

НАСТОЛЬНЫЙ СПРАВОЧНИК ОТВЕТСТВЕННОГО ЗА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ (+CD)

**Реализация мероприятий по энергосбережению
и повышению энергетической эффективности в организации**

Обновление, ноябрь 2013

Инструкция по актуализации содержания справочника

Удалить	К-во листов	Вставить	К-во листов
Служебные страницы			
Титул	1	Титул	1
Коллектив авторов	1	Коллектив авторов	1
Содержание	3	Содержание	3
1. Требования нормативно-правовых документов в области энергоэффективности и энергосбережения			
1.5, стр. 1–34	17	1.5, стр. 1–24	12
3. Составление программ энергосбережения			
3 (оглавление)	1	3 (оглавление)	1
—	—	3.10, стр. 1–16	8
4. Методики проверок			
4 (оглавление)	1	4 (оглавление)	1
—	—	4.4, стр. 1–30	15
5. Снижение потерь электроэнергии в оборудовании электрических сетей			
5 (оглавление)	1	5 (оглавление)	1
—	—	5.3, стр. 1–12	6
6. Вопрос — ответ			
6. Вопрос — ответ, стр. 1–20	10	6. Вопрос — ответ, стр. 1–8	4

В следующих выпусках планируются темы:

- О региональных программах энергосбережения
- Примеры реализации энергосервисных контрактов в жилищной сфере
- Разработка рекомендаций по энергоэффективному развитию промышленного предприятия

и другие.

НАСТОЛЬНЫЙ СПРАВОЧНИК ОТВЕТСТВЕННОГО ЗА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ (+CD)

**Реализация мероприятий
по энергосбережению
и повышению энергетической
эффективности в организации**

По состоянию на ноябрь 2013 г.



Ведущий редактор — *Е. Г. Цветкова*

Редакторы — *В. Б. Родионова, И. В. Трофимова*

Разработка программного обеспечения: *А. Г. Журавлев*

Дизайн макета и верстка: *Е. В. Соловьев*

Корректор: *Б. Ш. Файзуллин*

Дизайн обложки: *Е. Г. Посецельская*

По состоянию на ноябрь 2013

ISBN 978-5-91249-229-7 (основное издание, ноябрь 2011)

ISBN 978-5-91249-247-1 (обновление, март 2012)

ISBN 978-5-91249-275-4 (обновление, июль 2012)

© Издательство Форум Медиа, 2011–2013

000 «Издательство Форум Медиа». 197341, Санкт-Петербург,
ул. Афонская, д. 2, литер А, пом. 9-Н, оф. 3-432

Коллектив авторов

Королев Владимир Александрович — канд. техн. наук, доцент, начальник ПТБ Сертоловского отделения Петербургской сбытовой компании.

Корст Александр Валерьевич — ведущий энергоаудитор Ленинградской торгово-промышленной палаты.

Мартемьянов Олег Леонидович — канд. техн. наук, доцент, эксперт СРО НП «Горная и промышленная энергоэффективность».

Мурашов Александр Олегович — первый заместитель начальника департамента инвестиций ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ОАО ФСК ЕЭС).

Осика Лев Константинович — канд. техн. наук, начальник управления по развитию энергетики ЗАО «Объединенная металлургическая компания».

Питиримов Николай Владимирович — председатель Совета некоммерческого партнерства «Городское объединение домовладельцев».

Рузанова Наталья Игоревна — государственный инспектор отдела по энергетическому надзору Северо-Западного управления Ростехнадзора.

Старков Вадим Николаевич — специалист по ресурсоэнергосбережению.

Турко Степан Алексеевич — руководитель Инженерно-технической службы.

Содержание

Инструкция к программе «Форум Документ», версии 3.1 и выше

1. ТРЕБОВАНИЯ НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫХ ДОКУМЕНТОВ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

1.1. Основные положения ФЗ № 261-ФЗ об энергосбережении и энергетической эффективности

Основные категории энергосбережения предприятия (организации).....	23
Основные понятия в области энергоресурсосбережения...	23
Принципы правового регулирования.....	28
Требования подзаконных актов в области энергосбережения.....	28
Перечень нормативных документов.....	30

1.2. Государственный контроль (надзор) за соблюдением требований законодательства об энергосбережении и энергоэффективности

Государственное регулирование в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.....	5
---	---

1.3. Административная ответственность за нарушения требований норм и правил в электроэнергетике

Статьи КоАП РФ, по которым сетевыми предприятиями и организациями могут быть допущены нарушения	3
Судебная практика по применению ФЗ № 294-ФЗ	16

1.4. СРО в сфере проведения энергетических обследований. Требования ФЗ «О саморегулируемых организациях»

1.5. Новое в законодательстве

2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИЙ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

2.1. Виды, цели, задачи и стоимость энергетических обследований

Характеристики различных моделей энергоаудита	2
---	---

Цели и задачи энергетических обследований	12
Расчет стоимости энергетических обследований.....	15
2.2. Порядок проведения и итоги энергетического обследования	
Обязательное энергетическое обследование	1
Оформление результатов энергетических обследований	5
Финансирование энергетических обследований	6
2.3. Составление технического задания на энергетическое обследование	
Как составить техническое задание на энергетическое обследование	9
2.4. Права и ответственность должностных лиц при проведении энергоаудита промышленных предприятий	
2.5. Российский рынок энергетических обследований. Создание и полномочия СРО	
Создание и полномочия СРО	2
2.6. Разработка энергетического паспорта: особенности и сложности	
Сбор и анализ данных для заполнения энергетического паспорта	3
Сведения, заносимые в паспорт	5
Экспертиза энергетических паспортов: опыт проведения....	8
2.7. Программа проведения энергетического обследования предприятия	
Нормирование трудоемкости выполнения энергетических обследований	5
3. СОСТАВЛЕНИЕ ПРОГРАММ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ	
3.1. Организация работ по энергоэффективности и энергосбережению на предприятии. Корпоративная политика повышения энергоэффективности	
Организация энергосбережения на предприятии	1
Корпоративная политика в сфере повышения энергоэффективности	2
3.2. Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности: методика разработки, типовые программы	
Содержание программы: показатели, мероприятия, контроль за выполнением	3

3.3. Оценка экономической эффективности инвестиций в энергосберегающие мероприятия	
Экономические показатели эффективности энергосберегающих технологий	6
Состав затрат при внедрении ресурсо- и энергосберегающих мероприятий.....	17
Общие рекомендации по определению затрат.....	29
Примеры технико-экономических расчетов.....	32
Литература	36
3.4. Программы в области энергосбережения и повышения энергоэффективности на промышленных предприятиях	
3.5. Программы энергосбережения и энергоэффективности организаций ЖКХ и с участием государства или муниципальных образований	
Рекомендации по составлению программы.....	6
3.6. Планирование мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности	
3.7. Учет энергоресурсов как необходимое условие организации мероприятий по энергосбережению	
Измерение электроэнергии, расчет показателей энергоэффективности в отношении электроэнергии и расчет потерь электроэнергии	3
Нормирование потребления энергоресурсов	7
Показатели энергоэффективности	14
Определение критериев отсутствия технической возможности установки приборов учета электроэнергии, теплоэнергии, воды и газа	46
Принципы учета теплопотребления. Использование автоматизированных систем контроля и учета	49
3.8. Рекомендации по экономии энергоресурсов на предприятии	
Детандер генераторная установка (ДГУ) — эффективная ресурсосберегающая технология	1
Энергосберегающие источники света (светодиоды и газоразрядные лампы).....	9
Снижение теплопотерь в зданиях.....	26
3.9. Возобновляемые источники энергии	
Что такое «возобновляемые источники энергии» (ВИЭ)	1

Нормативная база ВИЭ в России	2
Причина развития ВИЭ в мире	4
Почему необходимо развивать ВИЭ в России?	10
Аргументы против использования ВИЭ в России	12
Современное состояние ВИЭ в России	13

3.10. Энергосервисный договор в ЖКХ на примере проекта «Энергоэффективный квартал»

Генеральный заказчик энергосервисного договора.....	1
Правовая основа реализации энергосервисного договора...	1
Потенциал энергосбережения Санкт-Петербурга.....	3
Социально-экономическая значимость энергосервисного договора	5
Высокая общественная или социально-экономическая эффективность.....	5
Институциональные инновации	6
Технологические инновации	8
Этапы реализации энергосервисных договоров с ООО «ИННОКОР»	10
Этапы реализации энергосервисных договоров совместно с российско-норвежским ООО «Р-Энерго».....	11
Энергосберегающие мероприятия.....	12
Рекомендации участнику энергосервисного контракта.....	13
«Подводные камни» энергосервисного договора	14
Вывод	14

4. МЕТОДИКИ

4.1. Методики проведения энергетических обследований

Вариант методики проведения энергетических обследований организаций (на опыте работы государственных органов) .. 2

4.2. Требования к измерительным приборам и системам для проведения энергетических обследований («приборная база»)

Основные этапы, цели и задачи измерений	1
Общие требования к приборному обеспечению	4
Методические основы измерения электрической энергии ...	7
Приборы, применяемые при энергоаудите.....	10
Пример построения мобильной энергоаудиторской лаборатории	11
Порядок проведения экспресс-измерений для топливоиспользующих установок (котлов, печей и др.).....	14

Организация испытаний	17
Достоверность, точность и сопоставимость результатов измерений	20
4.3. Проведение энергетических обследований в электрических сетях с помощью приборного парка	
Общие положения.....	1
Проведение инструментального обследования	2
Приборы для инструментального обследования электрических сетей	4
4.4. Методика определения фактических потерь тепловой энергии через тепловую изоляцию трубопроводов водяных тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения	
Основные элементы теплосети	2
Подготовка к расчетам	3
Сбор исходных данных	3
Обработка исходных данных приборов учета.....	7
Определение среднегодовых нормативных потерь	10
Определение нормативных потерь за период измерений... ..	17
Определение фактических потерь за период измерений	20
Определение фактических потерь за год.....	29
5. СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОБОРУДОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	
5.1. Пассивные элементы электрической цепи и их расчет	
Сопротивление, индуктивность и емкость в цепях постоянного и переменного тока	1
Воздушные и кабельные линии электропередачи как элементы электрической цепи. Резонансные явления в ЛЭП	9
Электроустановки потребителей как элементы электрической цепи. Компенсация реактивной мощности	13
5.2. Режимы работы трехфазных электрических сетей	
Классификация электрических сетей по режиму работы нейтрали	1
Электрические сети с изолированной нейтралью	1
Электрические сети с эффективно заземленной нейтралью	3

Электрические сети с глухозаземленной нейтралью.....	5
Примеры расчетов влияния несимметрии нагрузок на активные потери электроэнергии в электрических сетях.....	7
5.3. Электрические параметры оборудования электрических сетей	
Силовые потребительские трансформаторы.....	1
Измерительные трансформаторы напряжения	4
Измерительные трансформаторы тока	8
6. Вопрос — ответ	
Учет ресурсов в вопросах и ответах.....	1

1.5. Новое в законодательстве

Приказ ФСТ России от 12.04.2013 № 92 «Об утверждении Правил согласования Федеральной службой по тарифам решений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения о выборе метода обеспечения доходности инвестированного капитала или об отказе от применения этого метода, предусматривающих в том числе критерии, при соответствии которым принимается решение о согласовании выбора метода обеспечения доходности инвестированного капитала, а также правил согласования долгосрочных параметров регулирования для организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения в городах с населением более 500 тыс. человек и в городах, являющихся административными центрами субъектов Российской Федерации»

*Приказ ФСТ
России
от 12.04.2013
№ 92*

1

Начало действия документа — 13.07.2013 г.

Согласование решения органа исполнительной власти субъекта РФ в области госрегулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения о выборе метода обеспечения доходности инвестированного капитала осуществляется ФСТ России в течение 30 календарных дней.

Для согласования решения необходимо направить обращение в ФСТ России с приложением необходимых документов и их заверенных копий.

Решение о согласовании принимается с учетом анализа тарифных и социально-экономических последствий принятия такого решения при обязательном выполнении определенных критериев, в том числе наличия утвержденной схемы теплоснабжения и инвестиционной программы на долгосрочный период.

При необходимости уточнения представленных документов и их содержания срок рассмотрения обращения продлевается на 14 календарных дней.

*Решение
Верховного Суда
РФ от 31.05.2013
№ АКПИ13-394*

Предусмотрены случаи, в которых ФСТ России принимает решение об отказе в согласовании решения.

Также утверждены Правила согласования ФСТ России долгосрочных параметров регулирования для организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения в городах с населением более 500 тыс. человек и в городах, являющихся административными центрами субъектов РФ.

Решение Верховного Суда РФ от 31.05.2013 № АКПИ13-394

Документ опубликован не был.

Верховный Суд РФ запретил снижать температуру горячей воды в системах горячего водоснабжения в местах водоразбора ниже 60 градусов от установленной санитарными правилами.

Верховный Суд РФ признал недействующим п. 5 приложения № 1 к Правилам предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов (утв. Постановлением Правительства РФ от 06.05.2011 № 354) в той мере, в которой данная норма допускает ее применение в случаях, не связанных с условиями и порядком изменения размера платы за коммунальную услугу при предоставлении коммунальной услуги ненадлежащего качества.

В частности, Суд указал следующее.

П. 5 приложения № 1 к Правилам:

- предписывает обеспечение соответствия температуры горячей воды в точке водоразбора требованиям законодательства РФ о техническом регулировании (санитарно-эпидемиологические правила и нормы СанПиН 2.1.4.2496-09 «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения» (утв. Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 07.04.2009 № 20);
- предусматривает допустимое отклонение температуры горячей воды в точке водоразбора от температуры

горячей воды в точке водоразбора, соответствующей требованиям законодательства РФ о техническом регулировании: в ночное время (с 0.00 до 5.00 часов) — не более чем на 5 °С; в дневное время (с 5.00 до 0.00 часов) — не более чем на 3 °С;

- устанавливает, что за каждые 3 °С отступления от допустимых отклонений температуры горячей воды размер платы за коммунальную услугу за расчетный период, в котором произошло указанное отступление, снижается на 0,1% размера платы, определенное за такой расчетный период в соответствии с приложением № 2 к Правилам, за каждый час отступления от допустимых отклонений суммарно в течение расчетного периода с учетом положений раздела IX Правил. За каждый час подачи горячей воды, температура которой в точке разбора ниже 40 °С, суммарно в течение расчетного периода оплата потребленной воды производится по тарифу за холодную воду.

Санитарно-эпидемиологическими правилами определены требования к качеству горячей воды, подаваемой потребителям при предоставлении коммунальной услуги по горячему водоснабжению, по такому показателю, обеспечивающему ее безопасность, как температура. Данный показатель характеризуется минимальным (не ниже 60 °С) и максимальным пределом (не выше 75 °С) и не допускает отклонений от указанного температурного режима, при соблюдении которого обеспечивается качество коммунальной услуги.

Отклонение от установленных требований означает предоставление услуги ненадлежащего качества.

П. 5 приложения № 1 закрепляет условия и порядок изменения размера платы за предоставление коммунальной услуги по горячему водоснабжению ненадлежащего качества, который не допускает полного отказа от оплаты стоимости горячей воды, поставляемой с нарушением ее температурного режима.

П. 5 приложения № 1 к Правилам в той мере, в которой он подлежит применению для целей изменения размера

платы за коммунальную услугу по горячему водоснабжению при предоставлении этой услуги ненадлежащего качества, действующему законодательству не противоречит.

П. 5 приложения № 1 подлежит признанию недействующим в той мере, в которой данная норма допускает ее применение в случаях, не связанных с условиями и порядком изменения размера платы за коммунальную услугу при предоставлении коммунальной услуги ненадлежащего качества.

*Приказ Минэнерго
России от 06.06.2013
№ 290*

Приказ Минэнерго России от 06.06.2013 № 290 «Об утверждении Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики»

Начало действия документа — 01.10.2013 г.

Определены новый порядок разработки графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и правила использования противоаварийной автоматики.

В приложениях приведены формы необходимых документов, в частности:

- перечень потребителей электрической энергии, в отношении энергопринимающих устройств которых может осуществляться аварийное ограничение режима потребления;
- перечни первичных и вторичных получателей команд об аварийных ограничениях;
- акт согласования технологической или аварийной брони электроснабжения потребителя электрической энергии (мощности).

Обратите внимание! Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и использования противоаварийной автоматики, утвержденные Приказом Минпромэнерго России от 18.03.2008 № 124, признаны утратившими силу.

Приказ ФСТ России от 07.06.2013 № 163 «Об утверждении Регламента открытия дел об установлении регулируемых цен (тарифов) и отмене регулирования тарифов в сфере теплоснабжения»

*Приказ
ФСТ России
от 07.06.2013
№ 163*

1

Начало действия документа — 04.08.2013 г.

Данный документ применяется при установлении тарифов на 2014 и последующие годы, а также на 2013 г. в случаях, предусмотренных п. 5 Постановления Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

Регламентирована процедура рассмотрения вопросов, связанных с установлением и пересмотром регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения.

Данный Регламент определяет:

- порядок рассмотрения дел об установлении регулируемых цен (тарифов), осуществляемого органами исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования цен (тарифов);
- порядок установления и пересмотра предельных уровней регулируемых цен (тарифов) федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов;
- порядок рассмотрения дел об отмене регулирования тарифов в сфере теплоснабжения (введении регулирования тарифов в сфере теплоснабжения после их отмены).

Регламент применяется при установлении тарифов на 2014 г. и последующие годы, а также на 2013 г. в случаях, предусмотренных Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

Обратите внимание! Приказ ФСТ России от 08.04.2005 № 130-э «Об утверждении Регламента рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на электрическую (тепловую) энергию (мощность) и на услуги, оказываемые на оптовом и розничных рынках электрической (тепловой) энергии (мощности)» признан утратившим силу с 01.01.2014 г.

*Приказ
ФСТ России
от 13.06.2013
№ 760-э*

Приказ ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения»

Начало действия документа — 30.08.2013 г.

Методические указания, утвержденные данным документом, применяются при установлении тарифов на 2014 и последующие годы, а также на 2013 г. в случаях, предусмотренных п. 5 Постановления Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

Регламентирован расчет тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям, и тарифов для некоторых других операций по обороту тепловой энергии (мощности).

Кроме того, «Методические указания...» регулируют, в частности:

- расчет тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии определенной мощности;
- расчет тарифов на теплоноситель, на услуги по передаче тепловой энергии и теплоносителя, на горячую воду, подаваемую в системе горячего водоснабжения;
- расчет платы за подключение к системе теплоснабжения.

Формулы расчета и таблицы составляющих для расчета разработаны для четырех методов, применяемых при регулировании тарифов в сфере теплоснабжения. Это методы:

- экономически обоснованных расходов (затрат);
- индексации установленных тарифов;
- обеспечения доходности инвестированного капитала;
- сравнения аналогов.

Определены также перечни материалов (документов), включаемых в предложение по установлению тарифов

в сфере теплоснабжения, зависящие от метода регулирования.

Приказ Минэнерго России от 19.06.2013 № 309 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2013–2019 годы»

Документ опубликован не был.

*Приказ
Минэнерго
России
от 19.06.2013 № 309*

Информационное письмо ФСТ России от 12.07.2013 № ЕП-6942/12 «Об организации работы с целью обязательного установления нормативов удельного расхода условного топлива на производство 1 гигакалории теплотенергии на регулируемый период»

Документ опубликован не был.

*Информационное
письмо ФСТ России от
12.07.2013
№ ЕП-6942/12*

ФСТ России устанавливает предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов на тепловую энергию (мощность), производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более.

Минэнерго России утверждает нормативы удельного расхода топлива при производстве электрической энергии, а также нормативы удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более.

До 01.01.2016 г. осуществляется поэтапный переход к регулированию тарифов на тепловую энергию (мощность), тарифов на услуги по передаче тепловой энергии, теплоноситель на основе долгосрочных параметров государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения (с применением метода обеспечения доходности инвестированного капитала, или метода индексации установленных тарифов, или метода сравнения аналогов).

Планируемые и фактические нормативы удельного расхода условного топлива для каждого расчетного периода регулирования тарифов по используемому регулируемой организацией методу распределения расхода топлива утверждаются федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более.

*Письмо ФСТ России
от 15.07.2013
№ ЕП-6992/12*

Письмо ФСТ России от 15.07.2013 № ЕП-6992/12

Документ опубликован не был.

Разъяснен порядок определения величины технологического расхода (потерь) электроэнергии на долгосрочный период регулирования деятельности сетевых организаций.

В Письме ФСТ России напоминаются (излагаются) нормы Федерального закона «Об электроэнергетике» и соответствующего акта Правительства РФ, регулирующие порядок установления норматива технологического расхода (потерь) электроэнергии, применяемого при использовании метода доходности инвестированного капитала, и величины технологического расхода (потерь) электроэнергии, применяемой при использовании метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, на первый и последующие годы долгосрочного регулирования, в частности указывается на значение наличия либо отсутствия у сетевых компаний программ в области энергосбережения и повышения энергоэффективности для определения упомянутых норматива и величины технологического расхода (потерь) электроэнергии.

*Распоряжение
Правительства
РФ от 15.07.2013
№ 1223-р*

Распоряжение Правительства РФ от 15.07.2013 № 1223-р

Начало действия документа — 15.07.2013 г.

Утверждено распределение федеральных субсидий, предоставляемых в 2013 г. региональным бюджетам на

софинансирование расходных обязательств субъектов РФ по реализации региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Субсидии предусмотрены для 28 регионов. Наибольший объем субсидий выделен для Мурманской области, Татарстана, а также Новосибирской и Тамбовской областей. Всего на данные цели предусмотрено 5,6 млрд руб.

Постановление Правительства РФ от 15.07.2013 № 593 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»

Начало действия документа — 27.07.2013 г.

Уточнены требования к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Значительно сокращен перечень целевых показателей программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в государственном секторе, т. е. на снабжение энергоресурсами (электрической и тепловой энергией, горячей и холодной водой, газом) органов государственной власти. В то же время перечень целевых показателей в транспортном комплексе дополнен рядом показателей, отражающих использование автотранспорта, работающего на электрической энергии и газе. Перечни целевых показателей муниципальных программ выделены в отдельный, меньший по объему раздел.

Кроме этого полномочия по методическому обеспечению разработки и реализации региональных и муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности переданы Минэнерго России (ранее эти полномочия были возложены на Минрегион России).

Постановление Правительства РФ от 20.07.2013 № 610 «О федеральном государственном энергетическом надзоре» (вместе с «Положение об осуществ-

*Постановление
Правительства РФ
от 15.07.2013
№ 593*

*Постановление
Правительства РФ
от 20.07.2013
№ 610*

влении федерального государственного энергетического надзора»)

Начало действия документа — 01.08.2013 г.

Определены задачи и полномочия Ростехнадзора по надзору за выполнением требований надежности и безопасности в сфере электроэнергетики.

Установлено, что госэнергонадзор осуществляется при вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе в ремонт, капитальном ремонте объектов электроэнергетики, осуществлении оперативно-диспетчерского управления, строительстве и реконструкции объектов электроэнергетики, не являющихся объектами капитального строительства.

Предмет плановых и внеплановых, документарных и выездных проверок, осуществляемых в рамках надзора Ростехнадзором, а также и другими уполномоченными федеральными органами исполнительной власти, — соблюдение, в частности, таких требований, как:

- наличие разрешительных документов на допуск объектов в эксплуатацию;
- соблюдение нормативов запаса топлива;
- соблюдение особых условий использования земельных участков в границах охранных зон проверяемых объектов;
- соблюдение установленного порядка вывода объектов в ремонт;
- соблюдение диспетчерами соответствующих регламентов и т. д.

*Постановление
Правительства РФ
от 22.07.2013
№ 614*

Постановление Правительства РФ от 22.07.2013 № 614 «О порядке установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности) и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности)»

Начало действия документа — 06.08.2013 г.

Расчеты населения за коммунальную услугу по электроснабжению (за электрическую энергию (мощность) — для категорий потребителей, приравненных к населению) с применением социальной нормы осуществляются с 01.09.2013 г. и с 01.07.2014 г.

Социальная норма потребления электроэнергии населением будет устанавливаться на основании выборочных данных о годовом объеме потребления электроэнергии в 2012 г.

В выборку должны входить не менее 10 000 потребителей, зарегистрированных в жилых помещениях в городских населенных пунктах, не оборудованных стационарными электроплитами (при отсутствии в соответствующем субъекте РФ централизованного газоснабжения — вне зависимости от наличия электроплит). Выбор населенных пунктов и адресов жилых помещений, данные в отношении которых принимаются для установления социальной нормы, осуществляется уполномоченным органом государственной власти субъекта РФ на основании предложений поставщика электроэнергии, обслуживающего более 50% потребителей-граждан на территории субъекта РФ, в том числе в соответствующих населенных пунктах.

Социальная норма рассчитывается в соответствии с утвержденной методикой с учетом разделения домохозяйств по числу зарегистрированных лиц, в том числе с отдельным учетом одиноких пенсионеров, и типа жилого помещения (наличие или отсутствие электроплит, электронагревательных установок, расположение в городской или сельской местности).

По решению субъекта РФ социальная норма применяется и для некоторых категорий приравненных к населению потребителей, в частности для садоводческих товариществ, гаражей и хозяйственных построек граждан, религиозных организаций, содержащихся за счет прихожан.

Величина социальной нормы потребления электрической энергии в некоторых регионах, выбранных в качестве пилотных, должна быть установлена до 05.08.2013 г.,

а расчеты населения за коммунальную услугу по электроснабжению с применением социальной нормы должны начаться с 01.09.2013 г. К таким регионам отнесены Забайкальский и Красноярский края, Владимирская, Нижегородская, Орловская, Ростовская и Самарская области.

В остальных субъектах РФ величина социальной нормы потребления электроэнергии должна быть установлена до 01.03.2014 г., а расчеты населения с ее применением должны начаться с 01.07.2014 г.

*Постановление
Правительства РФ
от 22.07.2013
№ 615*

Постановление Правительства РФ от 22.07.2013 № 615 «О внесении изменений в приложение № 2 к Постановлению Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. № 1225»

Начало действия документа — 02.08.2013 г.

Внесены изменения в перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, проведение которых в регионах возможно с использованием внебюджетных средств, полученных также с применением регулируемых тарифов.

Перечень дополнен мероприятиями:

- по оснащению приборами учета используемых энергетических ресурсов в жилищном фонде;
- по прединвестиционной подготовке проектов;
- по обучению в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- по информационной поддержке и пропаганде энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Предусматривается, что органы государственной власти субъектов РФ и органы местного самоуправления могут определять и иные мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, помимо указанных в перечне.

В изменение ранее установленного также предусматривается, что все перечисленные в перечне мероприятия

могут осуществляться на региональном и на муниципальном уровне и включаться, соответственно, как в региональные, так и в муниципальные программы.

Проведение перечисленных в перечне мероприятий должно начинаться с 2014 г. (ранее предполагалось, что их проведение начнется в 2010 г.).

Постановление Правительства РФ от 29.07.2013 № 641 «Об инвестиционных и производственных программах организаций, осуществляющих деятельность в сфере водоснабжения и водоотведения»

Начало действия документа — 14.08.2013 г. (за исключением отдельных положений).

*Постановление
Правительства РФ
от 29.07.2013
№ 641*

С 01.01.2014 г. инвестиционные программы организаций, осуществляющих горячее, холодное водоснабжение и (или) водоотведение, должны утверждаться только при наличии схемы водоснабжения и водоотведения.

Определен порядок разработки, утверждения и корректировки инвестиционных программ организаций, осуществляющих горячее, холодное водоснабжение и (или) водоотведение с использованием централизованных систем (за исключением организаций, осуществляющих горячее водоснабжение с использованием открытых систем горячего водоснабжения), в том числе:

- планов мероприятий по приведению качества питьевой воды в соответствие с установленными требованиями;
- планов мероприятий по приведению качества горячей воды в соответствие с установленными требованиями.

Определены также требования к составу инвестиционных программ, порядок рассмотрения разногласий при утверждении инвестиционных программ и порядок осуществления контроля за их выполнением.

Установлен порядок разработки, утверждения и корректировки производственных программ указанных выше организаций, требования к содержанию таких программ,

Постановление Правительства РФ от 29.07.2013 № 642

порядок рассмотрения разногласий при их утверждении и порядок осуществления контроля за их выполнением.

Постановление Правительства РФ от 29.07.2013 № 642 «Об утверждении Правил горячего водоснабжения и внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 13 февраля 2006 г. № 83»

Начало действия документа — 14.08.2013 г.

Определены правила, регулирующие отношения в сфере горячего водоснабжения между местными, региональными и федеральными органами власти, организациями, осуществляющими водоснабжение, абонентами и заявителями, желающими подключить свои объекты к централизованной системе горячего водоснабжения.

Правила **не распространяются** на отношения между собственниками и пользователями помещений в многоквартирных домах и исполнителями коммунальных услуг по горячему водоснабжению (товариществами собственников жилья, жилищными кооперативами, иными специализированными потребительскими кооперативами, управляющими организациями).

Согласно Правилам, горячее водоснабжение через централизованную систему осуществляется на основании соответствующего договора. Существенными условиями договора являются:

- предмет договора, режим подачи горячей воды;
- сроки подачи горячей воды;
- порядок контроля качества горячей воды;
- условия временного прекращения или ограничения подачи горячей воды;
- порядок осуществления учета поданной (полученной) горячей воды и тепловой энергии в составе горячей воды;
- сроки и порядок оплаты по договору;

- границы эксплуатационной ответственности абонента и организации, осуществляющей горячее водоснабжение, и границы балансовой принадлежности;
- права и обязанности сторон;
- ответственность абонента и организации, осуществляющей горячее водоснабжение, в случае неисполнения или ненадлежащего исполнения сторонами обязательств по договору;
- порядок урегулирования разногласий по договору и т. д.

Договор заключается при подключении объекта капитального строительства к централизованным системам горячего водоснабжения. Для заключения договора абонент направляет в организацию, осуществляющую горячее водоснабжение, соответствующую заявку. Заявка рассматривается организацией в течение 20 дней со дня ее поступления.

Постановление Правительства РФ от 29.07.2013 № 643 «Об утверждении типовых договоров в области горячего водоснабжения»

Начало действия документа — 14.08.2013 г.

Утверждены типовые договоры горячего водоснабжения по транспортировке горячей воды, о подключении (технологическом присоединении) к централизованным системам горячего водоснабжения.

В типовом договоре горячего водоснабжения, в частности, прописаны:

- предмет договора;
- срок и режим подачи (потребления) горячей воды, установленная мощность;
- тарифы, сроки и порядок оплаты по договору;
- права и обязанности сторон;
- порядок осуществления учета поданной (полученной) горячей воды;
- порядок обеспечения абонентом доступа организации, осуществляющей горячее водоснабжение, к

*Постановление
Правительства РФ
от 29.07.2013
№ 643*

*Постановление
Правительства РФ
от 29.07.2013
№ 644*

- сетям горячего водоснабжения, местам отбора проб горячей воды и приборам учета (узлам учета);
- порядок контроля качества горячей воды;
 - условия временного прекращения или ограничения горячего водоснабжения;
 - ответственность сторон и порядок урегулирования разногласий по договору.

Постановление Правительства РФ от 29.07.2013 № 644 «Об утверждении Правил холодного водоснабжения и водоотведения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»

Начало действия документа — 14.08.2013 г. (за исключением отдельных положений).

Определены правила, регулирующие отношения в сфере предоставления холодной (питьевой или технической) воды из систем холодного водоснабжения и отвода сточных вод в централизованную систему водоотведения между организациями водопроводно-канализационного хозяйства и их абонентами, а также местными, региональными и федеральными органами власти.

В части, не урегулированной жилищным законодательством, положения данного документа применяются также к отношениям, связанным с предоставлением коммунальных услуг по холодному водоснабжению и водоотведению, возникающим между организациями водопроводно-канализационного хозяйства и собственниками помещений в многоквартирных домах (товариществами собственников жилья, управляющими организациями).

Холодное водоснабжение и водоотведение с использованием централизованных систем осуществляются на основании соответствующего договора между организацией водопроводно-канализационного хозяйства и абонентом на основании заявки последнего. Существенными условиями такого договора являются:

- предмет договора, режим подачи (потребления) воды (гарантированный объем подачи воды, в том числе на нужды пожаротушения, гарантированный уровень давления воды);
- сроки осуществления подачи воды;
- качество питьевой или технической воды;
- порядок контроля качества питьевой воды;
- условия временного прекращения или ограничения подачи воды;
- порядок осуществления учета поданной воды;
- сроки и порядок оплаты по договору холодного водоснабжения;
- граница эксплуатационной ответственности по водопроводным сетям абонента и организации водопроводно-канализационного хозяйства;
- права и обязанности абонента и организации водопроводно-канализационного хозяйства;
- ответственность абонента и организации водопроводно-канализационного хозяйства в случае неисполнения или ненадлежащего исполнения сторонами обязательств;
- порядок урегулирования споров и разногласий;
- порядок обеспечения абонентом доступа представителям организации водопроводно-канализационного хозяйства или по ее указанию представителям иной организации к водопроводным сетям, местам отбора проб воды и приборам учета;
- порядок уведомления организации водопроводно-канализационного хозяйства о переходе прав на объекты, в отношении которых осуществляется холодное водоснабжение;
- сроки и способы представления показаний приборов учета организации водопроводно-канализационного хозяйства в случае наличия у абонента таких приборов учета;

- условия холодного водоснабжения иных лиц, объекты которых подключены к водопроводным сетям абонента, при условии, что такие лица заключили договор холодного водоснабжения с гарантирующей организацией.

Заявка абонента рассматривается организацией в течение 20 дней со дня ее поступления.

Правила также содержат положения, которые касаются компенсации расходов организации водопроводно-канализационного хозяйства при сбросе абонентами сточных вод, оказывающих негативное воздействие на работу централизованной системы водоотведения. Данные положения начнут действовать с 01.01.2014 г.

*Постановление
Правительства РФ
от 29.07.2013
№ 645*

Постановление Правительства РФ от 29.07.2013 № 645 «Об утверждении типовых договоров в области холодного водоснабжения и водоотведения»

Начало действия документа — 14.08.2013 г.

Утверждена форма единого типового договора холодного водоснабжения и водоотведения.

Кроме того, утверждены типовые формы договоров холодного водоснабжения, водоотведения, транспортировки холодной воды и сточных вод, а также типовые договоры о подключении (технологическом присоединении) к централизованной системе холодного водоснабжения и водоотведения.

*Постановление
Правительства РФ
от 12.08.2013
№ 688*

Постановление Правительства РФ от 12.08.2013 № 688 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075»

Начало действия документа — 24.08.2013 г.

Внесены изменения в Основы ценообразования в сфере теплоснабжения и Правила регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения.

Уточнено, что предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни тарифов на тепловую энергию (мощность) сроком действия один финансовый год устанавливаются с календарной разбивкой по полугодиям и

могут быть установлены с разбивкой по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей. Тарифы на тепловую энергию (мощность), на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям и другим теплоснабжающим организациям, на услуги по передаче тепловой энергии и теплоносителя, а также тарифы на горячую воду, поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям и другим теплоснабжающим организациям с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), устанавливаются с календарной разбивкой по полугодиям исходя из непревышения величины указанных тарифов в первом полугодии очередного расчетного годового периода регулирования над величиной соответствующих тарифов во втором полугодии предшествующего годового периода регулирования по состоянию на 31 декабря.

Письмо Минэнерго России от 27.08.2013 № ИА-8255/02 «О соблюдении требований бюджетного законодательства Российской Федерации при реализации соглашений о предоставлении субсидий из федерального бюджета на реализацию региональной программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности на 2013 год»

Документ опубликован не был.

Постановление Правительства РФ от 10.09.2013 № 795 «О внесении изменений в Постановление Правительства Российской Федерации от 27 августа 2012 г. № 857»

Начало действия документа — 21.09.2013 г.

Права субъектов РФ по определению размера платы за отопление не будут ограничены только периодом 2012–2014 гг.

Постановлением Правительства РФ от 27.08.2012 № 857 органам государственной власти субъектов РФ было предоставлено право до 15.09.2012 г. принять одно из двух решений, касающихся определения размера платы

Письмо Минэнерго России от 27.08.2013 № ИА-8255/02

Постановление Правительства РФ от 10.09.2013 № 795

за предоставленную в 2012–2014 гг. коммунальную услугу по отоплению.

В целях определения размера платы за отопление квартиры или индивидуального жилого дома, не оборудованных индивидуальными приборами учета тепловой энергии (нежилого помещения в многоквартирном доме, не оборудованном общедомовым прибором учета), субъекты РФ могли принять решение об осуществлении потребителями оплаты этой коммунальной услуги равномерно за все расчетные месяцы календарного года. В случае принятия такого решения расчет размера платы должен осуществляться в соответствии с утвержденными упомянутым Постановлением № 857 «Правилами расчета размера платы за коммунальную услугу по отоплению...» (определяют формулы расчета).

Внесенными в Постановление № 857 изменениями ограничение этого права субъектов РФ периодом 2012–2014 гг. исключено, и субъекты РФ вправе принять указанное решение в любое время. Установлено также, что органы государственной власти субъектов РФ вправе принять это решение в отношении всех или отдельных муниципальных образований, расположенных на территории субъекта РФ.

В соответствии с Постановлением № 857 субъекты РФ были вправе, также до 15.09.2012 г., принять и другое решение — о применении порядка расчета размера платы за коммунальную услугу по отоплению в соответствии с «Правилами предоставления коммунальных услуг гражданам» (утв. Постановлением Правительства РФ от 23.05.2006 № 307), используя при этом нормативы потребления тепловой энергии на отопление, действовавшие по состоянию на 30.06.2012 г. При этом было установлено, что п. 15–28 указанных «Правил...» 2006 г. и п. 1–4 приложения № 2 к ним в части, касающейся порядка расчета размера платы за коммунальную услугу по отоплению, будут действовать до 01.01.2015 г. Норма, устанавливающая действие указанных пунктов

Постановления Правительства РФ от 23.05.2006 № 307 до 01.01.2015 г., оставлена в силе.

Следует напомнить, что Постановлением № 857, в которое вносятся изменения, установлено также, что органы государственной власти субъектов РФ, принявшие одно из двух указанных решений, могут в любой момент принять решение о применении порядка расчета размера платы за коммунальную услугу по отоплению, предусмотренного «Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов», утвержденными Постановлением Правительства РФ от 06.05.2011 № 354.

Постановление Правительства РФ от 19.09.2013 № 824 «О внесении изменений в Правила предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»

*Постановление
Правительства РФ
от 19.09.2013
№ 824*

Начало действия документа — 01.10.2013 г.

Исполнитель, предоставляющий коммунальные услуги потребителю, обязан осуществлять ввод в эксплуатацию индивидуального, общего (квартирного) или комнатного прибора учета после его ремонта, замены и поверки.

Ввод в эксплуатацию должен осуществляться в срок и порядке, установленные Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов.

Также предусмотрено, что потребитель обязан направлять исполнителю копию свидетельства о поверке или иного документа, удостоверяющего результаты поверки прибора учета, осуществленной в соответствии с положениями законодательства об обеспечении единства измерений.

Определены сведения, которые должны содержаться в заявке собственника на ввод установленного прибора учета в эксплуатацию, поданной исполнителю.

Кроме того, установлены:

- порядок рассмотрения исполнителем предложенных в заявке даты и времени осуществления ввода прибора учета в эксплуатацию, согласования новых даты и времени ввода в эксплуатацию;
- порядок оформления акта ввода прибора учета в эксплуатацию;
- перечень случаев, при которых прибор учета считается вышедшим из строя;
- порядок извещения потребителем исполнителя о выходе прибора учета из строя или о его неисправности;
- порядок ввода в эксплуатацию прибора учета после его ремонта, замены и поверки.

*Постановление
Правительства РФ
от 01.10.2013
№ 859*

Постановление Правительства РФ от 01.10.2013 № 859 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 18 августа 2010 г. № 636»

Начало действия документа — 01.01.2014 г.

Требования к условиям контракта на энергосервис приводятся в соответствии с Законом о контрактной системе в сфере госзакупок.

Вносятся следующие изменения.

Указываемый в энергосервисном контракте размер экономии энергоресурса в натуральном выражении должен обеспечиваться исполнителем в результате исполнения контракта в течение срока его действия с учетом изменения факторов, влияющих на объем потребления энергоресурсов. Прописан порядок определения размера экономии, достигнутого в результате исполнения контракта, если период его достижения составляет более года.

Объем потребления энергоресурса до реализации энергосберегающих мероприятий в случае отсутствия показаний приборов учета может устанавливаться расчетно-измерительным способом. Этот же способ может применяться для определения объема потребления энергоресурса после реализации энергосберегающих мероприятий. Минэнерго России будет утверждена методика определения расчетно-измерительным спо-

собом объема потребления энергетического ресурса в натуральном выражении для реализации следующих мероприятий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности:

- мероприятия по повышению энергетической эффективности систем внутреннего и наружного освещения;
- мероприятия по повышению энергетической эффективности использования электродвигателей, в том числе в составе технологических комплексов (насосных, компрессорных и прочих);
- мероприятия по повышению энергетической эффективности систем теплоснабжения зданий, строений и сооружений.

Расширены обязанности заказчика по контракту. Он помимо прочего должен предоставлять исполнителю информацию об изменении условий договоров купли-продажи и поставки энергоресурса, экономия которого обеспечивается в результате исполнения контракта.

За неисполнение обязательства по оплате энергосервисного контракта для заказчика вводится ответственность в виде неустойки (штрафа, пени).

Также предусмотрена ответственность заказчика за несоблюдение (ненадлежащее соблюдение) согласованных сторонами режимов и условий использования энергоресурсов. Он обязан безвозмездно устранить выявленные недостатки и возместить исполнителю убытки.

Постановление Правительства РФ от 07.10.2013 № 886 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075»

*Постановление
Правительства РФ
от 07.10.2013
№ 886*

Вступает в силу по истечении 7 дней после дня официального опубликования. Опубликован на официальном интернет-портале правовой информации <http://www.pravo.gov.ru>, 09.10.2013.

Организациям, осуществляющим регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, предоставлено

право при установлении тарифов на 2014 г. выбрать метод экономически обоснованных расходов (затрат).

Соответствующее заявление необходимо подать в срок до 01.11.2013 г.

При этом установлено, что поданные заявления рассматриваются органом регулирования без учета ограничения, предусмотренного п. 17 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения (утв. Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075). Данным пунктом установлен перечень случаев, когда организации вправе применять указанный выше метод.

3. Составление программ энергосбережения

- 3.1. Организация работ по энергоэффективности и энергосбережению на предприятии. Корпоративная политика повышения энергоэффективности
- 3.2. Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности: методика разработки, типовые программы
- 3.3. Экономические оценки эффективности мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности
- 3.4. Программы в области энергосбережения и повышения энергоэффективности на промышленных предприятиях
- 3.5. Программы энергосбережения и энергоэффективности организаций ЖКХ и с участием государства или муниципальных образований
- 3.6. Планирование мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности

- 3.7. Учет энергоресурсов как необходимое условие организации мероприятий по энергосбережению
- 3.8. Рекомендации по экономии энергоресурсов на предприятии
- 3.9. Возобновляемые источники энергии
- 3.10. Энергосервисный договор в ЖКХ на примере проекта «Энергоэффективный квартал»

3.10. Энергосервисный договор в ЖКХ на примере проекта «Энергоэффективный квартал»

Генеральный заказчик энергосервисного договора

Некоммерческое партнерство «Городское объединение домовладельцев» (создано распоряжением губернатора Санкт-Петербурга № 1321 от 14.12.1999).

Учредители Партнерства:

- городские и районные объединения собственников жилья;
- Комитет по управлению городским имуществом Правительства Санкт-Петербурга;
- Санкт-Петербургский фонд поддержки промышленности.

В 2010 г. был инициирован проект «Энергоэффективный квартал», который стал номинантом Всероссийского конкурса «ЭНЕРГИУМ-2012», прошедшего по инициативе и при поддержке Минэкономразвития России. Проект вошел в 143 лучшие энергоэффективные практики России. Энергосервисные договоры заключаются в рамках проекта «Энергоэффективный квартал» между Партнерством — генеральным заказчиком, и энергосервисными компаниями. Заказчиками выступают объединения собственников жилья.

Правовая основа реализации энергосервисного договора

Постановление Правительства Санкт-Петербурга № 405 от 28.04.2012 «О Перечне обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в отношении общего имущества собственников помещений в многоквартирном доме». В пе-

Единовременные мероприятия

речень вошли мероприятия, подлежащие проведению единовременно и регулярно.

Единовременные мероприятия:

- установка коллективного (общедомового) прибора учета тепловой энергии;
- установка устройств, обеспечивающих регулирование теплоснабжения в зависимости от температуры наружного воздуха;
- установка коллективного (общедомового) прибора учета горячей воды;
- установка коллективного (общедомового) прибора учета холодной воды;
- установка коллективного (общедомового) прибора учета электрической энергии;
- замена ламп накаливания в местах общего пользования на энергоэффективные лампы;
- утепление дверных блоков на входе в подъезды, дверных блоков переходных балконов и обеспечение автоматического закрывания дверей.

Регулярные мероприятия:

Регулярные мероприятия

- восстановление изоляции трубопроводов системы отопления с применением энергоэффективных материалов;
- восстановление изоляции теплообменников и трубопроводов системы горячего водоснабжения с применением энергоэффективных материалов;
- заделка и уплотнение дверных блоков на входе в подъезды, дверных блоков переходных балконов, подвалов и чердаков, оконных блоков в подъездах.

Приказ Минрегиона России от 27.06.2012 № 252 «Об утверждении примерных условий энергосервисного договора, направленного на сбережение и (или) повышение эффективности потребления коммунальных услуг при использовании общего имущества в многоквартирном доме».

1. Условие о сторонах энергосервисного договора (один из возможных вариантов):

а) заказчик — собственники помещений в многоквартирном доме, исполнитель — управляющая организация, товарищество собственников жилья, жилищный, жилищно-строительный кооператив, иной специализированный потребительский кооператив либо ресурсоснабжающая организация или иная организация, оказывающая энергосервисные услуги;

б) заказчик — товарищество собственников жилья, жилищный, жилищно-строительный кооператив или иной специализированный потребительский кооператив, исполнитель — управляющая организация;

в) заказчик — управляющая организация, товарищество собственников жилья, жилищный, жилищно-строительный кооператив или иной специализированный потребительский кооператив от имени собственников помещений в многоквартирном доме и в их интересах, исполнитель — ресурсоснабжающая организация или иная организация, оказывающая энергосервисные услуги;

г) заказчик — управляющая организация, товарищество собственников жилья, жилищный, жилищно-строительный кооператив или иной специализированный потребительский кооператив в интересах собственников помещений в многоквартирном доме от своего имени, исполнитель — ресурсоснабжающая организация или иная организация, оказывающая энергосервисные услуги.

Потенциал энергосбережения Санкт-Петербурга

Население Санкт-Петербурга — крупнейший конечный потребитель топливно-энергетических ресурсов. В общей структуре баланса потребление населением занимает большую часть и составляет 40%.

Топливо-энергетический баланс Санкт-Петербурга (конечное потребление), по данным Комитета по энергетике и инженерному обеспечению, составляет:

- суммарное потребление топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) — 15 млн 842 тыс. т. у. т;

- конечное потребление топливно-энергетических ресурсов — 12 млн 579 тыс. т. у. т.

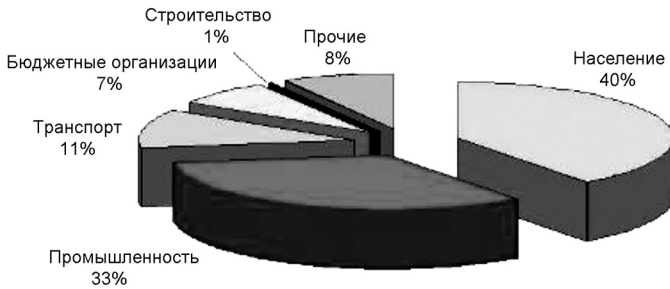


Рис. 1. Топливо-энергетический баланс Санкт-Петербурга

У населения Санкт-Петербурга самый высокий потенциал энергосбережения, который составляет 45%.

Потенциал энергосбережения (конечное потребление) в Санкт-Петербурге, по оценке Комитета по энергетике и инженерному обеспечению, составляет:

- суммарный потенциал энергосбережения — 4 млн 318 тыс. т. у. т. (27% потребляемых топливно-энергетических ресурсов),
- суммарный потенциал энергосбережения конечных потребителей — 3 млн 424 тыс. т. у. т.

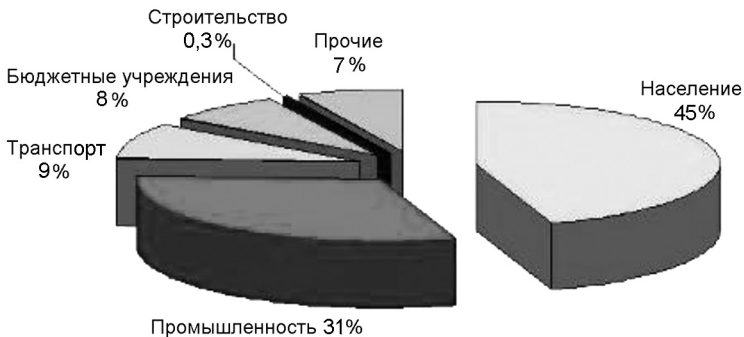


Рис. 2. Потенциал энергосбережения Санкт-Петербурга

Социально-экономическая значимость энергосервисного договора

Объекты для реализации энергосервисных договоров в первую очередь выбираются из жилых домов, находящихся в собственности объединений собственников жилья. **Домовладельцы** должны иметь опыт проведения выборочного капитального ремонта, обладать финансовой стабильностью, иметь высокий показатель финансовой автономии, принять коллективное решение о проведении энергосберегающих мероприятий. Большое значение для успешной реализации договоров имеет обобщение накопленного собственниками жилья опыта проведения энергосберегающих мероприятий и оценка экономического эффекта, получаемого после осуществления энергосберегающих мероприятий при эксплуатации многоквартирных домов на протяжении всего жизненного цикла здания.

*Требования
к домовладельцам*

3

Высокая общественная или социально-экономическая эффективность

Общественная или социально-экономическая эффективность энергосервисного договора характеризуется последствиями его реализации для общественной системы, включая затраты и результаты в смежных областях:

*Эффективность
энергосервисного
договора*

- снижением государственных субсидий в ЖКХ;
- снижением затрат населения за фактически потребленные ресурсы;
- повышением уровня комфортности проживания в жилых домах.

Учет общественной эффективности очень важен для данного договора как социально ориентированного проекта. Договор как проект может не получить больших финансовых выгод, но может быть весьма успешным в общественном плане. Учет общественной эффективности необходим также для того, чтобы убедиться, что

Результат реализации энергосервисных договоров

реализуемые энергосервисные договоры отвечают нормам, установленным государством.

Уникальность договоров состоит в том, что генеральным заказчиком выступает некоммерческая организация, аккумулирующая на городском уровне интересы всех форм собственности в жилых домах.

Результатом реализации энергосервисных договоров станут типовые организационные, финансовые и технические решения повышения энергоэффективности типового панельного жилого дома, опирающиеся на многолетний опыт домовладельцев по эксплуатации многоквартирных домов.

Институциональные инновации

Это новые формы организаций и управления энергосервисными договорами.

С целью внедрения новых организационных форм и реализации Концепции финансирования проектов по повышению энергоэффективности в многоквартирных жилых домах в г. Санкт-Петербурге с учетом опыта северных стран Городским объединением домовладельцев и российско-норвежской ООО «Р-Энерго» в январе 2013 г. было создано ООО «Первая Петербургская энергосервисная компания».

Анализ энергосервисных договоров

С целью отработки новых форм управления энергосервисными договорами Городское объединение домовладельцев взяло на себя исполнение функции генерального заказчика. В 2010–2011 гг. был проведен **анализ** предлагаемых на рынке **энергосервисных договоров** по финансированию энергоэффективных мероприятий в многоквартирных домах. Наиболее перспективными для реализации были признаны проекты энергосервисных договоров, предложенные энергосбытовыми компаниями («Петербургская сбытовая компания», «Энергия Холдинг») и энергосервисными («Диджитал Эдвертайзинг Групп» и ООО «Р-Энерго инжиниринг»). На следующем этапе совместно с энергосервисными компаниями была

сформирована и внедрена типовая форма энергосервисного договора для объединений собственников жилья всех организационно-правовых форм. В настоящий момент энергосервисные договоры заключены с товариществом собственников жилья (ТСЖ), с жилищно-строительным кооперативом (ЖСК), с жилищным кооперативом (ЖК) и жилищным строительно-эксплуатационным кооперативом (ЖСЭК).

Это **новые схемы финансирования** энергосервисных договоров с привлечением внешних инвесторов, созданием фонда энергоэффективности и новые формы инвестирования.

*Новые схемы
финансирования*

3

С целью поиска новых форм финансирования энергосберегающих мероприятий Городское объединение домовладельцев:

- в 2010 г. оформило протокол о заинтересованности с Северной экологической финансовой корпорацией (НЕФКО) в кредитовании проекта «Энергоэффективный квартал» в размере до 5 млн евро;
- в 2012 г. заключило инвестиционное соглашение с Центром энергосберегающих технологий ООО «ИН-НОКОР» на проведение мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности общедомового освещения (Городское объединение домовладельцев инвестирует 15% стоимости проведения энергосберегающих мероприятий (ЭМ) при условии исполнения функции генерального заказчика по энергосервисному договору);
- в 2012 г. в рамках совместной деятельности с Консорциумом «ЛОГИКА-ТЕПЛОМОНТАЖ» приняли решение о создании целевого фонда энергоэффективности для реализации пилотных проектов на существующем жилом фонде общей площадью до 250 тыс. кв. м и общей суммой до 30 млн руб. (средства фонда направлены на разработку и внедрение коммерческой системы финансирования мероприятий по повышению энергоэффективности домовладений и ЖКХ на территории Санкт-Петербурга с использованием

финансовых механизмов кредитования и договоров контрактинга в сфере энергосбережения);

- в апреле 2013 г. заключено инвестиционное соглашение с норвежской финансовой брокерской компанией «GREEN ENERGY ONE AS», намеревающейся установить свое присутствие в области энергетической эффективности в Санкт-Петербурге путем участия в финансировании проектов, конечной целью которых является уменьшение потребления тепла, воды и электричества в жилом секторе (Городское объединение домовладельцев инвестируют 10% стоимости проведения ЭМ при условии исполнения функции генерального заказчика по энергосервисному договору).

Технологические инновации

При содействии Санкт-Петербургского фонда поддержки промышленности Комитета промышленной политики и инноваций Правительства Санкт-Петербурга (государственный некоммерческий фонд, создан распоряжением Мэра — Председателя Правительства Санкт-Петербурга от 29.12.1994 №1324-р) с 2010 г. началось формирование консорциума компаний с целью взаимодействия при реализации проекта «Энергоэффективный квартал» в Санкт-Петербурге, в том числе на условиях энергосервисного контракта.

Потенциальные участники проекта

В настоящий момент сформировался список потенциальных участников проекта «Энергоэффективный квартал», в который входят и фирмы, производящие различное оборудование, и фирмы, оказывающие услуги. Вот спектр деятельности таких компаний:

- решения модернизации систем теплоснабжения;
- малоинерционные энергоэффективные медно-алюминиевые конвекторы с термостатическими регуляторами;
- проектирование и установка систем энергосбережения, включая разработку и поставку комплексных

энергоэффективных решений для системы энерго-снабжения многоквартирных домов;

- стратегическое партнерство в совместном проведении пилотного проекта;
- оборудование для индивидуального теплового пункта (ИТП) и узлов учета тепловой энергии (УУТЭ);
- теплоизоляционный материал ROCKWOOL для изоляции ограждающих конструкций и трубопроводов;
- энергоэффективная, ресурсосберегающая технология ENSONIC™;
- комплексные решения для энергосбережения в местах общего пользования в многоквартирных домах с использованием систем управления освещением;
- комплексные решения для энергосбережения в местах общего пользования в многоквартирных домах с использованием светодиодного освещения;
- электромагнитные устройства для обработки воды Bauer PJ и фильтры.

Энергосервисные компании — участники проекта «Энергоэффективный квартал»

Центр энергосберегающих технологий ООО «ИННОКОР» работает на рынке энергосбережения и энергетических обследований с 2009 г. За это время проведены работы более чем на 300 объектах ЖКХ и предприятиях различных форм собственности. Центр энергосберегающих технологий ООО «ИННОКОР» является заметным участником рынка в сфере энергетических обследований. За отопительный сезон 2011–2012 гг. было проведено более 40 обследований, по результатам которых выданы энергетические паспорта и даны рекомендации по экономии энергоресурсов.

ООО «ИННОКОР» осуществило более 300 проектов по освещению в сфере ЖКХ по Санкт-Петербургу и Ленинградской области.

Этапы реализации энергосервисных договоров с ООО «ИННОКОР»

2012 год

Сентябрь. Заключение договора с ТСЖ «На берегу» на проведение мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности общедомового освещения в трех жилых домах. Общая площадь зданий — 17 171,5 кв. м. На объекте ранее было установлено следующее оборудование: НББ ЛН 60 Вт = 151 шт. ЛЛ 18 Вт = 3 шт.

Октябрь. Сбор информации за последние три года по энергопотреблению и платежам. Проведение энергомониторинга, составление отчета экспресс-энергоаудита, включая акт об установлении базового уровня потребления энергетического ресурса и эксплуатационных расходов и график средних значений потребления электричества, ежемесячно в натуральном и стоимостном выражении. Заключение инвестиционного соглашения. Утверждение метода расчета задокументированных сбережений. Согласование плана проведения ЭМ.

Ноябрь. Проведение ЭМ, включая монтаж 86 светильников СА-18 с оптико-акустическими выключателями. Сдача объекта в эксплуатацию.

Декабрь–март 2013 г. ТСЖ «На берегу» ежемесячно получает 50% экономии электроэнергии.

Заключение энергосервисного договора, где заказчиком выступил ЖСЭК «Графит–ЖСЭК». Общая площадь здания — 12 389,2 кв. м.

2013 год

В рамках проекта «Энергоэффективный квартал» ООО «ИННОКОР» по энергосервисным договорам с Городским объединением домовладельцев планирует установить 5000 единиц энергосберегающего оборудования — систем интеллектуального освещения в многоквартирных домах по фиксированной цене, включая светильники с оптико-акустическими выключателями и их монтаж.

ООО «Первая петербургская энергосервисная компания» (ООО «ППЭК») учреждена в январе 2013 г. Городским объединением домовладельцев и ООО «Р-Энерго» с целью реализации норвежско-российской модели финансирования энергосберегающих мероприятий.

Этапы реализации энергосервисных договоров совместно с российско-норвежским ООО «Р-Энерго»

3

2011 год

Март. Выбор типовых зданий типовой постройки (крупнопанельная 137 серия, составляет 17% жилого фонда Санкт-Петербурга):

- многоквартирный дом; крупнопанельная 137 серия, 12 этажей, 236 квартир, год постройки 1990, площадь здания 14 646,7 кв. м, объем здания 39 107 куб. м;
- многоквартирный дом; крупнопанельная 137 серия, 16 этажей, 5 подъездов, 396 квартир, год постройки 1985, площадь здания 21 894,5 кв. м, объем здания 95 399 куб. м;
- многоквартирный дом; крупнопанельная 137 серия, 12 этажей, 2 подъезда, 214 квартир, год постройки 1984, площадь здания 10 758 кв. м, объем здания 47 759 куб. м;
- многоквартирный дом; крупнопанельная 137 серия, 16 этажей, 7 подъездов, 585 квартир, год постройки 1985, объем здания 182 685 куб. м.

Апрель. Проведение энергетического обследования инфраструктуры жилого квартала в Красногвардейском районе Санкт-Петербурга на примере 3-х многоквартирных домов. Составление предварительных отчетов по возможности реализации Пилотного проекта повышения энергоэффективности жилого дома в рамках энергосервисного договора.

Май. Заключение энергосервисных договоров с генеральным заказчиком — Городским объединением домо-

владельцев. Заказчиками ЭМ выступили ТСЖ № 1160 и ЖСК № 1161.

Август. Заключение энергосервисного договора с генеральным заказчиком — Городским объединением домовладельцев. Заказчиком ЭМ выступил ЖК № 4.

Август–сентябрь. Проведение открытого конкурса способом запроса котировок среди субподрядных организаций на проведения ЭМ, включая поставку энергосберегающего оборудования и материалов, монтаж и сервисное обслуживание.

2012 год

Апрель. Принятие решения собрания собственников жилья ТСЖ № 1160 о проведении ЭМ по энергосервисному договору.

2013 год

Март-апрель. Оформление договоров Городским объединением домовладельцев с ООО «ППЭК» на проведение мероприятий по энергосбережению для типовой 137 крупнопанельной серии.

Перечень типовых энергосберегающих мероприятий в составе энергосервисного договора с расчетной экономией 30% энергии на примере ТСЖ № 1160, общая площадь здания 10 544,6 кв. м, на общую сумму в 5 037 588 руб.:

- установка датчиков движения и замена ламп накаливания на энергосберегающие лампы;
- поставка звукоизоляционных материалов производства фирмы «ROCKWOOL» (Дания) для теплоизоляции труб.

Энергосберегающие мероприятия:

- установка теплоизоляция труб звукоизоляционными материалами производства фирмы «ROCKWOOL» (Дания);
- проектирование и монтаж теплового пункта и узла учета тепловой энергии, субподрядчики;

- поставка двух блочных тепловых пунктов (БТП) производства фирмы «Danfoss» (Дания) и 40 клапанов балансировочных АВ-QM Ду 25;
- установка квартирных счетчиков горячей и холодной вводы;
- управление технической частью проекта.

Эффективность энергосберегающих мероприятий

- 2,45% — установка датчиков движения и энергосберегающих ламп;
- 10,21% — поставка теплоизоляционных материалов;
- 14,30% — установка теплоизоляции;
- 16,78% — проектирование и монтаж теплового пункта и узла учета тепловой энергии;
- 32,44% — поставка двух тепловых пунктов;
- 23,82% — управление технической частью проекта.

Эффективность энергосберегающих мероприятий

3

Рекомендации участнику энергосервисного контракта

Городское объединение домовладельцев, исполняя функцию генерального заказчика, при заключении энергосервисного контракта с участником проекта «Энергоэффективный квартал» рекомендует провести экспресс-анализ балансов ТСЖ/ЖСК/ЖК за 3 года с расчетом показателей финансовой стабильности, норм показателей ликвидностей для текущей автономии [1,5-3], для абсолютной автономии [0,25] и значения показателя финансовой автономии [$>0,5$] для оценки способности участника проекта расплачиваться по контракту в долгосрочном периоде. **Основная задача** первого этапа работ по контракту состоит в определении потенциала повышения энергоэффективности здания, для этого совместно анализируются ежемесячные данные энергопотребления за 3 года, проводится оценка строительных, ремонтных и финансовых затрат, проверка возможностей кредитного финансирования с учетом накоплений ТСЖ/ЖСК/ЖК и собственных финансовых возможностей

собственников. Кроме того, изучаются условия государственной и муниципальной поддержки энергосберегающих мероприятий для данного многоквартирного дома.

«Подводные камни» энергосервисного договора

- Технологические инновации, предлагаемые в составе ЭМ, не были привязаны к типовым массовым сериям жилых зданий.
- Предложения от энергосервисных компаний не учитывали специфику принятия решения, организации и управления проведением ЭМ, направленных на сбережение и повышение эффективности потребления коммунальных услуг при использовании общего имущества в многоквартирном доме.
- Участники проведения ЭМ не имели опыта их реализации на условиях энергосервисного договора.

Вывод

Энергосервисный договор в ЖКХ — это:

- возможность оплатить проведение ЭМ в многоквартирном доме за счет экономии энергии;
- долгосрочные взаимовыгодные партнерские связи и взаимное доверие между заказчиками и подрядчиками;
- программа энергосбережения для многоквартирного дома, подготовленная экспертами и реализованная профессионалами.

ДЛЯ СВЕДЕНИЯ

Итоги работы Городского объединения домовладельцев на Петербургском международном инновационном форуме 3–4 октября 2013 г.

Краткий отчет размещен на страницах Новости:

- Форума — http://forum.spbinno.ru/i2011/press_center/news/e2991/

- Партнерства — <http://spbgorod.nethouse.ru/posts>
НП «Городское объединение домовладельцев» Санкт-Петербурга на Петербургском международном инновационном форуме третий год подряд предоставляет возможность для реализации институциональных и технологических инноваций, представленных на Форуме. Инновации успешно внедряются на объектах проекта «Энергоэффективный квартал», номинанта Всероссийского конкурса «Энергиум-2012», прошедшего по инициативе Минэкономразвития России. «Энергоэффективный квартал» признан одним из 9 лучших энергоэффективных практик Санкт-Петербурга. Совместная работа направлена на реализацию Постановления Правительства Санкт-Петербурга № 405 от 28.04.2012 г. «Об утверждении Перечня обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в отношении общего имущества собственников помещений в многоквартирном доме» и внедрение энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий.

3 октября на Форуме подписаны:

- протокол с Инновационной Корпорацией «Технопром» (в состав которой входят: ООО «МегаКом», ЗАО «Технопромэнергосервис» и ЗАО «Инжиниринговая Компания Энсоник») о сотрудничестве по проведению в течение 2013-2015 гг. энергоэффективных мероприятий в 10 районах Санкт-Петербурга по 250 тыс. м² в каждом с использованием современных российских инновационных энергосберегающих технологий на сумму до 1,25 млрд руб. (материалы — на официальном сайте Администрации Санкт-Петербурга http://gov.spb.ru/gov/otrasl/c_industrial/news/39235/);
- протокол по сотрудничеству в 2013-2014 гг. с субъектом малого бизнеса — Центром энергосберегающих технологий ООО «ИННОКОР», по установке 10 000 единиц энергосберегающего оборудования – систем интеллектуального освещения в местах общего пользования в многоквартирных домах на условиях прямых закупок или энергосервисного договора на общую сумму 3 650 000 руб. Ранее, в 2012 г., на V Петербургском международном инновационном форуме между ООО «ИННОКОР» и НП «Городское объединение домовладельцев» был подписан первый в Санкт-Петербурге энергосервисный договор;

- соглашение о сотрудничестве с Ассоциацией «Green Net Finland», направленное на реализацию главной цели развития Санкт-Петербурга — стабильное улучшение качества жизни населения с ориентацией на обеспечение европейского качества на основе интеграции в российскую и мировую экономику многофункционального города, контактного центра региона Балтийского моря и Северо-Запада России, и определившее совместную деятельность по формированию Санкт-Петербургского кластера чистых технологий / Cleantech Cluster для городской среды.

4 октября на Форуме подписаны:

- соглашение о стратегическом сотрудничестве в сфере энергоэффективности и ресурсосбережения домовладений и жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ) на территории Санкт-Петербурга с НП ОППУ «Метрология Энергосбережения»;
- соглашения о стратегическом сотрудничестве с Green Energy One AS и протоколы к нему с ООО «Первая Петербургская энергосевиная компания» на проведение в течение 2013-2014 гг. энергоэффективных мероприятий в многоквартирных домах общей площадью 250 тыс. м² с использованием современных инновационных энергосберегающих технологий на общую сумму до 125 млн руб.;
- Декларация о партнерстве с Ассоциацией «Green Net Finland» о совместной работе по формированию кластера «Чистых технологий / Cleantech Cluster» для городской среды в Санкт-Петербурге с опорой на финский Кластер Экологически Чистых технологий (Finnish Cleantech Cluster), кластеры Северных Стран и стран ЕС.

Итогом работы Городского объединения домовладельцев на Петербургском международном инновационном форуме стало проведение 4 октября 2013 г. Панельной дискуссии «Реализация региональных проектов государственно-частного партнерства (ГЦП) с учетом вступления России в ВТО». Дискуссия была организована совместно с НИУ «Высшая школа экономики».

Фотоотчет представлен на сайте Форума: http://forum.spbinno.ru/i2011/press_center/2013/2.php, интервью — на официальном сайте Администрации Санкт-Петербурга http://gov.spb.ru/gov/otrasl/c_industrial/news/39439.

4. Методики

- 4.1. Методики проведения энергетических обследований
- 4.2. Требования к измерительным приборам и системам для проведения энергетических обследований («приборная база»)
- 4.3. Проведение энергетических обследований в электрических сетях с помощью приборного парка
- 4.4. Методика определения фактических потерь тепловой энергии через тепловую изоляцию трубопроводов водяных тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения

4.4. Методика определения фактических потерь тепловой энергии через тепловую изоляцию трубопроводов водяных тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения

Данная методика¹ (утв. руководителем Департамента государственного энергетического надзора Министерства энергетики РФ 20.02.2004 г.) устанавливает порядок определения *фактических потерь тепловой энергии* (далее — ТЭ) *через тепловую изоляцию трубопроводов водяных тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения, часть потребителей которых оснащена приборами учета* (далее — фактические потери ТЭ).

В основу методики положен **расчетно-экспериментальный метод оценки потерь ТЭ**².

Методика предназначена для организаций:

- осуществляющих энергетическое обследование теплоснабжающих предприятий;
- эксплуатирующих тепловые сети (далее — ТС), независимо от их ведомственной принадлежности и форм собственности.

Потери ТЭ, определенные по настоящей методике, должны рассматриваться как исходная база:

- для составления энергетических характеристик ТС;
- для разработки технических мероприятий по снижению фактических потерь ТЭ.

¹ Разработано: ЗАО Научно-производственный комплекс «Вектор», Московский энергетический институт (Технический университет); исп.: Тищенко А. А., Щербakov А. П.; общ. ред.: Семенов В. Г.

² Семенов В. Г. Определение фактических тепловых потерь через теплоизоляцию в сетях централизованного теплоснабжения // Новости теплоснабжения. — 2003. № 4.

Цель методики Целью методики является определение фактических потерь ТЭ **без проведения специальных испытаний.**

Потери ТЭ определяются для всей ТС, подключенной к единому источнику ТЭ.

Обратите внимание! Определение фактических потерь ТЭ по отдельным участкам ТС *не проводится.*

4

Основные элементы теплосети

Определение (здесь и далее читать: «по данной методике») потерь ТЭ предполагает наличие аттестованных узлов учета ТЭ:

- на источнике ТЭ;
- у потребителей ТЭ.

Количество потребителей, оснащенных приборами учета (далее — ПУ), должно быть **не менее 20%** от общего количества потребителей данной ТС.

Архив регистрации параметров

ПУ должны иметь архив с часовой и суточной регистрацией параметров:

- глубина часового архива должна составлять не менее **720 часов**;
- глубина суточного архива — не менее **30 суток.**

Основным при проведении расчетов потерь ТЭ **является часовой архив теплосчетчиков.** Суточный архив используется, если часовые данные по каким-либо причинам отсутствуют.

Источники и потребители тепловой энергии

Источниками и потребителями ТЭ считаются:

- **при отсутствии ПУ** непосредственно в зданиях:
 - источники ТЭ — *теплоэлектростанции, котельные* и т. п.;
 - потребители ТЭ — *центральный (ЦТП) или индивидуальный тепловые пункты (ИТП);*
- **при наличии ПУ** непосредственно в зданиях (помимо п. 1):
 - источники ТЭ — *ЦТП;*

- потребители ТЭ — *непосредственно здания*.

Для удобства проведения расчетов потерь ТЭ подающий трубопровод разграничивается:

*Подающий
трубопровод*

- на основной трубопровод;
- на ответвление от основного трубопровода.

Подготовка к расчетам

Перед проведением расчетов:

*Сбор данных
о тепловой
сети*

- 1) производится сбор исходных данных о ТС;
- 2) составляется расчетная схема ТС, на которой указываются условный проход (условный диаметр), длина и тип прокладки трубопроводов для всех участков ТС;
- 3) собираются данные по подключенной нагрузке всех потребителей ТС;
- 4) устанавливаются типы ПУ, наличие у них часового и суточного архивов.

При отсутствии централизованного сбора данных ПУ ТЭ производится подготовка соответствующих устройств:

*Устройства
для сбора данных*

- адаптера;
- переносного компьютера.

Переносной компьютер должен быть оснащен поставляемой вместе с ПУ **специальной программой**, которая позволяет считывать часовой и суточный архивы с установленных теплосчетчиков.

Сбор исходных данных

На основании проектной и исполнительной документации по ТС составляется **таблица характеристик** всех участков ТС (табл. № 1):

Таблица № 1. Характеристика участков тепловой сети

Наименование узлов участка		Длина участка тепловой сети, м	Условный проход трубопровода, мм	Тип прокладки	Материал тепловой изоляции	Год прокладки
начальный	конечный					
1	2	3	4	5	6	7
...						

4

Участок ТС Участком ТС считается участок трубопровода, отличающийся от других одним из следующих признаков:

- условным проходом трубопровода (условным диаметром трубопровода);
- типом прокладки (надземная, подземная канальная, подземная бесканальная);
- материалом основного слоя теплоизоляционной конструкции (тепловой изоляцией);
- годом прокладки.

Также в таблице указываются:

- наименование начального и конечного узлов участка;
- длина участка.

Температура воздуха и грунта

На основании данных метеослужбы составляется таблица *среднемесячных температур* наружного воздуха $t_{в}^{мес}$ и грунта $t_{гр}^{мес}$ на различных глубинах заложения трубопроводов, усредненных за последние 5 лет (см. табл. № 2). *Среднегодовые температуры* наружного воздуха $t_{в}^{ср}$ и грунта $t_{гр}^{ср}$ определяются как среднеарифметические из среднемесячных значений за весь период эксплуатации ТС.

Температура сетевой воды

На основании утвержденного температурного графика отпуска ТЭ на источнике ТЭ определяются *среднемесячные температуры* сетевой воды в подающем $t_{п}^{мес}$ и обратном $t_{о}^{мес}$ трубопроводах (табл. № 2). Среднемесячные температуры сетевой воды определяются по среднемесячной температуре наружного воздуха. *Среднегодовые температуры* сетевой воды в подающем $t_{п}^{ср}$ и обратном $t_{о}^{ср}$ трубопроводах определяются как сред-

неарифметические из среднемесячных значений с учетом продолжительности работы сети по месяцам и за год.

Таблица № 2. Среднемесячные и среднегодовые температуры окружающей среды и сетевой воды

Месяцы	Температура средняя за 5 лет, °С		Температура сетевой воды, °С	
	грунта	наружно-го воздуха	в подающем трубопроводе	в обратном трубопроводе
Январь				
Февраль				
Март				
Апрель				
Май				
Июнь				
Июль				
Август				
Сентябрь				
Октябрь				
Ноябрь				
Декабрь				
Среднегодовая температура				

На основании данных службы учета теплотребления теплоснабжающей организации составляется *Потребители тепловой энергии* таблица, в которой для каждого потребителя указываются (см. табл. № 3):

- наименование потребителя ТЭ;
- тип системы теплоснабжения (открытая или закрытая);
- присоединенная нагрузка системы отопления;
- присоединенная нагрузка системы вентиляции;

- присоединенная средняя нагрузка системы горячего водоснабжения (ГВС);
- наименование (марка) ПУ;
- глубина архивов (суточного и часового);
- наличие или отсутствие централизованного сбора данных.

Таблица № 3. Характеристика потребителей ТЭ и ПУ

Наименование потребителя	Тип системы теплоснабжения (открытая, закрытая)	Присоединенная нагрузка, ГДж/ч				Марка ПУ	Глубина архива		Наличие централизованного сбора данных (да, нет)
		отопление	вентиляция	ГВС	все-го		суточный	часовой	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
...									

Выбор периода при централизованном сборе данных При наличии централизованного сбора данных по результатам измерений выбирается период, за который будут определяться потери ТЭ. При этом необходимо учитывать следующее:

- 1) для повышения точности определения потерь ТЭ желательно выбирать период с минимальным расходом сетевой воды (обычно это **неотопительный период**);
- 2) в выбранный период **не должно осуществляться плановых отключений** потребителей от тепловой сети;
- 3) данные измерений собираются не менее чем за **30 календарных дней**.

Сбор данных при наличии приборов учета При отсутствии централизованного сбора данных необходимо в течение **3–5 дней** собрать **часовой и суточный архивы ПУ у потребителей ТЭ и на источнике ТЭ, используя адаптер или переносной компьютер** с установленной программой для считывания данных с соответствующего типа теплосчетчика.

Для определения потерь ТЭ необходимо иметь следующие данные:

*Данные
для определения
потерь ТЭ*

- 1) расход сетевой воды в подающем трубопроводе у потребителей ТЭ;
- 2) температура сетевой воды в подающем трубопроводе у потребителей ТЭ;
- 3) расход сетевой воды в подающем трубопроводе на источнике ТЭ;
- 4) температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах на источнике ТЭ;
- 5) расход подпиточной воды на источнике ТЭ.

4

Обработка исходных данных приборов учета

Основная задача обработки данных ПУ состоит в **преобразовании исходных файлов**, считываемых непосредственно с теплосчетчиков, в **единый формат**, позволяющий проводить последующую *верификацию* (проверку на достоверность) измеренных значений параметров теплопотребления и расчеты.

*Преобразование
исходных файлов
в единый формат*

Для разных типов теплосчетчиков данные считываются в различных форматах и требуют особых процедур обработки. Для одного типа теплосчетчиков у разных потребителей параметры, сохраненные в архиве, могут потребовать использования различных коэффициентов приведения исходных данных к единым физическим величинам.

*Коэффициент
приведения исходных
данных к единым
величинам*

Различие этих коэффициентов определяется:

- диаметром преобразователя расхода;
- характеристикой импульсных входов вычислителя.

Поэтому первоначальная обработка результатов измерений требует индивидуального подхода для каждого файла исходных данных.

Суточные и часовые значения параметров теплоносителя используются для верификации измеренных значений. При проведении этой процедуры основное внимание следует обращать на следующее:

*Верификация
измеренных значений*

- значения температур и расходов теплоносителя не должны выходить за физически обоснованные пределы;
- в суточном файле не должно быть резких изменений расхода теплоносителя;
- значения среднесуточной температуры теплоносителя в подающем трубопроводе у потребителей не должны превышать среднесуточные значения температуры в подающем трубопроводе на источнике ТЭ;
- изменение среднесуточной температуры теплоносителя в подающем трубопроводе у потребителей должно соответствовать изменению среднесуточной температуры в подающем трубопроводе на источнике ТЭ.

Выбор достоверного периода и количества часов

По результатам верификации исходных данных ПУ составляется таблица, в которой для каждого потребителя ТЭ, имеющего ПУ, и для источника ТЭ указывается тот период, когда достоверность исходных данных не вызывает сомнения.

На основании этой таблицы выбирается **общий период, за который имеются достоверные результаты** измерения для всех потребителей и на источнике ТЭ (период наличия данных).

Используя часовой файл данных, полученный на источнике ТЭ, определяются количество часов в периоде измерений n и данные за которые будут использоваться для последующей обработки.

Время заполнения подающих трубопроводов

Перед определением периода измерений вычисляется время заполнения всех подающих трубопроводов теплоносителем по формуле, с:

$$\tau_n = \frac{V_n \rho}{G_{н\text{ист}}}, \quad (1)$$

где V_n — суммарный объем всех подающих трубопроводов ТС, м³;

ρ — плотность воды при средней за первые сутки периода наличия данных температуре сетевой воды в подающем трубопроводе на источнике ТЭ, кг/м³;

$G_n^{\text{ист}}$ — средний за весь период измерений расход теплоносителя по подающему трубопроводу на источнике ТЭ, кг/с.

Период измерений должен удовлетворять следующим условиям:

Период измерений

- средняя температура сетевой воды в подающем трубопроводе на источнике ТЭ за время t_n , предшествующее началу периода измерений, и средняя температура сетевой воды в подающем трубопроводе на источнике ТЭ за время t_n в конце периода измерений **отличается не более чем на 5 °С**;
- период измерений полностью **содержится в периоде наличия данных**;
- период измерений должен быть **непрерывным** и составлять не менее **240 часов**.

Обратите внимание! Если такой период *невозможно выбрать* из-за отсутствия данных у одного или нескольких потребителей, то данные ПУ этих потребителей в дальнейшем расчете не используются, так как количество оставшихся потребителей, у которых имеются данные ПУ, должно составлять *не менее 20%* от общего числа потребителей данной тепловой сети.

Если количество потребителей с ПУ стало *меньше 20%*, необходимо выбрать другой период для сбора данных и проделать процедуру верификации заново.

Для данных, полученных на источнике ТЭ, определяется средняя за период измерений температура сетевой воды в подающем трубопроводе $t_n^{\text{ист}}$ и средняя за период измерений температура сетевой воды в обратном трубопроводе $t_o^{\text{ист}}$, °С:

Температура сетевой воды на источнике

$$t_n^{\text{ист}} = \frac{\sum_{k=1}^{n_n} t_{nk}^{\text{ист}}}{n_n}, \quad (2)$$

$$t_o^{\text{ист}} = \frac{\sum_{k=1}^{n_o} t_{ok}^{\text{ист}}}{n_o}, \quad (3)$$

где $t_{пк}^{ист}$ — измеренные значения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе на источнике ТЭ, взятые из часового файла, °С;

$t_{ок}^{ист}$ — измеренные значения температуры сетевой воды в обратном трубопроводе на источнике ТЭ, взятые из часового файла, °С;

n_i — количество часов в периоде измерений.

Для периода измерений определяются средняя температура грунта на средней глубине заложения оси трубопроводов $t_{гр}''$ и средняя температура наружного воздуха $t_{в}''$.

Определение среднегодовых нормативных потерь

Для каждого участка ТС определяются (согласно **Методике расчета потерь тепла в тепловых сетях при транспортировке**) среднегодовые нормативные удельные (на 1 м длины трубопровода) значения потерь ТЭ по нормам проектирования (**Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей** (далее — Нормы проектирования тепловой изоляции) или «**СНиП 2.04.14–88***. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»), в соответствии с которыми выполнена тепловая изоляция трубопроводов ТС.

Среднегодовые удельные потери ТЭ

Среднегодовые удельные потери ТЭ определяются:

- при среднегодовых значениях температур *сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах;*
- при среднегодовых температурах *наружного воздуха или грунта.*

Значения среднегодовых удельных потерь ТЭ при разности среднегодовых температур сетевой воды и окружающей среды, отличающихся от значений, приведенных в нормах, определяются *линейной интерполяцией или экстраполяцией.*

**Участки подземной прокладки,
выполненные в соответствии с Нормами
проектирования тепловой изоляции**

Для участков ТС подземной прокладки с тепловой изоляцией, выполненной в соответствии с **Нормами проектирования тепловой изоляции**, нормативные удельные потери ТЭ определяются суммарно по подающему и обратному трубопроводам по формуле, Вт/м:

*Суммарные
нормативные потери*

$$q_n = q_n^{T_1} + (q_n^{T_2} - q_n^{T_1}) \frac{\Delta t_{cp}^{cr} - \Delta t_{cp}^{T_1}}{\Delta t_{cp}^{T_2} - \Delta t_{cp}^{T_1}}, \quad (4)$$

где $q_n^{T_1}$ — удельные потери ТЭ суммарно по подающему и обратному трубопроводам при меньшем, чем для данной сети, табличном значении разности среднегодовых температур сетевой воды и грунта, Вт/м;

$q_n^{T_2}$ — удельные потери ТЭ суммарно по подающему и обратному трубопроводам при большем, чем для данной сети, табличном значении разности среднегодовых температур сетевой воды и грунта, Вт/м;

Δt_{cp}^{cr} — значение разности среднегодовых температур сетевой воды и грунта для данной ТС, °С;

$\Delta t_{cp}^{T_1}$ — меньшее, чем для данной сети, табличное значение разности среднегодовых температур сетевой воды и грунта, °С;

$\Delta t_{cp}^{T_2}$ — большее, чем для данной сети, табличное значение разности среднегодовых температур сетевой воды и грунта, °С.

Разность среднегодовых температур сетевой воды и грунта определяется по формуле:

*Разность
среднегодовых
температур сетевой
воды и грунта*

$$\Delta t_{cp}^{cr} = \frac{t_n^{cr} + t_o^{cr}}{2} - t_{rp}^{cr}, \quad (5)$$

где t_n^{cr} , t_o^{cr} — среднегодовая температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, соответственно, °С;

t_{rp}^{cr} — среднегодовая температура грунта на средней глубине заложения оси трубопроводов, °С.

Среднегодовые нормативные потери в обратном трубопроводе Для распределения удельных потерь ТЭ на участках подземной прокладки между подающим и обратным трубопроводами определяются среднегодовые нормативные удельные потери ТЭ в обратном трубопроводе $q_{но}$, Вт/м, которые **принимаются равными значениям нормативных удельных потерь в обратном трубопроводе.**

Среднегодовые нормативные потери в подающем трубопроводе Среднегодовые нормативные удельные потери ТЭ в подающем трубопроводе определяются по формуле, Вт/м:

$$q_{нп} = q_n - q_{но}. \quad (6)$$

Участки подземной прокладки, выполненные в соответствии со СНиПом 2.04.14–88*

Разность среднегодовых температур сетевой воды и грунта Для участков ТС подземной прокладки с тепловой изоляцией, выполненной в соответствии со **СНиПом 2.04.14–88***, перед определением нормативных удельных потерь ТЭ следует дополнительно определить разность среднегодовых температур, °С, **для каждой пары значений** среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и грунта:

$$\Delta t_{ср}^T = \frac{t_n^T + t_o^T}{2} - t_{гр.н}^{ср}, \quad (7)$$

где t_n^T, t_o^T — соответственно, табличные значения среднегодовых температур сетевой воды в подающем (65, 90, 110 °С) и обратном (50 °С) трубопроводах, °С;

$t_{гр.н}^{ср}$ — нормативное значение среднегодовой температуры грунта, °С (принимается равным 5 °С).

Суммарные нормативные удельные потери ТЭ Для каждой пары среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах определяются суммарные нормативные удельные потери ТЭ, Вт/м:

$$q_n^T = q_{нп}^T + q_{но}^T, \quad (8)$$

где $q_{\text{нпн}}^T, q_{\text{ноп}}^T$ — соответственно, значения нормативных удельных потерь ТЭ для подземной прокладки в подающем и обратном трубопроводах.

Значения среднегодовых удельных потерь ТЭ для рассматриваемой ТС при разности среднегодовых температур сетевой воды и окружающей среды, отличающейся от значений, определенных по формуле 7, определяются **линейной интерполяцией или экстраполяцией**.

Значения суммарных удельных потерь ТЭ $q_{\text{нп}}$, Вт/м, определяются по формулам 4, 5.

Среднегодовые нормативные удельные потери ТЭ в подающем трубопроводе определяются по формуле, Вт/м:

$$q_{\text{нп}} = q_{\text{нпн}}^{T_1} + (q_{\text{нпн}}^{T_2} - q_{\text{нпн}}^{T_1}) \frac{\Delta t_{\text{нн}}^{\text{cr}} - \Delta t_{\text{нн}}^{T_1}}{\Delta t_{\text{нн}}^{T_2} - \Delta t_{\text{нн}}^{T_1}}, \quad (9)$$

где $q_{\text{нпн}}^{T_1}, q_{\text{нпн}}^{T_2}$ — удельные потери тепловой энергии по подающему трубопроводу при двух смежных, соответственно меньшем и большем, чем для данной сети, табличных значениях разности среднегодовых температур сетевой воды и грунта, Вт/м;

$\Delta t_{\text{нн}}^{\text{cr}}$ — значение разности среднегодовых температур сетевой воды и грунта для подающего трубопровода рассматриваемой тепловой сети, °С;

$\Delta t_{\text{нн}}^{T_1}, \Delta t_{\text{нн}}^{T_2}$ — смежные, соответственно меньшее и большее, чем для данной сети, табличные значения разности среднегодовых температур сетевой воды в подающем трубопроводе и грунта, °С.

Среднегодовые значения разности температур сетевой воды и грунта для подающего трубопровода определяются по формуле:

$$\Delta t_{\text{нн}}^{\text{cr}} = t_{\text{н}}^{\text{cr}} - t_{\text{гр}}^{\text{cr}}, \quad (10)$$

где $t_{\text{гр}}^{\text{cr}}$ — среднегодовая температура грунта на средней глубине заложения оси трубопроводов, °С.

Табличные значения разности среднегодовых температур сетевой воды в подающем трубопроводе и грунта определяются по формуле:

$$\Delta t_{\text{нн}}^T = t_{\text{н}}^T - t_{\text{гр.н}}^{\text{cr}}. \quad (11)$$

Нормативные потери в обратном трубопроводе

Среднегодовые нормативные удельные потери ТЭ в обратном трубопроводе определяются по формуле, Вт/м:

$$q_{\text{но}} = q_{\text{н}} - q_{\text{нп}}. \quad (12)$$

Участки надземной прокладки

Нормативные потери по трубопроводам

Для всех участков тепловых сетей надземной прокладки с тепловой изоляцией, выполненной в соответствии с **Нормами проектирования тепловой изоляции, СНиПом 2.04.14–88***, нормативные удельные потери ТЭ определяются отдельно по подающему $q_{\text{нп}}$ и обратному трубопроводам $q_{\text{но}}$ по формулам, Вт/м:

$$q_{\text{нп}} = q_{\text{нпв}}^{T_1} + (q_{\text{нпв}}^{T_2} - q_{\text{нпв}}^{T_1}) \frac{\Delta t_{\text{пв}}^{\text{cr}} - \Delta t_{\text{пв}}^{T_1}}{\Delta t_{\text{пв}}^{T_2} - \Delta t_{\text{пв}}^{T_1}}, \quad (13)$$

$$q_{\text{но}} = q_{\text{нов}}^{T_1} + (q_{\text{нов}}^{T_2} - q_{\text{нов}}^{T_1}) \frac{\Delta t_{\text{ов}}^{\text{cr}} - \Delta t_{\text{ов}}^{T_1}}{\Delta t_{\text{ов}}^{T_2} - \Delta t_{\text{ов}}^{T_1}}, \quad (14)$$

где $q_{\text{нпв}}^{T_1}$, $q_{\text{нпв}}^{T_2}$ — удельные потери ТЭ по подающему трубопроводу при двух смежных, соответственно меньшем и большем, чем для данной сети, табличных значениях разности среднегодовых температур сетевой воды и наружного воздуха, Вт/м;

$q_{\text{нов}}^{T_1}$, $q_{\text{нов}}^{T_2}$ — удельные потери ТЭ по обратному трубопроводу при двух смежных, соответственно меньшем и большем, чем для данной сети, табличных значениях разности среднегодовых температур сетевой воды и наружного воздуха, Вт/м;

$\Delta t_{\text{пв}}^{\text{cr}}$, $\Delta t_{\text{ов}}^{\text{cr}}$ — значение разности среднегодовых температур сетевой воды и наружного воздуха соответственно для подающего и обратного трубопроводов для данной ТС, °С;

$\Delta t_{\text{нв}}^{\text{T}_1}$, $\Delta t_{\text{нв}}^{\text{T}_2}$ — смежные, соответственно меньшее и большее, чем для данной сети, табличные значения разности среднегодовых температур сетевой воды в подающем трубопроводе и наружного воздуха, °С;

$\Delta t_{\text{об}}^{\text{T}_1}$, $\Delta t_{\text{об}}^{\text{T}_2}$ — смежные, соответственно меньшее и большее, чем для данной сети, табличные значения разности среднегодовых температур сетевой воды в обратном трубопроводе и наружного воздуха, °С.

Значения разности среднегодовых температур сетевой воды и наружного воздуха для подающего и обратного трубопроводов определяются по формулам:

$$\Delta t_{\text{нв}}^{\text{cr}} = t_{\text{n}}^{\text{cr}} - t_{\text{в}}^{\text{cr}}, \quad (15)$$

$$\Delta t_{\text{об}}^{\text{cr}} = t_{\text{o}}^{\text{cr}} - t_{\text{в}}^{\text{cr}}, \quad (16)$$

где $t_{\text{в}}^{\text{cr}}$ — среднегодовая температура наружного воздуха, °С.

Разность температур воды и воздуха

4

Участки сети, проложенные в проходных и полупроходных каналах, тоннелях, подвалах

Для участков, проложенных в проходных и полупроходных каналах, тоннелях, подвалах, удельные потери ТЭ определяются по **СНиПу 2.04.14–88*** для прокладок в помещениях при среднегодовых температурах окружающего воздуха:

- тоннелей и проходных каналов — **+40°С**;
- для подвалов — **+20°С**.

Для каждого участка ТС определяются нормативные среднегодовые значения потерь ТЭ отдельно для подающего $Q_{\text{нп}}^{\text{cr}}$ и обратного трубопроводов $Q_{\text{но}}^{\text{cr}}$, Вт:

Нормативные потери по трубопроводам

$$Q_{\text{нп}}^{\text{cr}} = q_{\text{нп}} L \beta, \quad (17)$$

$$Q_{\text{но}}^{\text{cr}} = q_{\text{но}} L \beta, \quad (18)$$

где L — длина участка ТС, м;

β — коэффициент местных потерь ТЭ, учитывающий потери ТЭ арматурой, компенсаторами и опорами, принимаемый в соответствии со **СНиПом 2.04.14–88*** равным:

- при подземной канальной и надземной прокладках для условных проходов трубопроводов до 150 мм — **1,2**;
- для условных проходов 150 мм и более, а также для всех условных проходов при бесканальной прокладке — **1,15**.

Определение нормативных потерь за период измерений

Потери на участке сети

Для каждого участка ТС определяются нормативные средние значения за период измерений потери ТЭ в подающем $Q_{\text{нп}}^{\text{н}}$ и обратном $Q_{\text{но}}^{\text{н}}$ трубопроводах.

Участки подземной прокладки Для участков ТС подземной прокладки нормативные средние значения за период измерений потери ТЭ определяются по формулам, Вт:

$$Q_{\text{нп}}^{\text{н}} = 0,5 \left((Q_{\text{нп}}^{\text{ср}} + Q_{\text{но}}^{\text{ср}}) \frac{t_{\text{н}}^{\text{н}} + t_{\text{о}}^{\text{н}} - 2t_{\text{гп}}^{\text{н}}}{t_{\text{н}}^{\text{ср}} + t_{\text{о}}^{\text{ср}} - 2t_{\text{гп}}^{\text{ср}}} + (Q_{\text{нп}}^{\text{ср}} - Q_{\text{но}}^{\text{ср}}) \frac{t_{\text{н}}^{\text{н}} - t_{\text{о}}^{\text{н}}}{t_{\text{н}}^{\text{ср}} - t_{\text{о}}^{\text{ср}}} \right), \quad (19)$$

$$Q_{\text{но}}^{\text{н}} = 0,5 \left((Q_{\text{нп}}^{\text{ср}} + Q_{\text{но}}^{\text{ср}}) \frac{t_{\text{н}}^{\text{н}} + t_{\text{о}}^{\text{н}} - 2t_{\text{гп}}^{\text{н}}}{t_{\text{н}}^{\text{ср}} + t_{\text{о}}^{\text{ср}} - 2t_{\text{гп}}^{\text{ср}}} - (Q_{\text{нп}}^{\text{ср}} - Q_{\text{но}}^{\text{ср}}) \frac{t_{\text{н}}^{\text{н}} - t_{\text{о}}^{\text{н}}}{t_{\text{н}}^{\text{ср}} - t_{\text{о}}^{\text{ср}}} \right), \quad (20)$$

Участки надземной прокладки Для участков ТС надземной прокладки нормативные средние значения за период измерений потери ТЭ определяются по формулам, Вт:

$$Q_{\text{нп}}^{\text{н}} = Q_{\text{нп}}^{\text{ср}} \frac{t_{\text{н}}^{\text{ист}} - t_{\text{в}}^{\text{н}}}{t_{\text{н}}^{\text{ср}} - t_{\text{в}}^{\text{ср}}}, \quad (21)$$

$$Q_{\text{но}}^{\text{н}} = Q_{\text{но}}^{\text{ср}} \frac{t_{\text{о}}^{\text{ист}} - t_{\text{в}}^{\text{н}}}{t_{\text{о}}^{\text{ср}} - t_{\text{в}}^{\text{ср}}}, \quad (22)$$

где $t_n^{ист}$, $t_o^{ист}$ — средняя за период измерений температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах на источнике ТЭ, °С;

$t_n^{ср}$, $t_o^{ср}$ — среднегодовая температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, соответственно, °С;

$t_{гр}^н$, $t_в^н$ — средняя за период измерений температура грунта и наружного воздуха, соответственно, °С;

$t_{гр}^{ср}$, $t_в^{ср}$ — среднегодовая температура грунта и наружного воздуха, соответственно, °С.

Для участков, проложенных в проходных и полупроходных каналах, тоннелях, подвалах, нормативные средние значения за период измерений потери ТЭ определяются по формулам 21, 22 при средней температуре наружного воздуха, равной среднегодовой:

- для тоннелей и проходных каналов — +40 °С;
- для подвалов — +20 °С.

Потери в трубопроводах для всей сети

Для всей сети определяются нормативные средние значения за период измерений потери ТЭ в подающем трубопроводе, Вт:

$$Q_{нпс}^н = \sum Q_{нп}^н \cdot (23)$$

Потери на всех участках трубопровода в зависимости от прокладки

Определяются нормативные средние значения за период измерений потери ТЭ в подающем трубопроводе для всех участков подземной прокладки, Вт:

$$Q_{нпп}^н = \sum_{\text{подземн}} Q_{нп}^н \cdot (24)$$

Определяются нормативные средние значения за период измерений потери ТЭ в обратном трубопроводе для всех участков подземной прокладки, Вт:

$$Q_{ноп}^н = \sum_{\text{подземн}} Q_{но}^н \cdot (25)$$

Нормативные значения для участков в проходных и полупроходных каналах, тоннелях, подвалах

Определяются нормативные средние значения за период измерений потери ТЭ в подающем трубопроводе для всех участков надземной прокладки, Вт:

$$Q_{\text{нпв}}^{\text{н}} = \sum_{\text{надземн}} Q_{\text{нп}}^{\text{н}} . (26)$$

Определяются нормативные средние значения за период измерений потери ТЭ в обратном трубопроводе для всех участков надземной прокладки, Вт:

$$Q_{\text{нов}}^{\text{н}} = \sum_{\text{надземн}} Q_{\text{но}}^{\text{н}} . (27)$$

Определяются нормативные средние значения за период измерений потери ТЭ в подающем трубопроводе для всех участков, расположенных в проходных и полупроходных каналах, тоннелях, Вт:

$$Q_{\text{нпт}}^{\text{н}} = \sum_{\text{тоннель}} Q_{\text{нп}}^{\text{н}} . (28)$$

Определяются нормативные средние значения за период измерений потери ТЭ в обратном трубопроводе для всех участков, расположенных в проходных и полупроходных каналах, тоннелях, Вт:

$$Q_{\text{нот}}^{\text{н}} = \sum_{\text{тоннель}} Q_{\text{но}}^{\text{н}} . (29)$$

Определяются нормативные средние значения за период измерений потери ТЭ в подающем трубопроводе для всех участков, расположенных в подвалах, Вт:

$$Q_{\text{нпдв}}^{\text{н}} = \sum_{\text{подвал}} Q_{\text{нп}}^{\text{н}} . (30)$$

Определяются нормативные средние значения за период измерений потери ТЭ в обратном трубопроводе для всех участков, расположенных в подвалах, Вт:

$$Q_{\text{нопдв}}^{\text{и}} = \sum_{\text{подвал}} Q_{\text{но}}^{\text{и}} \cdot (31)$$

Определение фактических потерь за период измерений

Потери в подающем трубопроводе

Средний за весь период отводе на источнике ТЭ, $G_{\text{п}}^{\text{ист}}$ и для всех потребителей ТЭ, имеющих ПУ (i -ые потребители ТЭ), $G_{\text{п}}^i$, определяется по формулам, кг/с:

$$G_{\text{п}}^{\text{ист}} = \frac{\sum_{k=1}^{n_i} G_{\text{пк}}^{\text{ист}}}{3,6n_i}, (32)$$

$$G_{\text{п}}^i = \frac{\sum_{k=1}^{n_i} G_{\text{пк}}^i}{3,6n_i}, (33)$$

где $G_{\text{пк}}^{\text{ист}}$ — измеренные за период измерений значения расхода теплоносителя на источнике ТЭ, взятые из часового файла, т/ч;

$G_{\text{пк}}^i$ — измеренные за период измерений значения расхода теплоносителя у i -го потребителя ТЭ, взятые из часового файла, т/ч;

3,6 — пояснение.

Для закрытой системы теплоснабжения определяется средний за весь период измерений расход подпиточной воды на источнике ТЭ, кг/с:

$$G_{\text{утечек}}^{\text{ист}} = \frac{\sum_{k=1}^{n_i} G_{\text{утечекк}}^{\text{ист}}}{3,6n_i}, (34)$$

где $G_{\text{утечекк}}^{\text{ист}}$ — измеренные за период измерений значения расхода теплоносителя на подпитку на источнике ТЭ, взятые из часового файла, т/ч.

Расход теплоносителя на источнике и для потребителей с приборами учета

4

Расход подпиточной воды на источнике

Расход теплоносителя для потребителей без приборов учета Средний за весь период измерений расход теплоносителя в подающем трубопроводе для всех потребителей ТЭ, не имеющих ПУ (j -ых потребителей ТЭ), для закрытых систем теплоснабжения определяется по формуле, кг/с:

$$G_n^{\text{без приб}} = G_n^{\text{ист}} - \sum_i G_n^i - (3/4 \times G_{\text{утечек}}^{\text{ист}}), \quad (35)$$

где 3/4 — пояснение.

4

Расход на источнике в ночное время без круглосуточного потребления

Для открытых систем теплоснабжения, не имеющих круглосуточных потребителей теплоносителя, определяется средний за весь период измерений расход подпиточной воды на источнике ТЭ в ночное время. Для этого:

1) за каждые сутки из периода измерений выбирается ночной (с 1:00 до 3:00) **среднечасовой расход** подпитки на источнике ТЭ;

2) для полученных данных определяется **среднеарифметическое значение расхода**, которое и является среднечасовой подпиткой тепловой сети в ночное время $G_{\text{подп.ночь}}^{\text{ист}}, \text{ Т/ч}$;

3) для определения расхода подпиточной воды без ночного потребления используется формула, кг/с:

$$G_{\text{утечек}}^{\text{ист}} = \frac{G_{\text{подп.ночь}}^{\text{ист}}}{3,6}. \quad (36)$$

Расход на источнике в ночное время с круглосуточным потреблением

Для открытых систем теплоснабжения, имеющих промышленных потребителей, круглосуточно потребляющих теплоноситель и имеющих ПУ, определяется среднечасовое потребление теплоносителя в ночное время. Для этого:

1) за каждые сутки из периода измерений выбирается ночной (с 1:00 до 3:00) **среднечасовой расход** теплоносителя у каждого такого потребителя;

2) для полученных данных определяется **среднеарифметическое значение расхода** $G_{\text{потреб.ночь}}^i, \text{ Т/ч}$;

3) для определения расхода подпиточной воды с ночным потреблением используется формула, кг/с:

$$G_{\text{утечек}}^{\text{ист}} = \frac{G_{\text{подп.ночь}}^{\text{ист}} - \sum_i G_{\text{потреб.ночь}}^i}{3,6} \quad (37)$$

Средний за весь период измерений расход теплоносителя в подающем трубопроводе для всех j -ых потребителей определяется **по формуле 35**.

Расход для всех потребителей

Средний за весь период измерений расход теплоносителя в подающем трубопроводе для каждого j -го потребителя определяется путем распределения общего расхода теплоносителя по потребителям пропорционально среднечасовой присоединенной нагрузке по формуле, кг/с:

Расход для каждого потребителя

$$G_n^j = G_n^{\text{безприб}} \frac{Q_{\text{подкл}}^j}{\sum_j Q_{\text{подкл}}^j}, \quad (38)$$

где $Q_{\text{подкл}}^j$ — среднечасовая присоединенная нагрузка в период измерений j -го потребителя, ГДж/ч;

$\sum_j Q_{\text{подкл}}^j$ — среднечасовая присоединенная нагрузка всех j -ых потребителей без ПУ в период измерений, ГДж/ч.

Для каждого i -го потребителя определяются средние за период измерений потери ТЭ подающего трубопровода, Вт:

Потери для каждого потребителя

$$Q_{\text{потерь п}}^i = \frac{\sum_{k=1}^{n_i} c_p \times G_{\text{пк}}^i \times (t_{\text{пк}}^{\text{ист}} - t_{\text{пк}}^i)}{3,6 \times n_i}, \quad (39)$$

где c_p — удельная теплоемкость воды, $c_p = 4,187 \times 10^3$ Дж/(кг×К);

$t_{\text{пк}}^{\text{ист}}$ — измеренные значения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе на источнике ТЭ, взятые из часового файла, °С;

$t_{\text{пк}}^i$ — измеренные значения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе у i -го потребителя, взятые из часового файла, °С.

Потери для всех потребителей с приборами учета Определяются средние за период измерений суммарные потери ТЭ в подающих трубопроводах для всех i -ых потребителей, имеющих ПУ, Вт:

$$Q_{\text{потерь п}}^{\text{приб}} = \sum_i Q_{\text{потерь п}}^i \cdot (40)$$

Учет потерь в ответвлениях Определяются средние за период измерений потери ТЭ подающего трубопровода, отнесенные к i -му потребителю, за вычетом потерь ТЭ в ответвлении от основного трубопровода, по формуле, Вт:

$$Q_{\text{п.м}}^i = Q_{\text{потерь п}}^i - Q_{\text{потерь п}}^{\text{отв}i} \cdot (41)$$

Потери в ответвлении в первом приближении В первом приближении потери ТЭ в ответвлении от основного трубопровода принимаются равными нормативным средним за период измерений потерям ТЭ, Вт:

$$Q_{\text{потерь п}}^{\text{отв}i} = Q_{\text{нп}}^{\text{и.отв}i}, (42)$$

где $Q_{\text{нп}}^{\text{и.отв}i}$ — нормативные средние за период измерений потери ТЭ в ответвлении от основного подающего трубопровода к i -му потребителю, Вт.

Суммарные потери ТЭ в основных подающих трубопроводах для всех i -ых потребителей с ПУ, Вт:

$$Q_{\text{п.м}}^{\text{приб}} = \sum_i Q_{\text{п.м}}^i \cdot (43)$$

Коэффициент потерь ТЭ сети в основных подающих трубопроводах определяется по данным измерений для потребителей с ПУ, Дж/(кг×м):

$$r_{\text{потерь п}} = \frac{Q_{\text{п.м}}^{\text{приб}}}{\sum_i (G_{\text{п}}^i \times l^i)}, (44)$$

где l^j — наименьшее расстояние от источника ТЭ до отвления от основного трубопровода к потребителю с ПУ, м.

При определении средних за период измерения потерь ТЭ у j -ых потребителей без ПУ используется соотношение, Вт:

$$Q_{\text{потерь п}}^j = r_{\text{потерь пр}} \times G_{\text{п}}^j \times l^j + Q_{\text{потерь п}}^{\text{отв}j} \quad (45)$$

где l^j — наименьшее расстояние от источника ТЭ до отвления к j -му потребителю без ПУ, м.

Определяются средние за период измерений суммарные потери ТЭ в подающих трубопроводах для j -ых потребителей, не имеющих ПУ, Вт:

$$Q_{\text{потерь п}}^{\text{без приб}} = \sum_j Q_{\text{потерь п}}^j \quad (46)$$

Фактические средние за период измерений суммарные **потери ТЭ** во всех подающих трубопроводах, Вт:

$$Q_{\text{потерь п}}^{\text{и}} = Q_{\text{потерь п}}^{\text{приб}} + Q_{\text{потерь п}}^{\text{без приб}} \quad (47)$$

После определения фактических потерь ТЭ в подающем трубопроводе для всех потребителей определяется отношение этих потерь ТЭ к нормативным потерям ТЭ в подающем трубопроводе:

$$K = \frac{Q_{\text{потерь п}}^{\text{и}}}{Q_{\text{нпс}}^{\text{и}}} \quad (48)$$

и весь расчет проводится повторно (второе приближение), **начиная с формулы 41**, причем **потери в ответвлениях** от основных трубопроводов определяются по формуле, Вт:

Расчет потерь во втором приближении

$$Q_{\text{потерь п}}^{\text{отв}i} = K \times Q_{\text{нп}}^{\text{и.отв}i} \quad (49)$$

Сравнение потерь в первом и втором приближении После определения величины фактических потерь ТЭ в подающем трубопроводе для всех потребителей во втором приближении $Q_{\text{потерь п.2}}^{\text{И}}$, ее значение сравнивается с величиной фактических потерь ТЭ в подающем трубопроводе для всех потребителей, полученной в первом приближении $Q_{\text{потерь п.1}}^{\text{И}}$, и определяется относительная разность:

$$\overline{\Delta Q} = \frac{|Q_{\text{потерь п.1}}^{\text{И}} - Q_{\text{потерь п.2}}^{\text{И}}|}{Q_{\text{потерь п.2}}^{\text{И}}} . (50)$$

Если значение $\overline{\Delta Q} > 0,05$, то для определения вели-

чины $Q_{\text{потерь п}}^{\text{И}}$ проводится еще одно приближение, т. е. весь расчет, начиная с формулы 41, повторяется.

Обычно для получения удовлетворительного результата достаточно двух-трех приближений. Значение тепловых потерь $Q_{\text{потерь п}}^{\text{И}}$, полученное по формуле 47 в последнем приближении, используется в дальнейшем расчете.

Второй метод учета влияния ответвлений

Время движения теплоносителя После выполнения расчетов по формулам 32–40 определяется время движения теплоносителя τ от источника ТЭ до каждого из потребителей, с:

$$\tau = \sum \tau_k . (51)$$

$$\tau_k = \frac{l_k}{W_k} = \frac{l_k \times \rho \times F_k}{G_k} . (52)$$

где τ_k — время движения теплоносителя на однородном участке ТС, с;

l_k — длина однородного участка, м;

W_k — скорость теплоносителя на однородном участке, м/с;

ρ — плотность воды при средней за первые сутки периода наличия данных температуре сетевой воды в подающем трубопроводе на источнике ТЭ, кг/м³;

F_k — площадь сечения трубопровода на однородном участке, м²;

G_k — расход теплоносителя на однородном участке, кг/с.

Коэффициент потерь ТЭ, определяемый по времени движения теплоносителя в подающих трубопроводах, Дж/(кг×с):

Коэффициент потерь

4

$$r_{\text{потерь п}}^{\tau} = \frac{Q_{\text{потерь п}}^{\text{приб}}}{\sum_i (G_{\text{п}}^i \times \tau^i)} \cdot (53)$$

где τ^i — время движения теплоносителя по подающему трубопроводу от источника ТЭ до i -го потребителя с ПУ, с.

Средние за период измерения потери ТЭ в подающем трубопроводе, отнесенные к j -му потребителю без ПУ, Вт:

$$Q_{\text{потерь п}}^j = r_{\text{потерь п}}^{\tau} \times G_{\text{п}}^j \times \tau^j \cdot (54)$$

где τ^j — время движения теплоносителя по наименьшему расстоянию от источника ТЭ до j -го потребителя без ПУ, с.

Определив $Q_{\text{потерь п}}^{\text{без приб}}$ по формуле 46, вычисляем $Q_{\text{потерь п}}^{\text{и}}$ по формуле 47. Значение потерь ТЭ $Q_{\text{потерь п}}^{\text{и}}$, полученное по формуле 47, используется в дальнейшем расчете.

Фактические потери в подающем трубопроводе

Потери на участках подающего трубопровода

Определяются средние за период измерений фактические потери ТЭ в подающих трубопроводах для всех участков подземной прокладки, Вт:

$$Q_{\text{потерь п.п}}^{\text{и}} = Q_{\text{потерь п}}^{\text{и}} \times \frac{Q_{\text{нпп}}^{\text{и}}}{Q_{\text{нпс}}^{\text{и}}} \cdot (55)$$

Определяются средние за период измерений фактические потери ТЭ в подающих трубопроводах для всех участков надземной прокладки, Вт:

$$Q_{\text{потерь п.в}}^{\text{и}} = Q_{\text{потерь п}}^{\text{и}} \times \frac{Q_{\text{нпв}}^{\text{и}}}{Q_{\text{нпс}}^{\text{и}}} . (56)$$

Определяются средние за период измерений фактические потери ТЭ в подающих трубопроводах для всех участков, расположенных в проходных и полупроходных каналах, тоннелях, Вт:

$$Q_{\text{потерь п.т}}^{\text{и}} = Q_{\text{потерь п}}^{\text{и}} \times \frac{Q_{\text{нпт}}^{\text{и}}}{Q_{\text{нпс}}^{\text{и}}} . (57)$$

Определяются средние за период измерений фактические потери ТЭ в подающих трубопроводах для всех участков, расположенных в подвалах, Вт:

$$Q_{\text{потерь п.пдв}}^{\text{и}} = Q_{\text{потерь п}}^{\text{и}} \times \frac{Q_{\text{нпдв}}^{\text{и}}}{Q_{\text{нпс}}^{\text{и}}} . (58)$$

Потери на участках обратного трубопровода

Определяются средние за период измерений фактические потери ТЭ в обратных трубопроводах для всех участков подземной прокладки, Вт:

$$Q_{\text{потерь обр.п}}^{\text{и}} = Q_{\text{потерь п.п}}^{\text{и}} \times \frac{Q_{\text{ноп}}^{\text{и}}}{Q_{\text{нпп}}^{\text{и}}} . (59)$$

Определяются средние за период измерений фактические потери ТЭ в обратных трубопроводах для всех участков надземной прокладки, Вт:

$$Q_{\text{потерь обр.в}}^{\text{и}} = Q_{\text{потерь п.в}}^{\text{и}} \times \frac{Q_{\text{нов}}^{\text{и}}}{Q_{\text{нпв}}^{\text{и}}} . (60)$$

Определяются средние за период измерений фактические потери ТЭ в обратных трубопроводах для всех участ-

тков, расположенных в проходных и полупроходных каналах, тоннелях, Вт:

$$Q_{\text{потерь обр.т}}^{\text{И}} = Q_{\text{потерь п.т}}^{\text{И}} \times \frac{Q_{\text{НОТ}}^{\text{И}}}{Q_{\text{НПТ}}^{\text{И}}} \cdot (61)$$

Определяются средние за период измерений фактические потери ТЭ в обратных трубопроводах для всех участков, расположенных в подвалах, Вт:

$$Q_{\text{потерь обр.пдв}}^{\text{И}} = Q_{\text{потерь п.пдв}}^{\text{И}} \times \frac{Q_{\text{НОПДВ}}^{\text{И}}}{Q_{\text{НППДВ}}^{\text{И}}} \cdot (62)$$

Потери в обратном трубопроводе

Определяются средние за период измерений фактические суммарные потери ТЭ в обратных трубопроводах, Вт:

$$Q_{\text{потерь обр}}^{\text{И}} = Q_{\text{потерь обр.п}}^{\text{И}} + Q_{\text{потерь обр.в}}^{\text{И}} + Q_{\text{потерь обрт}}^{\text{И}} + Q_{\text{потерь обр.пдв}}^{\text{И}} \cdot (63)$$

Потери в сети

Определяются средние за период измерений фактические суммарные потери ТЭ в сети, Вт:

$$Q_{\text{потерь}}^{\text{И}} = Q_{\text{потерь п}}^{\text{И}} + Q_{\text{потерь обр}}^{\text{И}} \cdot (64)$$

Определение фактических потерь за год

Фактические потери ТЭ за год определяются как сумма фактических потерь ТЭ за каждый месяц работы ТС.

Фактические потери ТЭ за месяц определяются при среднемесячных условиях работы ТС.

Для всех участков подземной прокладки определяются фактические среднемесячные потери ТЭ **суммарно** по подающему и обратному трубопроводам по формуле, Вт:

$$Q_{\text{потерь п}}^{\text{мес}} = (Q_{\text{потерь п.п}}^{\text{И}} + Q_{\text{потерь обр.п}}^{\text{И}}) \times \frac{(t_{\text{п}}^{\text{мес}} + t_{\text{о}}^{\text{мес}} - 2 \times t_{\text{гр}}^{\text{мес}})}{(t_{\text{п}}^{\text{И}} + t_{\text{о}}^{\text{И}} - 2 \times t_{\text{гр}}^{\text{И}})}. \quad (65)$$

Для всех участков надземной прокладки определяются фактические среднемесячные потери ТЭ **отдельно** по подающему $Q_{\text{потерь п.в}}^{\text{мес}}$ и обратному $Q_{\text{потерь обр.в}}^{\text{мес}}$ трубопроводам по формулам, Вт:

$$Q_{\text{потерь п.в}}^{\text{мес}} = Q_{\text{потерь п.в}}^{\text{И}} \times \frac{(t_{\text{п}}^{\text{мес}} - t_{\text{в}}^{\text{мес}})}{(t_{\text{п}}^{\text{И}} - t_{\text{в}}^{\text{И}})}, \quad (66)$$

$$Q_{\text{потерь обр.в}}^{\text{мес}} = Q_{\text{потерь обр.в}}^{\text{И}} \times \frac{(t_{\text{о}}^{\text{мес}} - t_{\text{в}}^{\text{мес}})}{(t_{\text{о}}^{\text{И}} - t_{\text{в}}^{\text{И}})}. \quad (67)$$

Для всех участков, расположенных в проходных и полу-проходных каналах и тоннелях, определяются фактические среднемесячные потери ТЭ **отдельно** по подающему $Q_{\text{потерь п.т}}^{\text{мес}}$ и обратному $Q_{\text{потерь обр.т}}^{\text{мес}}$ трубопроводам по формулам, Вт:

$$Q_{\text{потерь п.т}}^{\text{мес}} = Q_{\text{потерь п.т}}^{\text{И}} \times \frac{(t_{\text{п}}^{\text{мес}} - 40)}{(t_{\text{п}}^{\text{И}} - 40)}, \quad (68)$$

$$Q_{\text{потерь обр.т}}^{\text{мес}} = Q_{\text{потерь обр.т}}^{\text{И}} \times \frac{(t_{\text{о}}^{\text{мес}} - 40)}{(t_{\text{о}}^{\text{И}} - 40)}. \quad (69)$$

Для всех участков, расположенных в подвалах, определяются фактические среднемесячные потери ТЭ **отдельно** по подающему $Q_{\text{потерь п.пдв}}^{\text{мес}}$ и обратному $Q_{\text{потерь обр.пдв}}^{\text{мес}}$ трубопроводам по формулам, Вт:

$$Q_{\text{потерь п.пдв}}^{\text{мес}} = Q_{\text{потерь п.пдв}}^{\text{И}} \times \frac{(t_{\text{п}}^{\text{мес}} - 20)}{(t_{\text{п}}^{\text{И}} - 20)}, \quad (70)$$

$$Q_{\text{потерь обр.пдв}}^{\text{мес}} = Q_{\text{потерь обр.пдв}}^{\text{И}} \times \frac{(t_{\text{о}}^{\text{мес}} - 20)}{(t_{\text{о}}^{\text{И}} - 20)}. \quad (71)$$

Фактические потери ТЭ во всей сети **за месяц** определяются по формуле, ГДж:

$$Q_{\text{потерь}}^{\text{мес}} = 3,6 \times 10^{-6} \times n_{\text{мес}} \times (Q_{\text{потерь п}}^{\text{мес}} + Q_{\text{потерь п.в}}^{\text{мес}} + Q_{\text{потерь обр.в}}^{\text{мес}} + Q_{\text{потерь п.т}}^{\text{мес}} + Q_{\text{потерь обр.т}}^{\text{мес}} + Q_{\text{потерь п.пдв}}^{\text{мес}} + Q_{\text{потерь обрпдв}}^{\text{мес}}), \quad (72)$$

где $n_{\text{мес}}$ — продолжительность работы ТС в рассматриваемом месяце, ч.

Фактические потери ТЭ во всей сети **за год** определяются по формуле, ГДж:

$$Q_{\text{потерь}}^{\text{год}} = \sum_{\text{по месяцам}} Q_{\text{потерь}}^{\text{мес}} \cdot (73)$$

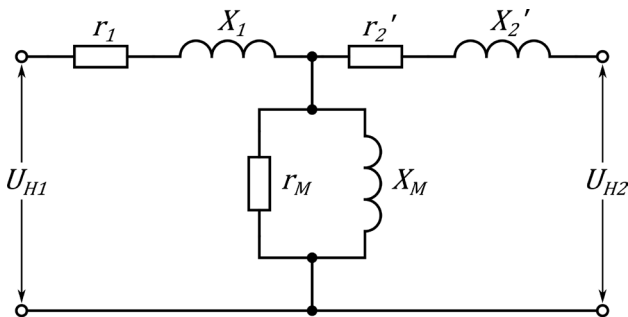
5. Снижение потерь электроэнергии в оборудовании электрических сетей

- 5.1. Пассивные элементы электрической цепи и их расчет
- 5.2. Режимы работы трехфазных электрических сетей
- 5.3. Электрические параметры оборудования электрических сетей

5.3. Электрические параметры оборудования электрических сетей

Силовые потребительские трансформаторы

Силовые трехфазные потребительские трансформаторы преобразуют первичное напряжение выше 1000 В в низкое напряжение 0,38/0,22 кВ. Однофазная схема замещения такого трансформатора приведена на рис. 5.3.1.



Замещение силового трансформатора

5

Рис. 5.3.1. Схема замещения силового трансформатора

Эти трансформаторы характеризуются следующими электрическими величинами: $U_{н1}$ — номинальное напряжение обмотки ВН; $U_{н2}$ — номинальное напряжение обмотки НН; $I_{н1}$ — номинальный ток обмотки ВН; $I_{н2}$ — номинальный ток обмотки НН; S_n — номинальная мощность (мощность, определяемая допустимым нагревом трансформатора); P_{xx} — потери холостого хода; $P_{кз}$ — потери короткого замыкания; i_0 — ток холостого хода (%); u_k — напряжение короткого замыкания (%). На схеме замещения обозначены:

Характеристики трансформаторов

x_1 — сопротивление рассеяния первичной обмотки трансформатора;

r_1 — активное сопротивление первичной обмотки трансформатора;

r_m — сопротивление намагничивающего контура (сопротивление трансформатора в режиме холостого хода);

x'_2 — приведенное сопротивление рассеяния вторичной обмотки трансформатора;

r'_2 — приведенное активное сопротивление вторичной обмотки трансформатора.

Отношение номинальных напряжений обмоток ВН и НН определяет коэффициент трансформации $K_{тр} = w_1/w_2 = U_{н1}/U_{н2}$, где w_1, w_2 — соответственно числа витков первичной и вторичной обмоток.

Параметры P_{xx} и i_0 определяются из опыта холостого хода трансформатора, при питании его со стороны низкого напряжения при отсутствии нагрузки по показаниям ваттметра и амперметра при номинальном напряжении питания (см. рис. 5.3.2 а).

5

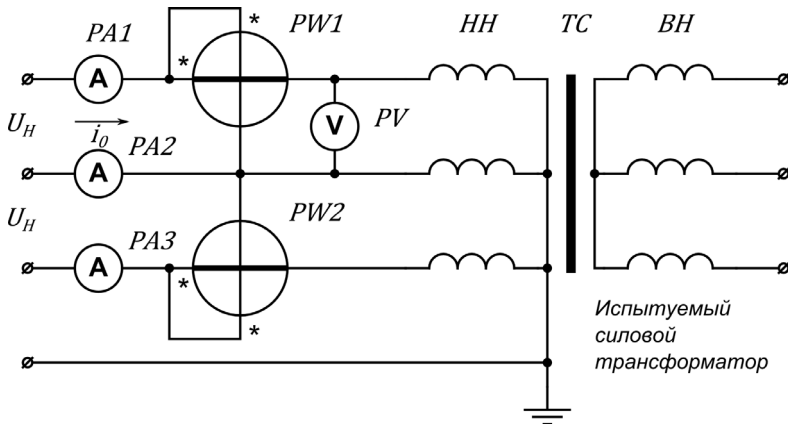


Рис. 5.3.2. Экспериментальное определение параметров силового трансформатора

а) Схема проведения опыта холостого хода

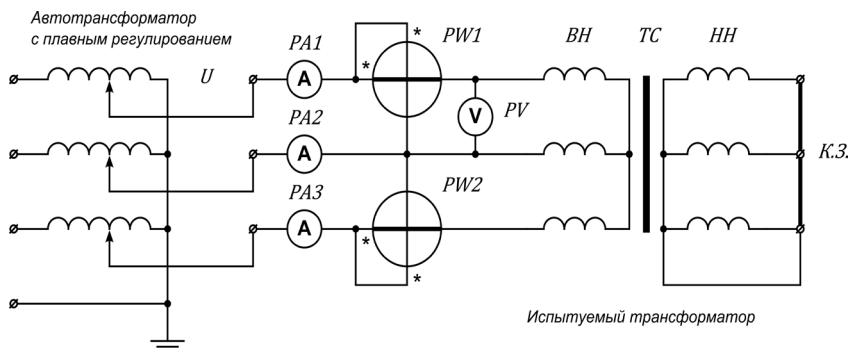


Рис. 5.3.2. б) Схема проведения опыта короткого замыкания

Потери холостого хода представляют собой так называемые постоянные потери, которые, однако, пропорциональны квадрату отношения фактического напряжения к номинальному. Эти потери складываются из двух составляющих: $P_{xx} = P_r + P_{вт}$, где P_r — потери на гистерезис; $P_{вт}$ — потери на вихревые токи. Следует отметить, что потери холостого хода в современных трансформаторах значительно меньше, чем в трансформаторах старого ГОСТа за счет использования для магнитопроводов холоднокатаной текстурованной электротехнической стали. Ток холостого хода $i_0(\%) = i_{xx} * 100 / I_n$. Обычно этот ток составляет около 2%. Чем больше мощность трансформатора, тем меньше $i_0(\%)$. По величине тока холостого хода легко определить полную мощность холостого хода, которую трансформатор потребляет из сети. $S_0 = S_n \times i_0 / 100$. Отношение $P_{xx} / S_0 = \cos \phi_0$ представляет коэффициент мощности трансформатора в режиме холостого хода. Определим коэффициент мощности холостого хода для конкретного трансформатора:

$S_n = 400 \text{ кВА}$; $U_n = 10 / 0,4 \text{ кВ}$; $i_0 = 2,1\%$; $P_{xx} = 1,05 \text{ кВт}$; $U_k = 4,5\%$; $P_{кз} = 5,5 \text{ кВт}$.

$\cos \phi_0 = 1,05 / 400 \times 2,1 / 100 = 0,128$; $S_0 = 8,4 \text{ кВА}$; $\sin \phi_0 = 0,99$; потребляемая реактивная мощность — $Q_0 = 8,32 \text{ кВАр}$. Таким образом, полная мощность, потребляемая в режиме холостого хода, является почти чисто реактивной. Это

Потери холостого хода

приводит к дополнительным потерям энергии в сетях и повышению нагрузки источников питания.

Параметры $P_{кз}$ и $U_{к}$ определяются по данным опыта короткого замыкания (см. рис. 5.3.2 б). Вторичная обмотка трансформатора замыкается накоротко, а на первичную обмотку подается регулируемое от нуля напряжение. При плавном повышении напряжения увеличивается ток в первичной обмотке. Напряжение продолжают повышать до тех пор, пока ток не достигнет номинального значения $I_{н1}$. При этом токе фиксируются значения мощности потерь короткого замыкания $P_{кз}$, которые представляют собой нагрузочные потери в трансформаторе при номинальном токе нагрузки, и показания вольтметра — напряжение короткого замыкания $U_{кз}$. Напряжение короткого замыкания — $U_{к\%} = U_{кз} \times 100 / U_{н}$. Обычно величина $U_{к}$ составляет несколько процентов и показывает, на сколько процентов снижается напряжение на выходных выводах трансформатора (на шинах РУ) при номинальной нагрузке, что необходимо учитывать при определении установившихся отклонений напряжения в сетях. Технические данные силовых трансформаторов (ВН — 6, 10 кВ и мощностью от 20 до 6300 кВА) приведены в табл. 1.

Измерительные трансформаторы напряжения

Виды измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения предназначены для измерения напряжений в сетях напряжением выше 1000 В, для питания цепей напряжения приборов учета, щитовых измерительных приборов и аппаратуры релейной защиты и автоматики. Они бывают **однофазные и трехфазные, двухобмоточные и трехобмоточные, со вторичными напряжениями 100/57,7 В**. По принципу действия они ничем не отличаются от силовых трансформаторов, однако вторичная нагрузка у них, как правило, совершенно равномерная и симметричная. Кроме того, в связи с требованиями коммерческого учета электроэнергии, их вторичная на-

грузки не должна превышать допустимую, исходя из требований обеспечения заданного класса точности (0,5), а не из условий нагрева. На рис. 5.3.3 приведена внешняя нагрузочная характеристика трансформаторов в относительных единицах (%).

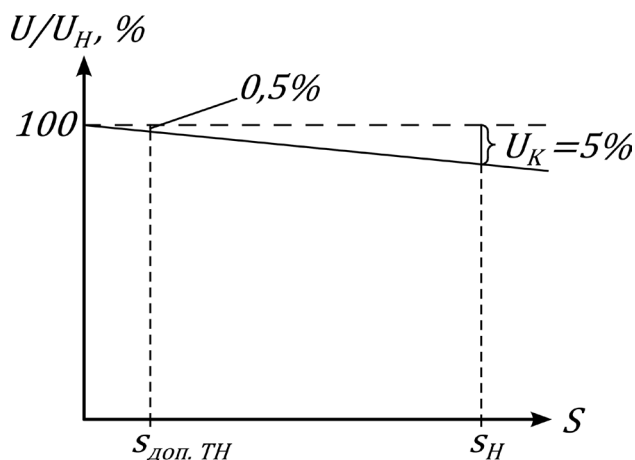


Рис. 5.3.3. Внешняя характеристика силового трансформатора и измерительного трансформатора напряжения

Из нее видно, что при номинальной нагрузке (S_H) силового трансформатора напряжение на его выходе падает на $U_K = 5\%$. Для обеспечения работы трансформатора напряжения в заданном классе точности допустимо снижение напряжения не более чем на величину $U_K = 0,5\%$, что фактически соответствует режиму холостого хода силового трансформатора. Этому значению U_K соответствует допустимая вторичная мощность трансформатора напряжения $S_{\text{доп}}$. Чем выше класс точности (меньше его цифровое значение), тем меньше допустимое снижение напряжения, и тем меньше $S_{\text{доп}}$ (линейная зависимость).

На практике очень часто наблюдается значительная перегрузка трансформаторов напряжения на 150 и даже

Таблица 1. Основные характеристики силовых трансформаторов

ГОСТ	Номинальная мощность (кВА)	Напряжение ВН (кВ)	Напряжение КЗ (%)	Ток холостого хода (%)	Потери холостого хода (кВт)	Потери КЗ (кВт)	Потери энергии за (кВт·ч) месяцы 1,3, 5, 7, 8, 10, 12
*	20	6,3	4,5	3,2	0,18	0,60	134
*	20	10	4,5	3,2	0,22	0,80	164
	25	10	4,5	3,2	0,13	0,60	100
*	30	6,3	4,5	3,2	0,25	0,65	186
*	30	10	4,5	3,2	0,30	0,65	223
	40	10	4,5	3,2	0,19	0,88	141
*	50	6,3	4,5	3,2	0,35	1,33	260
*	50	10	4,5	3,2	0,44	1,325	327
	63	10	4,5	2,8	0,26	1,28	197
*	100	6,3	4,5	2,6	0,60	2,40	446
*	100	10	4,5	2,6	0,73	2,40	543
	100	10	4,5	2,6	0,36	1,97	272
	160	10	4,5	2,4	0,56	2,65	420
*	180	6,3	4,5	2,4	1,00	4,00	744
*	180	10	4,5	2,4	1,20	4,10	893
	250	10	4,5	2,3	0,82	3,70	610
*	320	6,3	4,5	2,3	1,60	6,07	1190
*	320	10	4,5	2,3	1,90	6,2	1414
	400	10	4,5	2,1	1,05	5,50	781
*	560	10	5,5	2,1	2,50	9,40	1860
	630	10	5,5	2,0	1,56	7,60	1161
*	1000	10	5,5	2,0	4,90	13,00	3646
	1000	10	5,5	1,4	2,45	12,20	1823
	1600	10	5,5	1,0	3,30	18,0	2455
*	1800	10	5,5	1,0	6,00	24,00	4464
	2500	10	5,5	1,0	4,60	25,00	3422
	4000	10	5,5	0,9	6,40	33,50	4762
	6300	10	5,5	0,8	9,00	46,50	6696

*Силовые трансформаторы, выполненные по старому ГОСТу.

ноябрь 2013

(с напряжением обмотки НН — 0,4 кВ)

Потери энергии за месяц (кВтч) 4, 6, 9, 11	Потери энергии за февраль (672 ч)	Потери энергии за февраль (696 ч)	Годовые потери холостого хода (8760 ч)	Годовые потери холостого хода (8784 ч)	Номинальный ток обмотки НН (А)	Номинальный ток обмотки ВН (А)
130	121	125	1577	1581	30,4	1,836
158	148	153	1827	1932	30,4	1,15
97,0	90,7	94,0	1183	1186	38,0	1,44
180	168	174	2190	2196	45,6	2,75
216	202	209	2628	2635	45,6	1,73
136,8	127,7	132	1664	1669	60,8	2,31
252	235	244	3066	3074	76,0	4,58
316,6	296	306	3854	3864	76,0	2,89
191	178	184	2321	2328	95,7	3,64
432	403	418	5256	5270	151,9	9,16
526	491	506	6395	6412	152	5,77
263	245	254	3197	3206	152	5,77
407	380	393	4949	4965	243,1	9,24
720	672	696	8760	8784	273	16,5
864	806	835	10 512	10540	273	10,4
590	551	570	7183	7203	380	14,4
1152	1075	1113	14 016	14 054	486	29,3
1368	1277	1322	16 644	16 690	486	18,5
756	706	731	9196	9223	608	23,1
1800	1680	1740	21 900	21 960	851	32,3
1123	1048	1086	13 666	13 703	957	36,4
3528	3293	3410	42 924	43 042	1520	57,7
1764	1646	1705	21 462	21 521	1520	57,7
2376	2218	2297	28 908	28 987	2461	92,4
4320	4032	4176	52 560	52 704	2735	104
3312	3091	3202	40 296	40 406	3796	144
4608	4301	4454	56 064	56 217	6077	231
6480	6048	6264	78 840	79 056	9572	364

200%, что приводит к недоучету отпускаемой электроэнергии.

*Трансформаторы
напряжения*

Трансформаторы напряжения как элементы электрической сети в процессе работы потребляют активную мощность, которая представляет собой технические потери на собственные нужды источника питания. **Поте-**

*Потери активной
мощности*

ри активной мощности в трансформаторе напряжения равны сумме потерь в самом трансформаторе ($\Delta P_{\text{соб}}$) и активной мощности, потребляемой вторичной нагрузкой ($P_{\text{вт}}$):

$$\Delta P_{\text{тн}} = \Delta P_{\text{соб}} + P_{\text{вт}}.$$

Собственные потери в трансформаторе напряжения в связи с тем, что он работает в режиме холостого хода, представляют собой потери в магнитопроводе (потери на гистерезис и на вихревые токи). Активная мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, определяется присоединяемыми приборами учета и аппаратуры релейной защиты и автоматики. По некоторым данным¹, потери в самом ТН растут с ростом номинального напряжения. Потери активной мощности в Ваттах на одну фазу при номинальном напряжении примерно численно равны напряжению в кВ: 10 кВ — 10 Вт, 110 кВ — 110 Вт.

В связи с тем, что ТН работают фактически в режиме холостого хода, $\text{Cos}\phi_0 = 0,15$. Коэффициент мощности вторичной нагрузки находится в пределах $\text{Cos}\phi_2 = 0,5$.

Измерительные трансформаторы тока

Измерительные трансформаторы тока служат для увеличения пределов измерения токов стандартными приборами, рассчитанными на ток 1 или 5 А, а также для измерения токов в сетях напряжением выше 1000 В. Трансформаторы тока характеризуются коэффициентом трансформации, уровнем напряжения первичной

¹ Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

обмотки, классом точности (допустимой погрешностью в %) и допустимой вторичной нагрузкой.

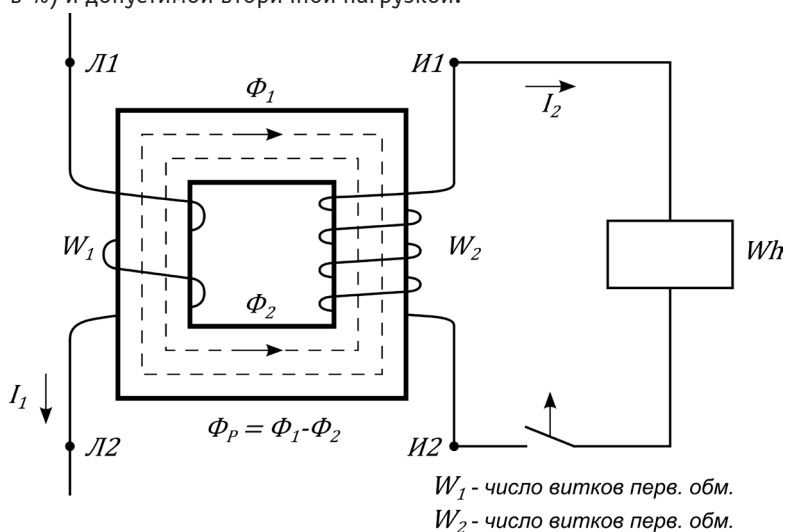


Рис. 5.3.4. Функциональная схема измерительного трансформатора тока

На рис. 5.3.4 схематично представлен трансформатор тока, первичная обмотка которого включена (Л1 и Л2) последовательно в цепь нагрузки в направлении потока энергии. Вторичная обмотка трансформатора тока (И1 и И2) включена на прибор учета электроэнергии Wh, также в направлении потока энергии. Первичная обмотка трансформатора тока своей намагничивающей силой создает в магнитопроводе трансформатора первичный магнитный поток Φ_1 , который, замыкаясь по сердечнику, создает ЭДС индукции во вторичной обмотке трансформатора тока, под действием которой во вторичной цепи потечет электрический ток I_2 . Вторичная обмотка создает размагничивающий магнитный поток Φ_2 , направленный встречно потоку Φ_1 . Суммарный рабочий магнитный поток $\Phi_p = \Phi_1 - \Phi_2$ в соответствии с классом точности должен составлять не более значения класса точности в относительных единицах (0,5% соответствует 0,005) от потока Φ_1 . Таким образом, рабочий магнитный поток для

*Сопротивление
вторичной цепи*

5

идеальных условий должен быть в 200 раз меньше потока Φ_1 , соответствующего намагничивающей силе первичной обмотки. Вполне очевидно, что это обусловлено режимом нагрузки вторичной обмотки. Значение мощности нагрузки во вторичной цепи трансформатора тока не должно превышать допустимое значение ($S_{\text{доп}}$), которое указывается в паспорте трансформатора тока. Допустимому значению $S_{\text{доп}}$ соответствует конкретное допустимое значение полного **сопротивления вторичной цепи**:

$$Z_{\text{доп}} = S_{\text{доп}} / I_{2\text{н}}^2,$$

где $I_{2\text{н}}$ — номинальный ток вторичной обмотки трансформатора. Если нагрузка превышает значение $Z_{\text{доп}}$, то трансформатор тока перегружен и не обеспечивает паспортный класс точности, что приводит к недоучету отпущаемой энергии.

В случае случайного или умышленного размыкания вторичной цепи трансформатора тока исчезает размагничивающий магнитный поток вторичной обмотки и рабочий магнитный поток становится равным магнитному потоку первичной обмотки Φ_1 , который во много раз превышает рабочий магнитный поток нормального режима.

Этот громадный магнитный поток создает на разомкнутых зажимах вторичной обмотки опасное **повышенное напряжение**. Особенно велики эти перенапряжения при коротких замыканиях в первичной цепи у потребителя. В этом случае возможны пробои изоляции обмоток трансформатора. Однако это не единственная опасность, которая возникает при этом. Завышенный магнитный поток приводит к перегреву магнитопровода и разрушению изоляции между его пластинами, из-за чего он постепенно превращается в коротко замкнутый виток, шунтирующий вторичную цепь. Это приводит к недоучету потребления электроэнергии. Как правило, трансформаторы тока с разомкнутой вторичной обмоткой выходят из строя после первого же короткого замыкания первичной цепи.

*Потери
в трансформаторах
тока*

Потери в трансформаторах тока складываются из трех составляющих:

$$\Delta P_{\text{тТ}} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + P_{\text{вт}},$$

где ΔP_1 — потери в первичной обмотке, ΔP_2 — потери во вторичной обмотке, $P_{\text{вт}}$ — активная мощность нагрузки во вторичной цепи. По некоторым данным¹, при номинальном токе потери активной мощности в первичной обмотке одного ТТ напряжением 6–35 кВ в среднем равны 40 Вт, а ТТ напряжением 110 кВ и выше — 100 Вт. Потери активной мощности во вторичной обмотке трансформаторов тока любого напряжения при номинальном токе составляют около 6 Вт на каждую обмотку.

¹ Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

6. Вопрос — ответ

Учет ресурсов в вопросах и ответах

Наряду с проблемами производства и транспортировки в централизованных системах энергоснабжения возникает дополнительный вопрос измерения и учета выработанных и потребленных энергоресурсов для целей взаимных расчетов между энергоснабжающими организациями и их абонентами. Как же наладить их взаимоотношения и учесть интересы обеих сторон?

Решение: счетчики

Когда мы ведем речь об автоматизации учета электроэнергии, следует различать задачи, которые призваны решать автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и автоматизированные системы технического учета (АСТУЭ).

Основная задача АИИС КУЭ — обеспечение заинтересованных служб предприятий, сетевых и энергосбытовых компаний необходимой коммерческой и технической информацией, характеризующей процесс потребления электрической энергии и мощности на предприятии в целом. Таким образом, АИИС КУЭ служит для точного учета и оперативного контроля за переданной и потребляемой электроэнергией, доступа к полученной информации и обеспечения произведения коммерческих расчетов с учетом действующих тарифов.

АСТУЭ же позволяет получать подробную информацию о том, на что конкретно пошли затраты энергоресурсов. Информация записывается в базу данных и доступна для компьютерной обработки. Специальные программные продукты позволяют автоматизировать анализ больших объемов данных, тем самым создается принципиальная основа для проведения энергосберегающих мероприятий и предоставляется инструмент эффективного управления производством.

Зачем нам учет электроэнергии?

Автоматизация учета электроэнергии на этапах ее производства, транспортировки, распределения и потребления в настоящее время уже стала неременным атрибутом функционирования энергетической системы.

Системы учета помимо обеспечения внешних и внутренних расчетов по энергоресурсам создают предпосылки их рационального расходования, лимитирования и контроля ограничений потребляемой мощности. Комплексное внедрение систем коммерческого и технического учета позволяет не только фиксировать, но и планировать структуру потребления электроэнергии. Средствами системы также автоматически формируются данные о режимах работы оборудования и порядке соблюдения технологической и производственной дисциплины.

Как правильно перераспределить энергию и платить меньше?

Внедрение АИИС КУЭ в первую очередь позволяет потребителю снизить финансовые затраты за счет перехода на более выгодные для себя тарифные системы. Особенно это становится актуальным в связи с вступлением в силу Основных положений функционирования розничных рынков электроэнергии, утвержденных ПП РФ №442 от 04.05.2012.

Обратите внимание! Потребители с максимальной мощностью свыше 670 кВт, не имеющие возможности с 01.07.2013 г. предоставлять в энергосбытовую компанию Акты оборота электроэнергии (формирование которых без наличия приборов учета, регистрирующих потребление по часам суток, и технических средств автоматизированного сбора данных с электросчетчиков является крайне затруднительным), попадают в весьма невыгодную ситуацию с точки зрения возможности минимизации платежей за электроэнергию.

В случае же наличия АИИС КУЭ ситуация ровным счетом противоположная: проанализировав графики своего энергопотребления за предыдущие периоды, предпри-

ятие может выбрать оптимальную для себя тарифную категорию и за счет этого оптимизировать свои затраты. В случае если на предприятии возможна корректировка времени выполнения наиболее энергоемких технологических процессов или лимитирование потребления в наиболее критические с точки зрения платежей за мощность часы, то по результатам анализа информации, собранной системой учета, можно также получить весьма существенную экономию денежных средств.

Какие «расходомеры» считаются более точными?

Можем сказать несколько слов только о фирмах, расположенных в Санкт-Петербурге. В частности, это ЗАО «НПФ Логика» и ЗАО «Взлет», которые производят тепловычислители типа СПТ и ТСРВ соответственно. Следует также упомянуть Холдинг «Теплоком», без которого список ведущих производителей в этой области в Санкт-Петербурге был бы неполным.

Как обеспечить объективную оценку энергосберегающих мероприятий?

Практический опыт проведения энергосберегающих мероприятий на промышленных предприятиях вскрыл иллюзорность представления о том, что руководителю достаточно знать фактическое потребление энергоносителей, и его энергия и упорство свернут глыбы неэффективных энергозатрат. Даже единовременные организационные мероприятия по сокращению энергопотребления требуют чрезвычайного напряжения усилий на фоне постоянно возникающих рабочих проблем. Ситуация может выглядеть иначе, если в основу решения проблемы заложить соответствующую технологию.

Как правило, программа энергосбережения предприятия включает:

- энергетическое обследование производства;

- установление наиболее эффективных режимов эксплуатации оборудования и, при необходимости, переход на более совершенную технику;
- далее — постоянный контроль за соблюдением технологической и производственной дисциплины, регламентирующей оптимальный режим энергопотребления.

Исследование и контроль — это те составляющие программы, которые должны действовать всегда, ежедневно и ежечасно, и лишь в этом случае можно действительно рассчитывать на существенный эффект.

В результате образуется большой объем информации, проанализировать который за реальное время способен только компьютер. В сложившейся практике весь технологический комплекс по получению, хранению, анализу и представлению информации об энергопотреблении объединяется понятием «Автоматическая система учета энергоресурсов». Причем в ее программное обеспечение обязательно должны входить модули по автоматизированному анализу измерительной информации. Примером подобного программного продукта может служить «Анализатор расхода энергоресурсов» (разработка ЗАО «ОВ», г. Санкт-Петербург).

В чем причины искажения результатов учета и как их избежать?

Основной причиной искажения результатов учета, безусловно, следует считать несоответствие используемых средств учета действующим нормам и требованиям. Электросчетчики, измерительные трансформаторы тока и напряжения должны быть требуемого класса точности. Коэффициенты трансформации используемых для целей учета измерительных трансформаторов тока должны быть правильно рассчитаны и соответствовать потреблению электроэнергии. В случае, если все параметры элементов измерительных комплексов выбраны верно, грамотно произведен монтаж оборудования — погрешности измерений как правило не превышают 2–3%.

При создании на предприятии АИИС КУЭ разрабатывается проектная и метрологическая документация, которая согласовывается во всех заинтересованных инстанциях, а также проходит метрологическую экспертизу. В результате система учета в целом получает свидетельство как средство измерения. Так что в этом случае вероятность искажения результатов учета минимальна.

Как оспорить счета, выставленные энергоснабжающей организацией?

Ответ на этот вопрос будет не оригинален — установить АИИС КУЭ. Предприятие в этом случае совершенно определено знает: когда и сколько электроэнергии оно потребило. Поскольку энергосбытовые компании публикуют цены, по которым отпускалась электроэнергия в предыдущем месяце, то проверить правильность выставленного счета не так уж и сложно. А Свидетельство о внесении АИИС КУЭ в Государственный реестр средств измерений, выданное Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии, является подтверждением того, что данные, которые собрала система учета в компьютер центра сбора, полностью юридически легитимны. Особенно это может быть важно, когда разбирательство по спорному вопросу происходит по истечении нескольких месяцев или даже лет и непосредственно в электросчетчиках информация уже не сохранилась.

Немного о тепле: сколько нужно узлов учета?

Если тепловая энергия поставляется на предприятие через один ввод, то, соответственно, и узел коммерческого учета тепла на предприятии один. Однако в случаях, когда энергетические или, например, финансовые службы заинтересованы в информации о потреблении тепловой энергии конкретными подразделениями, зданиями и т. п., а также при использовании части теплоносителя на технологические нужды зачастую возникает необходимость в установке узлов технического учета,

с которых и собирается необходимая более детальная информация.

От чего зависит достоверность данных учета тепловой энергии?

Эта область учета энергоресурсов с точки зрения достоверности получения данных не принципиально отличается от учета электроэнергии, хотя влияющих на точность измерения факторов в данном случае больше. Без правильного подбора первичных измерительных приборов в зависимости от типа теплоносителя, диаметров трубопроводов, диапазонов расходов и пр., без грамотного выбора места установки расходомеров (наличие прямого участка трубопровода и т. п.) и их типа трудно рассчитывать на получение достоверных данных о потреблении тепловой энергии. Если же работы выполняются специализированной компанией, в которой работают опытные технические специалисты, то и результат будет соответствующий.

Как повысить качество проверки средств измерений?

Эксплуатация средств измерений попадает в сферу Государственного метрологического контроля. Любое средство измерения имеет утвержденную и зарегистрированную методику поверки. Установлена также и периодичность проведения таких поверок. В области учета энергоресурсов разработаны и утверждены соответствующие методики выполнения измерений — это совокупность операций и правил, выполнение которых обеспечивает получение результатов с известной погрешностью.

Если говорить об автоматизированных системах учета энергоресурсов, то соблюдение норм и правил, определяемых в документации, которая разрабатывается и утверждается на этапе внедрения системы, — гарантия того, что информация, получаемая при помощи данной системы, будет точной и достоверной.

Многие предприятия после внедрения системы учета заключают с компанией-интегратором договор на периодическое обслуживание. В этом случае работы по техническому обслуживанию и поддержанию работоспособности системы, контроль за своевременностью проведения регламентных работ и проверок осуществляют профессионально подготовленные специалисты, и предприятие избавлено от неприятных сюрпризов, связанных с возможными сбоями в работе системы учета или отклонением ее метрологических характеристик от заданных.

