапливаемый объем здания со световыми проемами, подвергающимися реконструкции, м^3 ;

D_d – расчетное значение ГСОП, $^\circ\text{C}\cdot\text{сут}$ – принимается по данным СНиП [13] или по таблице Б.5 (приложение Б);

$k_{авт}$ – коэффициент эффективности авторегулирования подачи теплоты в системах отопления – по таблице Б.13 (приложение Б).

Удельные потери теплоты через светопрозрачные конструкции после их утепления $q_{ок}^{план}$, $\text{кДж}/(^\circ\text{C}\cdot\text{сут})$, рассчитываются по формуле

$$q_{ок}^{план} = \frac{86,4}{R_{ок}^{mp} \cdot k_{ок}^{рег}}, \quad (91)$$

где 86,4 – коэффициент пересчета на один ГСОП;

$R_{ок}^{mp}$ – нормируемое значение приведенного сопротивления теплопередаче покрытий и перекрытий, $\text{м}^2\cdot^\circ\text{C}/\text{Вт}$, принимается в соответствии со СНиП [13] (таблица 4);

$k_{ок}^{рег}$ – коэффициент, учитывающий региональные особенности, при отсутствии данных принимается в соответствии со СНиП [13] равным $k_{ок}^{рег} = 0,95$.

7.8.3 Снижение температуры воздуха в отапливаемых помещениях общественных зданий в ночное время и нерабочие дни.

Энергосберегающий эффект достигается за счет организации снижения температуры воздуха в ночное время и нерабочие дни.




Годовая экономия тепловой энергии на отопление $\Delta Q_{mэ}^{сн.тем}$, ГДж/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{mэ}^{сн.тем} = Q_{mэ} \cdot (1 - k_{н} \cdot k_{вых}), \quad (92)$$

где $Q_{mэ}$ – годовой расход тепловой энергии до реконструкции, ГДж/год;

$k_{н}$ – поправочный коэффициент, учитывающий, при наличии средств регулирования теплоты, снижение температуры внутреннего воздуха в ночное время от 3 °С до 4 °С в течение 8 ч в сутки в помещениях общественных и административных зданий, с последующим интенсивным двухчасовым надтопом, принимается равным $k_{н} = 0,95$;

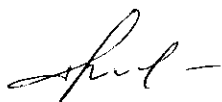
$k_{вых}$ – поправочный коэффициент, учитывающий снижение температуры внутреннего воздуха в общественных и административных зданиях в выходные и праздничные дни (при отсутствии в них людей) от 3 °С до 6 °С в течение 20 ч в сутки (при двух выходных днях в неделю – в течение 40 ч), принимается равным $k_{вых} = 0,93$.

При снижении температур внутреннего воздуха как в ночное время, так и в нерабочие дни, общий поправочный коэффициент в целом для отопительного периода принимается усредненно-равным (для указанных продолжительности и величины снижения температуры воздуха в ночное время и в нерабочие дни) $k_{н} \cdot k_{вых} = 0,88$.

7.8.4 Регулирование температуры в тепловой сети отопления в зависимости от наружной температуры.

Количество тепловой энергии, необходимое для отопления, определяется температурой наружного воздуха.

В том случае, когда температура сетевой воды в подающем теплопроводе не изменяется в зависимости от температуры окружающей среды и поддерживается на максимально возможном расчетном уровне (т.е. не соблюдается температурный график тепловой сети), фактическая температура в помещении будет превышать расчетную t_{int} .




Превышение требуемой по температурному графику тепловой сети температуры сетевой воды в подающем теплопроводе, как правило, составляет от 5 °С до 10 °С. Экономия тепловой энергии при соблюдении температурного графика может составлять до 10 % от фактического отпуска тепла.

Энергосберегающий эффект достигается в результате соблюдения температурного графика тепловой сети в отопительный период.

Годовая экономия тепловой энергии $\Delta Q_{mэ}^{темп.гр.}$, ГДж/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{mэ}^{темп.гр.} = Q_{mэ}^{\phi} \cdot \left(1 - \frac{t_{int} - t_{ht}}{t_{int} - t_{ext}} \right) \cdot 0,1, \quad (93)$$

где $Q_{mэ}^{\phi}$ – фактическое годовое потребление тепловой энергии, ГДж/год;

t_{int} – внутренняя расчетная температура воздуха в помещении, °С – по СП [14];

t_{ht} – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С – по СП [14] и СНиП [10];

t_{ext} – расчетная температура наружного воздуха для системы отопления, °С – по СП [14] и СНиП [10];

0,1 – коэффициент снижения фактического отпуска тепловой энергии.

Энергосберегающий эффект заключается в снижении расхода топлива при соблюдении параметров температурного графика тепловой сети.

Годовая экономия газа ΔQ_z , тыс. м³/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_z = 10^{-3} \cdot \frac{\Delta Q_{mэ}^{темп.гр.}}{Q_n^p \cdot \eta_{ка}}, \quad (94)$$

где $\Delta Q_{mэ}^{темп.гр.}$ – годовая экономия тепловой энергии в результате соблюдения температурного графика, ГДж/год;

Q_n^p – низшая рабочая теплота сгорания природного газа, МДж/м³,

$Q_n^p = 33,65$ МДж/м³;

$\eta_{ка}$ – КПД котлоагрегатов.

7.8.5 Автоматизация систем отопления и тепловых вводов.




Годовая экономия тепловой энергии при автоматизации систем отопления и тепловых вводов в здание ΔQ_h^y , МДж/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_h^y = (Q_{int}^y + Q_{ins}^y) \cdot \nu \cdot k_{aom} \cdot \beta_{hl}, \quad (95)$$

где Q_{int}^y – теплопоступления от людей, освещения, бытовой и оргтехники в отапливаемые помещения здания за отопительный период, МДж/год;

Q_{ins}^y – теплопоступления в отапливаемые помещения здания за счет инсоляции (солнечного облучения через световые проемы), МДж/год;

ν – коэффициент, учитывающий снижение использования теплопоступлений;

Примечание – Для зданий с улучшенной теплозащитой $\nu = 0,8$, для зданий строительства до 2000 г. и не подвергавшихся капремонту $\nu = 0,85$.

k_{aom} – коэффициент эффективности авторегулирования подачи теплоты в системах отопления – по таблице Б.13 (приложение Б);

β_{hl} – коэффициент учета особенностей зданий – по таблице Б.21 (приложение Б).

Теплопоступления от людей, освещения, бытовой и оргтехники в отапливаемые помещения здания за отопительный период, Q_{int}^y , МДж/год, рассчитываются по формуле

$$Q_{int}^y = 0,0864 \cdot q_{int} \cdot z_{on} \cdot A, \quad (96)$$

где q_{int} – удельная величина бытовых теплопоступлений, Вт/м²;

Примечание – В помещениях общественного назначения внутренние тепловыделения учитываются в объеме теплопоступления от работающих людей (90 Вт/чел.), освещения (по установочной мощности) и оргтехники (10 Вт/м²) с учетом рабочих часов в неделю.

z_{on} – продолжительность отопительного периода, сут;

A – площадь отапливаемых помещений здания, м².

Теплопоступление в отапливаемые помещения здания за счет инсоляции Q_{ins}^y , МДж/год, определяется по формуле

$$Q_{ins}^y = k_{ins} \cdot Q_{om}, \quad (97)$$

где k_{ins} – коэффициент, учитывающий степень остекления здания – принимается

по таблице 3;

Q_{om} – годовой (за отопительный период) расход тепловой энергии на систему отопления (по данным энергетического паспорта здания), МДж/год.

Таблица 3 – Значения коэффициента степени остекления здания

Степень остекления здания	Коэффициент степени остекления здания, k_{ins}
0,08	0,1
0,18	0,18

7.9 Методические положения расчета энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий за счет собственной выработки тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии

7.9.1 Внедрение ТН на нужды теплоснабжения.

Годовая экономия тепловой энергии от применения ТН на нужды теплоснабжения $\Delta Q_{ТН}$, МДж/год, определяется по формуле

$$\Delta Q_{ТН} = \Delta Q_{ТН_o} + \Delta Q_{ТН_{гвс}}, \quad (98)$$

где $\Delta Q_{ТН_o}$ – годовой эффект от применения ТН на нужды отопления, МДж/год;

$\Delta Q_{ТН_{гвс}}$ – годовой эффект от применения ТН на нужды ГВС, МДж/год.

Годовая экономия теплоты от применения ТН на нужды отопления $\Delta Q_{ТН_o}$, МДж/год, определяется по формуле

$$\Delta Q_{ТН_o} = Q_o \cdot \varphi_o, \quad (99)$$

где Q_o – годовая потребность в тепловой энергии на отопление, МДж/год;

Примечание – Значение Q_o определяется для эксплуатируемых объектов по данным приборов учета, для проектируемых и вновь строящихся объектов – по данным проекта.

φ_o – годовой коэффициент замещения отопительной нагрузки ТН.

Примечание – Для тепловых сетей, работающих с расчетным температурным графиком 95 °С/70 °С величину φ_o допускается определять по графику рисунка 2 в зависимости от ГСОП и максимальной температуры теплоносителя системы отопления на выходе из ТН $t_{ТН}$.

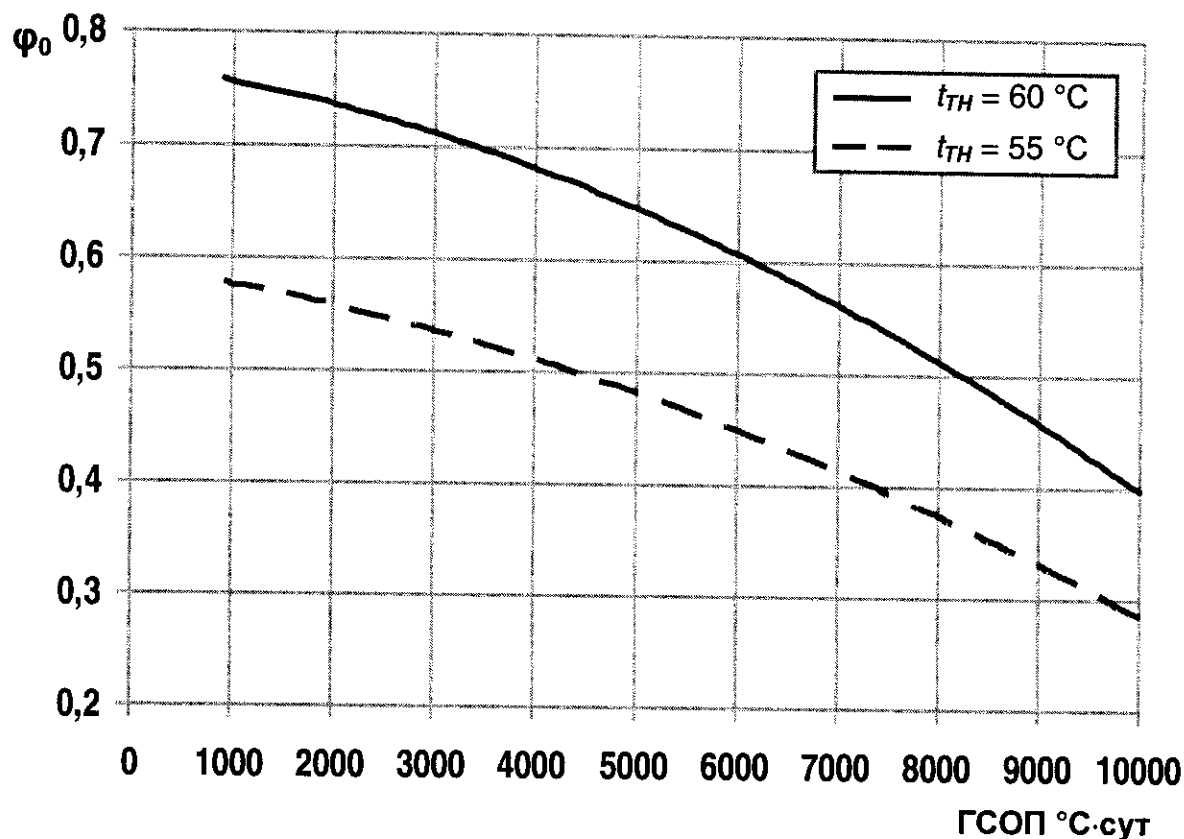


Рисунок 2 – График зависимости регионального коэффициента замещения тепловыми насосами отопительно-вентиляционной нагрузки

Значение ГСОП регионов определяются в соответствии с таблицей Б.5 (приложение Б).

Годовая экономия теплоты от применения ТН на нужды ГВС $\Delta Q_{ТН\text{ гвс}}$, МДж/год, определяется по формуле

$$\Delta Q_{ТН\text{ гвс}} = Q_{гвс} \cdot \varphi_{гвс}, \quad (100)$$

где $Q_{гвс}$ – годовая потребность в тепловой энергии на ГВС, МДж/год;

Примечание – Величина $Q_{гвс}$ определяется для эксплуатируемых объектов по данным приборов учета, для проектируемых и вновь строящихся объектов – по данным проекта.

$\varphi_{гвс}$ – годовой коэффициент замещения нагрузки ГВС ТН.

Примечание – Максимальное значение допускается принимать равным $\varphi_{гвс} = 0,9$ при максимальной температуре горячей воды на выходе из ТН $t_{ТН} = 55^{\circ}\text{C}$ и $\varphi_{гвс} = 1$ при $t_{ТН} = 60^{\circ}\text{C}$.

Суммарный эффект от использования ТН должен определяться с учетом дополнительных затрат на его работу.

Для электроприводного ПКТН дополнительный расход электрической энергии $\Delta W_{\text{ПКТН}}$, тыс. кВт·ч, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{ПКТН}} = \frac{\Delta Q_{\text{ТН}}}{3600 \cdot \mu}, \quad (101)$$

где $\Delta Q_{\text{ТН}}$ – годовая экономия тепловой энергии от применения ТН на нужды теплоснабжения, МДж/год;

μ – среднегодовой коэффициент преобразования.

Примечание – Величина μ принимается в зависимости от максимальной температуры горячей воды на выходе из ПКТН и вида источника низкопотенциальной теплоты по таблице Б.22 (приложение Б).

Для ПКТН с газомоторным приводом дополнительный расход газа $\Delta Q_{\text{ГТН}}$, м³, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{\text{ГТН}} = \Delta Q_{\text{ТН}} \cdot b_{\text{ГТН}}, \quad (102)$$

где $b_{\text{ГТН}}$ – среднегодовой удельный расход газа на производство тепловой энергии ПКТН с газомоторным приводом, м³/МДж, принимается равным от 0,02 до 0,03 м³/МДж.

– для газоиспользующего АБТН дополнительный расход газа $\Delta Q_{\text{АБТН}}$, м³, определяется по формуле

$$\Delta Q_{\text{АБТН}} = \Delta Q_{\text{ТН}} \cdot b_{\text{АБТН}}, \quad (103)$$

где $b_{\text{АБТН}}$ – среднегодовой удельный расход газа на производство тепловой энергии газоиспользующим АБТН, м³/МДж, для геотермальных АБТН принимается равным от 0,015 до 0,02 м³/МДж.

7.9.2 Внедрение СВУ для нужд горячего водоснабжения.

Годовая экономия тепловой энергии от применения СВУ $\Delta Q_{\text{СВУ}}$, МДж/год, определяется по формуле

$$\Delta Q_{\text{СВУ}} = Q_{\text{гвс}} \cdot f, \quad (104)$$

где $Q_{\text{гвс}}$ – годовая потребность в тепловой энергии на ГВС, МДж/год;

Примечание – Величина $Q_{\text{гвс}}$ определяется для эксплуатируемых объектов по данным приборов учета, для проектируемых и вновь строящихся объектов – по данным проекта.




f – коэффициент замещения годовой нагрузки на горячее водоснабжение.

Значение коэффициента замещения определяется по графикам, приведенным на рисунке 3, с помощью графиков зависимости f от годового прихода суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность при действительных условиях облачности для данной местности H , МДж/м², и отношения стоимости замещаемой тепловой энергии C_m , руб./Гкал, к удельным капитальным затратам СВУ $K_{СВУ}^{уд}$, руб./м².

Значение H , МДж/м², для различных населенных пунктов приведены в таблице Б.5 (приложения Б).

Величину удельных затрат в СВУ допускается принимать в размере от 8000 до 12000 руб./м².

По графикам, приведенным на рисунке 4 определяется удельная площадь солнечных коллекторов $\bar{A}_{ск}$, м²/(м³·сут).

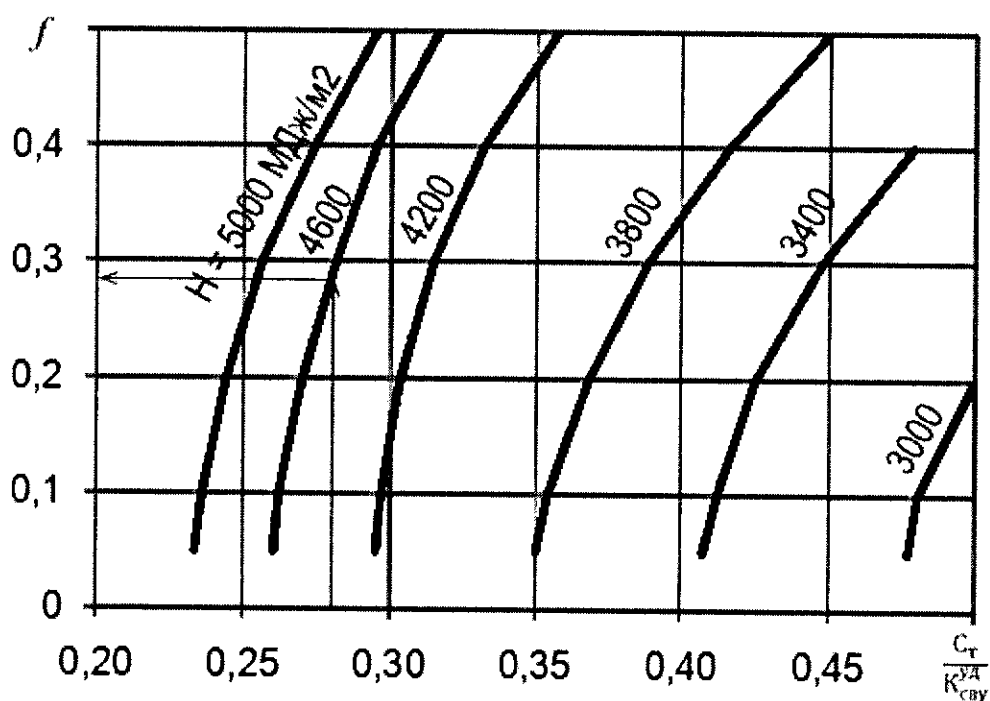


Рисунок 3 – График для определения оптимального коэффициента замещения

Спу -

Спу -

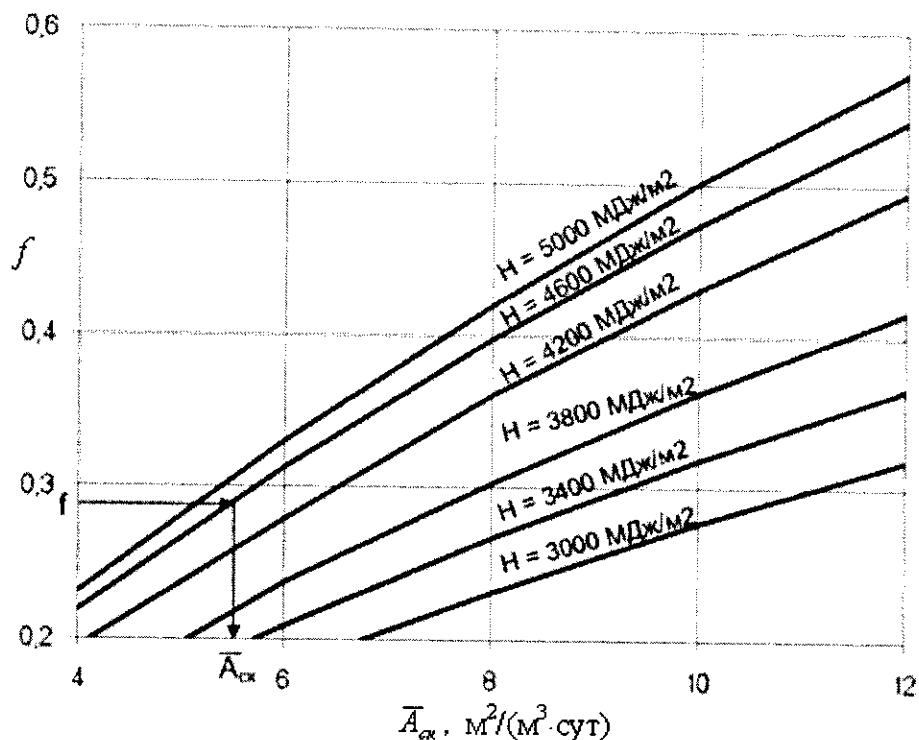


Рисунок 4 – График для определения удельной площади солнечных коллекторов

Общая площадь солнечных коллекторов СВУ $A_{ск}$, м^2 , определяется по формуле

$$A_{ск} = V_{сут} \cdot \bar{A}_{ск}, \quad (105)$$

где $V_{сут}$ – суточный расход воды на ГВС, $\text{м}^3/\text{сут}$;

Примечание – Величина $V_{сут}$ определяется для эксплуатируемых объектов по данным приборов учета, для проектируемых и вновь строящихся объектов – по данным проекта.

$\bar{A}_{ск}$ – удельная площадь солнечных коллекторов, $\text{м}^2/(\text{м}^3 \cdot \text{сут})$.

Одновременно с экономией тепловой энергии при работе СВУ имеют место дополнительные затраты электроэнергии.

Годовой расход электроэнергии $W_{цн}$, кВт·ч/год, на привод ЦН определяется по формуле

$$W_{цн} = P_{цн} \cdot \tau_{цн}, \quad (106)$$

где $P_{цн}$ – потребляемая электрическая мощность ЦН, кВт;

$\tau_{цн}$ – число часов работы ЦН за год, принимаемое равным 2000 ч – для круглогодичных и 1500 ч – для сезонных СВУ.

С.И.У.

С.И.У.

Потребляемая энергетическая мощность ЦН $P_{цн}$, кВт, определяется по формуле

$$P_{цн} = \frac{\Delta P \cdot G}{3600 \cdot \rho \cdot \eta_{цн}}, \quad (107)$$

где ΔP – потери давления в циркуляционном контуре, кПа;

G – расход теплоносителя, кг/ч;

ρ – плотность теплоносителя в контуре, кг/м³;

$\eta_{цн}$ – КПД циркуляционного насоса.

Расход теплоносителя в ССТ G , кг/ч, определяется по формуле

$$G = g \cdot A_{ск}, \quad (108)$$

где g – удельный расход теплоносителя, принимаемый равным от 30 до 55 кг/(ч·м²);

$A_{ск}$ – общая площадь солнечных коллекторов СВУ, м².

7.9.3 Применение систем рекуперации в вентиляционном оборудовании.

Одним из средств энергосбережения при проектировании и реконструкции существующих систем вентиляции является осуществление обмена теплотой между притоком и вытяжкой.

В вентиляционную систему встраиваются рекуперативные теплообменники: пластинчатого типа, роторные с вращающейся насадкой, аппараты с промежуточным теплоносителем и системы с тепловым насосом.

Энергосберегающий эффект возникает за счет сокращения затрат тепловой энергии на подогрев приточного воздуха.

Годовая экономия тепловой энергии на вентиляцию $\Delta Q_{вен}$, ГДж/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{вен} = V_v \cdot C_p^v \cdot \eta \cdot (t_{выт} - t_{прит}) \cdot 24 \cdot z_{он}, \quad (109)$$

где V_v – расход воздуха на вентиляцию, м³/ч;

C_p^v – удельная теплоемкость воздуха, ГДж/(м²·°С);

η – коэффициент эффективности теплообменника;

Примечание – Коэффициент эффективности пластинчатых рекуператоров до 0,7,




роторных рекуператоров – 0,85, рекуператоров с промежуточным теплоносителем – 0,5.

$t_{\text{выт}}$ – температура вытяжного воздуха на входе в рекуператор, °С;

$t_{\text{прит}}$ – температура приточного воздуха на входе в рекуператор, °С;

24 – количество часов в сутках, ч/сут;

$z_{\text{от}}$ – продолжительность отопительного периода, сут/год – по СНиП [10] (таблица 1), или по таблице Б.5 (приложение Б).

Примечание – По экспертной оценке, применение систем рекуперации в вентиляционном оборудовании для предприятий, расположенных в средней полосе России, экономит около 100 ГДж/год на каждые 1000 м³ вентиляционного воздуха.

Окончательное решение о применении рекуператоров в вентиляционных системах принимается после проведения подробных технико-экономических расчетов.

7.10 Методические положения расчета энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий по экономии сжиженного углеводородного газа при совершенствовании методов его учета и контроля

7.10.1 Внедрение на ГНС системы коммерческого учета газа (высокоточных весов для взвешивания железнодорожных цистерн и высокоточных уровнемеров для емкостного парка ГНС).

Энергосберегающий эффект достигается за счет более точного учета поступающего на ГНС СУГ в результате уменьшения погрешности измерений по сравнению с традиционными методами учета.

Годовая экономия энергоресурсов $\Delta Q_{\text{СУГ}}^{\text{ком.уч.}}$, т/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{\text{СУГ}}^{\text{ком.уч.}} = (a_1 - a_2) \cdot n_{\text{ц}} \cdot 10^{-3}, \quad (110)$$

где a_1 – погрешность измерений при использовании традиционных методов учета, кг/шт.;

a_2 – погрешность измерений при использовании высокоточных весов и уровнемеров, кг/шт.;

$n_{\text{ц}}$ – количество железнодорожных цистерн с СУГ, поступивших на ГНС за

отчетный год после внедрения системы коммерческого учета, шт./год.

7.10.2 Внедрение на ГНС, ГНП, АГЗС современных ГНЛ, оснащенных высокоточными весами, малорасходными струбцинами и системой контроля наполнения баллонов.

Энергосберегающий эффект достигается за счет уменьшения потерь СУГ при отсоединении струбцин от вентилях и клапанов баллонов, а также в результате практического исключения погрешности измерений по сравнению с традиционными методами учета.

Годовая экономия энергоресурсов при применении малорасходных струбцин $\Delta Q_{СУГ}^{энт}$, т/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{СУГ}^{энт} = 0,5 \cdot V_б \cdot \rho_{ж} \cdot n_б \cdot k \cdot 10^{-3}, \quad (111)$$

где 0,5 – коэффициент, учитывающий уменьшение объема газа в малорасходной струбцине;

$V_б$ – объем газа в стандартной струбцине и в запорном устройстве баллона, м³
– по Методике [15]:

– для баллонов объемом 5 л и 27 л – $V_б = 1,24 \cdot 10^{-6}$ м³;

– для баллонов объемом 50 л – $V_б = 1,68 \cdot 10^{-6}$ м³;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы СУГ при соответствующей температуре, кг/м³,
определяется по Методике [15] в соответствии с таблицей А.4
(приложение А);

$n_б$ – количество баллонов, заполненных на ГНС (ГНП) за отчетный год после оснащения малорасходными струбцинами, шт./год;

k – коэффициент, учитывающий потерю СУГ, вызванную негерметичностью крепления струбцины на запорном вентиле или клапане баллона – по Методике [15]:

– для баллонов объемом 5 л и 27 л – $k = 1,5$;

– для баллонов объемом 50 л – $k = 2$.

Годовая экономия энергоресурсов при применении высокоточных весов для взвешивания и системы контроля наполнения баллонов $\Delta Q_{СУГ}^{эл.вес}$, т/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{СУГ}^{эл.вес} = a \cdot n_6 \cdot 10^{-3}, \quad (112)$$

где a – погрешность измерения массы СУГ традиционным способом определяется по Методике [15]:

- для баллонов объемом 5 л и 27 л – $a = 0,02$ кг;
- для баллонов объемом 50 л – $a = 0,1$ кг;

n_6 – количество баллонов, заполненных на ГНС (ГНП) за отчетный год после оснащения высокоточными весами, шт./год.

7.10.3 Организация учета (приборным методом) остатков СУГ в баллонах и включение его в баланс ГНС.

Энергосберегающий эффект достигается за счет точного учета неиспарившихся остатков СУГ в баллонах и включения их в баланс ГНС.

Годовая экономия энергоресурсов $\Delta Q_{СУГ}^{уч.ост.}$, т/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{СУГ}^{уч.ост.} = M_o \cdot n_6 \cdot 10^{-3}, \quad (113)$$

где M_o – масса тяжелых остатков СУГ, кг, оставшихся в баллоне, зависит от температурных условий эксплуатации баллона:

- для баллонов объемом 5 л и 27 л – $M_o = 0,2$ кг;
- для баллонов объемом 50 л – $M_o = 1$ кг;

n_6 – количество баллонов, заполненных на ГНС (ГНП) за отчетный год после организации приборного учета остатков СУГ, шт./год.

7.10.4 Организация учета (приборным методом) количества сливаемого СУГ из газовозов в дворовые емкости.

Энергосберегающий эффект достигается за счет более точного учета СУГ в результате исключения его недолива в емкости резервуарных установок из-за потерь при выходе из резиноканевых рукавов автоцистерн.

Годовая экономия энергоресурсов $\Delta Q_{СУГ}^{уч.слив.}$, т/год, рассчитывается по формуле




$$\Delta Q_{СУГ}^{уч.слив.} = M_{ац} \cdot n_{ац} \cdot 10^{-3}, \quad (114)$$

где $M_{ац}$ – потери при выходе СУГ из резиноканевых рукавов автоцистерн, кг;

$n_{ац}$ – количество автоцистерн, доставивших СУГ в емкости резервуарных установок за отчетный год после организации приборного учета количества сливаемого СУГ, шт./год.

Потери при выходе СУГ из резиноканевых рукавов автоцистерн, $M_{ац}$, кг, определяются по Методике [15] и рассчитываются по формуле

$$M_{ац} = \frac{\pi}{4} \cdot d_p^2 \cdot L_p \cdot \rho_n, \quad (115)$$

где d_p – диаметр резиноканевого рукава, м;

L_p – суммарная длина резиноканевых рукавов, м;

ρ_n – плотность паровой фазы СУГ, оставшейся после слива в резиноканевых рукавах при остаточном давлении в автоцистерне 0,15 МПа, кг/м³, определяется по Методике [15] в соответствии с таблицей А.5 (приложение А).

7.10.5 Организация на ГНС смешивания компонентов СУГ или обеспечение получения от заводов-изготовителей СУГ, соответствующих требованиям ГОСТ 20448.

Энергосберегающий эффект достигается в результате более рационального использования СУГ, состав которого соответствует требованиям ГОСТ 20448, в частности, за счет уменьшения количества неиспарившихся остатков в баллонах и резервуарах.

Годовая экономия энергоресурсов $\Delta Q_{СУГ}^{тяж.ост.}$, т/год, определяется как масса тяжелых остатков в баллонах, заполненных газом, состав которого не соответствует требованиям ГОСТ 20448, по формуле

$$\Delta Q_{СУГ}^{тяж.ост.} = \frac{M_{СУГ}}{21} \cdot M_o \cdot 10^{-3}, \quad (116)$$

где $M_{СУГ}$ – масса СУГ, состав которых приведен в соответствие с требованиями

ГОСТ 20448 в течение отчетного года, кг/год;

21 – норма наполнения баллонов объемом 50 л, кг/шт.;

M_o – масса тяжелых остатков СУГ, остающихся в баллоне объемом 50 л, принимается равной 1 кг/шт.

7.11 Методические положения расчета энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий по экономии топливно-энергетических ресурсов при совершенствовании технического оборудования и технологических процессов на газонаполнительных станциях, газонаполнительных пунктах, автомобильных газозаправочных станциях

7.11.1 Модернизация технического оборудования ГНС, ГНП, АГЗС.

Годовая экономия потребляемой электроэнергии $\Delta W_{э}$, кВт·ч/год, на привод аммиачных компрессоров для перекачки СУГ при их замене на более современные образцы для каждого компрессора рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{э} = (N_k^{стар} - N_k^{нов}) \cdot \tau, \quad (117)$$

где $N_k^{стар}$ – потребляемая мощность на привод старого компрессора (по данным технического паспорта), кВт;

$N_k^{нов}$ – потребляемая мощность на привод нового компрессора (по данным технического паспорта), кВт;

τ – продолжительность работы компрессора в год, ч/год.

Годовая экономия электроэнергии при замене воздушных компрессоров на современные высокопроизводительные образцы с низкой удельной энергоемкостью определяется по формуле (117).

Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{э}$, кВт·ч/год, при замене конструктивно устаревших (черпаковых и др.) насосов на современные самовсасывающие, турбинные, шиберные насосные агрегаты рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{э} = 0,85 \cdot \left(\frac{N_{нас}^{стар}}{\eta_{нас}^{стар}} - \frac{N_{нас}^{нов}}{\eta_{нас}^{нов}} \right) \cdot \tau, \quad (118)$$

где 0,85 – коэффициент, учитывающий 15 % запас мощности электродвигателя




насосного агрегата, принимаемый на этапе проектирования;

$N_{нас}^{стар}$ – номинальная мощность электродвигателя старого насосного агрегата (по данным технического паспорта насосного агрегата), кВт;

$\eta_{нас}^{стар}$ – КПД электродвигателя старого насосного агрегата;

$N_{нас}^{нов}$ – номинальная мощность электродвигателя нового насосного агрегата (по данным технического паспорта насосного агрегата), кВт;

$\eta_{нас}^{нов}$ – КПД электродвигателя нового насосного агрегата;

τ – продолжительность работы насосного агрегата в год, ч/год.

Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{э}$, кВт·ч/год, при использовании ПЧ на приводах вентиляторов в вентиляционных установках технологических отделений ГНС (ГНП) определяется по формуле (26).

7.11.2 Применение автономных парогенераторов для дегазации баллонов на ГНС.

Эффект от использования автономных парогенераторов достигается за счет организации оптимального режима выработки пара по мере его необходимости и исключения технологических потерь в паропроводах.

Годовая экономия топлива при использовании автономного парогенератора $\Delta Q_{нг}$, тыс. м³/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{нг} = Q_{нк} - Q_{нг}, \quad (119)$$

где $Q_{нк}$ – годовой расход газа при выработке пара для дегазации баллонов на паровой котельной, тыс. м³/год;

$Q_{нг}$ – годовой расход газа при выработке пара для дегазации баллонов в автономном парогенераторе, тыс. м³/год.

Годовой расход газа при выработке пара для дегазации баллонов на паровой котельной $Q_{нк}$, тыс. м³/год, рассчитывается по формуле

$$Q_{нк} = Q_{нк}^{пар} + Q_{тс}, \quad (120)$$

где $Q_{нк}^{пар}$ – годовой расход газа для выработки пара на паровой котельной,




тыс. м³/год;

Q_{mc} – годовой расход газа на компенсацию потерь в паропроводах и конденсатопроводах, тыс. м³/год.

Годовой расход газа для выработки пара на паровой котельной $Q_{нк}^{пар}$, тыс. м³/год, рассчитывается по формуле

$$Q_{нк}^{пар} = 10^{-3} \cdot n_{балл} \cdot b_{пар} \cdot b_{нк}, \quad (121)$$

где $n_{балл}$ – расчетное количество баллонов, подвергаемых дегазации в течение года, шт./год;

$b_{пар}$ – удельный расход пара на дегазацию одного баллона, кг, принимается по данным энергоаудита;

$b_{нк}$ – удельный расход газа на выработку 1 кг пара в котельной, м³/кг, принимается по данным энергоаудита или режимной карте котла.

Годовой расход газа на компенсацию потерь в паропроводах и конденсатопроводах Q_{mc} , тыс. м³/год, рассчитывается по формуле

$$Q_{mc} = 10^{-3} \cdot b_n \cdot L_n, \quad (122)$$

где b_n – удельная годовая норма расхода топлива на компенсацию технологических потерь в паропроводах и конденсатопроводах, м³/(м·год), принимается по данным энергоаудита;

L_n – суммарная длина паропроводов и конденсатопроводов рассматриваемого участка, м.

Годовой расход газа при выработке пара для дегазации баллонов в автономном парогенераторе $Q_{нг}$, тыс. м³/год, рассчитывается по формуле

$$Q_{нг} = 10^{-3} \cdot n_{балл} \cdot b_{пар} \cdot b_{нг}, \quad (123)$$

где $n_{балл}$ – расчетное количество баллонов, подвергаемых дегазации в течение года, шт./год;

$b_{пар}$ – удельный расход пара на дегазацию одного баллона, кг/шт., принимается по данным энергоаудита;




$b_{не}$ – удельный расход газа на выработку 1 кг пара в котельной, м³/кг, принимается по паспортным данным парогенератора.

7.12 Методические положения расчета энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий по экономии топлива при эксплуатации автотракторной техники

7.12.1 Перевод автотракторной техники на альтернативные виды топлива (СУГ, природный газ, СПГ).

Энергосберегающий эффект достигается за счет использования менее дорогостоящих видов топлив по сравнению с бензином.

Годовая экономия энергоресурсов ΔQ , л/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q = \frac{V_б \cdot Ц_б - V_а \cdot Ц_а}{Ц_б \cdot 24} \cdot L_{пр} \cdot \tau_ч \cdot n, \quad (124)$$

где $V_б$ – расход бензина на 1 км пробега (для одного транспортного средства), л/км;

$V_а$ – расход альтернативного вида топлива на 1 км пробега (для одного транспортного средства), л/км;

$Ц_б$ – цена 1 л бензина, руб./л;

$Ц_а$ – цена 1 л альтернативного топлива, руб./л;

24 – количество часов в сутках, ч/сут;

$L_{пр}$ – ежедневный пробег транспортного средства, км/сут;

$\tau_ч$ – фактическое количество рабочих часов в отчетном году, ч/год;

n – количество транспортных средств, ед.

7.12.2 Эксплуатация автотракторной техники с меньшим удельным расходом топлива.

Энергосберегающий эффект достигается за счет уменьшения нормативного расхода топлива.

Годовая экономия энергоресурсов ΔQ , л/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q = \frac{1}{24} \cdot (V_1 - V_2) \cdot L_{пр} \cdot \tau_ч \cdot n, \quad (125)$$




где 24 – количество часов в сутках, ч/сут;

V_1 – нормативный расход топлива на 1 км пробега эксплуатируемой автотехники (для одного транспортного средства), л/км;

V_2 – нормативный расход топлива на 1 км пробега новой автотехники (для одного транспортного средства), л/км;

L_{np} – ежедневный пробег транспортного средства, км/сут;

$\tau_ч$ – фактическое количество рабочих часов в отчетном году, ч/год;

n – количество транспортных средств, ед.

7.12.3 Оборудование стоянок автотракторной техники обогревателями или отапливаемыми боксами в зимний период.

Энергосберегающий эффект достигается за счет отсутствия дополнительного расхода топлива на разогрев двигателей в зимний период.

Годовая экономия энергоресурсов ΔQ , л/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q = a \cdot n_m, \quad (126)$$

где a – расход топлива на разогрев двигателя одного автомобиля в течение зимнего периода расчетного года, л/год;

Примечание – Величина a зависит от марки автомобиля, степени износа двигателя и климатических условий.

n_m – количество мест в боксе или на отапливаемой стоянке, ед.

7.13 Методические положения расчета энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий по экономии топлива при совершенствовании обслуживания автотракторного парка

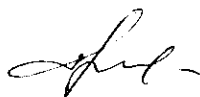
7.13.1 Внедрение современного оборудования для диагностики.

Энергосберегающий эффект достигается за счет своевременной регулировки топливной аппаратуры и корректировки угла опережения зажигания.

Годовая экономия энергоресурсов ΔQ , л/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q = \frac{1}{24} \cdot k \cdot V_m \cdot L_{np} \cdot \tau_ч \cdot n, \quad (127)$$

где 24 – количество часов в сутках, ч/сут;




k – коэффициент, учитывающий экономию топлива в результате внедрения современного оборудования для диагностики автотехники, принимается равным $k = 0,1$ (по данным ГРО);

V_m – расход топлива на 1 км пробега (для одного транспортного средства), л/км;

L_{np} – ежедневный пробег транспортного средства, км/сут;

τ_v – фактическое количество рабочих часов в отчетном году, ч/год;

n – количество транспортных средств, ед.

7.13.2 Своевременное проведение технического обслуживания и ремонта автотракторной техники.

Энергосберегающий эффект достигается за счет работы автотехники на оптимальных параметрах.

Годовая экономия энергоресурсов ΔQ , л/год, рассчитывается по формуле (127).

8 Методика расчета экономического эффекта от реализации мероприятий

8.1 Расчет простого срока окупаемости

На первой стадии расчета экономической эффективности мероприятий по энергосбережению рассчитывают простой срок окупаемости мероприятия CO , год, по формуле

$$CO = \frac{З}{Ц \cdot Э}, \quad (128)$$

где $З$ – затраты, обусловленные проведением ЭСМ, тыс. руб.;

Примечание – Затраты должны учитывать стоимость оборудования, проектные и пуско-наладочные работы, техническое обслуживание оборудования.

$Ц$ – цена энергоносителя на СТН или внутренняя расчетная цена, руб./тыс. м³, руб./(тыс. кВт·ч), руб./тыс. ГДж, руб./т у.т.;

$Э$ – годовая экономия энергоресурсов в результате внедрения ЭСМ,




тыс. м³/год, тыс. кВт·ч/год, тыс. ГДж/год, т у.т. /год.

При расчете денежных потоков, связанных с ЭСМ, принимают цену энергоносителей согласно последней, на момент проведения расчетов, версии документов бухгалтерской отчетности. Цена сэкономленного энергоносителя принимается равной цене, по которой ГРО рассчитывается с организацией – поставщиком за энергоноситель на собственные нужды ¹⁾.

8.2 Расчет показателей экономической эффективности

8.2.1 В случае необходимости более точной оценки экономической эффективности ЭСМ за расчетный период проводится расчет экономических показателей на основе сопоставления денежных потоков.

Продолжительность расчетного периода принимается исходя из:

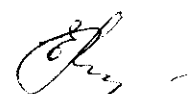
- срока службы или срока полезного использования нового или модернизированного энергосберегающего оборудования (в случае если ЭСМ подразумевает использование этого оборудования);
- срока действия программы энергосбережения (при определении приоритетности ЭСМ для включения в указанную программу) и др.

8.2.2 Расчетный период разбивается на шаги – временные отрезки, в пределах которых производится агрегирование данных, используемых в расчетах денежных потоков. Шаги расчета (один год) определяются их порядковыми номерами (0, 1, 2 ..., t).

8.2.3 Для сопоставления притоков и оттоков, возникающих в результате реализации ЭСМ, следует по годам расчетного периода производить расчет денежных потоков приростным методом:

- рассчитываются (по соответствующим статьям) притоки и оттоки денежных средств, возникающих при проведении ЭСМ («с проектом»);
- рассчитываются (по соответствующим статьям) притоки и оттоки денежных средств, которые имели бы место, если бы ЭСМ не проводилось («без проекта»);

¹⁾ В 2010 г. по форме отчетности 107-газ цены на энергоносители составляли: газ – 2,83 тыс. руб./тыс. м³, электроэнергия – 3,43 руб./(кВт·ч), тепловая энергия – 717,84 руб./Гкал (171,44 руб./ГДж).

при этом в расчет принимаются только те затраты и поступления, которые изменяются при реализации ЭСМ.

Если в результате реализации ЭСМ возникают притоки денежных средств, соответствующие суммы учитываются в таблицах денежных потоков со знаком «плюс». Аналогично, если возникают оттоки, они учитываются со знаком «минус».

8.2.4 Суммарные денежные потоки, $\Delta\Phi_t$, руб., возникающие в результате реализации ЭСМ, для каждого года расчетного периода и варианта расчета («с проектом» и «без проекта») определяются как разность между притоком и оттоком денежных средств по формуле

$$\Delta\Phi_t = D - Z_{\text{экспл}} - K + A, \quad (129)$$

где D – денежные поступления (притоки), руб.;

$Z_{\text{экспл}}$ – эксплуатационные расходы и налоги, руб.;

K – капитальные вложения, руб.;

A – амортизация, руб.

При этом рекомендуется:

- принимать цены, действующие на момент выполнения расчетов;
- учет затрат и поступлений проводить без НДС;
- началом расчетного периода принимать год, в котором начинается финансирование ЭСМ;
- все шаги (годы) расчетного периода брать полными (12 месяцев).

8.2.5 Суммарный денежный поток по каждому году, возникающий в результате реализации ЭСМ, рассчитывают отдельно по следующим видам деятельности:

- денежный поток от инвестиционной деятельности;
- денежный поток от операционной деятельности.

В денежном потоке от инвестиционной деятельности $\Phi_{ид}$:

- к притокам относятся денежные поступления от продажи активов в течение или по завершении проекта (только основных производственных фондов, приобретенных в рамках реализации ЭСМ);




– к оттокам относятся: капитальные вложения, затраты на пуско-наладочные работы, затраты на проведение НИОКР, ликвидационные затраты в конце проекта.

В денежном потоке от операционной деятельности $\Phi_{од}$:

– к притокам относятся денежные поступления в виде: прибыли от реализации сэкономленного газа; уменьшения платежей (за негативное воздействие на окружающую среду и др.); экономии, полученной в результате сбережения природного газа и других ресурсов; выручки от реализации дополнительной продукции, производимой в рамках реализации ЭСМ;

– к оттокам относятся эксплуатационные затраты и налоги, уплачиваемые в результате реализации ЭСМ.

8.2.6 Приростной денежный поток для каждого года расчетного периода $\Delta\Phi_t$ определяется как разность потоков «с проектом» и «без проекта» по формуле

$$\Delta\Phi_t = \Phi_t^1 - \Phi_t^0, \quad (130)$$

где Φ_t^1 – изменение денежного потока, обусловленное реализацией ЭСМ «с проектом», рассчитывается по формуле (129);

Φ_t^0 – поток в варианте «без проекта», рассчитывается по формуле (129).

8.2.7 Для учета неравноценности разновременных денежных потоков осуществляется дисконтирование. В качестве момента приведения следует принимать год начала расчетного периода. При этом суммарный денежный поток по каждому году расчетного периода ЭСМ следует умножать на коэффициент дисконтирования α_t , который рассчитывается по формуле

$$\alpha_t = \frac{1}{\left(1 + \frac{E}{100}\right)^t}, \quad (131)$$

где E – норма дисконта, которая устанавливается постоянной на весь расчетный период, %;

t – порядковый номер года (шага) расчетного периода ЭСМ, $t = 0, 1, 2, \dots, T$;

T – расчетный период, лет.

8.2.8 Норма дисконта E в расчетах эффективности принимается с учетом уровня риска. Значение нормы дисконта для расчета экономической эффективности проектов по энергосбережению в области распределения газа следует принимать при:

- низкой степени риска (инвестиции в проекты модернизации действующей технологии) – 8 %;
- средней (инвестиции в проекты с частичным использованием новых технических и технологических решений) – 10 %;
- высокой (инвестиции в проекты с использованием новых технических и технологических решений) – 12 %.

8.2.9 Критериями оценки экономической эффективности являются показатели экономической эффективности:

- внутренняя норма доходности, ВНД;
- чистый дисконтированный доход (интегральный эффект), ЧДД, руб.;
- срок окупаемости с учетом дисконтирования, лет;
- чистый доход, ЧД, руб.

8.2.10 Величина ВНД определяется из уравнения

$$\sum_{t=0}^T \Delta \Phi_t \cdot \frac{1}{(1 + \text{ВНД})^t} = 0, \quad (132)$$

где $\Delta \Phi_t$ – приростной денежный поток в t -м году расчетного периода, рассчитываемый по формуле (130).


8.2.11 Расчет ЧДД следует проводить по формуле

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \alpha_t \cdot \Delta \Phi_t, \quad (133)$$

где α_t – коэффициент дисконтирования, рассчитываемый по формуле (131).

8.2.12 Срок окупаемости с учетом дисконтирования T_o , определяется из численного решения уравнения $\text{ЧДД} = 0$

$$\text{ЧДД}(T_o) = \sum_{t=0}^T \alpha_t \cdot \Delta \Phi_t = 0, \quad (134)$$

где $(t < T_0)$ ЧДД – отрицательная величина;

$(t > T_0)$ ЧДД – неотрицательная величина;

T_0 – срок окупаемости с учетом дисконтирования, лет.

8.2.13 Показатель чистый доход, используется если:

- ЭСМ не подразумевает проведение капитальных вложений;
- срок реализации ЭСМ и использования его результатов меньше или равен одному году;
- срок окупаемости ЭСМ меньше или равен одному году.

Определяется ЧД, руб., по формуле

$$\text{ЧД} = \Delta \Phi_t. \quad (135)$$

8.2.14 Показатели экономической эффективности ЭСМ (ЧД, ВНД, ЧДД и срок окупаемости) являются критериальными, а именно:

- проект считается эффективным, если $\text{ВНД} > E$ (где E – норма дисконта), и неэффективным, если $\text{ВНД} < E$;
- проект считается эффективным, если интегральный эффект – ЧДД (ЧД) положителен, и неэффективным, если ЧДД (ЧД) отрицателен или равен нулю;
- учитывая нормативный характер показателя ВНД его необходимо использовать для определения приоритетности (ранжирования) проектов:

а) из нескольких проектов ЭСМ более эффективным считается вариант с наибольшим ВНД. При этом проект ЭСМ с показателем ВНД ниже корпоративных требований не участвует в сравнении;

б) из нескольких вариантов реализации ЭСМ более эффективным считается вариант с наибольшим ЧДД (ЧД) и наименьшим дисконтированным сроком окупаемости.

8.2.15 Размер годовой экономии от проведения ЭСМ, обусловленной снижением потребления энергоносителя, \mathcal{E} , руб./год, рассчитывается по формуле

$$\mathcal{E} = V_{\text{ЭСМ}} \cdot C_{\text{стн}}, \quad (136)$$

где $V_{\text{ЭСМ}}$ – объем сэкономленных энергоносителей в результате проведения ЭСМ, тыс. м³/год, тыс. кВт·ч/год, тыс. ГДж/год, т у.т. /год;




$C_{СТН}$ – цена энергоносителя на СТН или внутренняя расчетная цена, руб./тыс. м³, руб./(кВт·ч), руб./ГДж.

Объем сэкономленных энергоносителей в результате проведения ЭСМ, $V_{ЭСМ}$, тыс. м³/год, тыс. кВт·ч/год, тыс. ГДж/год, т у.т. /год, рассчитывается по формуле

$$V_{ЭСМ} = V_0 - V_1, \quad (137)$$

где V_0 – годовой расход энергоносителя, до проведения ЭСМ («без проекта»), тыс. м³/год, тыс. кВт·ч/год, тыс. ГДж/год, т у.т. /год;

V_1 – годовой расход энергоносителя, в результате проведения ЭСМ («с проектом»), тыс. м³/год, тыс. кВт·ч/год, тыс. ГДж/год, т у.т. /год.

8.2.16 Если реализация ЭСМ влечет за собой изменение платы за негативное воздействие на окружающую среду, соответствующие изменения денежных потоков следует отражать в операционной деятельности. Изменение годовой платы за негативное воздействие на окружающую среду, достигнутое в результате ЭСМ, $N_{ЭСМ}$, руб., рассчитывается по формуле

$$N_{ЭСМ} = N_0 - N_1, \quad (138)$$

где N_0 – годовая плата за негативное воздействие на окружающую среду, до проведения ЭСМ («без проекта»), руб.;

N_1 – годовая плата за негативное воздействие на окружающую среду, в результате проведения ЭСМ («с проектом»), руб.

8.2.17 Затраты, обусловленные проведением ЭСМ, включают:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные расходы.

Капитальные вложения K , руб., обусловленные проведением ЭСМ, рассчитываются по формуле

$$K = Z_{зем} + Z_{об} + Z_{мод} + Z_{стр} + Z_{нир} + Z_{пр} + Z_{нем} + Z_{тех} + Z_{усл}, \quad (139)$$

где $Z_{зем}$ – затраты на приобретение земельного участка и его освоение, руб.;

$Z_{об}$ – стоимость нового оборудования, включая издержки на его доставку и

монтаж, руб.;

$Z_{\text{мод}}$ – затраты на модернизацию действующего оборудования, руб.;

$Z_{\text{стр}}$ – стоимость строительства и/или реконструкции зданий и сооружений, руб.;

$Z_{\text{нир}}$ – затраты на НИР, если капитальные вложения на проведение ЭСМ осуществляются в рамках выполнения НИР, руб.;

$Z_{\text{пр}}$ – стоимость проектных работ, а также затраты на согласование проектной документации в государственных органах, руб.;

$Z_{\text{нем}}$ – затраты на нематериальные активы (лицензии, патенты, ноу-хау и др.), руб.;

$Z_{\text{тех}}$ – затраты на изготовление и приобретение технологической оснастки, руб.;

$Z_{\text{усл}}$ – оплата услуг сторонних организаций, связанных с приобретением, транспортировкой и наладкой оборудования, задействованного в рамках ЭСМ, руб.

Эксплуатационные расходы $Z_{\text{эспл}}$, руб., обусловленные проведением ЭСМ, рассчитываются по формуле

$$Z_{\text{эспл}} = Z_{\text{от}} + Z_{\text{эн}} + Z_{\text{мат}} + Z_{\text{тр}} + Z_{\text{рем}}, \quad (140)$$

где $Z_{\text{от}}$ – затраты на оплату труда, руб.;

$Z_{\text{эн}}$ – затраты на энергоносители, руб.;

$Z_{\text{мат}}$ – затраты на расходные материалы, руб.;

$Z_{\text{тр}}$ – транспортные затраты, руб.;

$Z_{\text{рем}}$ – затраты на текущий ремонт, руб.

8.2.18 Величина изменения налога на прибыль $C_{\text{нп}}$, руб., рассчитывается по формуле

$$C_{\text{нп}} = (\mathcal{E} - (C_1 - C_0)) \cdot \frac{k_{\text{нп}}}{100}, \quad (141)$$

где \mathcal{E} – суммарная годовая экономия (сумма притоков), возникающая в результате проведения ЭСМ, руб.;




C_1 – суммарные годовые затраты предприятия, относимые на себестоимость, «с проектом», руб.;

C_0 – суммарные годовые затраты предприятия, относимые на себестоимость, «без проекта», руб.;

$k_{\text{нп}}$ – ставка налога на прибыль, %.

При расчете C_1 и C_0 учитываются только те затраты, которые изменяются при проведении ЭСМ.

8.2.19 Суммарные годовые затраты C , руб., относимые на себестоимость, рассчитываются по формуле

$$C = C_{\text{эспл.}} + A + V_{\text{им}}, \quad (142)$$

где $C_{\text{эспл.}}$ – суммарные годовые эксплуатационные расходы, руб.;

A – годовые амортизационные отчисления, руб.;

$V_{\text{им}}$ – налог на имущество, руб.

8.2.20 Расчет годовых амортизационных отчислений A , руб., созданных в рамках ЭСМ, производится по формуле

$$A = \sum_{i=1}^n \frac{C_i \cdot k_i \cdot e_i}{100}, \quad (143)$$

где n – количество видов ОПФ;

C_i – начальная стоимость единицы ОПФ i -го вида, руб.;

i – вид ОПФ, $i = 1, 2, \dots, n$;

k_i – количество единиц i -го вида ОПФ, шт.;

e_i – норма годовых амортизационных отчислений для единицы ОПФ i -го вида, %.

В качестве одного из методов повышения экономической эффективности ЭСМ может быть использован метод ускоренной амортизации согласно Федеральному Закону [2], который основывается на применении коэффициентов ускорения в соответствии с Налоговым кодексом [16] (статья 259.3).




Амортизационные отчисления являются элементом себестоимости, увеличение их размера приводит к уменьшению прибыли предприятия, а, следовательно, и налогооблагаемой базы для уплаты налога на прибыль. Являясь условным начислением в составе себестоимости, амортизационные отчисления увеличивают для предприятия денежный приток средств.

8.2.21 Величина налога на имущество $V_{им}$, руб., рассчитывается по формуле

$$V_{им} = \frac{d_{им}}{100} \cdot \sum_{i=1}^n Ц_{i\text{ ср.ост}} \cdot k_i, \quad (144)$$

где $d_{им}$ – ставка налога на имущество, %;

n – количество видов ОПФ;

i – вид ОПФ, $i = 1, 2, \dots, n$;

$Ц_{i\text{ ср.ост}}$ – среднегодовая остаточная стоимость i -го вида ОПФ, руб.;

k_i – количество единиц i -го вида ОПФ, шт.

Среднегодовая остаточная стоимость определяется как среднее арифметическое между остаточной стоимостью на начало и конец рассматриваемого года, то есть между $Ц_{i\text{ ост}}^t$ и $Ц_{i\text{ ост}}^{t-1}$, где t – количество лет эксплуатации ОПФ.

Остаточная стоимость ОПФ i -го вида на конец i -го года, $Ц_{i\text{ ост}}^t$, руб., определяется по формуле

$$Ц_{i\text{ ост}}^t = Ц_i \cdot \left(1 - \frac{e_i}{100}\right)^t, \quad (145)$$

где $Ц_i$ – начальная стоимость единицы ОПФ i -го вида, руб.;

i – вид ОПФ, $i = 1, 2, \dots, n$;

n – количество видов ОПФ;

e_i – норма годовых амортизационных отчислений для единицы ОПФ i -го вида, %;

t – количество лет эксплуатации ОПФ.




Среднегодовая остаточная стоимость $C_{i\text{ ср. ост}}^t$, руб., рассчитывается по формуле

$$C_{i\text{ ср. ост}}^t = \frac{C_i}{2} \cdot \left(1 - \frac{e_i}{100}\right)^{t-1} \cdot \left(2 - \frac{e_i}{100}\right), \quad (146)$$

где C_i – начальная стоимость единицы ОПФ i -го вида, руб.;

t – количество лет эксплуатации ОПФ;

e_i – норма годовых амортизационных отчислений для единицы ОПФ i -го вида, %;

i – вид ОПФ, $i = 1, 2, \dots, n$;

n – количество видов ОПФ.

Примеры расчетов энергосберегающего и экономического эффекта от реализации мероприятий приведены в приложении В.

9 Критерии выделения и ранжирования финансирования мероприятий с энергосберегающим эффектом, включенных в Программы ОАО «Газпром газораспределение»

9.1 Выделение и ранжирование финансирования мероприятий с энергосберегающим эффектом производится на основе следующих критериев:

– затратность мероприятий – отношение величины затрат к величине энергосберегающего эффекта – тыс. руб./ГДж;

– срок окупаемости мероприятий – отношение величины затрат к годовому стоимостному эффекту – руб./руб./год);

– абсолютная величина энергосберегающего эффекта от внедрения мероприятия – ГДж/год.

9.2 Рейтинг мероприятия определяется суммированием баллов по вышеперечисленным критериям по данным таблиц 4 – 6.

9.3 Для каждого ЭСМ вычисляется сумма баллов из таблиц 4 – 6. Максимальная величина этой суммы составит $20 + 20 + 5 = 45$ баллов, минимальная – 2 балла.




Таблица 4 – Шкала оценки затратности мероприятий с энергосберегающим эффектом

Категория затратности ЭСМ	Затратность ЭСМ, тыс. руб./ГДж	Оценка критерия, балл
Беззатратные и сверхмалозатратные	< 0,1	20
Малозатратные	от 0,1 до 0,5	18
	от 0,5 до 1,0	15
Среднезатратные	от 1,0 до 2,0	13
	от 2,0 до 3,0	10
Высокозатратные	от 3,0 до 5,0	8
	от 5,0 до 10,0	5
Сверхвысокозатратные	> 10,0	1

Таблица 5 – Шкала оценки окупаемости мероприятий с энергосберегающим эффектом

Категория окупаемости ЭСМ	Срок окупаемости ЭСМ, год	Оценка критерия, балл
Сверх быстро окупаемое	до 1	20
Быстро окупаемое	до 2	15
Со средним сроком окупаемости	2 – 3	13
	3 – 5	10
С высоким сроком окупаемости	5 – 7	5
Со сверхвысоким сроком окупаемости	7 – 12	1
	свыше 12	0

Таблица 6 – Шкала оценки энергосберегающего эффекта мероприятий

Категория оценки эффективности ЭСМ	Величина годового энергосбережения от ЭСМ, тыс. ГДж/год	Оценка критерия, балл
Наивысший	выше 100	5
Высокий	от 100 до 10	4
Средний	от 10 до 1,0	3
Малый	от 1,0 до 0,05	2
Минимальный	< 0,05	1




9.4 Если два или более ЭСМ набрали одинаковые или очень близкие суммы баллов и ранжирование по этим критериям затруднено, а срок окупаемости превышает два года, проводится расчет экономической эффективности (см. раздел 8) и дополнительное ранжирование.

9.5 Финансирование ЭСМ, если они выполняются только по Программе энергосбережения, следует осуществлять, преимущественно, в зависимости от суммы баллов, определенной в соответствии с 9.3.



Приложение А

(справочное)

Справочные таблицы

Таблица А.1 – Соотношения некоторых внесистемных единиц измерения с единицами системы СИ – по ГОСТ 8.417

Наименование величины	Внесистемная единица измерения	Соотношение с единицей СИ	Дополнительные соотношения
Количество теплоты	кал	4,187 Дж	1 ГДж \approx 0,24 Гкал
Тепловой поток	ккал/ч	1,163 Вт	1 кВт \approx 860 ккал/ч 1 МВт \approx 0,86 Гкал/ч
Энергия	кВт·ч	3,6 МДж	1 кВт·ч \approx 860 ккал

Таблица А.2 – Коэффициенты, используемые для перерасчета газа и тепловой энергии в тонны условного топлива – в соответствии с Указаниями [5]

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Коэффициент пересчета в условное топливо
Газ горючий природный (естественный)	k_g	т у.т./тыс. м ³	1,154
СУГ	$k_{СУГ}$	т у.т./т	1,57
Тепловая энергия	$k_{теп}$	т у.т./Гкал	0,1486

Таблица А.3 – Коэффициенты, используемые для пересчета электрической энергии и топлива в тонны условного топлива – по ГОСТ Р 51749

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Коэффициент пересчета в условное топливо
Электрическая энергия	$k_{э}$	т у.т./тыс. кВт·ч	0,12
Дизельное топливо	$k_{дт}$	т у.т./т	1,45
Автомобильный бензин	$k_{бенз}$	т у.т./т	1,52




Таблица А.4 – Плотность жидкой фазы сжиженного углеводородного газа в зависимости от температуры – по Методике [15]

Температура СУГ, °С	-40	-30	-20	-10	0	+10	+20	+30	+40
Плотность $\rho_{ж}$, кг/м ³	609	598	588	577	566	553	540	526	512
Примечание – Значения плотности приведены для компонентного состава СУГ: 50 % пропана, 50 % бутана.									

Таблица А.5 – Плотность паровой фазы сжиженного углеводородного газа в зависимости от температуры при давлении 0,15 МПа – по Методике [15]

Температура СУГ, °С	-40	-30	-20	-10	0	+10	+20	+30	+40
Плотность $\rho_{п}$, кг/м ³	7,25	6,88	6,68	6,42	6,12	5,84	5,58	5,34	5,17
Примечание – Значения плотности приведены для компонентного состава СУГ: 50 % пропана, 50 % бутана.									




Приложение Б

(рекомендуемое)

Характеристики оборудования, зданий и климатические параметры

Таблица Б.1 – Технические характеристики катодных станций

Наименование параметра	Единицы измерения	Значение параметра для типа станции		
		I поколение	II поколение	III поколение
		В-ОПЕД-25-28.5-У1	В-ОПЕ-ТМ-1-42-24-У1	ПКЗ-АР-1
Номинальный выходной ток	А	25	42	20
Номинальное выходное напряжение	В	28,5	24	48
Номинальная выходная активная мощность	кВт	0,71	1,0	1,0
Полная потребляемая мощность, не более	кВт	1,4	1,47	модули
Напряжение питающей сети, max/min	В	242/187	253/165	242/187
Диапазон регулирования выходного напряжения	%	0...100	1...100	2,5...100
Коэффициент пульсаций выходного напряжения, не более	%	5	3	0,8
КПД в номинальном режиме, не менее	%	65	80	90
Наработка на отказ	тыс. ч	25	25	–
Установленный ресурс	тыс. ч	30	100	219
Масса (с монтажным шкафом)	кг	95	90	35

Таблица Б.2 – Технические характеристики источников света – по Сборнику [7]

Тип источника света	Маркировка	Светоотдача, лм/Вт	Индекс цветопередачи	Коэффициент запаса	Срок службы, ч
Лампы накаливания	ЛН	8 – 18	100	1,1	1000
Галогенные лампы накаливания	КГ	16 – 24	100	1,1	2000
Ртутно-вольфрамовые лампы	РВЛ	20 – 28	60	1,2	6000




Окончание таблицы Б.2

Тип источника света	Маркировка	Светоотдача, лм/Вт	Индекс цветопередачи	Коэффициент запаса	Срок службы, ч
Ртутные лампы высокого давления	ДРЛ	36 – 54	50	1,3	12000
Натриевые лампы высокого давления	ДнаТ	90 – 120	25	1,3	12000
Металлогалогенные лампы высокого давления	ДРИ	70 – 90	70	1,3	12000
Люминесцентные лампы низкого давления	ЛБ	60 – 80	65	1,3	10000
Люминесцентные лампы низкого давления с улучшенной цветопередачей	ЛБЦТ	70 – 95	80	1,25	10000
Компактные люминесцентные лампы низкого давления	КЛ	60 – 70	80	1,25	9000
Натриевые лампы низкого давления	ДнаО	120 – 180	0	1,3	12000

Таблица Б.3 – Значение коэффициента потерь в пускорегулирующей аппаратуре осветительных приборов – по Сборнику [7]

Тип лампы	Тип ПРА	Коэффициент потерь, $k_{ПРА}$
ЛБ	Обычный электромагнитный	1,22
	Электромагнитный с пониженными потерями	1,14
	Электронный	1,1
КЛ	Обычный электромагнитный	1,27
	Электромагнитный с пониженными потерями	1,15
	Электронный	1,1
ДРЛ, ДРИ	Обычный электромагнитный	1,08
	Электронный	1,06
ДнаТ	Обычный электромагнитный	1,1
	Электронный	1,06

Таблица Б.4 – Значение коэффициента эффективности автоматизации управления освещением – по Сборнику [7]

Уровень сложности системы автоматического управления освещением	Коэффициент эффективности автоматизации управления освещением, $k_{за}$
Контроль уровня освещенности и автоматическое включение и отключение системы освещения при критическом значении освещенности	1,1 – 1,15
Зонное управление освещением (включение и отключение освещения дискретно, в зависимости от зонного распределения естественной освещенности)	1,2 – 1,25
Плавное управление мощностью и световым потоком светильников в зависимости от распределения естественной освещенности	1,3 – 1,4

Таблица Б.5 – Климатические параметры некоторых населенных пунктов Российской Федерации

Населенный пункт	Параметры отопительного периода			Значение D_d , °С·сут, при расчетной температуре внутреннего воздуха				Годовой приход суммарной солнечной радиации H , МДж/м ²
	Расчетная температура, °С	Продолжительность, сут	Средняя температура, °С	20 °С	18 °С	16 °С	14 °С	
Абакан	-40	225	-8,4	6390	5940	5490	5040	4100
Алейск	-38	216	-7,8	6005	5573	5141	4709	–
Анадырь	-40	311	-10,5	9486	8864	8242	7620	–
Арзамас	-32	216	-4,7	5335	4903	4471	4039	–
Архангельск	-31	253	-4,4	6173	5667	5161	4655	3000
Архара	-36	219	-11,8	6964	6526	6088	5650	–
Астрахань	-23	167	-1,2	3540	3206	2872	2538	4900
Ачинск	-41	237	-7,6	6541	6067	5593	5119	–
Аян	-28	278	-7,4	7617	7061	6505	5949	–
Балашов	-29	199	-4,2	4816	4418	4020	3622	–
Баргузин	-42	241	-11,5	7592	7110	6628	6146	–
Барнаул	-39	221	-7,7	6122	5680	5238	4796	–
Белгород	-23	191	-1,9	4183	3801	3419	3037	–
Белогорск	-37	223	-11,9	7114	6668	6222	5776	–

Продолжение таблицы Б.5

Населенный пункт	Параметры отопительного периода			Значение D_d , °С-сут, при расчетной температуре внутреннего воздуха				Годовой приход суммарной солнечной радиации H , МДж/м ²
	Расчетная температура, °С,	Продолжительность, сут	Средняя температура, °С	20 °С	18 °С	16 °С	14 °С	
Белорецк	-34	231	-6,5	6122	5660	5198	4736	–
Бира	-31	220	-9,1	6402	5962	5522	5082	–
Биробиджан	-32	219	-10,4	6658	6220	5782	5344	–
Благовещенск	-34	218	-10,6	6671	6235	5799	5363	4600
Борзя	-40	236	-12	7552	7080	6608	6136	4800
Боровичи	-29	220	-2,8	5016	4576	4136	3696	–
Братолюбовка	-37	229	-12,4	7420	6962	6504	6046	–
Братск	-43	249	-8,6	7121	6623	6125	5627	4000
Брянск	-26	205	-2,3	4572	4162	3752	3342	–
Бугульма	-33	221	-5,8	5702	5260	4818	4376	–
Великие Луки	-27	212	-1,9	4643	4219	3795	3371	–
Великий Новгород	-27	221	-2,3	4928	4486	4044	3602	–
Верхнеуральск	-34	221	-7,5	6078	5636	5194	4752	–
Верхотурье	-37	236	-6,8	6325	5853	5381	4909	–
Владивосток	-24	196	-3,9	4684	4292	3900	3508	4600
Владикавказ	-18	174	0,4	3410	3062	2714	2366	–
Владимир	-28	213	-3,5	5006	4580	4154	3728	–
Волгоград	-25	177	-2,4	3965	3611	3257	2903	4700
Вологда	-32	231	-4,1	5567	5105	4643	4181	3400
Воркута	-41	306	-9,1	8905	8293	7681	7069	–
Воронеж	-26	196	-3,1	4528	4136	3744	3352	3800
Вязьма	-27	217	-2,8	4948	4514	4080	3646	–
Глазов	-35	231	-6	6006	5544	5082	4620	–
Грозный	-18	160	0,9	3056	2736	2416	2096	–
Дербент	-9	138	3,7	2249	1973	1697	1421	–
Дмитров	-28	216	-3,1	4990	4558	4126	3694	–
Екатеринбург	-35	230	-6	5980	5520	5060	4600	–
Елабуга	-34	215	-5,5	5483	5053	4623	4193	–
Енисейск	-46	245	-9,6	7252	6762	6272	5782	3600
Зея	-42	238	-13,8	8044	7568	7092	6616	–

Продолжение таблицы Б.5

Населенный пункт	Параметры отопительного периода			Значение D_d , °C-сут, при расчетной температуре внутреннего воздуха				Годовой приход суммарной солнечной радиации H , МДж/м ²
	Расчетная температура, °C,	Продолжительность, сут	Средняя температура, °C	20 °C	18 °C	16 °C	14 °C	
Зима	-42	239	-9,7	7098	6620	6142	5664	–
Змеиногорск	-38	217	-6,6	5772	5338	4904	4470	–
Иваново	-30	219	-3,9	5234	4796	4358	3920	1900
Игарка	-49	285	-13,9	9662	9092	8522	7952	3400
Ижевск	-34	222	-5,6	5683	5239	4795	4351	–
Илимск	-45	255	-11	7905	7395	6885	6375	–
Иркутск	-36	240	-8,5	6840	6360	5880	5400	4200
Йошкар-Ола	-34	220	-5,1	5522	5082	4642	4202	–
Казань	-32	215	-5,2	5418	4988	4558	4128	3600
Калининград	-19	193	1,1	3648	3262	2876	2490	–
Калуга	-27	210	-2,9	4809	4389	3969	3549	–
Каменск-Уральский	-35	222	-6,9	5972	5528	5084	4640	–
Камышин	-26	188	-4,1	4531	4155	3779	3403	–
Кандалакша	-30	266	-3,9	6357	5825	5293	4761	–
Кашира	-27	212	-3,4	4961	4537	4113	3689	–
Кежма	-48	252	-12,3	8140	7636	7132	6628	–
Кемерово	-39	231	-8,3	6537	6075	5613	5151	–
Кемь	-27	258	-3,2	5986	5470	4954	4438	–
Кинешма	-31	221	-4,1	5326	4884	4442	4000	–
Киров	-33	231	-5,4	5867	5405	4943	4481	–
Кисловодск	-16	179	0,4	3508	3150	2792	2434	–
Колпашево	-42	243	-9,1	7071	6585	6099	5613	3600
Комсомольск-на-Амуре	-35	223	-10,8	6868	6422	5976	5530	–
Кондома	-40	236	-7,8	6561	6089	5617	5145	–
Кострома	-31	222	-3,9	5306	4862	4418	3974	3400
Котельниково	-24	176	-1,6	3802	3450	3098	2746	–
Котлас	-34	237	-5,3	5996	5522	5048	4574	–
Кош-Агач	-46	262	-12,8	8594	8070	7546	7022	–
Красная Поляна	-9	155	3	2635	2325	2015	1705	–




Продолжение таблицы Б.5

Населенный пункт	Параметры отопительного периода			Значение D_d , °С-сут, при расчетной температуре внутреннего воздуха				Годовой приход суммарной солнечной радиации H , МДж/м ²
	Расчетная температура, °С,	Продолжительность, сут	Средняя температура, °С	20 °С	18 °С	16 °С	14 °С	
Краснодар	-19	149	2	2682	2384	2086	1788	4400
Красноярск	-40	234	-7,1	6341	5873	5405	4937	3500
Курган	-37	216	-7,7	5983	5551	5119	4687	–
Курильск	-15	227	-0,2	4585	4131	3677	3223	–
Курск	-26	198	-2,4	4435	4039	3643	3247	3700
Кызыл	-47	225	-15	7875	7425	6975	6525	4800
Кяхта	-35	232	-9	6728	6264	5800	5336	–
Липецк	-27	202	-3,4	4727	4323	3919	3515	–
Магадан	-29	288	-7,1	7805	7229	6653	6077	–
Майкоп	-19	148	1,9	2679	2383	2087	1791	–
Махачкала	-14	148	2,7	2560	2264	1968	1672	4800
Минусинск	-40	225	-8,8	6480	6030	5580	5130	4100
Мончегорск	-30	271	-4,5	6640	6098	5556	5014	–
Москва	-28	214	-3,1	4943	4515	4087	3659	3600
Мурманск	-27	275	-3,2	6380	5830	5280	4730	–
Муром	-30	214	-4	5136	4708	4280	3852	–
Нальчик	-18	168	0,6	3259	2923	2587	2251	–
Нарьян-Мар	-37	290	-7,2	7888	7308	6728	6148	–
Невельск	-16	218	-1,8	4752	4316	3880	3444	–
Невинномысск	-18	168	0,1	3343	3007	2671	2335	–
Нерчинск	-44	233	-14,1	7945	7479	7013	6547	–
Нижнеангарск	-33	258	-9,6	7637	7121	6605	6089	–
Нижний Новгород	-31	215	-4,1	5182	4752	4322	3892	3600
Николаевск-на-Амуре	-35	249	-9,6	7370	6872	6374	5876	–
Никольск	-34	236	-4,9	5876	5404	4932	4460	–
Новосибирск	-39	230	-8,7	6601	6141	5681	5221	4000
Олонец	-29	233	-3,2	5406	4940	4474	4008	–
Омолон	-47	283	-19,8	11263	10697	10131	9565	3500
Омск	-37	221	-8,4	6276	5834	5392	4950	4000




Продолжение таблицы Б.5

Населенный пункт	Параметры отопительного периода			Значение D_d , °C-сут, при расчетной температуре внутреннего воздуха				Годовой приход суммарной солнечной радиации H , МДж/м ²
	Расчетная температура, °C,	Продолжительность, сут	Средняя температура, °C	20 °C	18 °C	16 °C	14 °C	
Онгудай	-38	231	-8,3	6537	6075	5613	5151	-
Онега	-31	248	-3,9	5927	5431	4935	4439	-
Орел	-26	205	-2,7	4654	4244	3834	3424	-
Оренбург	-31	202	-6,3	5313	4909	4505	4101	-
Охотск	-33	280	-9,5	8260	7700	7140	6580	3600
Пенза	-29	207	-4,5	5072	4658	4244	3830	-
Пермь	-35	229	-5,9	5931	5473	5015	4557	-
Петрозаводск	-29	240	-3,1	5544	5064	4584	4104	3000
Петропавловск-Камчатский	-20	259	-1,6	5594	5076	4558	4040	4000
Печора	-43	270	-7,9	7533	6993	6453	5913	-
Псков	-26	212	-1,6	4579	4155	3731	3307	-
Пятигорск	-20	175	0,2	3465	3115	2765	2415	4000
Ржев	-28	217	-2,7	4926	4492	4058	3624	-
Ростов-на-Дону	-22	171	-0,6	3523	3181	2839	2497	-
Рязань	-27	208	-3,5	4888	4472	4056	3640	-
Салехард	-42	292	-11,4	9169	8585	8001	7417	3200
Самара	-30	203	-5,2	5116	4710	4304	3898	-
Санкт-Петербург	-26	220	-1,8	4796	4356	3916	3476	3000
Саранск	-30	209	-4,5	5121	4703	4285	3867	-
Саратов	-27	196	-4,3	4763	4371	3979	3587	4400
Смоленск	-26	215	-2,4	4816	4386	3956	3526	3600
Советская Гавань	-27	243	-6	6318	5832	5346	4860	-
Сортавала	-29	237	-2,6	5356	4882	4408	3934	3200
Сочи	0	72	6,4	979	835	691	547	5000
Ставрополь	-19	168	0,9	3209	2873	2537	2201	-
Сургут	-43	257	-9,9	7684	7170	6656	6142	-
Сыктывкар	-36	245	-5,8	6321	5831	5341	4851	-
Таганрог	-22	167	-0,4	3407	3073	2739	2405	-
Тайшет	-40	240	-8,3	6792	6312	5832	5352	-
Тамбов	-28	201	-3,7	4764	4362	3960	3558	-




Продолжение таблицы Б.5

Населенный пункт	Параметры отопительного периода			Значение D_d , °C-сут, при расчетной температуре внутреннего воздуха				Годовой приход суммарной солнечной радиации H , МДж/м ²
	Расчетная температура, °C	Продолжительность, сут	Средняя температура, °C	20 °C	18 °C	16 °C	14 °C	
Тара	-40	234	-8,8	6739	6271	5803	5335	–
Тверь	-29	218	-3	5014	4578	4142	3706	–
Тихвин	-29	227	-2,8	5176	4722	4268	3814	–
Тобольск	-39	232	-8,1	6519	6055	5591	5127	3700
Тогул	-37	225	-7,3	6143	5693	5243	4793	–
Томск	-40	236	-8,4	6702	6230	5758	5286	3900
Тотьма	-32	235	-4,5	5758	5288	4818	4348	–
Троицкое	-47	251	-9,8	7480	6978	6476	5974	–
Тула	-27	207	-3	4761	4347	3933	3519	–
Тура	-55	271	-16,9	10000	9458	8916	8374	3200
Тында	-42	258	-14,7	8953	8437	7921	7405	–
Тюмень	-38	225	-7,2	6120	5670	5220	4770	–
Улан-Удэ	-37	237	-10,4	7205	6731	6257	5783	4400
Ульяновск	-31	212	-5,4	5385	4961	4537	4113	–
Унаха	-42	255	-14	8670	8160	7650	7140	–
Уренгой	-46	286	-13,1	9467	8895	8323	7751	–
Уфа	-35	213	-5,9	5517	5091	4665	4239	–
Ухта	-39	261	-6,4	6890	6368	5846	5324	–
Хабаровск	-31	211	-9,3	6182	5760	5338	4916	4700
Ханты-Мансийск	-41	250	-8,8	7200	6700	6200	5700	–
Хатанга	-49	311	-17,1	11538	10916	10294	9672	–
Холмск	-18	220	-2,3	4906	4466	4026	3586	–
Чебоксары	-32	217	-4,9	5403	4969	4535	4101	–
Челябинск	-34	218	-6,5	5777	5341	4905	4469	–
Черкесск	-18	169	0,6	3279	2941	2603	2265	–
Чита	-38	242	-11,4	7599	7115	6631	6147	4400
Чулым	-39	230	-8,8	6624	6164	5704	5244	–
Чухлома	-32	230	-4,3	5589	5129	4669	4209	–
Элиста	-23	173	-1,2	3668	3322	2976	2630	–




Окончание таблицы Б.5

Населенный пункт	Параметры отопительного периода			Значение D_d , °С-сут, при расчетной температуре внутреннего воздуха				Годовой приход суммарной солнечной радиации H , МДж/м ²
	Расчетная температура, °С,	Продолжительность, сут	Средняя температура, °С	20 °С	18 °С	16 °С	14 °С	
Южно-Курильск	-12	228	0,1	4537	4081	3625	3169	4000
Южно-Сахалинск	-24	230	-4,3	5589	5129	4669	4209	4600
Янаул	-37	226	-6	5876	5424	4972	4520	–
Ярославль	-31	221	-4	5304	4862	4420	3978	–

Таблица Б.6 – Параметры тепловой сети

Расчетная температура воды в тепловых сетях, °С	Средняя температура подающего трубопровода t_n^{cp} , °С	Средняя температура обратного трубопровода t_o^{cp} , °С	Средняя температура в тепловой сети, $t_{тр}^{cp}$, °С
95/70	62	50	56
115/70	72	50	61
130/70	80	50	65
150/70	90	50	70

Таблица Б.7 – Значение коэффициента $k_{уч}^{уд}$ для отдельных участков тепловой сети

Расчетная нагрузка системы теплоснабжения Q , МВт	Значение $k_{уч}^{уд}$ для видов прокладки и года проектирования или реконструкции тепловой сети											
	в непроходных каналах				бесканальная				воздушная			
	1959-1990 г.	1990-1998 г.	1998-2003 г.	с 2004 г.	1959-1990 г.	1990-1998 г.	1998-2003 г.	с 2004 г.	1959-1990 г.	1990-1998 г.	1998-2003 г.	с 2004 г.
Для магистрального теплопровода												
0,05	2,890	1,258	1,024	1,043	2,890	2,432	1,024	1,334	2,229	1,298	1,272	1,301
0,075	2,096	0,911	0,743	0,757	2,096	1,732	0,743	0,981	1,622	0,948	0,929	0,949
0,1	1,669	0,725	0,592	0,604	1,669	1,362	0,592	0,789	1,295	0,759	0,744	0,758
0,15	1,210	0,525	0,430	0,438	1,210	0,970	0,430	0,580	0,942	0,554	0,543	0,553
0,25	0,808	0,350	0,287	0,293	0,808	0,633	0,287	0,394	0,632	0,373	0,366	0,371
0,5	0,466	0,201	0,166	0,169	0,466	0,354	0,166	0,233	0,367	0,218	0,214	0,216

Окончание таблицы Б.7

Расчетная нагрузка системы теплоснабжения Q , МВт	Значение $k_{уч}^{уд}$ для видов прокладки и года проектирования или реконструкции тепловой сети											
	в непроходных каналах				бесканальная				воздушная			
	1959-1990 г.	1990-1998 г.	1998-2003 г.	с 2004 г.	1959-1990 г.	1990-1998 г.	1998-2003 г.	с 2004 г.	1959-1990 г.	1990-1998 г.	1998-2003 г.	с 2004 г.
1	0,269	0,116	0,096	0,098	0,269	0,198	0,096	0,138	0,213	0,127	0,125	0,126
1,5	0,195	0,0841	0,0696	0,0712	0,195	0,141	0,0696	0,101	0,155	0,0930	0,0913	0,0918
2,5	0,130	0,0560	0,0465	0,0475	0,130	0,0922	0,0465	0,0689	0,104	0,0626	0,0615	0,0616
5	0,0752	0,0323	0,0269	0,0275	0,0752	0,0516	0,0269	0,0407	0,0604	0,0366	0,0360	0,0359
15	0,0315	0,0135	0,0113	0,0116	0,0315	0,0206	0,0113	0,0177	0,0255	0,0156	0,0154	0,0152
25	0,0210	0,0090	0,0075	0,0077	0,0210	0,0134	0,0075	0,0120	0,0171	0,0105	0,0103	0,0102
50	0,0121	0,00517	0,00435	0,00447	0,01214	0,00752	0,00435	0,00712	0,00994	0,00614	0,00604	0,00596

Таблица Б.8 – Значение коэффициента $k_{мс}^{уд}$ для разветвленной тепловой сети

Расчетная нагрузка системы теплоснабжения Q , МВт	Значение $k_{мс}^{уд}$ для видов прокладки и года проектирования или реконструкции тепловой сети											
	в непроходных каналах				бесканальная				воздушная			
	1959-1990 г.	1990-1998 г.	1998-2003 г.	с 2004 г.	1959-1990 г.	1990-1998 г.	1998-2003 г.	с 2004 г.	1959-1990 г.	1990-1998 г.	1998-2003 г.	с 2004 г.
Для разветвленной тепловой сети												
0,05	3,422	1,422	1,152	1,166	3,422	2,823	1,152	1,517	2,682	1,497	1,482	1,561
0,075	2,364	0,983	0,798	0,808	2,364	1,932	0,798	1,058	1,854	1,040	1,029	1,080
0,1	1,818	0,757	0,615	0,622	1,818	1,477	0,615	0,819	1,426	0,803	0,794	0,831
0,15	1,256	0,523	0,426	0,431	1,256	1,011	0,426	0,572	0,986	0,557	0,551	0,575
0,25	0,788	0,329	0,268	0,271	0,788	0,627	0,268	0,363	0,619	0,352	0,348	0,361
0,5	0,419	0,175	0,143	0,145	0,419	0,328	0,143	0,196	0,329	0,189	0,186	0,192
1	0,222	0,0932	0,0764	0,0773	0,222	0,172	0,0764	0,106	0,175	0,101	0,0997	0,102
1,5	0,154	0,0644	0,0529	0,0535	0,1536	0,118	0,0529	0,0740	0,121	0,0703	0,0692	0,0708
2,5	0,0964	0,0405	0,0333	0,0337	0,0964	0,0730	0,0333	0,0470	0,0760	0,0444	0,0437	0,0445
5	0,0512	0,0215	0,0178	0,0180	0,0512	0,0382	0,0178	0,0254	0,0404	0,0238	0,0234	0,0237
15	0,0188	0,00793	0,00657	0,00665	0,0188	0,0137	0,00657	0,00957	0,0149	0,00887	0,00869	0,00872
25	0,0118	0,00498	0,00413	0,00419	0,0118	0,00849	0,00413	0,00608	0,00933	0,00560	0,00548	0,00548
50	0,00626	0,00265	0,00221	0,00223	0,00626	0,00444	0,00221	0,00329	0,00496	0,00300	0,00294	0,00292
Примечания												
1 Промежуточные значения $k_{мс}^{уд}$ определяются интерполяцией.												
2 В таблице расчетная нагрузка системы теплоснабжения Q , МВт, представляет собой при двухтрубном исполнении сумму расчетных потоков (расходов) теплоты на системы отопления, вентиляции, ГВС и технологические нужды потребителей, обеспечиваемых через магистральный трубопровод или головной участок разветвленной тепловой сети.												




Таблица Б.9 – Зависимость коэффициента наладки $k_{mc}^{нал}$ от числа потребителей

Число потребителей (зданий) в тепловой сети	Значение коэффициента $k_{mc}^{нал}$
при неавтоматизированных тепловых вводах:	
– до 10	0,05
– до 20	0,10
– более 20	0,15
в СТС с автоматизированными вводами:	
– до 15	0,0
– более 15	0,05

Таблица Б.10 – Удельные объемы воды в системах отопления

Системы отопления, оборудованные отопительными приборами	Удельный объем воды на разовое наполнение систем отопления, л/кВт		
	всего	в том числе	
		в отопительных приборах $V_{np}^{уд}$	в трубопроводах $V_{тр}^{уд}$
радиаторами чугунными секционными глубиной:			
– 140 мм	16,11	9,21	6,9
– 90 мм	19,40	12,50	6,9
радиаторами стальными панельными	13,78	6,88	6,9
конвекторами	7,64	0,74	6,9
ребристыми чугунными трубами	12,33	5,43	6,9
регистрами из гладких труб $D_y = 70 \dots 100$ мм	37,52	30,62	6,9
бетонными отопительными панелями	8,57	1,67	6,9
Примечание – Удельные объемы воды рассчитаны для систем отопления с расчетными температурами теплоносителя в подающем трубопроводе $t'_{nCO} = 95$ °С, обратном $t'_{обCO} = 70$ °С и расчетной температуре внутреннего воздуха в здании $t'_{вн} = 20$ °С.			




Таблица Б.11 – Удельный объем трубопроводов тепловых сетей

Условный диаметр трубы, мм	Удельный объем, м ³ /км	Условный диаметр трубы, мм	Удельный объем, м ³ /км
25	0,6	175	27
40	1,3	200	34
50	1,4	250	53
70	3,9	300	75
80	5,3	350	101
100	8	400	135
125	12	450	170
150	18	500	210

Таблица Б.12 – Нормируемый удельный годовой расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию общественных зданий q_{om}^n , кДж/(м²·°С·сут)

Типы зданий	Этажность зданий:							
	1	2	3, 4	5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
С 1 января 2013 года								
Административного назначения (офисы)	104,7	95,5	84,8	75,6	66,1	60,6	56,9	56,3
Производственной направленности при:								
$t_{int} = 20\text{ °C}$	88,1	84,2	79,9	77,1	75,6	74,1	72,5	–
	[19,6]	18,7	17,7	17,1	16,8	16,5	16,2	–
$t_{int} = 18\text{ °C}$	81,4	78,6	73,1	70,4	68,9	67,3	65,8	–
	[18,1]	17,4	16,2	15,6	15,3	15,0	14,7	–
t_{int} от 13 до 17 °C	73,1	70,4	67,6	64,9	63,3	61,8	60,3	–
	[16,2]	15,6	15,0	14,4	14,1	13,8	13,5	–
С 1 января 2016 года								
Административного назначения (офисы)	86,2	78,6	69,8	62,2	54,4	49,9	46,9	46,4
Производственной направленности при:								
$t_{int} = 20\text{ °C}$	72,6	69,3	65,8	63,5	62,2	61,0	59,7	–
	[16,1]	15,4	14,6	14,1	13,9	13,6	13,4	–
$t_{int} = 18\text{ °C}$	67	64,8	60,2	58,0	56,7	55,4	54,2	–
	[14,9]	14,4	13,4	12,9	12,6	12,3	12,1	–

Окончание таблицы Б.12

Типы зданий	Этажность зданий:							
	1	2	3, 4	5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
t_{int} от 13 до 17 °С	60,2	58,0	55,7	53,4	52,2	50,9	49,6	–
	[13,4]	12,9	12,3	11,8	11,6	11,3	11,1	–
С 1 января 2020 года								
Административного назначения (офисы)	73,9	67,4	59,8	53,4	46,7	42,8	40,2	39,7
Производственной направленности при:								
$t_{\text{int}} = 20$ °С	62,2	59,4	56,4	54,4	53,4	52,3	51,2	–
	[13,8]	13,2	12,5	12,1	11,9	11,7	11,4	–
$t_{\text{int}} = 18$ °С	57,5	55,5	51,6	49,7	48,6	47,5	46,4	–
	[12,7]	12,3	11,4	11,0	10,8	10,6	10,4	–
t_{int} от 13 до 17 °С	51,6	49,7	47,7	45,8	44,7	43,6	42,6	–
	[11,4]	11,0	10,6	10,2	9,9	9,7	9,5	–
<p>Примечания</p> <p>1 В квадратных скобках для зданий с высотой этажа от пола до потолка более 3,6 м, в $\text{кДж}/(\text{м}^3 \text{ } ^\circ\text{C}\cdot\text{сут})$ отапливаемого объема зданий. Остальные значения – на м^2 полезной площади помещений.</p> <p>2 Для регионов, имеющих значение $D_d = 8000$ °С сут и более, нормируемые значения $q_{\text{от}}''$ снижаются на 5 %.</p>								

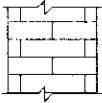
Таблица Б.13 – Значение коэффициента эффективности авторегулирования подачи теплоты в системах отопления

Тип системы	Коэффициент эффективности авторегулирования подачи теплоты в системах отопления, $k_{\text{авт}}$
Однотрубная система с термостатами и с пофасадным авторегулированием на вводе или поквартирной горизонтальной разводкой	1,0
Двухтрубная система отопления с термостатами и с центральным авторегулированием на вводе	0,95
Однотрубная система с термостатами и с центральным авторегулированием на вводе или в однотрубной системе без термостатов и с пофасадным авторегулированием на вводе, а также в двухтрубной системе отопления с термостатами и без авторегулирования на вводе	0,9
Однотрубная система отопления с термостатами и без авторегулирования на вводе	0,85

Окончание таблицы Б.13

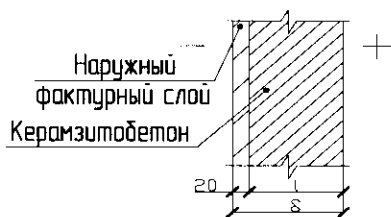
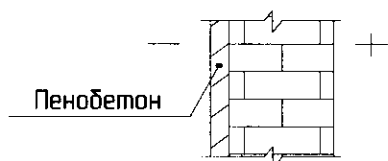
Тип системы	Коэффициент эффективности авторегулирования подачи теплоты в системах отопления, $k_{авт}$
Система без термостатов и с центральным авторегулированием на вводе с коррекцией по температуре внутреннего воздуха	0,7
Система без термостатов и без авторегулирования на вводе (регулирование центральное в ЦТП или котельной) для помещений без постоянного пребывания персонала (менее 2 часов в день непрерывного присутствия)	0,5
Система без термостатов и без авторегулирования на вводе (регулирование центральное в ЦТП или котельной) для помещений с постоянным пребыванием персонала (более 2 часов в день непрерывного присутствия)	0,2

Таблица Б.14 – Удельные тепловые потери некоторых конструкций стен

Наименование ограждения	Толщина слоя утеплителя, мм	Удельные тепловые потери $q_{ст}$, кДж/(м ² ·°С·сут)		
		А	Б	
Стены из обыкновенного глиняного кирпича. Кладка сплошная на тяжелом растворе $\rho = 1800 \text{ кг/м}^3$	1 кирпич	250	152,1	169,4
	1,5 кирпича	380	114,6	128,8
	2 кирпича	510	91,9	104,0
	2,5 кирпича	640	76,8	87,1
	3 кирпича	770	65,9	75,0
Стены из силикатного глиняного кирпича. Кладка сплошная на тяжелом растворе $\rho = 1800 \text{ кг/м}^3$	1 кирпич	250	160,0	176,8
	1,5 кирпича	380	121,5	135,4
	2 кирпича	510	97,9	109,7
	2,5 кирпича	640	82,0	92,2
	3 кирпича	700	76,3	85,9
Стены из обыкновенного глиняного кирпича. Кладка с воздушной прослойкой на тяжелом растворе $\rho = 1800 \text{ кг/м}^3$ 	1,5 кирпича	420	95,7	105,7
	2 кирпича	550	80,0	89,9
	2,5 кирпича	680	68,3	76,5
Стены из силикатного кирпича. Кладка с воздушной прослойкой на тяжелом растворе $\rho = 1900 \text{ кг/м}^3$	1,5 кирпича	420	106,8	116,9
	2 кирпича	550	88,8	98,4
	2,5 кирпича	680	76,1	84,3

Продолжение таблицы Б.14

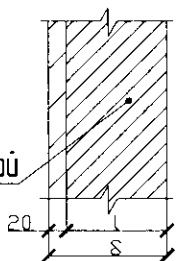
Наименование ограждения		Толщина слоя утеплителя, мм	Удельные тепловые потери $q_{ст}$, кДж/(м ² ·°С·сут)	
			А	Б
Стены из керамического пустотелого кирпича плотностью $\rho = 1300 \text{ кг/м}^3$ (брутто) (ГОСТ 530) на цементно-песчаном растворе	1,5 кирпича	380	94,6	104,0
	2 кирпича	510	74,7	82,4
	2,5 кирпича	640	61,8	68,3
Стены из керамических семищелевых камней. Кладка сплошная на тяжелом растворе $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$	1 кирпич	270	137,3	159,0
	1,5 кирпича	400	99,7	118,2
	2 кирпича	530	78,9	93,2
	2,5 кирпича	630	64,9	77,5
Сплошная кирпичная стена с утеплителем из пенобетона $\rho = 600 \text{ кг/м}^3$, $\rho = 600 \text{ мм}$	0,5 кирпича	60	108,3	119,6
	1 кирпич		88,7	98,8
	1,5 кирпича		75,1	84,1
	2 кирпича		65,1	73,2
То же	0,5 кирпича	80	108,3	119,6
	1 кирпич		88,7	98,8
	1,5 кирпича		75,1	84,1
	2 кирпича		65,1	73,2
То же	0,5 кирпича	100	108,3	119,6
	1 кирпич		88,7	98,8
	1,5 кирпича		75,1	84,1
	2 кирпича		65,1	73,2
То же	0,5 кирпича	120	108,3	119,6
	1 кирпич		88,7	98,8
	1,5 кирпича		75,1	84,1
	2 кирпича		65,1	73,2
			47,5	62,1
Керамзитобетонные блоки	$\rho = 500 \text{ кг/м}^3$	280	54,7	69,0
	$\rho = 600 \text{ кг/м}^3$	280	64,0	79,8
	$\rho = 800 \text{ кг/м}^3$	280	83,2	99,7
	$\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$	280	104,0	119,2
	$\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	280	124,0	139,4
	$\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$	280	37,2	49,1



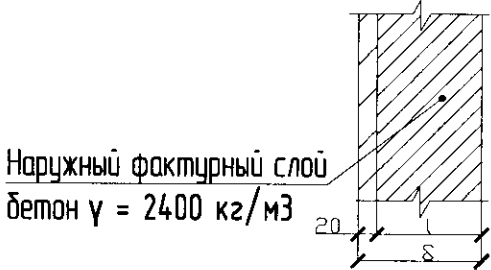
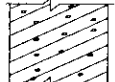
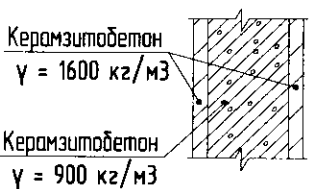
Продолжение таблицы Б.14

Наименование ограждения		Толщина слоя утеплителя, мм	Удельные тепловые потери $q_{ст}$, кДж/(м ² ·°С·сут)	
			А	Б
Керамзитобетонные блоки	$\rho = 500 \text{ кг/м}^3$	380	43,1	54,7
	$\rho = 600 \text{ кг/м}^3$	380	50,7	63,7
	$\rho = 800 \text{ кг/м}^3$	380	66,8	80,6
	$\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$	380	84,6	97,6
	$\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	380	102,2	115,7
	$\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$	380	30,0	39,7
Керамзитобетонные блоки	$\rho = 500 \text{ кг/м}^3$	480	34,8	44,4
	$\rho = 600 \text{ кг/м}^3$	480	41,1	52,0
	$\rho = 800 \text{ кг/м}^3$	480	54,6	66,3
	$\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$	480	69,8	80,9
	$\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	480	85,1	96,8
	$\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$	480	112,7	122,9
Шлакобетонные блоки на топливных (доменных) шлаках	$\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	280	121,3	132,9
	$\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$	280	131,1	142,3
	$\rho = 1600 \text{ кг/м}^3$	280	89,2	97,6
	$\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	380	96,6	106,2
	$\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$	380	105,0	114,4
	$\rho = 1600 \text{ кг/м}^3$	380	73,8	80,9
	$\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	480	80,2	88,4
	$\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$	480	87,6	95,6
	$\rho = 1600 \text{ кг/м}^3$	480	62,9	69,1
	$\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	580	68,6	75,7
	$\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$	580	75,1	82,1
	$\rho = 1600 \text{ кг/м}^3$	580	114,5	126,3

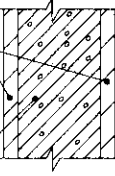
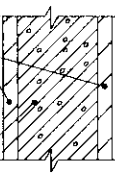
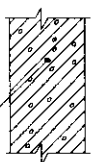
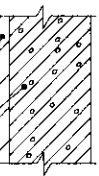
Наружный фактурный слой
бетон $\gamma = 2400 \text{ кг/м}^3$



Продолжение таблицы Б.14

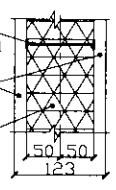
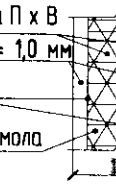
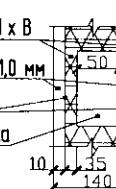
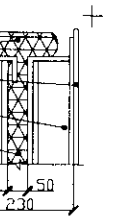
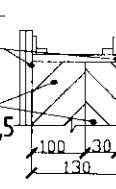
Наименование ограждения	Толщина слоя утеплителя, мм	Удельные тепловые потери $q_{ст}$, кДж/(м ² ·°С·сут)		
		А	Б	
Шлакобетонные блоки на топливных (котельных) шлаках 	$\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	280	132,6	143,9
	$\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$	280	151,6	162,3
	$\rho = 1600 \text{ кг/м}^3$	280	90,7	100,5
	$\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	380	106,4	115,7
	$\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$	380	123,1	132,1
	$\rho = 1600 \text{ кг/м}^3$	380	75,1	83,4
	$\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	480	88,8	96,8
	$\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$	480	103,6	111,4
	$\rho = 1600 \text{ кг/м}^3$	480	64,1	71,3
	$\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	580	76,2	83,2
	$\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$	580	89,5	96,2
$\rho = 1600 \text{ кг/м}^3$	580	144,2	163,8	
Однослойная керамзитобетонная панель $\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$ 	200	83,47	123,2	140,7
	250	71,30	107,5	123,3
	300	62,22	100,9	118,9
Однослойная керамзитобетонная панель $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$	200	58,37	84,4	100,1
	250	48,86	72,6	86,5
	300	42,02	82,5	92,8
Однослойная керамзитобетонная панель $\rho = 800 \text{ кг/м}^3$	200	47,75	68,5	77,2
	250	39,64	58,5	66,1
	300	33,88	65,7	79,9
Однослойная керамзитобетонная панель $\rho = 600 \text{ кг/м}^3$	200	38,02	54,1	66,1
	250	31,32	46,0	56,4
	300	26,63	127,5	154,3
Трехслойная керамзитобетонная панель 	130	73,76	105,4	129,0
	170	61,01	89,9	110,9
	210	52,02	73,6	91,5
	270	42,60	65,7	82,0
	310	38,01	135,8	163,0

Продолжение таблицы Б.14

Наименование ограждения	Толщина слоя утеплителя, мм	Удельные тепловые потери $q_{ст}$, кДж/(м ² ·°С·сут)		
		А	Б	
Керамзитобетон $\gamma = 1800 \text{ кг/м}^3$  Керамзитобетон $\gamma = 700 \text{ кг/м}^3$	90	78,58	107,2	130,7
	130	62,01	88,5	109,1
	170	51,22	70,2	87,5
	230	40,61	52,2	65,7
	330	30,19	150,7	174,9
Керамзитобетон $\gamma = 1800 \text{ кг/м}^3$  Керамзитобетон $\gamma = 1000 \text{ кг/м}^3$	120	87,19	123,0	144,6
	170	71,20	104,0	123,2
	220	60,16	165,4	186,8
Трехслойная керамзитобетонная панель с плотностью среднего слоя $\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	150	95,73	139,6	158,7
	200	80,79	120,8	138,0
	250	69,88	102,3	117,5
Однослойная бетонная панель с плотностью среднего слоя $\rho = 600 \text{ кг/м}^3$  Ячеистый бетон $\gamma = 700 \text{ кг/м}^3$	160	59,21	85,7	98,9
	200	49,60	73,7	85,4
	240	42,67	61,0	70,8
	300	35,28	47,3	55,2
	400	27,38	124,2	141,3
Двухслойная бетонная панель с плотностью среднего слоя $\rho = 600 \text{ кг/м}^3$  Бетон $\gamma = 2400 \text{ кг/м}^3$ Ячеистый бетон $\gamma = 700 \text{ кг/м}^3$	125	71,87	100,5	115,2
	165	58,18	84,5	97,3
	205	48,88	68,1	78,8
	265	39,42	51,5	59,9
	365	29,81	158,1	174,6
	165	91,48	131,6	146,3
Двухслойная бетонная панель с плотностью среднего слоя $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$	215	76,18	112,8	125,9
	265	65,27	165,6	181,6
Ячеистый бетон (пеностолобетон, газостолобетон) плотностью среднего слоя $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$	165	95,81	138,4	152,7
	215	80,11	118,9	131,7
	265	68,83	75,6	79,3




Окончание таблицы Б.14

Наименование ограждения	Толщина слоя утеплителя, мм	Удельные тепловые потери $q_{ст}$, кДж/(м ² ·°С·сут)		
		А	Б	
<p>Гнутый профиль из алюминиевого сплава</p> <p>Асбестоцементные листы $\delta = 100$ мм</p> <p>Минераловатные маты $\gamma = 200$ кг/м³</p> <p>Прокладка битумом</p> 	100	43,77	50,3	53,4
<p>2 слоя пенопласта П x В</p> <p>Алюминиевые плоские листы $\delta = 1,0$ мм</p> <p>Эпоксидная смола ЭД-6</p> <p>Фенольно-формальдегидная смола</p> 	128	29,09	77,1	81,0
<p>Пенопласт П x В</p> <p>Алюминиевые плоские листы $\delta = 1,0$ мм</p> <p>Эпоксидная смола ЭД-6</p> <p>Воздушная прослойка</p> 	70	44,59	29,7	31,1
<p>Пенополиуретан</p> <p>Алюминиевые листы</p> <p>Каркас панелей</p> <p>Плиты из минераловаты $\gamma = 150$ кг/м³</p> 	50	17,19	24,8	24,8
<p>Алюминиевые панели</p> <p>Алюминиевые листы $\delta = 1,0$ мм</p> <p>Плиты из пенопласта $\gamma = 35-40$ кг/м³, $\lambda = 0,04$, $S = 0,5$</p> 	130	14,36	65,9	82,3
Стены деревянные рубленые	200	38,12	60,6	75,9
	220	35,06	56,1	70,4
	240	32,46	70,9	87,9
Стены брусчатые	150	41,04	60,8	75,7
	180	35,16	55,5	69,3
	200	32,10	152,1	169,4

Примечание – Условия эксплуатации ограждающих конструкций А или Б в зависимости от влажностного режима помещений и зон влажности района строительства принимаются по таблицам Б.15 – Б.16 (приложение Б).

Таблица Б.15 – Условия эксплуатации ограждающих конструкций – по СНиП [13]

Влажностный режим помещений зданий	Условия эксплуатации А и Б в зоне влажности		
	сухой	нормальный	влажный
Сухой	А	А	Б
Нормальный	А	Б	Б
Влажный или мокрый	Б	Б	Б
<p>Примечания</p> <p>1 Влажностный режим помещений зданий принимается по таблице Б.16 (приложение Б).</p> <p>2 Условия эксплуатации А и Б принимаются по карте зон важности в соответствии с рисунком Б.1 (приложение Б).</p>			

Таблица Б.16 – Влажностный режим помещений зданий – по СНиП [13]

Режим	Влажность внутреннего воздуха, %, при температуре, °С		
	до 12	св. 12 до 24	св. 24
Сухой	До 60	До 50	До 40
Нормальный	Св. 60 до 75	Св. 50 до 60	Св. 40 до 50
Влажный	Св. 75	Св. 60 до 75	Св. 50 до 60
Мокрый	–	Св. 75	Св. 60



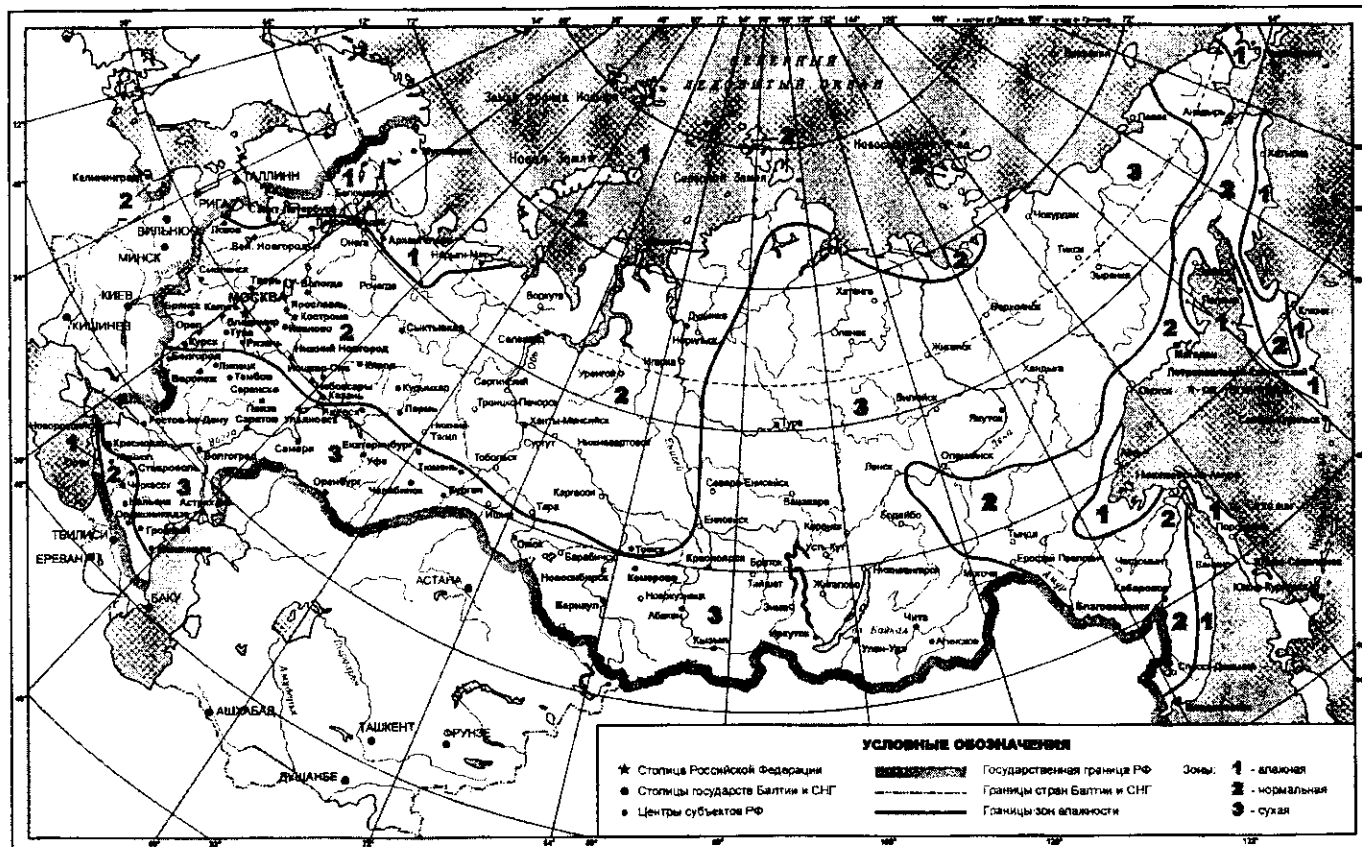



Рисунок Б.1 – Карта зон влажности– по СНиП [13]

Таблица Б.17 – Значение коэффициента, учитывающего теплотехническую неоднородность стены со световыми и другими проемами

Толщина стены, мм	Значение коэффициента $k_{ок}$ при отношении площади проемов к общей площади стены d равном						
	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,45
Ширина откоса 120 мм							
510 мм и менее	1,027	1,045	1,062	1,080	1,098	1,116	1,170
640 мм	1,058	1,093	1,124	1,152	1,182	1,214	1,307
780 мм	1,096	1,152	1,198	1,242	1,289	1,337	1,484
Ширина откоса 250 мм							
510 мм	1,014	1,024	1,034	1,044	1,055	1,066	1,098
640 мм	1,041	1,065	1,087	1,107	1,130	1,152	1,220
780 мм	1,071	1,112	1,148	1,183	1,220	1,258	1,374

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

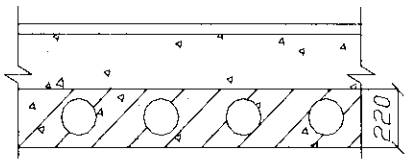
Таблица Б.18 – Приведенные термические сопротивления различных типов утеплителей

Тип утеплителя	Приведенное сопротивление теплопередаче утеплителя $R_0^{изол}$, $м^2 \cdot ^\circ C / Вт$, при толщине утеплителя δ , мм					
	50	100	150	200	300	400
Полимерный	1,4	2,6	3,8	5,0	–	–
Минераловатный, стекловолокнистый	1,2	2,2	3,2	4,2	–	–
Пеностекло, газостекло	0,5	0,9	1,3	1,6	–	–
Плиты из природных органических и неорганических материалов	0,4	0,6	0,9	1,1	–	–
Засыпки (керамзит, вермикулит и др.)	0,5	0,8	1,2	1,5	2,2	2,9

Таблица Б.19 – Характеристики перекрытий

Наименование ограждения	Толщина слоя утеплителя, мм	Удельные тепловые потери q_n , $кДж / (м^2 \cdot ^\circ C \cdot сут)$	
		А	Б
Дощатый пол на лагах по кирпичным столбикам на железобетонном перекрытии с утеплителем – шлаком. Пол из досок 37 мм, воздушная прослойка 30 мм, утеплитель, железобетонная плита 350 мм	40	88,8	92,0
	60	82,5	86,7
	80	77,1	82,0
	100	72,3	77,7
	150	62,6	68,9
	200	55,2	61,8
	250	49,4	56,1
	300	44,6	51,3
То же, с утеплителем – трепелом	40	96,0	96,8
	60	92,1	93,2
	80	88,5	89,9
	100	85,2	86,8
	150	78,0	79,9
	200	71,8	74,1
	250	66,6	69,0
Паркетный пол по железобетонному перекрытию с утеплителем – шлаком	100	88,2	96,4

Продолжение таблицы Б.19

Наименование ограждения	Толщина слоя утеплителя, мм	Удельные тепловые потери q_n , кДж/(м ² ·°С·сут)	
		А	Б
Паркетная клепка 17 мм, асфальт на бетонной стяжке 65 мм, утеплитель, железобетонная плита 350 мм	150	74,2	83,1
	200	64,0	73,1
	250	56,3	65,2
	300	50,2	58,8
	350	45,3	53,6
	400	41,3	49,2
Паркетная клепка 17 мм, асфальт на бетонной стяжке 65 мм, с утеплителем – трепелом	100	108,2	110,7
	150	96,8	99,8
	200	87,5	90,8
	250	79,9	83,4
Деревянное с накатом из сборных фибролитовых щитов и утеплителем – шлаком. Утеплитель, смазка 20 мм, щит 50 мм, штукатурка 20 мм	60	73,3	77,9
	100	64,2	69,8
	150	55,6	61,8
	200	49,0	55,4
Перекрытия чердачные Слой стяжки, утеплитель, пароизоляция, железобетонная плита толщиной 220 мм 			
Плитные утеплители			
Керамзитобетон $\rho = 500 \text{ кг/м}^3$	40	139,6	153,1
	50	128,7	143,3
	60	119,4	134,7
	80	104,4	120,2
	100	92,7	108,5
	120	83,3	98,9
	150	72,4	87,3
	200	59,4	73,1
	250	50,3	62,8




Продолжение таблицы Б.19

Наименование ограждения	Толщина слоя утеплителя, мм	Удельные тепловые потери q_n , кДж/(м ² ·°С·сут)	
		А	Б
Керамзитобетон $\rho = 600 \text{ кг/м}^3$	40	147,1	158,1
	50	136,7	148,8
	60	127,8	140,5
	80	112,9	126,5
	100	101,2	115,0
	120	91,6	105,4
	150	80,3	93,7
	200	66,5	79,0
	250	56,8	68,3
Пенобетон, бетон ячеистый, пеносиликат $\rho = 300 \text{ кг/м}^3$	40	117,9	126,5
	50	106,2	115,0
	60	96,6	105,4
	80	81,8	90,3
	100	71,0	79,0
	120	62,6	70,2
	150	53,3	60,2
	200	42,6	48,6
	250	35,6	40,8
Пенобетон, бетон ячеистый, пеносиликат $\rho = 400 \text{ кг/м}^3$	40	130,2	133,6
	50	118,8	122,4
	60	109,3	112,9
	80	94,2	97,8
	100	82,7	86,2
	120	73,8	77,1
	150	63,4	66,5
	200	51,4	54,2
	250	43,3	45,7
Пенобетон, бетон ячеистый, пеносиликат $\rho = 600 \text{ кг/м}^3$	40	151,2	158,1
	50	141,2	148,8
	60	132,5	140,5
	80	117,9	126,5
	100	106,2	115,0

Продолжение таблицы Б.19

Наименование ограждения	Толщина слоя утеплителя, мм	Удельные тепловые потери q_n , кДж/(м ² ·°С·сут)	
		А	Б
	120	96,6	105,4
	150	85,1	93,7
	200	71,0	79,0
	250	60,9	68,3
Плиты минераловатные $\rho = 100 \text{ кг/м}^3$	50	75,1	79,0
	60	66,5	70,2
	80	54,2	57,5
	100	45,7	48,6
	120	39,5	42,1
Плиты минераловатные $\rho = 200 \text{ кг/м}^3$	50	86,9	89,5
	60	77,7	80,3
	80	64,2	66,5
	100	54,7	56,8
	120	47,7	49,6
Фибролит $\rho = 600 \text{ кг/м}^3$	50	128,7	136,7
	60	119,4	127,8
	100	92,7	101,2
	120	83,3	91,6
Пенокералит $\rho = 350 \text{ кг/м}^3$	40	122,4	130,2
	50	110,8	118,8
	60	101,2	109,3
	80	86,2	94,2
	100	75,1	82,7
	120	66,5	73,8
	150	56,8	63,4
	200	45,7	51,4
	250	38,2	43,3
Пенокералит $\rho = 500 \text{ кг/м}^3$	40	139,6	147,1
	50	128,7	136,7
	60	119,4	127,8
	80	104,4	112,9
	100	92,7	101,2



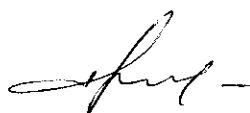

Продолжение таблицы Б.19

Наименование ограждения	Толщина слоя утеплителя, мм	Удельные тепловые потери q_n , кДж/(м ² ·°С·сут)	
		А	Б
	120	83,3	91,6
	150	72,4	80,3
	200	59,4	66,5
	250	50,3	56,8
Засыпные утеплители			
Керамзит $\rho = 300$ кг/м ³	40	122,4	126,5
	50	110,8	115,0
	60	101,2	105,4
	80	86,2	90,3
	100	75,1	79,0
	120	66,5	70,2
	150	56,8	60,2
	200	45,7	48,6
	250	38,2	40,8
Керамзит $\rho = 500$ кг/м ³	40	133,6	138,2
	50	122,4	127,2
	60	112,9	117,9
	80	97,8	102,8
	100	86,2	91,1
	120	77,1	81,8
	150	66,5	71,0
	200	54,2	58,1
	250	45,7	49,2
Шлак топливный $\rho = 700$ кг/м ³	40	139,6	151,2
	50	128,7	141,2
	60	119,4	132,5
	80	104,4	117,9
	100	92,7	106,2
	120	83,3	96,6
	150	72,4	85,1
	200	59,4	71,0
	250	50,3	60,9




Продолжение таблицы Б.19

Наименование ограждения	Толщина слоя утеплителя, мм	Удельные тепловые потери q_n , кДж/(м ² ·°С·сут)	
		А	Б
Шлак топливный $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$	40	153,1	162,3
	50	143,3	153,5
	60	134,7	145,6
	80	120,2	131,9
	100	108,5	120,6
	120	98,9	111,1
	150	87,3	99,4
	200	73,1	84,5
	250	62,8	73,5
Шлак доменный $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$	40	154,9	164,8
	50	145,2	156,2
	60	136,7	148,5
	80	122,4	135,2
	100	110,8	124,1
	120	101,2	114,6
	150	89,5	102,9
	200	75,1	87,9
	250	64,7	76,7
Туф, пемза $\rho = 400 \text{ кг/м}^3$	40	130,2	136,7
	50	118,8	125,7
	60	109,3	116,3
	80	94,2	101,2
	100	82,7	89,5
	120	73,8	80,3
	150	63,4	69,5
	200	51,4	56,8
	250	43,3	48,0
Туф, пемза $\rho = 600 \text{ кг/м}^3$	40	142,3	149,2
	50	131,6	139,1
	60	122,4	130,2
	80	107,4	115,5
	100	95,6	103,7




Окончание таблицы Б.19

Наименование ограждения	Толщина слоя утеплителя, мм	Удельные тепловые потери q_n , кДж/(м ² ·°С·сут)	
		А	Б
	120	86,2	94,2
	150	75,1	82,7
	200	61,8	68,8
	250	52,5	58,9

Таблица Б.20 – Расчетные (нормативные) удельные потери теплоты через 1 м² поверхности окон, балконных дверей и фонарей $q_{ок}$, кДж/(м²·°С·сут)

Заполнение светового проема	Удельные тепловые потери светопрозрачной конструкции $q_{ок}$, кДж/(м ² ·°С·сут)	
	в деревянных или ПВХ переплетах	в алюминиевых переплетах
Двойное остекление из обычного стекла в спаренных переплетах	216,0	–
Двойное остекление с твердым селективным покрытием в спаренных переплетах	157,1	–
Двойное остекление из обычного стекла в отдельных переплетах	196,4	254,1
Двойное остекление с твердым селективным покрытием в отдельных переплетах	151,6	192,0
Блоки стеклянные пустотные (с шириной швов 6 мм) размером, мм:		
– 194×194×98		278,7
– 2544×244×98		261,8
Профильное стекло коробчатого сечения		278,7
Двойное из органического стекла для зенитных фонарей		240,0
Тройное из органического стекла для зенитных фонарей		166,1
Тройное остекление из обычного стекла в раздельно-спаренных переплетах	157,1	187,8
Тройное остекление с твердым селективным покрытием в раздельно-спаренных переплетах	144,0	172,8

Окончание таблицы Б.20

Заполнение светового проема	Удельные тепловые потери светопрозрачной конструкции $q_{ок}$, кДж/(м ² ·°С·сут)	
	в деревянных или ПВХ переплетах	в алюминиевых переплетах
Однокамерный стеклопакет в одинарном переплете из стекла:		
– обычного	246,9	254,1
– с твердым селективным покрытием	169,4	200,9
– с мягким селективным покрытием	154,3	183,8
Двухкамерный стеклопакет в одинарном переплете из стекла:		
– обычного (с межстекольным расстоянием 8 мм)	172,8	200,9
– обычного (с межстекольным расстоянием 12 мм)	160,0	192,0
– с твердым селективным покрытием	149,0	180,0
– с мягким селективным покрытием	127,1	166,1
– с твердым селективным покрытием и заполнением аргоном	132,9	163,0
Обычное стекло и однокамерный стеклопакет в отдельных переплетах из стекла:		
– обычного	154,3	172,8
– с твердым селективным покрытием	132,9	154,3
– с мягким селективным покрытием	120,0	144,0
– с твердым селективным покрытием и заполнением аргоном	125,2	144,0
Обычное стекло и двухкамерный стеклопакет в отдельных переплетах из стекла:		
– обычного	132,9	–
– с твердым селективным покрытием	120,0	–
– с мягким селективным покрытием	108,0	–
– с твердым селективным покрытием и заполнением аргоном	105,4	–
Два однокамерных стеклопакета в спаренных переплетах	123,4	–
Два однокамерных стеклопакета в отдельных переплетах	115,2	–
Четырехслойное остекление из обычного стекла в двух спаренных переплетах	108,0	–




Таблица Б.21 – Значение коэффициента учета особенностей зданий

Тип зданий	Коэффициент учета особенностей зданий, β_{nt}
Многосекционные и другие протяженные здания	1,13
Здания башенного типа	1,11
Здания с отапливаемыми подвалами или чердаками	1,07
Здания с отапливаемыми подвалами и чердаками, а также с квартирными генераторами теплоты	1,05

Таблица Б.22 – Среднегодовой коэффициент преобразования парокompрессионного теплового насоса

Система сбора низкопотенциальной теплоты	Температура горячей воды на выходе из теплового насоса, °C	
	55	60
Вертикальные грунтовые зонды	3,1	2,9
Артезианские скважины	3,6	3,4




Приложение В

(рекомендуемое)

**Примеры расчетов энергосберегающего и экономического эффектов от
реализации мероприятий**

Таблица В.1 – Пример расчета экономии природного газа при применении системы газового лучистого отопления

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Источник информации или формула	Значение показателя
Годовой расход тепловой энергии при использовании традиционной системы отопления	$Q_{тэ}$	ГДж/год	Исходные данные	4260
Температура воздуха в помещении при традиционном отоплении	$t_{в}$	°С	Исходные данные	18
Температура наружного воздуха	$t_{н}$	°С	Исходные данные	-27
КПД газовых инфракрасных излучателей	$\eta_{гил}$	-	Исходные данные	0,94
КПД котлоагрегатов	$\eta_{ка}$	-	Исходные данные	0,80
Стоимость природного газа	$Ц_{г}$	тыс. руб./тыс. м ³	Исходные данные	2,83
Уменьшение потерь энергии в тепловой сети	$\Delta Q_{тс}$	ГДж/год	СТО Газпром РД 1.19-126	256
Норма расхода тепла на собственные нужды котельной	$d_{сн}$	-	СТО Газпром РД 1.19-126	0,021
Низшая рабочая теплота сгорания природного газа	$Q_{н}^p$	МДж/м ³	Исходные данные	33,65
Годовая экономия тепловой энергии при применении системы лучистого отопления	$\Delta Q_{тэ}^{ло}$	ГДж/год	Формула (10)	379
Экономия природного газа	$\Delta Q_{г}$	тыс. м ³ /год	Формула (11)	48,8
Снижение затрат	$\Delta П_{г}$	тыс. руб./год	$\Delta П_{г} = \Delta Q_{г} \cdot Ц_{г}$	138,1

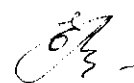



Таблица В.2 – Пример расчета экономии электроэнергии при внедрении систем протекторной защиты

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Источник информации или формула	Значение показателя
Мощность, потребляемая для электрохимической защиты газопровода при использовании только катодных установок	$N_{СКЗ}^{ку}$	кВт	Исходные данные	27,3
Мощность, потребляемая для электрохимической защиты газопровода при совместном использовании катодных установок и гальванических анодов (протекторов)	$N_{СКЗ}^{ку+прот}$	кВт	Исходные данные	25,4
Фактическая годовая продолжительность работы станций катодной защиты	τ_{ϕ}	ч/год	Исходные данные	8760
Среднегодовой тариф на покупную электроэнергию	$C_{э}$	тыс. руб./(тыс. кВт·ч)	Исходные данные	3,43
Годовая экономия электроэнергии	$\Delta W_{э}$	тыс. кВт·ч/год	Формула (25)	16,64
Снижение затрат	$\Delta П_{э}$	тыс. руб./год	$\Delta П_{э} = \Delta W_{э} \cdot C_{э}$	57,1

Таблица В.3 – Пример расчета выработки электроэнергии при внедрении детандер-генераторных агрегатов

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Источник информации или формула	Значение показателя
Показатель изоэнтропы	κ	–	Исходные данные	1,3
Универсальная газовая постоянная	R	кДж/(кмоль·К)	Исходные данные	8,31
Температура газа перед ДГА	$T_{ex.}$	К	Исходные данные	293
Давление газа после ДГА	$P_{вых.}$	МПа	Исходные данные	0,3
Давление газа перед ДГА	$P_{ex.}$	МПа	Исходные данные	1,2
Массовый расход газа через ДГА	G_2	кг/с	Исходные данные	0,048




Окончание таблицы В.3

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Источник информации или формула	Значение показателя
Механический КПД ДГА (только для ДГА с механическим редуктором) *	$\eta_{\text{мех.}}$	–	Исходные данные	1,0
КПД электрогенератора ДГА	$\eta_{\text{ген.}}$	–	Исходные данные	0,49
Внутренний относительный КПД	η_{0_i}	–	Исходные данные	0,5
Молярная масса метана	μ_{CH_4}	кг/кмоль	Исходные данные	16
Продолжительность работы ДГА в году	τ	сут./год	Исходные данные	340
Среднегодовой тариф на покупную электроэнергию	$\zeta_{\text{э}}$	тыс. руб./ (тыс. кВт·ч)	Исходные данные	3,43
Мощность ДГА	$N_{\text{ДГА}}$	кВт	Формула (59)	2,1
Годовая выработка электроэнергии ДГА	$W_{\text{ДГА}}$	тыс. кВт ч/год	Формула (60)	17,14
Снижение затрат	$\Delta\Pi_{\text{ДГА}}$	тыс. руб./год	$\Delta\Pi_{\text{ДГА}} = W_{\text{ДГА}} \cdot \zeta_{\text{э}}$	58,8
Цена ДГА *	$\zeta_{\text{ДГА}}$	тыс. руб.	Исходные данные	292
Срок окупаемости	$CO_{\text{ДГА}}$	год	$CO_{\text{ДГА}} = \frac{\zeta_{\text{ДГА}}}{\Delta\Pi_{\text{ДГА}}}$	5

* По данным завода-изготовителя.

Таблица В.4 – Пример расчета экономии тепловой энергии при регулировании температуры в тепловой сети отопления в зависимости от наружной температуры

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Источник информации или формула	Значение показателя
Фактическое годовое потребление тепловой энергии	$Q_{\text{тэ}}^{\phi}$	ГДж/год	Исходные данные	22059,2
Внутренняя расчетная температура воздуха в помещении	t_{int}	°С	СП [14]	18
Средняя температура наружного воздуха за отопительный период	t_{nr}	°С	СП 23 [14] СНиП [10]	-4,3

Окончание таблицы В.4

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Источник информации или формула	Значение показателя
Расчетная температура наружного воздуха для системы отопления	t_{ext}	°С	СП [14] СНиП [10]	-27
Годовая экономия тепловой энергии при соблюдении температурного графика тепловой сети в отопительный период	$\Delta Q_{тэ}^{темп. гр.}$	ГДж/год	Формула (93)	1111,78
Низшая рабочая теплота сгорания природного газа	Q_n^p	МДж/м ³	Исходные данные	33,65
КПД котлоагрегатов	$\eta_{ка}$	–	Исходные данные	0,8
Стоимость природного газа	$Ц_г$	тыс. руб./тыс. м ³	Исходные данные	2,83
Годовая экономия природного газа при соблюдении температурного графика тепловой сети в отопительный период	$\Delta Q_г$	тыс. м ³ /год	Формула (94)	41,29
Снижение затрат	$\Delta П_г$	тыс. руб./год	$\Delta П_г = \Delta Q_г \cdot Ц_г$	116,85




Библиография

- [1] Рекомендации ОАО «Газпром» Р Газпром 094-2011 Методика расчета экономической эффективности мероприятий по снижению потерь газа в ОАО «Газпром»
- [2] Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»
- [3] Руководящий документ Минэнерго России РД 153-39.4-079-01 Методика определения расходов газа на технологические нужды предприятий газового хозяйства и потерь в системах распределения газа
- [4] Методика по расчету удельных показателей загрязняющих веществ в выбросах (сбросах) в атмосферу (водоемы) на объектах газового хозяйства. – Саратов: Гипрониигаз, 1996
- [5] Указания по заполнению форм федерального статистического наблюдения № 11-ТЭР «Сведения об использовании топлива, теплоэнергии и электроэнергии на производство отдельных видов продукции, работ (услуг)» и Приложения к форме N 11-ТЭР «Сведения об образовании и использовании вторичных энергетических ресурсов», № 4-ТЭР «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива и теплоэнергии, сборе и использовании отработанных нефтепродуктов» (утверждены Приказом Росстата от 20.07.2009 № 146)
- [6] Тищенко Н.Ф. Охрана атмосферного воздуха. Расчет содержания вредных веществ и их распределение в воздухе: Справочник. – М.: Химия, 1991
- [7] Энергоаудит и нормирование расходов энергоресурсов. Сборник методических материалов. Под редакцией проф. С.И. Сергеева. НГТУ, НИЦЭ, Н. Новгород, 1998
- [8] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (утверждены приказом Минэнерго России от 13.01.2003 № 6)
- [9] Степанец А.А. Энергосберегающие турбодетандерные установки. Под редакцией А.Д. Трухня. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999




- [10] Строительные нормы и правила Строительная климатология
Российской Федерации
СНиП 23-01-99
- [11] Правила установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 25.01.2011 № 18)
- [12] Требования к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 25.01.2011 № 18)
- [13] Строительные нормы и правила Тепловая защита зданий
Российской Федерации
СНиП 23-02-2003
- [14] Строительные правила Проектирование тепловой защиты зданий
Российской Федерации
СП 23-101-2004
- [15] Методика определения технологических потерь сжиженных углеводородных газов на газонаполнительных станциях, газонаполнительных пунктах и автогазозаправочных станциях. – Саратов: Три А, 2004
- [16] Налоговый кодекс Российской Федерации



ОКС 27.010

Ключевые слова: методика расчета, энергосберегающие и инновационные мероприятия, разработка и реализация программ

