

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ	3
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ	6
Проблему компенсации реактивной мощности надо решать уже сейчас	6
ВЫСТАВКИ	8
Российские производители на выставке «Электро-2007»	8
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО	11
Перегрузка кабельных линий при эксплуатации	11
Граничные длины групповых линий осветительных сетей	15
Новая вакуумная коммутационная аппаратура	19
Устройства плавного пуска: актуальность использования, сравнение устройств различных производителей (Окончание. Начало в №7)	23
Уточнение требований к цветовой и буквенно-цифровой идентификации проводников	29
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ	45
Отопительные системы на отработанных маслах	45
Отопление помещений среднего и большого объема Рекомендации по подбору оборудования	48
Новое решение старых проблем теплоснабжения и водоподготовки	51
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ	56
Как правильно выбрать компрессор	56
Как измерить потребление воздуха? Методы. Цели	61

ЖУРНАЛ
**«ГЛАВНЫЙ
ЭНЕРГЕТИК» №8**

Журнал зарегистрирован Министерством
Российской Федерации по делам печати,
телерадиовещания и средств массовых
коммуникаций

Свидетельство о регистрации
ПИ № 77-15358
от 12 мая 2003 года

Редакционная коллегия

В.В. Жуков – д.т.н., профессор,
чл.-корр. Академии электротехнических
наук РФ, директор Института
электроэнергетики

Э.А. Киреева – к.т.н., профессор Института
повышения квалификации «Нефтехим»

М.Ш. Мисриханов – д.т.н., профессор,
ген. директор «ФСК. Межсистемные
электрические сети Центральной России»

В.А. Старшинов – д.т.н., профессор,
зав. кафедрой электрических станций, МЭИ

Н.Д. Торопцев – д.т.н., профессор кафедры
электрооборудования Карачаево-Черкесской
государственной технологической академии

А.Н. Чохонелидзе – д.т.н., профессор
Тверского государственного технического
университета

Главный редактор

С.А. Леонов

Выпускающий редактор

Н.А. Пунтус

Верстка

А.М. Коломейцев

Корректор

О.С. Волкова

Журнал на 2-е полугодие 2007 года
распространяется через Каталог
ОАО «Агентство «Роспечать» и Каталог
российской прессы «Почта России»
(ООО «Межрегиональное агентство
подписки»), а также путем прямой
редакционной подписки

Почтовый адрес редакции:

107031, Москва, а/я 49,

ИД «ПАНОРАМА»

Тел.: (495) 625-93-50, 131-73-95

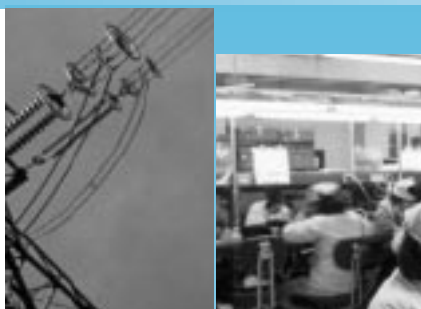
E-mail: glavenergo@mail.ru

<http://glavenergo.promtransizdat.ru>



Подписано в печать 28.07.2007
Формат 60x88/8. Бумага офсетная.
Усл. печ. л. 13. Заказ №

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК №8/2007



При подготовке материалов
данного номера были использованы
материалы изданий:
Журнал «ЭСКО»,
www.ecoenergy.ru

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ **63**

Современные средства вибродиагностики оборудования 63

Методика испытания кабелей 0,4 кВ 68

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ **76**

Пять практических шагов получения ощутимой
прибыли от внедрения энерго-
и ресурсосберегающих мероприятий 76

ОБМЕН ОПЫТОМ **80**

Реконструкция старой ВПУ с целью перехода ТЭЦ-9
с городской питьевой воды на речную 80

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ **83**

Энергосберегающие теплонасосные системы
теплоснабжения 83

ЭНЕРГОАУДИТ **87**

Энергоаудит: проводить или не проводить? 87

КНИЖНАЯ ПОЛКА **91**

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ **93**

Оборудование для систем дымоудаления
и противопожарной вентиляции 93

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ **96**

Приказ Федеральной службы по тарифам от 14 апреля 2007 г.
№67-э/4 «О предельных уровнях тарифов на электрическую
и тепловую энергию на 2008 год» 96

РОСТЕХНАДЗОР УСТАНОВИЛ ПОРЯДОК И ПРОЦЕДУРУ ПРОВЕДЕНИЯ АТТЕСТАЦИИ РАБОТНИКОВ ПОДНАДЗОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Задача нововведений заключается в унификации обучения, подготовки и аттестации работников поднадзорных предприятий. Определен порядок аккредитации учебных центров, где будет проводиться обучение специалистов поднадзорных предприятий. На сегодняшний день в России действует более двухсот учебных центров. Обучение может проходить в любом из них, однако аттестация работников может проводиться только в центрах, получивших аккредитацию Ростехнадзора.

Созданная система аттестационных комиссий состоит из территориальных комиссий и Центральной аттестационной комиссии.

На сегодняшний момент неизвестно точное количество лиц, подлежащих обязательной аттестации. Это связано с тем, что до образования Ростехнадзора каждый специалист проходил аттестацию в своем надзорном органе, например, специалисты в атомной отрасли проходили аттестацию в Госатомнадзоре, энергетики в Госэнергонадзоре и т.д.

Для преодоления этих проблем и предотвращения их возникновения в будущем с июля этого года результаты аттестаций всех аттестационных комиссий будут вноситься в Автоматическую информационную систему промышленной безопасности, что позволит в любой момент из любой точки страны узнать — прошел работник аттестацию или нет. По мнению руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Константина Пуликовского, такой базой данных Ростехнадзор будет пользоваться в случае происшествий на поднадзорных предприятиях. Надзорное ведомство моментально будет получать сведения

о том, имеет ли аттестацию работник, получивший травму, имеется ли аттестация у руководителя предприятия, где произошел несчастный случай.

В ближайшем будущем в целях оптимизации деятельности аттестационных комиссий будут разработаны методические рекомендации по вопросам проведения аттестации.

«Задача аттестационных комиссий заключается в проверке знаний норм безопасности в соответствующей отрасли — атомная, энергетика и другие», — заявил Константин Пуликовский.

Пресс-служба Ростехнадзора

СМОЛЕНСКАЯ АЭС РАЗВИВАЕТ ФУНКЦИИ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТОИР

Специалистами НПП «СпецТек» и Смоленской АЭС завершен очередной этап работ по развитию ИСУ ТОИР — информационной системы управления эксплуатацией, техническим обслуживанием и ремонтом оборудования станции. ИСУ ТОИР, созданная на основе ЕАМ-системы TRIM, получила ряд новых возможностей.

Внедрение информационной системы управления эксплуатацией, техническим обслуживанием и ремонтом началось на Смоленской АЭС в начале 2003 года. Основой ИСУ ТОИР стала ЕАМ-система TRIM, а подрядчиком работ по внедрению выступил разработчик TRIM, компания НПП «СпецТек». К середине 2005 года ИСУ ТОИР была введена в промышленную эксплуатацию с числом пользователей порядка 500, объемом базы данных по оборудованию — порядка 300 тысяч единиц, и в готовности к тиражированию на другие атомные станции Концерна «Росэнергоатом».

Основной функционал ИСУ ТОИР позволил автоматизировать такие функции, как учет оборудования, ведение баз данных (по регламентным

работам, составу изделий, графической информации, условиям безопасности), текущее планирование ТОИР, учет разовых работ, ведение журналов (дефектов, работ на текущий период, выполненных работ, наработки, параметров, работ по нарядам и распоряжениям), анализ технического состояния оборудования и другие. В то же время, при приеме ИСУ ТОИР в промышленную эксплуатацию заказчик поставил ряд задач по развитию системы, которые решались в рамках очередного договора с НПП «СпецТек» как подрядчиком работ.

К настоящему времени силами участников проекта ИСУ ТОИР переведена на версию 3.8 комплекса TRIM. В рамках этой версии в эксплуатацию введены новые функциональные возможности, над созданием и отработкой которых НПП «СпецТек» и Смоленская АЭС работали после начала промышленной эксплуатации системы.

В частности, к числу наиболее полезных и важных новых функций ИСУ ТОИР относятся следующие:

- расширены возможности системы в отношении формирования составных работ по ТОИР, генерации отчетов по составным работам, появилась возможность формировать наряды-допуски на составную работу в целом (ранее наряд выписывался на каждую работу отдельно);
- стало удобнее отслеживать информационную связь между работами «порождающая — порожденная» — например, после выполнения работы «обход руководителя» и порождения ею работ по устранению замечаний (дефектов), руководитель, опираясь на эту связь, может контролировать исполнение порученных работ;
- стандартные журналы ИСУ ТОИР стали разделяемы на подтипы — например, из «Журнала дефектов» может быть автоматически выделен «Журнал дефектов по строительной части»;
- усовершенствована работа с данными по персоналу: появилась возможность скрывать из структуры штатного

расписания выбывшие подразделения и одновременно сохранять их в истории ТООР, введен автоматический контроль наличия заданных квалификационных документов при работе с нарядом определенного типа, расширены возможности работы с ролями персонала в нарядно-допускной системе.

В настоящее время информационной системой постоянно пользуются около 500 сотрудников Смоленской АЭС, а общее число зарегистрированных пользователей с учетом внешних организаций достигло 900. Система стала жизненно важной для станции с точки зрения поддержания технического состояния оборудования на необходимом уровне, учета всех производимых на АЭС работ, учета и планирования потребности всех видов ресурсов при эксплуатации станции.

Справка. Программное обеспечение класса EAM (Enterprise Asset Management), к которому принадлежит TRIM, предназначено для автоматизации управления ТООР. В России и в мире оно широко используется для создания ИСУ ТООР на капиталоемких предприятиях. Заказчиками TRIM являются такие крупные предприятия, как ОАО «Енисейское речное пароходство», ОАО «Кольская горно-металлургическая компания», Курская АЭС, Нововоронежская АЭС, Смоленская АЭС, ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» и др.

НПП «СпецТек»

РАО ЕЭС: ПИК РОСТА ЦЕН НА ЭЛЕКТРИЧЕСТВО ПРИДЕТСЯ НА 2011—2012 ГОДЫ

Заместитель председателя правления РАО «ЕЭС России» Яков Уринсон считает, что пик роста тарифов на электричество придется на 2011—2012 годы, после завершения реализации инвестиционной программы РАО ЕЭС. Затем начнет развиваться конкуренция и пойдет снижение цен.

«Да, нас ожидает некоторый рост тарифов. Непривычная ситуация,

ведь в течение последних четырех лет тарифы на электроэнергию росли темпами ниже инфляции, т.е. снижались в реальном измерении. В ближайшие годы их рост будет опережать инфляцию. Но о том, что цены на электроэнергию вырастут в разы, не может быть и речи», — заявил Уринсон.

До 2012 года население будет покупать энергию по тарифам, которые установит государство, отметил заместитель главы РАО ЕЭС.

ИА REGNUM

СЕГЕЖСКИЙ ЦБК (КАРЕЛИЯ) ПЛАНИРУЕТ ПОЛУЧАТЬ ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ ИЗ ТОРФА

Одно из крупнейших промышленных предприятий Карелии — Сегежский целлюлозно-бумажный комбинат — намерен отказаться от сжигания мазута и полностью перейти на использование торфа для получения тепловой энергии. Об этом сообщил первый заместитель председателя республиканского комитета по реформированию жилищно-коммунального хозяйства Аврам Склярский, выступая на международном семинаре по биоэнергетике, который прошел 31 мая, в Петрозаводске, передает корреспондент ИА REGNUM.

По словам Склярского, руководство комбината решило провести геологические изыскания для оценки запасов торфяного месторождения, расположенного поблизости с предприятием. Переход к более дешевым и экологически чистым местным видам топлива позволит промышленному гиганту Карелии существенно сократить свои вредные выбросы и сэкономить оборотные средства. В настоящее время предприятие потребляет значительное количество мазута не только для собственных нужд, но и для теплоснабжения жилого фонда города Сегежи.

Как отметил зампреда правительственного комитета, к 2010 году

доля торфа и древесных отходов в региональном топливно-энергетическом балансе коммунальной энергетики должна вырасти почти в 2,5 раза и достигнуть 24%, что будет примерно соответствовать уровню соседней Финляндии и Скандинавии.

ИА REGNUM

СТОИМОСТЬ ГАЗА ДЛЯ ПРОМПРЕДПРИЯТИЙ К 2011 ГОДУ СОСТАВИТ 150 ДОЛЛАРОВ ЗА 1 ТЫС. КУБОМЕТРОВ

Стоимость газа для промышленных предприятий России к 2011 году может составить 150 долларов за 1 тыс. кубометров и будет рассчитываться по формулам, используемым во всем мире. Об этом член правления ОАО «Газпром», начальник департамента по работе с регионами РФ Виктор Илюшин заявил в ходе совещания по вопросам потребления газа промышленными предприятиями Приволжского федерального округа 14 июня в Нижнем Новгороде.

«На сегодня руководители субъектов РФ, видимо, пока не очень представляют, что их ждет. Изменится идеология по поставке газа. Нам необходимо соблюдать баланс интересов потребителя и поставщика. Пока газ будет дешевым, никто его экономить не будет», — отметил Илюшин.

www.regnum.ru

НОВОЕ УСТРОЙСТВО НА ВТЗ ПОМОЖЕТ УМЕНЬШИТЬ ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ В СЕТЯХ

Специалисты ОАО «Волгоград-энерго» высоко оценили качество работы устройства статического быстрого действующего источника реактивной мощности (ИРМ), установленного на Волжском трубном заводе.

По словам начальника сектора взаимодействия с Волгоградским

региональным диспетчерским управлением ОАО «Волгоградэнерго» Виктора Рика, посетившего Волжский трубный завод, это устройство выгодно и для тех, кто потребляет энергию и для тех, кто ее поставляет. Для потребителя — это экономия времени и ресурсов в процессе производства. Кроме того, оборудование работает с высоким коэффициентом полезного действия. При этом электросетевая компания уменьшает потери энергии в сетях, а значит, увеличивается срок службы оборудования.

В сталеплавильном цехе Волжского трубного завода устройство компенсации реактивной мощности работает почти 20 лет. Синхронный компенсатор позволил увеличить количество плавок металла в сутки с 14 до 20 благодаря тому, что мощность трансформатора используется полностью.

Сталеплавильный цех на трубном заводе имеет наибольшую нагрузку в процессе производства, поэтому синхронный компенсатор был установлен в цехе еще при его строительстве. С тех пор устройство работает бесперебойно и обеспечивает автоматический контроль расхода мощности. Работа ИРМ была высоко оценена и специалистом ОАО «Волгоградэнерго».

По словам главного энергетика Волжского трубного завода Ирины Телипайло, в сталеплавильном цехе отношение активной мощности к полной (косинус) равняется 0,98.

Вопрос компенсации реактивной мощности сегодня — один из приоритетных в программах повышения надежности электросетевого комплекса региональных сетевых компаний, входящих в МРСК-1. В частности в ОАО «Волгоградэнерго» разработана целевая программа управления реактивной мощностью на период до 2011 года. В основе мероприятий — установка устройств компенсации реактивной мощности. Это позволит разгрузить электрическую сеть от перетоков реактивной мощности, за счет чего повышается пропускная

способность сети по активной мощности, разгружается силовое оборудование, высвобождаются трансформаторные мощности.

ИА «НовостиВолгограда.ru»

ОТЕЛЬ С ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИЕЙ ОТКРЫЛСЯ В МОСКВЕ

В Москве открылся первый отель с автономной газовой теплоэлектростанцией.

Как сообщили в столичной мэрии, возведение нового четырехзвездочного гостинично-делового центра «Бородино» осуществлялось в соответствии с реализацией Генеральной схемы размещения гостиниц в городе Москве до 2010 года.

Особенность и оригинальность данного проекта гостиницы заключается в практической автономности комплекса от коммунальных сетей города. В состав комплекса входит собственный энергоцентр — обеспечение электроэнергией, горячей водой и кондиционирование осуществляется за счет когенерации и сжигания газов. Единственное, что получает комплекс от коммунальной системы города газ и холодную воду. Это позволяет энергоцентру «Бородино» в чрезвычайных ситуациях также обеспечивать электричеством и прилегающие кварталы.

ИТАР-ТАСС

НА СРЕДНЕМ УРАЛЕ ПОЯВИТСЯ БОЛЕЕ 60 ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Более 60 установок комбинированной выработки тепловой энергии малой мощности 170 МВт появятся на Среднем Урале.

Как сообщили в департаменте информационной политики губернатора Свердловской области, внедрение

таких установок занимает 8—14 месяцев, а себестоимость электроэнергии почти втрое ниже цены, по которой ее поставляют энергосбытовые компании, срок окупаемости в пять раз меньше, чем у крупных энергогенерирующих объектов.

Кроме того, использование малой энергетики приближает ее производство к потребителю, что снижает потери, исключает возможность хищения проводов. Это при том, что возведение крупных энергетических объектов требует значительных капиталовложений, а строительство растягивается на пять-семь лет.

На ряде предприятий и в системе ЖКХ муниципальных образований уже реализованы пилотные проекты по внедрению установок комбинированной выработки тепловой энергии.

«Энергетика и промышленность России»

ДЛЯ ОЧИСТКИ ИЖЕВСКОЙ ВОДЫ БУДУТ ПРИМЕНЯТЬ НОВЫЙ РЕАГЕНТ

В Ижевске будет применяться новый реагент для очистки воды. Такое решение было принято после испытаний реагента гидроксохлорид марки Б, который производится пермским ООО «Сорбент». Испытания проходили с 30 апреля по 16 мая на станции подготовки воды «Кама-Ижевск».

Как сообщает пресс-служба МУП «Ижводоканал», реагент хорошо себя показал и после согласования с Роспотребнадзором будет поставлен в арсенал реагентов холодного периода после дополнительной апробации в декабре 2007 года. В последние годы в столице Удмуртии для очистки воды использовался реагент «Акваурат», но для увеличения надежности системы (в случае перебоев с поставками от производителя) был необходим альтернативный вариант, каким и станет гидроксохлорид марки Б.

www.udm-info.ru



Э. А. Киреева

ПРОБЛЕМУ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НАДО РЕШАТЬ УЖЕ СЕЙЧАС

Известно, что только активная мощность и энергия могут совершать работу и преобразовываться в механическую, тепловую, световую и химическую энергию. Реактивная мощность не преобразуется в другие виды мощности, не совершает работу и поэтому называется мощностью условно. Реактивная мощность идет на создание магнитного и электрического полей.

Реактивная мощность потребляется как электроприемниками, так и элементами сети.

Вследствие неэкономичности передачи реактивной мощности потребителям от генераторов станций устанавливают специальные компенсирующие устройства (КУ) непосредственно в местах ее потребления.

При включении в цепь индуктивной или емкостной составляющей нагрузки (а это и всевозможные двигатели, и промышленные печи, и даже линии электропередач номинальным напряжением выше 110 кВ) между электроустановкой и источником возникает обмен потоками энергии, суммарная мощность которого равна нулю. Но при этом он вызывает дополнительные потери активной энергии, потери напряжения и снижает пропускную способность электрических сетей. Так как избежать подобных негативных воздействий невозможно, необходимо просто свести их к минимуму.

Основное влияние на величину реактивной мощности в электрических сетях оказывает характер нагрузки, то есть характеристики электроустановок, присоединенных к элек-

трическим сетям энергосистемы. Получается, что энергокомпания несет убытки и риски, возникающие по причине потребителя. Разграничение зон ответственности за реактивную составляющую мощности между распределительной сетевой компанией и потребителем — сложная задача в процессе управления реактивной мощностью.

Стимулирование промышленных потребителей к поддержанию оптимального для энергосистемы коэффициента реактивной мощности было введено еще в 30-х годах прошлого века. Была разработана гибкая система скидок и надбавок к тарифу на электроэнергию. Основной целью снижения величины реактивной мощности тогда было стремление к минимизации расходов на строительство электрических сетей. То есть, снизив величину реактивной мощности, можно было сэкономить на сечении проводов и уменьшении мощности трансформаторов.

Система скидок и надбавок с течением времени претерпевала свои изменения, равно как и менялись нормы на оптимальный коэффициент реактивной мощности. Последняя редакция «Правил применения скидок и надбавок к тарифам на электрическую энергию за потребление и генерацию реактивной энергии» была утверждена в декабре 1997 года. А спустя три года она же была отменена приказом Минэнерго от 28 декабря 2000 года № 167. Получается, что с 2001 года никакой правовой основы для взаимодействия с потребителем в части оптимизации реактивной мощности энергосистема не имела.

Несмотря на это, многие сетевые компании внедряли мероприятия по оптимизации реактивной мощности в электрических сетях. Однако, не имея полной информации о режимах работы установок потребителей и возможности повлиять на них, нельзя было добиться полного контроля над процессом управления реактивной мощностью.

Таким образом, нерешение этой проблемы приводит к следующему:

- несоблюдение потребителями установленных норм по коэффициенту реактивной мощности создает дополнительные потери для энергосистемы;
- снижение пропускной способности сетей ухудшает показатели работы сетевой компании и создает риск прекращения электроснабжения для потребителя.

Анализ крупнейшей аварии на подстанции Чагино Московской области 25 мая 2005 года показал, что своевременная оптимизация реактивной мощности могла бы предотвратить тяжелые последствия этой аварии.

В настоящее время потребитель требует от энерго-снабжающих организаций самого главного — надежного, бесперебойного и качественного электроснабжения. Одним из слагаемых успеха в этом направлении и является контроль и управление реактивной мощностью со стороны сетевых компаний. Именно сетевая компания должна полностью контролировать все параметры электроэнергии.

Однако последние законодательные акты опровергают представление процесса управления реактивной мощностью проблемой только энергосистемы. На потребителя тоже возлагаются определенные требования и обязанности. В частности, недавно опубликован и введен в действие Приказ Минпромэнерго от 22 февраля 2007 года № 49, утверждающий «Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договоры энергоснабжения)». Данный порядок утверждает предельные значения коэффициента реактивной мощности $tg\varphi$ для потребителей.

В настоящее время в разработке находится новая методика применения скидок и надбавок к тарифам на электроэнергию. Согласно данной методике потребителю будет дана возможность получить скидку за поддержание требуемого коэффициента реактивной мощности в случае участия потребителя по соглашению с сетевой организацией в регулировании реактивной мощности в часы больших и/или малых нагрузок электрической сети. С другой стороны, при нарушении потребителем установленных норм величина тарифа будет расти.

Пока новая методика готовится к утверждению, многие сетевые компании готовятся к переходу на новый уровень



взаимоотношений с потребителем и новую организацию работ по управлению реактивной мощностью:

- модернизируют средства учета реактивной мощности;
- пересматривают технические условия на присоединение новых потребителей;
- рассчитывают предельные соотношения активной и реактивной мощностей для включения в договоры энергоснабжения с потребителями и др.

Проблема управления реактивной мощностью должна быть решена уже сейчас. Она затрагивает интересы и потребителей, и энергосистемы и связана с такими важными техническими характеристиками электроснабжения как потери электроэнергии, качество электроэнергии, режим работы электрооборудования.

Литература

1. Яшина Н. Компенсация реактивной мощности — проблема энергосистемы и потребителя. «Энерго INFO», № 5, 2007.
2. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. — М. Изд-во «Мастерство», 2001.



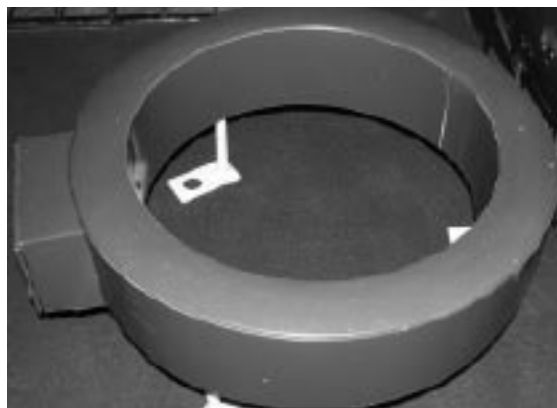
С. Алексеев

РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ НА ВЫСТАВКЕ «ЭЛЕКТРО-2007»

С 13 по 16 июня в Экспоцентре на Красной Пресне прошла 16-я Международная выставка — «Электро-2007». В этом году смотр «Электро» отметил свое 35-летие, подтвердив статус крупнейшей в России и странах СНГ выставки в области электротехники. Его участниками стали 632 компании из 27 стран. С национальными экспозициями выступили Германия, Испания, Италия, Китай, Польша, Тайвань и Чехия. Существенно расширился и российский раздел выставки, в котором была представлена продукция почти 400 российских предприятий из всех регионов страны. Традиционно смотр «Электро-2007» продемонстрировал самые последние достижения современной электротехнической индустрии: электротехническое оборудование для различных отраслей промышленности, передовые энерго-сберегающие технологии и материалы, энергетические установки нового поколения, инновационные проекты и разработки.

При использовании встроенных трансформаторов тока, для точного учета электроэнергии, возникает ряд проблем, а именно: трудоемкость монтажа, необходимость регулировки выключателя после проведения работ по замене трансформатора и др. Применение отдельно стоящих трансформаторов также вызывает некоторые трудности — территория работающих подстанций ограничена (не всегда возможно установить отдельно стоящие трансформаторы), кроме того, это большие расходы на их приобретение.

Свердловский завод трансформаторов тока (СЗТТ) представил на выставке решение этих проблем — трансформатор тока наружной установки ТВ-110-IX с внутренним диаметром, достаточным для его установки снаружи на высоковольтный ввод выключателя.



Трансформатор ТВ-110-IX представляет собой размещенный в литом корпусе, выполненном из компаунда, тороидальный магнитопровод, на который равномерно намотана вторичная обмотка, и экран, выполненный из электропроводящего материала. Экран служит для защиты вторичной обмотки трансформатора от высокого напряжения. Для получения различных коэффициентов трансформации вторичная обмотка имеет несколько ответвлений. Первичной обмоткой трансформатора служит высоковольтный ввод выключателя или силового трансформатора. Трансформатор тока не снижает электрической прочности ввода, так как имеется воздушный зазор между изолятором ввода и корпусом трансформатора тока. Среди основных преимуществ этого изделия: быстрая установка в любое время года, высокие классы точности (0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5) и минимум капиталовложений. Использование этих трансформаторов исключает необходимость перенастраивать релейную защиту, так как остается возможность сохранить ранее установленные встроенные трансформаторы тока.



Также на стенде завода был представлен трехфазный трансформатор с литой изоляцией серии ТЛС. Трансформаторы ТЛС используются в КТП и КРУ как трансформаторы собственных нужд, то есть для питания приводов выключателей, питания и обогрева защиты и автоматики, освещения, вентиляции и электропитания любых других приборов, используемых при обслуживании ячейки. Они экологичны, пожаробезопасны и не нуждаются в обслуживании. Завод изготавливает трансформаторы этой серии на мощности 10, 16, 25, 40 и 63 кВА.

«Корневский завод НВА» показал серию высоковольтных токоограничивающих предохранителей ПКТ-VV на номинальные напряжения от 7,2 до 40,5 кВ и номинальные токи до 100 А. Они предназначены для защиты воздушных и кабельных линий, силовых трансформаторов, электродвигателей, конденсаторов и другого оборудования. К преимуществам этой серии следует отнести: высокую отключающую способность (50 кА на напряжении до 24 кВ), малые потери мощности, наличие ударного устройства, срабатывающего при перегорании предохранителя и действующего на выключатель нагрузки с целью исключения неполнофазных режимов, а также соответствие требованиям стандарта МЭК 60282-1.

Для Чебоксарского электроаппаратного завода (ЧЭАЗ) разработка и изготовление устройств РЗА является одним из основных направлений деятельности. И на этой выставке на стенде предприятия был представлен микропроцессорный блок релейной защиты и автоматики серии БЭМП. Эти блоки выполняют все необходимые функции релейной защиты, автоматики, сигнализации и управления присоединений среднего напряжения 6—35 кВ и предназначаются для установки в КРУ, КРУН, КСО в качестве основного устройства РЗА. Разработанный на «ЧЭАЗ» и реализованный в БЭМП специализированный редактор свободно программируемой логики дает возможность в соответствии с конкретным заказом модифицировать типовые функциональные схемы и реализовывать новые без изменения аппаратной части. Таким образом, в каждом конкретном случае будет учтена специфика предпри-

ятия и соответствующие проектные решения, сложившиеся отрасли (ТЭЦ, сетевые предприятия, промышленные и нефтеперерабатывающие предприятия). В зависимости от необходимого исполнения в БЭМП может быть: от 4 до 8 входов измерения токов и напряжений присоединения, 8,16 или 24 дискретных входов и 8,16,24 или 32 выходных реле. Широкий рабочий температурный диапазон от -40 до +55 °С позволяет использовать БЭМП в релейных отсеках КРУ как внутренней, так и наружной установки.

Дивногорский завод низковольтных аппаратов (ДЗНВА) продемонстрировал на выставке модернизированный выключатель серии ВА57—39 с электронным расцепителем. Электронный расцепитель служит для подачи команды на автоматическое отключение при возникновении в цепи, защищаемой выключателем, токов короткого замыкания или перегрузки недопустимой продолжительности. Он позволяет производить аварийное отключение сети в диапазоне от 1,5 In и более. Изменяемая характеристика выключения в области перегрузки позволяет обеспечить защиту как распределительных трансформаторов, так и двигателей с различными режимами пуска. Номинальные рабочие токи выключателя (In) — от 320А до 630А. Номинальное рабочее напряжение (Un) — до 660В. Наибольшая предельная отключающая способность — 40кА.

Компания «Конвертор» привезла на выставку линейку комплектных систем оперативного постоянного тока марки КАУ, предназначенных для бесперебойного питания постоянным током цепей защиты, автоматики, систем аварийного питания, освещения и других технологических потребителей. Если раньше такие системы собирались из комплектующих разных производителей, то сейчас ЗАО «Конвертор» предложило комплексное решение. В состав системы входят: два зарядных устройства, шкаф ввода и распределения нагрузки (до 30 линий) и аккумуляторная батарея (АБ) на основе герметичных необслуживаемых аккумуляторов содержащая 100-120 элементов. Основным недостатком выпускаемых в настоящее время систем оперативного постоянного тока — это невозможность обеспечения полного контроля за рабочими параметрами аккумуляторной батареи (АБ) и управления ее режимами эксплуатации.



ВЫСТАВКИ

Компания «Конвертор» предложила решение этой проблемы — специальный блок контроля аккумуляторных батарей (БАБ), подключенный непосредственно к клеммам АБ или на вводе АБ в шкафу ввода. Блок контроля обеспечивает непосредственное измерение основных характеристик аккумуляторной батареи: напряжения, тока заряда и разряда, температуры. Информация о режимах АБ поступает с соответствующих входов блока контроля в систему управления каждого зарядного устройства. Таким образом, блок контроля позволяет исключить недозаряд или перезаряд АБ и дает возможность контролировать минимальное и максимальное напряжение на АБ.

«Кашинский завод электроаппаратуры» экспонировал новые электромагнитные контакторы серии КЭ12 на токи 160 и 180 А, предназначенные для применения главным образом в стационарных установках для дистанционного пуска непосредственным подключением к сети, остановки и реверсирования трехфазных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором при напряжении до 660 В переменного тока. Для подавления перенапряжений, возникающих на катушках контакторов, используются ограничители перенапряжений типа ОПН, что дает возможность для работы в системах управления с применением микропроцессорной техники. Также на стенде были показаны электротепловые токовые реле типа РТТ5К-16 на токи до 16 А, для защиты трехфазных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором от токовых перегрузок недопустимой продолжительности, в том числе возникающих при выпадении одной из фаз.

Компания «Реле и автоматика» представила на выставке новое реле времени ВЛ-М32, предназначенное для пуска короткозамкнутых асинхронных двигателей пускателями с переключением со звезды на треугольник. Реле имеет две отдельных времязадающих цепи: одну цепь с регулируемой выдержкой времени для разгона двигателя по схеме «звезда» и одну цепь с постоянной выдержкой 50 мс для переключения питания двигателя со схемы «звез-



да» на схему «треугольник». Особенно следует отметить, что питание реле осуществляется в диапазоне 24...220В переменного или постоянного тока. Также на стенде компании было показано фотореле ФР-8М. Новое фотореле отличается высокой помехозащищенностью, выполнено в корпусе на DIN-рейку для установки в стандартный щиток. Главная особенность реле — герметичный фотодатчик, который может устанавливаться на удалении до 100 м от самого фотореле и соединяется обычным неэкранированным проводом типа ПВС. ФР-8М используется для автоматического включения и отключения уличного освещения, мест общего пользования, индивидуальных рабочих мест и т.п. посредством контроля уровня освещенности фотодатчика, а также для применения в качестве комплектующего изделия в устройствах промышленной автоматики.

На стенде компании «Новатек-Электро» были показаны однофазный стабилизатор напряжения Legat-20, запущенный в серийное производство, и перспективная разработка Legat-70, предназначенные для обеспечения высокостабильным электропитанием различных потребителей. Отличительная особенность стабилизаторов — бестрансформаторная схема, защищенная патентами РФ и Украины. Принцип работы стабилизатора основан на регулировании выходного напряжения путем широтно-импульсной модуляции. На входе и на выходе прибора имеются аналоговые фильтры, эффективно сглаживающие импульсные помехи в сети. Принцип широтно-импульсной модуляции дает возможность корректировать выходной сигнал. Для потребителей очень важным является качество выходного напряжения, а именно обеспечение строгой синусоидальности питающего напряжения. В данном приборе корректировку осуществляет микропроцессор, который постоянно анализирует выходной сигнал и добивается его наилучшего совпадения с синусоидой.

Более подробно об этих и других разработках отечественных производителей, которые были представлены на выставке «Электро-2007», читайте в ближайших номерах журнала.



Г. Ф. Быстрицкий,
профессор,
М. И. Трофимчук,
инженер,
Московский энергетический
институт

ПЕРЕГРУЗКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Для каждой кабельной линии при вводе в эксплуатацию устанавливаются максимальные токовые нагрузки в зависимости от допустимых температур в соответствии с ПУЭ. Эти нагрузки определяются по участку трассы с наихудшими тепловыми условиями, если длина более 10 м.

Предельно допустимые токовые нагрузки на кабель зависят от допустимой температуры нагрева кабеля или провода в процессе эксплуатации, при которой изо-

ляция не подвергается быстрому старению и не снижаются ее механическая прочность и эластичность. За допустимую температуру принимают температуру токопроводящей жилы, не превышающую допустимой температуры нагрева изоляции (табл. 1). Поэтому тепловой расчет кабелей сводится к определению температуры токопроводящей жилы с учетом потерь в жилах через изоляцию, оболочку и броню. При этом учитывают тепловые сопротивления кабеля и окружающей среды, а также

Таблица 1
Предельно допустимые длительные температуры нагрева жил кабелей, $t_{\text{доп}}$

Виды изоляции кабелей и проводов	Рабочее напряжение, кВ	Допустимая температура нагрева, °С
Пропитанная бумажная (кабели с вязкой пропиткой)	До 3	80
	6	65
	10	60
	25 и 35	50
Пропитанная бумажная (кабели маслonaполненные)	35	80
	110	70
	220	70
	500	65
Пропитанная бумажная (кабели газонаполненные)	35	80
	110	70
Полиэтилен низкой плотности	1—35	70
Полиэтилен высокой плотности	1—35	80
Полиэтилен вулканизованный (сшитый)	1—35	90
Полиэтилен облученный	1—35	110—150

Таблица 2

Допустимые перегрузки кабелей до 10 кВ в нормальном и аварийном режимах

Коэффициент предварительной загрузки	Вид прокладки кабеля	Кратность перегрузки при ее длительности, ч					
		Нормальный режим			Аварийный режим		
		0,5	1	3	1	3	6
0,6	В земле	1,35	1,30	1,15	1,50	1,35	1,25
	В воздухе	1,25	1,15	1,10	1,35	1,25	1,25
	В трубах (в земле)	1,20	1,10	1,00	1,30	1,20	1,15
0,8	В земле	1,20	1,15	1,10	1,35	1,25	1,20
	В воздухе	1,15	1,10	1,05	1,30	1,25	1,15
	В трубах (в земле)	1,10	1,05	1,00	1,20	1,15	1,10

колебания температуры окружающей среды за счет сезонных изменений температуры и посторонних источников тепла.

Кабельные линии 10 кВ, несущие в нормальном режиме нагрузку меньше номинальной, разрешается кратковременно перегружать. Значения допустимых перегрузок указаны в табл. 2.

В аварийном режиме перегрузка кабелей допускается на время прохождения максимумов нагрузок в течение 5 суток.

Однако при определении эксплуатационных нагрузок допустимые расчетные нагрузки пересчитываются путем применения соответствующих коэффициентов. Эти поправочные коэффициенты вводятся при прокладке рядом в земле или трубах более одного несущего нагрузку кабеля и при изменении температуры окружающей кабель среды. Значения поправочных коэффициентов приводятся в справочниках.

Очевидно, что тепловой режим кабелей, проложенных в блочной канализации, особенно тяжел. Поэтому при расчете эксплуатационных нагрузок таких кабелей вводится ряд коэффициентов, зависящих от сечения и расположения кабелей по ячейкам блока, номинального напряжения и среднесуточной нагрузки всех кабелей блока. Рассчитанные эксплуатационные нагрузки кабелей

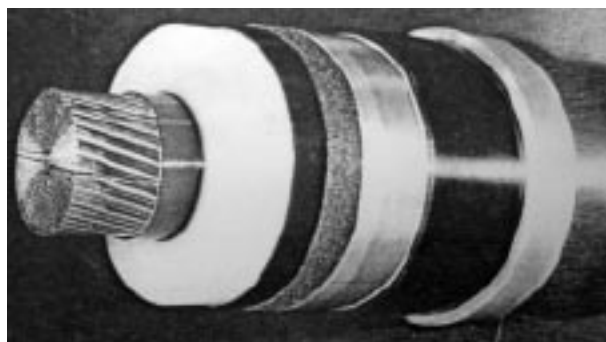


Рис. 1. Общий вид кабеля с СПЭ-изоляцией, сечением до 1500 мм²

по нагреву не должны быть выше нагрузок, учитывающих допустимую экономическую плотность тока.

В процессе эксплуатации кабелей проверка температуры нагрева жил производится измерением температуры их металлических оболочек. Для измерений рекомендуется применять терморезисторы или термопары. Температура жил $t_{ЖИЛ}$ определяется по формуле:

$$t_{ЖИЛ} = t_{ОБОЛ} + \Delta t_{КАБ},$$

где

$t_{ОБОЛ}$ — температура на свинцовой оболочке или броне кабеля, °С;

$\Delta t_{КАБ}$ — перепад температур от металлических оболочек до жил кабеля, °С.

Перепад температур $\Delta t_{КАБ}$ может быть рассчитан по формуле:

$$\Delta t_{КАБ} = \frac{I^2 \cdot n_{Ж} \cdot \rho \cdot S_{К}}{100 \cdot q},$$

где

I — длительная максимальная нагрузка в момент измерения, А;

$n_{Ж}$ — число жил кабеля;

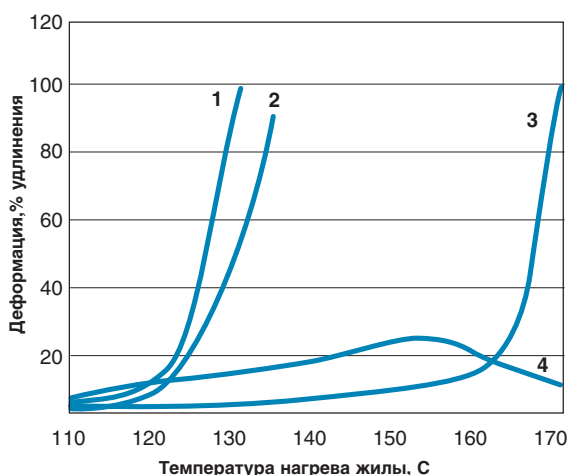
ρ — удельное сопротивление материала жилы, Ом·мм²/м;

$S_{К}$ — сумма тепловых сопротивлений изоляции и наружных покровов, К·см/Вт, принимаемых по справочникам в зависимости от номинального напряжения и сечения жилы кабеля;

q — сечение жилы кабеля, мм².

По найденной температуре нагрева жил, току нагрузки и температуре окружающей среды $t_{ОКР}$ допустимая нагрузка на кабель может быть пересчитана для действительных эксплуатационных условий по формуле:

$$I_{ДОП} = I \cdot \sqrt{\frac{t_{ДОП} - t_{ОКР}}{t_{ЖИЛ} - t_{ОКР}}}.$$



- 1 — термопластичный
- 2 — облученный
- 3 — блоксополимер
- 4 — силаносшитый полиэтилен

Рис. 2. Зависимость деформации изоляции из различных материалов от температуры нагрева жилы

В настоящее время в мировой практике и на ряде кабельных заводов России изготавливают силовые кабели среднего напряжения (10—35 кВ) и более (большой частью одножильные) с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) и этиленпропиленовой резины (ЭПР), которые обладают лучшими электрическими и термическими свойствами, хорошими механическими параметрами. Изоляция из сшитого полиэтилена СПЭ допускает повышенные температуры эксплуатации за счет поперечной сшивки линейных молекул ПЭ через атомы углерода или цепочки кремний-кислород.

На рис.1 показан одножильный кабель с СПЭ-изоляцией, сечением до 1500 мм², а на рис. 2 — механические свойства изоляции из СПЭ.

Основными преимуществами кабеля с СПЭ-изоляцией являются:

- большая пропускная способность за счет увеличения допустимой температуры жилы (допустимые токи нагрузки в зависимости от условий прокладки на 15—30% больше, чем у кабеля с бумажной изоляцией), см. табл. 3;
- высокий ток термической устойчивости при коротком замыкании, что особенно важно, когда сечение кабеля выбрано только на основании номинального тока КЗ;
- низкий вес, меньший диаметр и радиус изгиба, что обеспечивает легкость прокладки кабеля (в кабельных сооружениях, в земле на сложных трассах);
- возможность вести прокладку кабеля при температуре до — 20 °С без предварительного подогрева (благодаря использованию полимерных материалов для изоляции и оболочки);
- низкая удельная повреждаемость (практика применения кабеля с СПЭ-изоляцией показывает, что она, как минимум, на 1—2 порядка ниже, чем у кабеля с бумажной изоляцией);
- отсутствие каких-либо жидких компонентов, что уменьшает время и снижает стоимость прокладки и монтажа;
- однофазная конструкция, позволяющая изготавливать кабель с жилой сечением до 800 мм², оптимальным для передачи большой мощности;
- большие строительные длины (до 2000 м).

Учитывая также, что основным видом повреждений на одножильном кабеле является однофазное замыкание, можно утверждать, что затраты на ремонт значительно сокращаются. Твердая изоляция дает огромные преимущества при прокладке на местности с большими наклонами, возвышенностями и на пересеченной местности, т.е. на трассах с большой разницей уровней, в вертикальных и наклонных коллекторах.

В табл. 3 приведено сравнение характеристик кабелей с СПЭ-изоляцией и кабелей с бумажной изоляцией для различных напряжений.

Таблица 3

Сравнение эксплуатационных характеристик кабелей с СПЭ-изоляцией и кабелей с бумажной изоляцией для различных напряжений

Наименование показателя	Кабель с СПЭ-изоляцией, 6—35 кВ	Кабель с бумажной изоляцией	
		10 кВ	20—35 кВ
Длительно-допустимая температура	90	70	65
Допустимый нагрев в аварийном режиме	130	90	65
Предельно-допустимая температура при протекании тока КЗ	250	200	130
Температура при прокладке без предварительного подогрева, не ниже	– 20	0	0
Относительная диэлектрическая проницаемость ϵ при комнатной температуре 20 °С	2,4	4,0	4,0
Коэффициент диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ при комнатной температуре 20 °С	0,001	0,008	0,008

**КОМПАНИЯ
«ЭНЕРГОТЕХ» ПОСТРОИТ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ
СОБСТВЕННЫХ
НУЖД ДЛЯ ЗАВОДА
ЛИМОННОЙ КИСЛОТЫ
ЗАО «ЦИТРОБЕЛ»
В БЕЛГОРОДСКОЙ
ОБЛАСТИ**

В состав электростанции войдут четыре газопоршневых агрегата Waukesha APG1000, размещенные в здании котельной завода под общей кровлей. Автономный энергоцентр будет вырабатывать 4 МВт электрической и 3 МВт тепловой мощности для постоянного электро- и теплообеспечения технологических процессов производства лимонной кислоты, ее солей (цитратов) и кормовых добавок на базе отходов основного производства.

Электростанция будет использовать в качестве топлива магистральный природный газ и помимо генерирующего оборудования включает в себя полную систему утилизации тепла выхлопных газов и рубашек охлаждения двигателей, другие необходимые инженерные системы. «Энерготех» осуществит все работы «под ключ» до ввода объекта энергоснабжения в эксплуатацию. В настоящее время идет разработка проектно-технической документации будущего энергоцентра.

«Это будет первый в России энергоцентр на базе газопоршневых генераторных установок Waukesha серии APG, которые соответствуют жесткому стандарту TA Luft по чистоте выхлопа», — говорит коммерческий директор «Энерготех» Константин Камышный. Все оборудование энергоцентра будет размещаться в ограниченном пространстве, образовавшемся за счет исключения одного из котлов-утилизаторов реконструируемой котельной. Ввод когенерационной электростанции на Белгородском заводе лимонной кислоты запланирован на конец 2008 года.

ЗАО «Цитробел» (Белгородский завод лимонной кислоты) является единственным производителем лимонной кислоты в России, широко используемой в пищевой и фармацевтической промышленности. Производство мощностью 600 т в год было организовано в 1960 году после проведения реконструкции цехов спиртового завода. В настоящее время завод выпускает

>> 18

Таблица 4

Поправочные коэффициенты на температуру окружающей среды по отношению к длительно допустимым токам нормального режима (температура жилы 90°С) для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Условия прокладки	Поправочные коэффициенты при температуре окружающей среды, °С					
	-5	0	5	10	15	20
Земля	1,13	1,1	1,06	1,03	1,0	0,97
Воздух	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04
	25	30	35	40	45	50
Земля	0,93	0,89	0,86	0,82	0,77	0,73
Воздух	1,0	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Таблица 5

Допустимые перегрузки кабелей с изоляцией из СПЭ напряжением 1 и 10 кВ

Вид прокладки кабеля	Кратность перегрузки при напряжении, кВ	
	1	10
В земле	1,17	1,23
В воздухе	1,20	1,27

В табл. 4 приведены поправочные коэффициенты для кабелей с изоляцией из СПЭ.

Допустимые токи кабеля в режиме перегрузки при прокладке в земле и на воздухе могут быть рассчитаны путем умножения значений длительно допустимых токов кабелей на коэффициенты, приведенные в табл. 5.

В заключение отметим, что применение новых изоляционных материалов (СПЭ и ЭПР) для кабельных линий позволяет производить определенную перегрузку кабелей на 20—40%.

Литература

1. Быстрицкий Г.Ф., Абрамкин В.П. К вопросу о перегрузках воздушных и кабельных линий. «Электрика», №4, 2006.
2. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / Под общей редакцией А.А. Федорова. Т. 1. М.: Энергоатомиздат, 1986.
3. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под редакцией И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова. М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Быстрицкий Г.Ф., Кудрин Б.И., Сажанков В.А. Воздушные и кабельные линии. М.: МЭИ, 1988.



**Т. В. Анчарова,
А. В. Романенко**

ГРАНИЧНЫЕ ДЛИНЫ ГРУППОВЫХ ЛИНИЙ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Особенностью осветительных сетей является их большая разветвленность, небольшие значения электрических нагрузок присоединений и возможность выполнения одно-, двух- и трехфазными группами. Сети освещения питаются от цеховых ТП на напряжение 6—10/0,4 кВ или от вводных щитов на напряжение ниже 1кВ. Питание осветительных сетей возможно совместно с силовыми от общих источников или отдельно. Питание от трансформатора только осветительных нагрузок (раздельное) является более дорогим, но позволяет обеспечить высокое качество электрической энергии у источников света. Поэтому применение системы раздельного питания необходимо при наличии электропотребителей большой единичной мощности, вызывающих колебания напряжения. Вопрос о качестве электрической энергии у источника света должен решаться на основании требований ГОСТа [6]. Осветительная сеть состоит из питающей и групповой сети. К групповой сети подключаются непосредственно источники света. Она может выполняться одно- двух- и трехфазной, при этом каждый источник света присоединяется на фазное напряжение. Групповая сеть подключается к осветительным щитам. Допускается от 6 до 16 присоединений к каждому щиту. Питающая сеть служит для соединения осветительных щитов с источниками электроснабжения. Она выполняется трехфазной пятипроводной.

Количество ламп, которые можно подключить к одной группе в зависимости от их типа и мощности, регламентируется в п. 6.2.10 [4]:

«6.2.10. Каждая групповая линия, как правило, должна содержать на фазу не более 20 ламп накаливания, ДРЛ, ДРИ, ДРИЗ, ДНаТ, в это число включаются также штепсельные розетки.

В производственных, общественных и жилых зданиях на однофазные группы освещения лестниц, этажных коридоров, холлов, технических подполий и чердаков допускается присоединять до 60 ламп накаливания каждая мощностью до 60 Вт.

Для групповых линий, питающих световые карнизы, световые потолки и т.п. с лампами накаливания, а также светильники с люминесцентными лампами мощностью до 80 Вт, рекомендуется присоединять до 60 ламп на фазу; для линий, питающих светильники с люминесцентными лампами мощностью до 40 Вт включительно, может присоединяться до 75 ламп на фазу и мощностью до 20 Вт включительно — до 100 ламп на фазу.

Для групповых линий, питающих многоламповые люстры, число ламп любого типа на фазу не ограничивается.

В групповых линиях, питающих лампы мощностью 10 кВт и больше, каждая лампа должна иметь самостоятельный аппарат защиты».

На рис.1 приведена типовая принципиальная схема осветительной сети производственного объекта с выделением питающего и группового участков, на которых указаны максимальные значения токов по участкам сети, определяющим значения номинальных токов автоматических выключателей.

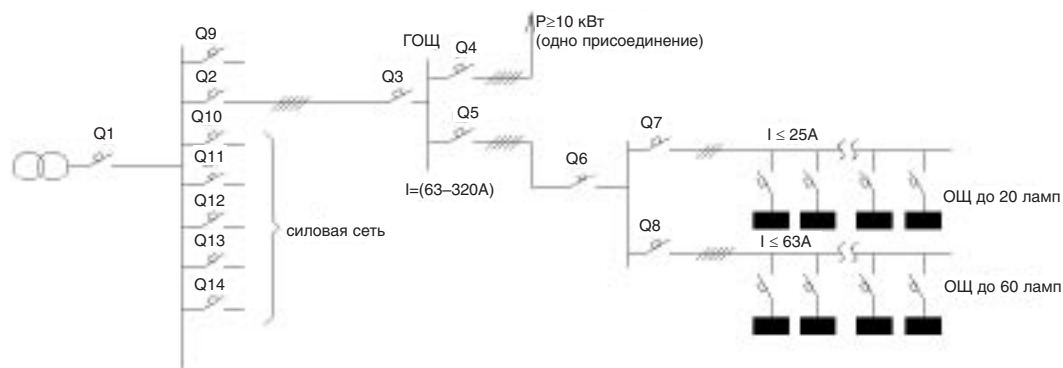


Рис. 1. Типовая схема осветительной сети

Указанные особенности осветительных сетей предполагают использование методики выбора и проверки сечений проводников, питающих как групповые, так и распределительные сети, отличающейся от аналогичных расчетов для силовых сетей.

Выбор сечений осветительных сетей выполняется по потере напряжения, с последующей проверкой по расчетному току нагрузки и термической стойкости к токам короткого замыкания. Однако часто в проектной практике осветительные сети рассчитываются по методике расчета силовой сети. В некоторых случаях это приводит к повышенному расходу проводникового материала, а следовательно и увеличению стоимости сети, тем более, что она выполняется из меди.

При достаточно небольшой протяженности осветительной сети и относительно малой ее разветвленности результаты расчета по обеим методикам совпадают. Но если осветительные сети достаточно длинные и разветвленные, то разница в расчетах может быть существенной.

Максимальная пропускная способность групповых осветительных сетей определяется возможным ограниченным числом присоединений [4], а также особенностями осветительных средств.

Рассмотрим эти особенности.

При проектировании осветительных установок необходимо, чтобы световой поток распределялся по рабочей поверхности равномерно. Обеспечить максимальную равномерность можно, используя близко расположенные светильники с малым световым потоком и, соответственно, малой мощности. Но чем меньше мощность ламп, тем меньше для однотипных источников света будет световая отдача H , характеризующая эффективность преобразования электрической мощности P в световой поток Φ .

$$H = \frac{\Phi}{P} \quad [\text{лм} / \text{Вт}],$$

Следовательно, более экономичной, с точки зрения электропотребления, будет осветительная установка, использующая более мощные лампы, но требования по равномерности распределения светового потока по рабочей поверхности не будут выполняться.

Существуют рекомендации по размещению светильников в системе общего освещения [5], обеспечивающие приемлемую равномерность освещенности рабочей поверхности, в зависимости от высоты помещения и формы кривой силы света светильника (КСС).

Таблица 1
Рекомендуемые значения коэффициента λ

Тип КСС	Д	Г	К
λ	1,4—1,6	0,8—1,1	0,4—0,7

В табл.1 представлены значения $\lambda = \frac{L}{h}$ в зависимости от типа кривой силы света светильника:

- Д — диффузное светораспределение;
- Г — глубокоизлучатель;
- К — концентрированное светораспределение;
- L — расстояние между соседними светильниками;
- h — высота помещения.

Рекомендации, представленные в табл. 1, позволяют оценить наибольшую протяженность групповых осветительных сетей в функции формы КСС и высоты размещения источника света над рабочей поверхностью h_p . Эти сведения позволят смоделировать осветительную сеть с целью выявления максимальной длины сети, при которой результаты расчета стандартным способом совпадают с расчетом сети на минимум проводникового материала, применяемым для осветительных сетей. Назовем такую длину сети «граничной».

Нахождение «граничной» длины позволит исключить неэффективные проектные решения при расчете осветительных сетей. Одновременно при алгоритмизации проектной задачи выявление пограничных значений длины осветительных сетей позволит ускорить проектирование, не снижая качества проекта.

Авторами был проведен расчет возможного диапазона длин линий групповых осветительных сетей при различных источниках света, разных, наиболее употребляемых, высотах помещений, при использовании светильников с КСС типа Д, Г, К.

Таблица 2

Максимальные длины осветительных групп КСС типа «Д»

№ п/п	Кол-во ламп в св-ке, шт	Рламп, Вт	Рсв, Вт	Макс. кол-во св-ков по ПУЭ, шт	cosφ	Ргруппы, кВт	Н, м					
							2,8	3,5	4	5	6	8
1.	1	23	25	75	0,97	1,86	315	394	450	563	675	
2.	1	26	28	75	0,97	2,11	315	394	450	563	675	
3.	1	28	30	75	0,97	2,27	315	394	450	563	675	
4.	1	32	35	75	0,97	2,59	315	394	450	562,5	675	
5.	1	36	39	75	0,97	2,92	315	394	450	562,5	675	
6.	1	49	53	60	0,97	3,18	252	315	360	450	540	720
7.	1	58	63	60	0,97	3,76	252	315	360	450	540	720
8.	1	80	86	60	0,97	5,18	252	315	360	450	540	720

Расчет проводился для ламп типа: люминесцентные (ЛЛ), металлогалогенные (МГЛ) и ламп дуговых ртутных (ДРЛ, ДРИ). Высота помещений изменялась от 2,8 до 12 м. В расчетах учитывался диапазон высот помещений, для которых целесообразно использовать данный тип ламп.

В качестве примера в табл. 2 представлены результаты расчета максимальной длины для люминесцентных ламп при КСС типа «Д».

По результатам расчета максимальной длины групповой сети построены графики для различных типов источников света: люминесцентных светильников с 1, 2 или 4-мя лампами и для разрядных ламп ДРЛ, ДРИ, МГЛ с 1, 2 и 3-мя лампами. Графики представлены на рис. 2

Графики позволяют оценить максимальную длину групповых сетей в зависимости от формы КСС светильника и высоты помещений.

Как видно из графиков, наибольшая длина группы будет в случае использования одноламповых светильников с люминесцентными лампами и КСС типа «Д», а наименьшая — при использовании трехламповых светильников с лампами накаливания или разрядными лампами высокого давления. Полученные сведения позволяют оценить применимость общепринятой методики для выполнения расчетов осветительных сетей.

Разумеется, фактическая длина группы будет несколько больше, на длину участка от осветительного щита до первого присоединения светильника, однако, эта длина легко оценивается при проектировании.

Для использования в составлении алгоритма для машинных расчетов представим найденные зависимости в виде многочленов вида:

$$L(h) = a_n \cdot h^n + a_{(n-1)} \cdot h^{(n-1)} \dots a_1 \cdot h + a_0,$$

где

h — высота помещения, м;

L — длина осветительной группы;

a₀, a₁... a_n — коэффициенты многочлена.

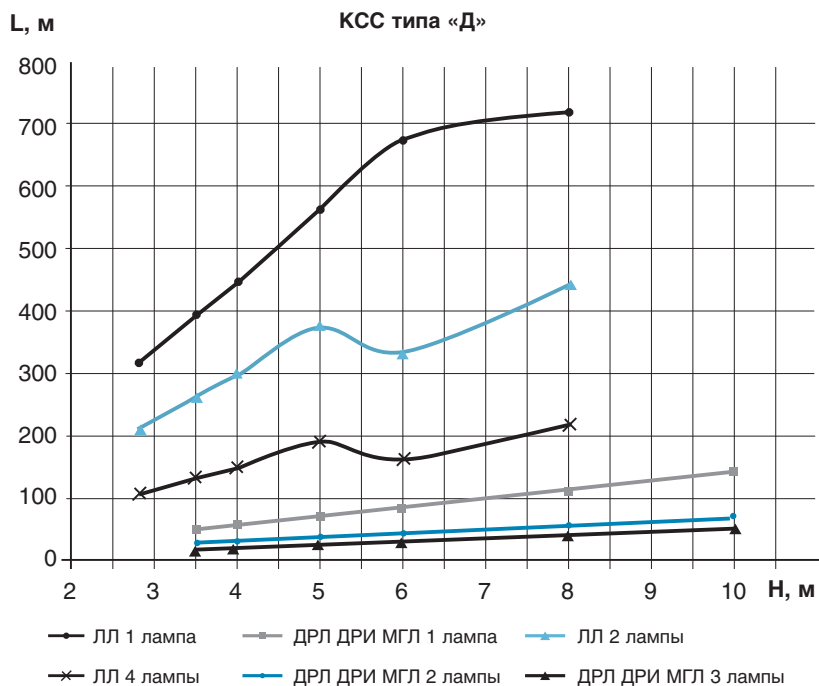


Рис. 2. Максимальная длина осветительной группы в зависимости от высоты помещения

14 <<

до 10000 тонн лимонной кислоты под маркой «Цитробел» в год, большая часть которой экспортируется в европейские страны. «Почти каждая конфета, каждое печенье или безалкогольный напиток содержат в себе нашу лимонную кислоту», — говорит генеральный директор ЗАО «Цитробел» Евгений Мачинский. С 2002 года завод входит состав холдинга «Продимекс».

ADVIS.RU

**УСТЬ-КАТАВСКИЙ
ВАГОНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ
ЗАВОД ОСТАЕТСЯ
В РОЗНИЧНОМ СЕКТОРЕ
ЧЕЛЯБЭНЕРГОСБЫТА**

Усть-Катавский вагоностроительный завод (Челябинская область) остается в розничном секторе ОАО «Челябэнергосбыт».

Такое решение приняли генеральные директора ОАО «Челябэнергосбыт» Вячеслав Середкин и ФГУП «Усть-Катавский вагоностроительный завод» Павел Абрамов на встрече, посвященной обсуждению перспектив энергоснабжения завода на 2008 год. Как сообщили агентству «Урал-прессинформ» в Челябинскэнергосбыт, новые правила покупки электроэнергии, запущенные в сентябре прошлого года, положили начало поэтапной либерализации оптового рынка электроэнергии (ОРЭ). Уже сегодня по свободной цене продается 5% от общего объема закупаемой энергии, с июля эта доля увеличится до 10%. К 2011 году рынок электроэнергии полностью уйдет от регулирования. В рамках проводимых в энергетике реформ, у промышленных потребителей появилась возможность выбора поставщика — сбыт отнесен к конкурентным видам бизнеса. Однако пока промышленники не спешат кардинально пересматривать отработанные схемы поставок электроэнергии. Их осторожная позиция имеет под собой здравый смысл: выход на ОРЭ сегодня требует не только специальных знаний, но и стоит немалых денег; менять поставщика в поисках мнимой дешевизны рискованно — ошибка в выборе, напротив, может обернуться увеличением затрат на производство продукции. В то же время действующий поставщик — ОАО «Челябэнергосбыт» — стабильная региональная энергокомпания,

>> 44

КСС типа «Д» — интерполяция

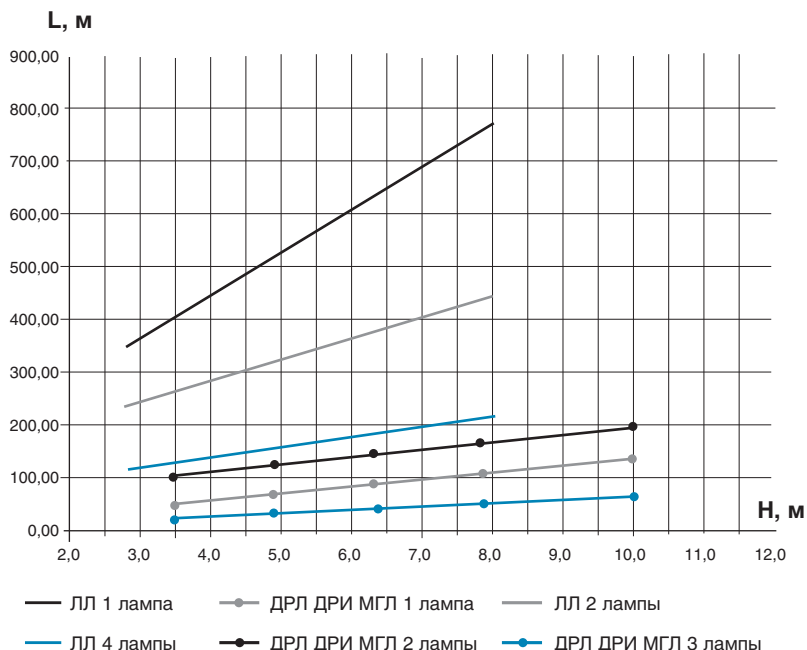


Рис. 3. Максимальная длина осветительной группы в зависимости от высоты помещения — интерполированные значения

С помощью метода наименьших квадратов найдем коэффициенты многочлена, наиболее точно описывающего найденные зависимости.

Проведенные вычисления показали, что наиболее точно зависимости описываются многочленом первой степени, то есть:

$$L(h) = a_1 \cdot h + a_0$$

Найденные зависимости (рис.3) приведены в графическом виде.

Выводы

- Длина осветительной группы ограничена сверху светотехническими и нормативными соображениями.
- Используя найденные зависимости, можно получить максимальную длину группы для данного типа светильника, и помещения, в котором он установлен.
- Зная для нужного нам типа светильников максимально возможную длину группы и «граничную» длину, при которой методы расчета расходятся, мы можем правильно выбрать метод расчета данного участка осветительной сети и найти оптимальные значения сечений проводников.

Литература

1. Справочная книга по светотехнике. Под ред. Ю. Б. Айзенберга. М.:1995.
2. Справочная книга для проектирования электрического освещения. Под ред. Г. М. Кнорринга. Л.:1976.
3. Электрическая часть осветительных установок. Рябов. Л.:1956.
4. Правила устройства электроустановок. 7-е издание.
5. СН 357—77: Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий.
6. ГОСТ 13109—97. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».



**М. А. Кулага,
ОАО «Электрокомплекс»**

НОВАЯ ВАКУУМНАЯ КОММУТАЦИОННАЯ АППАРАТУРА

Вакуумная коммутационная аппаратура данного предприятия эксплуатируется в районах с различными климатическими условиями, обеспечивая экологическую и техническую безопасность. Надежность и качество аппаратуры проверены временем и опытом ее эксплуатации у потребителей.

Ниже рассмотрены новые разработки предприятия.

Выключатели вакуумные серии ВББ/ЭЛКО-10-20 У2 (рис. 1)

Выключатели со встроенным электромагнитным бокового расположения приводом предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока с изолированной нейтралью частоты 50 Гц с номинальным напряжением до 10 кв. Устанавливаются в шкафах комплектных распределительных устройств (КРУ и КСО), а также используются для замены маломасляных и электромагнитных выключателей.

Выключатели изготавливаются в стационарном исполнении.

Условия эксплуатации

- Высота над уровнем моря — не более 1000 м.
- Верхнее рабочее значение температуры воздуха при эксплуатации — не более +55°C.
- Нижнее рабочее значение температуры воздуха при эксплуатации — не менее -60°C.
- Относительная влажность воздуха — 80% при 20°C.



Рис. 1

- Окружающая среда — невзрывоопасная.
- Рабочее положение выключателя в пространстве — любое.

Контакты вакуумные серии КБСК-10 УХЛ2 (рис. 2)

Контакты со встроенным электромагнитным приводом предназначены для коммутации электрических цепей в сетях трехфазного переменного тока с изолированной нейтралью частоты 50 Гц напряжением ем до 10 кв.

Технические характеристики выключателей ВББ/ЭЛКО-10—20 У2	
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	630, 1000, 1250
Номинальный ток отключения, кА	20
Ток включения, кА	20
Ток термической стойкости в течение 3 с, кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51
Номинальное напряжение цепей управления, В: переменного тока постоянного тока	220 220
Электрическое сопротивление токопровода главной цепи, мкОм: на ток 630 А на ток 1000, 1220 А	75 55
Собственное время включения, тв, с, не более	0,06
Собственное время отключения, то, с, не более	0,02
Полное время отключения, с, не более	0,05
Испытательное кратковременное напряжение промышленной частоты одноминутное, кВ	42
Испытательное напряжение грозового импульса полного, кВ	75
Ход подвижного контакта, мм, не более	6+1
Ресурс по механической стойкости, циклы «В-тп-О»	50 000
Ресурс по коммутационной стойкости, циклы «В-тп-О»	50 000
Ресурс по коммутационной стойкости при номинальном токе отключения, циклы «В-О»	50
Максимальный ток заряда конденсаторов включения, А, не более	1
Время зарядов конденсаторов включения, с, не более	15
Ток потребления электромагнита отключения, А, не более	1,6
Срок службы до списания, годы, не менее	30
Масса, кг, не более	50



Рис. 2

Условия эксплуатации

- Высота над уровнем моря — не более 1000 м.
- Верхнее рабочее значение температуры воздуха при эксплуатации — не более +55°C.
- Нижнее рабочее значение температуры воздуха при эксплуатации — не менее -60°C.
- Относительная влажность воздуха — 80% при 20°C.
- Окружающая среда — невзрывоопасная.
- Рабочее положение контактора в пространстве — вертикальное.
- Контактор обеспечивает нормальную работу и нормированные параметры при крене и дифференте до 5°.

Технические характеристики контакторов КБСК-10 УХЛ2		
	КБСК-10-4	КБСК-10-12,5
Номинальное напряжение, кВ	10	
Номинальный ток отключения, кА	4	12,5
Номинальный ток, А	400	630, 800
Ток включения, кА	4	12,5
Ток термической стойкости в течение 3 с, кА	4	12,5
Ток электродинамической стойкости, кА	10	32
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12	
Электрическое сопротивление полюсов главной цепи после 10 циклов «ВО», мкОм: при токе 400 А при токе 630 А при токе 800 А	120 100 60	

Технические характеристики контакторов КБСК-10 УХЛ2	
	КБСК-10-4 КБСК-10-12,5
Ход подвижного контакта, мм	5+1
Собственное время отключения, с, не более	0,08
Собственное время включения, с, не более	0,15
Ток потребления электромагнитов управления, А, не более: при включении при удержании во включенном положении	10 0,8
Общий ход контактора, мм, не более	15±0,5
Номинальное напряжение электромагнита управления, В: переменного тока постоянного тока	220, 50 Гц 220
Ресурс по коммутационной стойкости, циклы «ВО»: при номинальном токе 400 А при номинальном токе 630 А при номинальном токе 800 А	750 000 500 000 250 000
Ресурс по механической стойкости, циклы «ВО»	750 000
Масса не более, кг	35
Срок службы до списания, лет	30

Комплектные распределительные устройства 6—10 кВ серии К10—06М типа «Кедр» (рис. 3)

Ячейки типа «Кедр» поставляются в металлической оболочке с воздушной изоляцией для установки в закрытом помещении. Они предназначены для использования на высоковольтных понижающих подстанциях, на распределительных пунктах большой мощности, а также на больших промышленных объектах и других объектах для передачи электрической энергии, для защиты линий и оборудования.

Ячейка типа «Кедр» состоит из разных ячеек, соединенных между собой. Электрическое соединение ячеек внутри щита осуществляется посредством сборных шин. Постоянная электрическая связь всех металлических корпусов обеспечивается посредством подключения корпуса ячеек к главной заземляющей сборной шине распределительного устройства. Кабели вторичных цепей проходят через щит над отсеками автоматически. Подключение этих кабелей возможно с любой стороны, а также сверху и снизу каждой ячейки. Ячейка представляет собой заземленную металлическую оболочку, «бронированного типа», т.е. все отсеки разделены металлическими перегородками друг от друга:

- сборные шины (по заказу — изолированные или без изоляции);

- выкатной элемент (выключатель, тележка разъединителя или тележка трансформаторов напряжения);

- кабельные присоединения высокого напряжения, заземляющий разъединитель, датчики и, возможно, трансформаторы напряжения;

- отсек автоматики и релейной защиты.

Безопасность обслуживания ячейки обеспечивается:

- стойкостью к воздействию внутренней дуги у всех ячеек;

- операциями по вкату или выкату выключателя, которые допускаются при закрытых дверях;

- сложной системой механических и электрических взаимных блокировок, не допускающей ошибочных переключений;

- расположением на передней панели ячейки индикатора наличия первичного напряжения;

- заземляющим разъединителем, обладающим включающей способностью под напряжением;

- металлическими заземленными шторками, автоматически закрывающие контактные места при выкатывании вакуумного выключателя;

- широким диапазоном приборов сигнализации и управления;

- степенью защиты наружной оболочки — IP4X.

Ячейки сконструированы так, чтобы выдержали повышенное при этом давление. Каналы для отвода дыма и огня направлены вверх. Перегородки между отсеками и использование материалов с самопогашающими свойствами обеспечивают быструю локализацию аварийного места.

При отдельном заказе ячейки поставляются с оптической системой защиты от дуги как отсеков магистральных шин, так и отдельных кабельных отсеков. При этом возможна селективная защита от дуги что защищает от ненужного отключения всей секции распределительных устройств.

В помещениях с низким потолком (< 3000 мм) рекомендуется обязательная поставка специального противодугового канала, предохраняющего от отражения дуги с потолка.

Технические характеристики К10-06М «КЕДР»	
Максимальное рабочее напряжение, кВ	12
Уровень изоляции (50–60) Гц, 1 мин, кВ	42
Импульсное напряжение (1,2–50) мкс, кВ	75
Номинальный ток фидера, А	630 1000 1600 630 1000 1600 2000
Ток термической стойкости (3с), кА	20 31,5
Ток динамической стойкости, кА	51 82
Габариты ячеек, мм	2196×1373

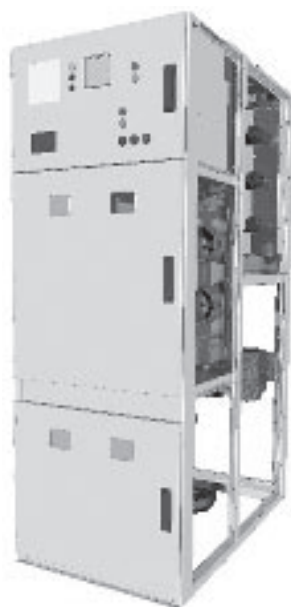


Рис. 3

Основные характеристики

- малые габаритные размеры;
- возможные варианты поставки ячеек с односторонним и двухсторонним обслуживанием по желанию заказчика. Ячейки с односторонним обслуживанием могут быть установлены вплотную к стене. Заказчик может выбрать любую схему распредустройства для своей подстанции из стандартных вариантов ячеек, а также в будущем ее расширять;
- воздушная изоляция всех частей под напряжением. Так как для изоляции не применяется газ, невозможна его утечка и ослабление изоляции;

ление изоляции;

- предохраняющая от воздействия электрической дуги конструкция с выделенными отсеками;
- удобное обслуживание, так как выключатель на выдвигном элементе дает возможность легко подойти ко всем отсекам через дверь и через съемные щиты;
- простота проверки состояния оборудования при помощи окон из многослойного стекла в дверях;
- шторы, закрывающие опасные контактные места, управляются автоматически от тележки;
- система блокировок, исключающая коммутационные ошибки;
- сигнализация напряжения на шинах в каждой ячейке;
- применение современной аппаратуры.

Условия эксплуатации

- Температура окружающей среды — от -5°C до $+40^{\circ}\text{C}$ (с внутренним обогревом до 25°C).
- Максимальная влажность окружающей среды — 95%.

Выключатели нагрузки вакуумные серии ВБСН-10—20 УХЛ2

Выключатели предназначены для коммутации электрических цепей в сетях трехфазного переменного тока с изолированной нейтралью частоты 50 Гц напряжением до 12 кВ.

Выключатели могут изготавливаться как в стационарном, так и выкатном исполнении.

Условия эксплуатации

- Высота над уровнем моря — не более 1000 м.
- Верхнее рабочее значение температуры воздуха при эксплуатации — не более $+55^{\circ}\text{C}$.

Технические характеристики контакторов ВБСН-10-20 УХЛ2

	ВБСН-10-20	ВБСН1-10-20
Номинальное напряжение, кВ	10	
Номинальный ток, А	630,	1000
Номинальный ток отключения, кА	20	
Ток включения, кА	20	
Ток термической стойкости в течение 3 с, кА	20	
Ток электродинамической стойкости, кА	51	
Номинальное напряжение цепей отключения, В: переменного тока постоянного тока	220,	220 110
Электрическое сопротивление токопровода главной цепи, мкОм: на ток 630 А на ток 1000 А	100 55	
Ход подвижного контакта, мм	7+1	
Собственное время отключения, с, не более	0,03	
Полное время отключения, с, не более	0,05	
Ток потребления электромагнитов отключения и включения, А, не более	1,15	
Ток срабатывания токовых электромагнитов отключения, А	3; 5	
Потребляемая мощность токовых электромагнитов, ВА	30	
Ресурс по коммутационной стойкости, циклы «В-тп-О»	50 000	
Ресурс по механической стойкости, циклы «В-тп-О»	50 000	
Масса не более, кг	42	
Срок службы до списания, лет	30	

● Нижнее рабочее значение температуры воздуха при эксплуатации — не менее -60°C .

- Относительная влажность воздуха — 80% при 20°C .
- Окружающая среда — невзрывоопасная.
- Рабочее положение выключателя в пространстве — вертикальное.
- Выключатель обеспечивает нормальную работу и нормированные параметры при крене и дифференте до 5° .

Литература

1. Каталог ОАО «Электрокомплекс», 2006.



В. М. Пупин

УСТРОЙСТВА ПЛАВНОГО ПУСКА: АКТУАЛЬНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ, СРАВНЕНИЕ УСТРОЙСТВ РАЗЛИЧНЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

(ОКОНЧАНИЕ, НАЧАЛО В № 7)

4. Результаты обследования УПП

Анализ устройств плавного пуска выполнен по результатам сопоставительного сравнения характеристик устройств, производимых компанией Solcon Industries Ltd, ОАО «ВНИИР» и ОАО «ЧЭАЗ» (табл. 3 и 4).

Анализ технических характеристик производителей, исходя из математической статистики, позволяет достоверно определить лучшего производителя. В то же время преимущество устройств плавного пуска, производимых компанией Solcon Industries Ltd. не очень очевидно (общее число баллов 89 против 95 у ОАО «ВНИИР»), хотя референс-лист и ряд технических показателей позволяет признать достойными устройства ОАО «ВНИИР».

На наш взгляд нет для сравнения одного из основных параметров – минимально возможной величины пускового тока при одной и той же мощности пускаемого электродвигателя.

Из технического описания устройства ОАО «ВНИИР» видно, что если нужно обеспечить значение пускового тока на уровне не более 1,0-1,5 номинального тока двигателя

(например, при питании от источника ограниченной мощности), то предлагается использовать УБПВД-С, за счет чего устройства ОАО «ВНИИР» имеют достаточные преимущества при конкурсном отборе.

Сравнительный анализ технических характеристик показал:

- 1) диапазон номинальных напряжений устройств Solcon выше;
- 2) расширенный частотный диапазон устройств Solcon и ОАО «ВНИИР» может быть полезен в условиях эксплуатации некоторых механизмов;
- 3) мощность пускаемых двигателей устройств Solcon и ОАО «ВНИИР» выше, хотя это может и не быть преимуществом для ОАО «АК «Сибур Холдинг»;
- 4) температурный диапазон устройств Solcon лучше подходит для различных регионов России и является важной эксплуатационной характеристикой;
- 5) устройства Solcon допускает перегрузку в пределах $100 \div 850$, а не $100 \div 300$ как у ОАО «ЧЭАЗ», что говорит о техническом преимуществе этих устройств;

Таблица 3

Технические характеристики устройств плавного пуска

№ п.п.	Основные параметры	Solcon	ОАО «ЧЭАЗ»	ОАО «ВНИИР»
1.	Напряжение, кВ	2,3; 6; 6,6; 10; 13,8; 15	6; 10	6; 6,3; 6,6; 10
2.	Частота сети, Гц	45÷65	45÷55	45÷65
3.	Ток, А	до 1200	до 1600	до 1250
4.	Мощность, мВт	до 20	до 12,5	до 20
5.	Напряжение питания системы управления, В	~120, 230 =110	~3х380 3х100	100 или 220 (по заказу)
6.	Тяжелый режим пуска	+/-	+	+/-
7.	Входной контактор	+	+	+/-
8.	Шунтирующий контактор	+ (по заказу)	+ (по заказу)	+/-
9.	Предохранители	опция	+ (авт. выключатель)	сеточная защита
10.	Прерыватель	опция	+ (разъединитель)	входной и выходной
11.	Прерыватель с заземлением	опция	+ (разъединитель)	входной и выходной
12.	Температура окружающей среды, °С	-10 ÷ +50	+5 ÷ +40	+1 ÷ +40
13.	Герметичность	от шасси до IP54, IP65	от шасси до IP65, IP20	от IP00 до IP54, IP65
14.	Изолированные части ВН и НН	+ (развязка через ОК)	+	+
15.	Электронный потенциометр	+	+	-
16.	Оптический кабель управления отпиранием тиристоров	+ гальваническая развязка между импульсным трансформатором отпирания тиристоров	нет необходимости	нет необходимости
17.	Тест на пробой	+	+ (36, 42 кВ)	+ (32, 42 кВ)
18.	Конструктивное разделение фаз	+		+
19.	Возможность подключения конденсаторных батарей без допол. контактора	+	-	-
20.	Защита тиристоров в переходных процессах	+	+	+ (снабберы)
21.	ЖКИ	+ (2 по 16 знаков)	+	+ (4-строчный, графический дисплей)
22.	Клавиатура	+	+	+
Виды защит				
23.	Недогрузка	+	+	нет необходимости
24.	Перегрузка, %	100 ÷ 850	100 ÷ 300	100 ÷ 400
25.	Время перегрузки	0 ÷ 5 с	(100÷150%)Tп	60 с
26.	Задержка срабатывания защиты	0 ÷ 5 с	0,5 с	0,5 с
27.	Электронная перегрузка при 500%	0 ÷ 10 с	0 ÷ 5 с	0 ÷ 5 с
28.	Дисбаланс тока	+	нет необходимости	+
29.	Порядок фаз	+	нет необходимости	+
30.	Короткое замыкание на землю	+	+ (ЗМЗ)	+

№ п.п.	Основные параметры	Solcon	ОАО «ЧЭАЗ»	ОАО «ВНИИР»
31.	Входное/выходное напряжение	+	+входное	+
32.	Обрыв фазы	+	+	+
33.	Закороченный тиристор	+	нет необходимости	+
34.	Неправильное подключение ЭД	+	нет необходимости	+
35.	Перегрев стартера	+	+	+
36.	Невозможность старта при включенном питании	+	+	+
37.	Открытый шунтирующий контактор	+	по заказу	при пуске одного электродвигателя
Установочные параметры пуска				
38.	Вид графика пуска (режимы)	+ (6)	+ (3)	+ любой
39.	Контроль за моментом	+	-	-
40.	Питание от генератора	+	+	+
41.	Запуск СД	+	+	+
42.	Уровень толчка, %	30 ÷ 100	+	0 ÷ 200
43.	Продолжительность толчка, с	0 ÷ 2	+	0 ÷ 2
44.	Обратная связь с тахометром	+	-	+
45.	Начальное напряжение	10 ÷ 80	10 ÷ 30	10 ÷ 30
46.	Ограничение по току, %	100 ÷ 700	100 ÷ 200	100 ÷ 400
47.	Время разгона, с	0 ÷ 90	0 ÷ 60	0 ÷ 60
48.	Кол-во стартов в час	до 5	до 4	до 8
49.	Время задержки между стартами	0÷60 мин	15 мин	3 пуска подряд, каждый следующий через 10 мин
50.	Вид графика останова	+ (6)	-	+/-
51.	Продолжительность останова, с	0÷90	-	-
52.	Конечный момент	+ (10)	под заказ	-
53.	Два типа установочных параметров	+	-	+
54.	Перегрузочная способность в режиме разгона	400% - 30 с	400% - 60 с	400% - 60 с
55.	Перегрузочная способность в длительном режиме	115%	100%	100%
Конфигурация входов/выходов				
56.	Линейное нарастание напряжения с токоограничиванием	700% - 90 с.	по диаграмме пользователя	+
57.	Кол-во цифровых входов	7	1	11
58.	Вход внешнего сбоя	2	1 (10 с пультом)	1
59.	Кол-во выходных реле	5	4 (48 с пультом)	12
60.	Аналоговый выход	+	+	+
61.	Связь	Modbus, Profibus	Modbus	RS 485 с любым протоколом

№ п.п.	Основные параметры	Solcon	ОАО «ЧЭАЗ»	ОАО «ВНИИР»
Статические данные мониторинга				
62.	Время работы	+		+
63.	Последнее время пуска	+		+
64.	Общее кол-во пусков	+	150	+
65.	Максимальный ток последнего пуска	+		+
66.	Кол-во записей сбоев пуска	9	1	+
67.	Процент от тока двигателя	+		+
68.	Термическая емкость системы	+		+
69.	Электромагнитная совместимость	EN55011, EN61000		+ ГОСТ РФ
Прочие параметры				
70.	Проверка работы электронной цепи отпирания тиристорov	+	+	+
71.	Калибровка	+	+	+
72.	Гарантия, лет	1,5	2	2
73.	Срок службы	25		15

Таблица 4

Ранжирование производителей устройств плавного пуска

№ п.п.	Основные параметры	Solcon	ОАО «ЧЭАЗ»	ОАО «ВНИИР»
1.	Напряжение, кВ	1	3	2
2.	Частота сети, Гц	1	2	1
3.	Ток, А	3	1	2
4.	Мощность, МВт	1	3	1
5.	Напряжение питания системы управления, В	1	1	1
6.	Тяжелый режим пуска	1	1	1
7.	Входной контактор	2	2	1
8.	Шунтирующий контактор	1	1	1
9.	Предохранители	1	1	1
10.	Прерыватель	1	2	1
11.	Прерыватель с заземлением	1	2	1
12.	Температура окружающей среды, °С	1	3	2
13.	Герметичность	1	1	1
14.	Изолированные части ВН и НН	1	1	1
15.	Электронный потенциометр	1	1	2
16.	Оптический кабель управления отпиранием тиристорov	1	2	2
17.	Тест на пробой	1	1	1
18.	Конструктивное разделение фаз	1	3	1
19.	Возможность подключения конденсаторных батарей без допол. контактора	1	2	2

№ п.п.	Основные параметры	Solcon	ОАО «ЧЭАЗ»	ОАО «ВНИИР»
20.	Защита тиристоров от переходных процессов	1	1	1
21.	ЖКИ	2	3	1
22.	Клавиатура	1	1	1
23.	Недогрузка	1	1	1
24.	Перегрузка, %	1	3	2
25.	Время перегрузки	3	2	1
26.	Задержка срабатывания защиты	1	2	2
27.	Электронная перегрузка при 500%	1	2	2
28.	Дисбаланс тока	1	2	1
29.	Порядок фаз	1	2	1
30.	Короткое замыкание на землю	1	2	1
31.	Входное/выходное напряжение	1	2	1
32.	Потеря фазы	1	1	1
33.	Закороченный тиристор	1	2	1
34.	Неправильное подключение ЭД	1	2	1
35.	Перегрев стартера	1	1	1
36.	Невозможность старта при включенном питании	1	1	1
37.	Открытый шунтирующий контактор	1	2	1
38.	Вид графика пуска (режимы)	1	2	1
39.	Контроль за моментом	1	2	2
40.	Питание от генератора	1	1	1
41.	Запуск СД	1	1	1
42.	Уровень толчка, %	2	3	1
43.	Продолжительность толчка, с	1	1	1
44.	Обратная связь с тахометром	1	2	1
45.	Начальное напряжение	1	1	1
46.	Ограничение по току, %	1	3	2
47.	Время разгона, с	1	2	2
48.	Кол-во стартов в час	2	2	1
49.	Время задержки между стартами	2	3	1
50.	Вид графика останова	1	2	2
51.	Продолжительность останова, с	1	2	2
52.	Конечный момент	1	2	3
53.	Два типа установочных параметров	1	2	1
54.	Перегрузочная способность в режиме разгона	2	1	1
55.	Перегрузочная способность в длительном режиме	1	2	2
56.	Линейное нарастание напряжения с токоограничиванием	1	2	2
57.	Кол-во цифровых входов	2	2	1
58.	Вход внешнего сбоя	2	1	2
59.	Кол-во выходных реле	2	2	1

№ п.п.	Основные параметры	Solcon	ОАО «ЧЭАЗ»	ОАО «ВНИИР»
60.	Аналоговый выход	1	1	1
61.	Связь	2	2	1
62.	Время работы	1	2	1
63.	Последнее время пуска	1	2	1
64.	Общее кол-во пусков	1	2	1
65.	Максимальный ток последнего пуска	1	2	1
66.	Кол-во записей сбоев пуска	2	3	1
67.	Процент от тока двигателя	1	2	1
68.	Термическая емкость системы	1	2	1
69.	Электромагнитная совместимость	1	2	2
70.	Проверка работы электронной цепи отпирания тиристоров	1	1	1
71.	Калибровка	1	1	1
72.	Гарантия, лет	2	1	2
73.	Срок службы	1	3	2
	ИТОГО	89	132	95

6) электронная перегрузка устройств Solcon при 500% нагрузке допускается в пределах 10 сек., а не 5 сек. как у ОАО «ЧЭАЗ»;

7) устройства Solcon реагируют на «неправильное подключение ЭД», «закороченный тиристор», «порядок фаз», что является важной эксплуатационной характеристикой устройств;

8) устройства ОАО «ВНИИР» имеют внедренную систему безударного пуска (СБП) нескольких электродвигателей, подключенных к одной или нескольким секциям шин, от одного устройства УБПВД. СБП позволяет поочередный безударный пуск любого выбранного электродвигателя под управлением контроллера, который исключает возможность аварийных ситуаций, связанных с ошибочными действиями оперативного персонала. Применение СБП позволяет получить существенную экономию по сравнению с вариантом запуска каждого электродвигателя от индивидуального устройства УБПВД. Например, при запуске 4 электродвигателей использование СБП обеспечивает сокращение затрат на плавный пуск одного электродвигателя почти в 3 раза;

9) устройства ОАО «ВНИИР» и Solcon имеют большее число графиков пуска, что с учетом разнообразных характеристик механизмов имеет определяющее значение для оптимального пуска двигателя и исключения дополнительных механических воздействий на механизм;

10) устройства Solcon имеют функцию контроля за моментом и обратную связь от тахометра, что является важной характеристикой устройств и дает возможность использовать их в системах АСУТП;

11) устройства ОАО «ВНИИР» имеют большее количество стартов в час, два типа установочных параметров, что позволит для одного и того же механизма иметь разные характеристики для пуска двигателя в зависимости от параметров среды механизма;

12) устройства Solcon имеют большую перегрузочную способность в длительном режиме (115 против 100%), что важно для условий эксплуатации;

13) устройства устройств ОАО «ВНИИР» имеют большее количество цифровых входов, что улучшает возможности их использования в системах АСУТП;

14) электромагнитная совместимость устройств Solcon соответствует требованиям EN55011, EN61000;

15) срок службы устройств Solcon гарантирован в течение 25 лет, а ОАО «ВНИИР» — 15 лет.

5. Общие аспекты использования УПП

Для полного сравнительного анализа устройств плавного пуска, производимых указанными выше производителями, важно оценить также следующее:

1. Условия поставки.
2. Стоимость и состав ЗИПа на 1 год гарантийного обслуживания.
3. Стоимость шеф-монтажных работ.
4. Стоимость послегарантийного обслуживания.
5. Количество внедренных устройств с разбивкой:
 - а) по мощности двигателей;
 - б) приводимым механизмам;
 - в) начальным пусковым токам;
 - г) срокам работы.



Ю. В. Харечко

УТОЧНЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ЦВЕТОВОЙ И БУКВЕННО- ЦИФРОВОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПРОВОДНИКОВ

Цветовая и буквенно-цифровая идентификация проводников является простым, но эффективным способом повышения уровня электрической безопасности в любой низковольтной электроустановке, например — в электроустановке здания. Идентификация проводников предусматривает их уникальную маркировку в соответствии с теми функциями, которые проводники выполняют в электрооборудовании и в электроустановке здания. Идентификация проводников позволяет уменьшить вероятность их неправильного соединения и, следовательно, снизить вероятность поражения человека электрическим током. Однако в национальной нормативной документации имеются серьезные противоречия в требованиях к идентификации проводников, которые следует исправить. Рассмотрим недостатки нормативных требований и пути их устранения.

В настоящее время идентификацию проводников в электроустановках зданий следует выполнять, руководствуясь требованиями, которые изложены в ГОСТ Р 50462 [1], в главе 2.1 ПУЭ 6-го издания [2] и в главе 1.1 ПУЭ 7-го издания [3].

ГОСТ Р 50462, который разработан на основе стандарта МЭК 60446 1989 г. и введен в действие с 1 января 1994 г.,

содержит следующие требования к цветовой идентификации проводников:

«3.1. Использование одного цвета

3.1.1. Общие положения

Для идентификации проводников могут быть использованы следующие цвета: черный, коричневый, красный, оранжевый, желтый, зеленый, синий (включая голубой), фиолетовый, серый, белый, розовый, бирюзовый.

Перечень цветов установлен по ГОСТ 28763.

Для большей безопасности желтый и зеленый цвета не должны использоваться, если существует опасность смешивания указанных цветов с комбинацией желтого и зеленого цветов (п. 3.2).

В дополнение к комбинации зеленого и желтого цветов, которую используют для нулевого защитного проводника*, предпочтительными для идентификации других проводников являются голубой, черный и коричневый цвета.

Рекомендуется, чтобы идентификация по цвету производилась по всей длине проводника окраской изоляции либо цветовыми метками. Как вариант рекомендуется дополнительная идентификация в выбранных местах.

* «Здесь и далее применен термин «нулевой защитный проводник», установленный ГОСТ 12.1.009 и «Правилами устройства электроустановок». В МЭК 446 используют термин «защитный проводник» (это — сноска из ГОСТ Р 50462, прим. автора).

3.1.2. Использование голубого цвета

Голубой цвет предназначен для нулевого рабочего или среднего проводника.

Если схема содержит нулевой рабочий проводник или средний проводник, идентифицируемый по цвету, то использованный цвет для данного назначения должен быть голубым. В этом случае голубой цвет не следует использовать для идентификации другого проводника, если существует риск смешивания.

Если же нулевой рабочий проводник или средний проводник отсутствует, то голубой цвет в многожильном кабеле может также использоваться и для других видов применения, за исключением применения в качестве нулевого защитного проводника.

Если используют цветовую идентификацию, то неизолированные проводники, применяемые в качестве нулевых рабочих проводников, должны окрашиваться в голубой цвет по всей их длине или полосами голубого цвета шириной от 15 до 100 мм в каждом отсеке или блоке, либо в любом доступном месте.

3.2. Использование двухцветных комбинаций

3.2.1. Общие положения

Могут быть использованы комбинации цветов, перечисленных в п. 3.1, если нет опасности их смешивания.

Желтый и зеленый цвета не должны использоваться для других комбинаций, состоящих из двух цветов, кроме зелено-желтой комбинации.

3.2.2. Использование зеленого и желтого цветов

Зелено-желтая комбинация должна использоваться только для идентификации нулевого защитного проводника.

Примечания:

1. Совмещенный нулевой рабочий и нулевой защитный проводник (PEN-проводник) обозначают одним из следующих способов:

- зелено-желтым цветом по всей длине и светло-голубым на концах;
- светло-голубым цветом по всей длине и зелено-желтым на концах.

Неизолированные проводники, используемые в качестве нулевых защитных проводников, должны быть окрашены полосами одинаковой ширины зеленого и желтого цветов шириной от 15 до 100 мм, прилегающими друг к другу, либо по всей длине каждого проводника, либо в каждом отсеке или блоке, или в любом доступном месте. В случае использования клейкой ленты следует применять только двухцветную ленту.

Для изолированных проводников комбинация зеленого и желтого цветов должна быть такой, чтобы для каждого участка длиной 15 мм изолированного проводника один из этих цветов покрывал по крайней мере 30 и не более 70 % поверхности проводника, причем другой цвет должен покрывать остальную часть поверхности.

2. Если нулевой защитный проводник можно идентифицировать по форме, конструкции или положению (например, центральный проводник), то кодирование цветами по всей его длине является необязательным, но концы или доступные места должны быть четко обозначены графическим символом или комбинацией зеленого и желтого цветов».

В ГОСТ Р 50462 также изложены следующие требования к цифровой идентификации проводников:

«4.1. Общие положения

Систему цифрового обозначения применяют для идентификации проводников, за исключением проводников с обозначением зелено-желтым цветом.

Обозначение должно быть легко распознаваемым и долговечным.

Все цифровые обозначения должны быть хорошо читаемыми, составлять резкий контраст с цветом изоляции. Обозначение выполняют арабскими цифрами.

4.2. Многожильные кабели

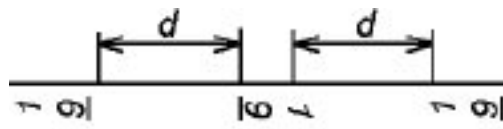
Все изолированные жилы многожильного кабеля должны быть пронумерованы в натуральной последовательности чисел.

Цифровые обозначения должны повторяться через равные промежутки d по всей длине жилы, причем последовательные обозначения располагаются «валетом».

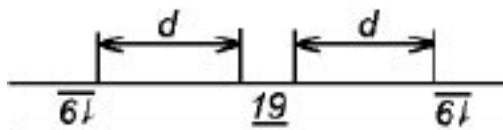
Расположение цифровых обозначений должно быть по крайней мере таким, как показано на черт. 1 при продольной надписи (по пути следования) или на черт. 2 при поперечной надписи.

Места размещения цифровых обозначений и их интервал d следует указывать в стандартах и технических условиях на соответствующие изделия.

Для исключения смешивания цифры 6 и 9 или комбинации, содержащие эти цифры, должны быть подчеркнуты».



Черт. 1



Черт. 2

На основании требований ГОСТ Р 50462 в п. 2.1.31 ПУЭ 6-го издания были внесены дополнения, которые устанавливают следующую цветовую идентификацию проводников электропроводок:

- защитные проводники обозначают комбинацией желтого и зеленого цветов;
- нулевые рабочие проводники — голубым цветом;
- PEN-проводники — комбинацией желтого и зеленого цветов по всей их длине с голубыми метками на концах;
- фазные проводники — черным, коричневым, красным, фиолетовым, серым, розовым, белым, оранжевым и бирюзовым цветами.

В отличие от требований ГОСТ Р 50462 требования п. 2.1.31 ПУЭ предусматривают только один вариант цветовой идентификации PEN-проводников, а также не устанавливают черный цвет и коричневый цвет в качестве предпочтительных цветов для идентификации линейных проводников.

Требования к цветовой идентификации проводников содержатся также в главе 1.1 ПУЭ 7-го издания, введенной в действие в начале 2003 г. Пункт 1.1.29 ПУЭ гласит:

«Для цветового и цифрового обозначения отдельных изолированных или неизолированных проводников должны быть использованы цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 «Идентификация проводников по цветам или цифровым обозначениям».

Проводники защитного заземления во всех электроустановках, а также нулевые защитные проводники в электроустановках напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, в т.ч. шины, должны иметь буквенное обозначение PE и цветовое обозначение чередующимися продольными или поперечными полосами одинаковой ширины (для шин от 15 до 100 мм) желтого и зеленого цветов.

Нулевые рабочие (нейтральные) проводники обозначаются буквой N и голубым цветом. Совмещенные нулевые защитные и нулевые рабочие проводники должны иметь буквенное обозначение PEN и цветовое обозначение: голубой цвет по всей длине и желто-зеленые полосы на концах».

Пункт 1.1.30 ПУЭ предписывает:

«Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми.

Шины должны быть обозначены:

- 1) при переменном трехфазном токе: шины фазы А — желтым, фазы В — зеленым, фазы С — красным цветом;
- 2) при переменном однофазном токе шина В, присоединенная к концу обмотки источника питания, — красным цветом, шина А, присоединенная к началу обмотки источника питания, — желтым цветом.

Шины однофазного тока, если они являются ответвлением от шин трехфазной системы, обозначаются как соответствующие шины трехфазного тока;

- 3) при постоянном токе: положительная шина (+) — красным цветом, отрицательная (–) — синим и нулевая рабочая М — голубым цветом.

Цветовое обозначение должно быть выполнено по всей длине шин, если оно предусмотрено также для более интенсивного охлаждения или антикоррозионной защиты.

Допускается выполнять цветовое обозначение не по всей длине шин, только цветовое или только буквенно-цифровое обозначение либо цветовое в сочетании с буквенно-цифровым в местах присоединения шин. Если неизолированные шины недоступны для осмотра в период, когда они находятся под напряжением, то допускается их не обозначать. При этом не должен снижаться уровень безопасности и наглядности при обслуживании электроустановки».

Прочитанные требования содержат многочисленные ошибки и противоречия. Во-первых, ошибкой следует считать требование п. 1.1.30 ПУЭ, предписывающее применять желтый цвет и зеленый цвет для идентификации двух фазных шин, несмотря на то, что для цветового обозначения проводников требованиями п. 1.1.29 ПУЭ предусмотрено использование цветов, установленных в ГОСТ Р 50462, который ограничивает применение отдельно желтого цвета и зеленого цвета. Использование для идентификации фазных шин желтого и зеленого цветов создает в электроустановках зданий условия, при которых можно перепутать защитные шины с желто-зеленой маркировкой и фазные шины с желтой или зеленой расцветкой. Поэтому возрастает вероятность ошибочного подключения к фазным шинам защитных проводников электропроводок и, как следствие этого, появления напряжения на открытых проводящих частях электрооборудования класса I, которое может быть смертельно опасным для человека. То есть требования п. 2.1.31 ПУЭ 6-го издания, не предусматривающие окрашивание фазных проводников электропроводок в желтый цвет и зеленый цвет, сформулированы более правильно, чем требования п. 1.1.30 ПУЭ 7-го издания, предписывающие использование этих цветов для маркировки фазных шин.

Во-вторых, требования к цветовой идентификации PEN-проводников по п. 2.1.31 ПУЭ 6-го издания не соответствуют требованиям к цветовой идентификации этих проводников по п. 1.1.29 ПУЭ 7-го издания. То есть, если руководствоваться только требованиями ПУЭ, то невозможно идентифицировать PEN-проводники в любой низковольтной электроустановке, не нарушив при этом действующие требования самих Правил.

В-третьих, в приведенных требованиях ошибочно использованы понятия «однофазный ток» и «трехфазный ток». Однофазными и трехфазными могут быть электрические системы, электрические сети, электрические установки, электрические цепи и электрическое оборудование. Электрический ток в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52002 [4] может быть переменным, постоянным, пульсирующим и синусоидальным.

В-четвертых, новые национальные стандарты, разработанные на основе стандартов МЭК, обозначают фазные проводники буквой «L». Старое обозначение «А, В и С» фазных проводников, в том числе шин, которое до сих пор используется в главе 1.1 ПУЭ, следует заменить новым обозначением «L1, L2 и L3». Так, например, обозначены фазные проводники на рисунках 1.7.1—1.7.5 в главе 1.7 ПУЭ 7-го издания.

Указанные противоречия в нормативных требованиях к цветовой идентификации проводников объясняются следующими причинами. Требования п. 2.1.31 ПУЭ 6-го издания и п. 1.1.29 ПУЭ 7-го издания были сформулированы на основе требований ГОСТ Р 50462, а требования п. 1.1.30 ПУЭ 7-го издания были переписаны из п. 1.1.29 ПУЭ 6-го издания [5] образца 1985 г. Таким образом, общепринятые принципы цветовой идентификации проводников, установ-

ленные Международной электротехнической комиссией и содержащиеся в требованиях ГОСТ Р 50462, до сих пор не получили своего корректного отражения в требованиях ПУЭ. Хотя двенадцати лет, прошедших с момента введения в действие ГОСТ Р 50462, было более чем достаточно для корректировки всей нормативной документации в нашей стране и, тем более, правильного формулирования требований п. 1.1.30 ПУЭ 7-го издания.

В мае 2007 г. Международная электротехническая комиссия ввела в действие четвертую редакцию стандарта МЭК 60446 «Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса человек-машина, выполнение и идентификация. Идентификация проводников посредством цветов или буквенно-цифровых обозначений» [6], который заменил собой третью редакцию стандарта МЭК 60446 «... Идентификация проводников посредством цветов или цифровых обозначений» 1999 г. [7].

Стандарт МЭК 60446 согласно руководству МЭК 104 «Подготовка публикаций по безопасности и использование базовых публикаций по безопасности и групповых публикаций по безопасности» 1997 г. [8] имеет статус базовой публикации по безопасности. То есть этот стандарт предназначен для использования техническими комитетами МЭК при подготовке стандартов на электрооборудование и электроустановки. Требования стандарта МЭК 60446 применяют только в том случае, если они включены в другие стандарты или на них даны ссылки в этих стандартах. Технические комитеты МЭК обязаны везде, где это возможно включать в разрабатываемые ими стандарты (в пределах области их действия) требования базовых публикаций по безопасности или отсылать к ним.

В отличие от ранее действовавшего стандарта МЭК 60446 1999 г. в стандарт МЭК 60446:2007 г. были внесены следующие изменения и дополнения:

- введен п. 3 «Термины и определения», в котором приведены определения терминов «линейный проводник», «нейтральный проводник», «средний проводник», «защитный проводник», «PEN-проводник», «PEM-проводник», «PEL-проводник», «защитный проводник уравнивания потенциалов», «заземленный защитный проводник уравнивания потенциалов», «незаземленный защитный проводник уравнивания потенциалов», «функциональный проводник уравнивания потенциалов» и «функциональный заземляющий проводник», заимствованные из Международного электротехнического словаря (МЭС) — стандарта МЭК 60050-195 «Международный электротехнический словарь. Часть 195. Заземление и защита от поражения электрическим током» 1998 г. с поправкой 2001 г. [9, 10];

- добавлен п. 4 «Идентификация проводников»;
- добавлены п. 5.3.4—5.3.6, требования которых предусматривают цветовую идентификацию PEM-проводников, PEL-проводников и защитных проводников уравнивания потенциалов;
- введен п. 6.2, требования которого устанавливают буквенно-цифровую идентификацию проводников;
- полностью заменено приложение А.

Рассмотрим требования нового стандарта более подробно.

В п. 1 «Область действия» стандарта МЭК 60446 указано, что он предусматривает общие правила для использования определенных цветов или буквенно-цифровых обозначений для идентификации проводников с целью уменьшения неопределенности и обеспечения безопасного оперирования электрооборудования и электроустановок. Нормируемые цвета и буквенно-цифровые обозначения проводников предназначены для применения в кабелях или шнурах, шинах, электрическом оборудовании и электроустановках. Проводники должны быть идентифицированы или посредством цветов, или посредством буквенно-цифрового обозначения или обоими способами. Идентификацию проводников посредством цвета следует выполнять в соответствии с требованиями, изложенными в п. 5 «Идентификация посредством цветов», буквенно-цифровых обозначений — в соответствии с требованиями п. 6 «Идентификация посредством буквенно-цифровых обозначений» стандарта.

Для цветовой идентификации проводников разрешены черный, коричневый, красный, оранжевый, желтый, зеленый, синий, фиолетовый, серый, белый, розовый, бирюзовый цвета. Цветовая идентификация должна быть использована на концах и желательна по всей длине проводника или посредством цвета изоляции, или посредством цветных маркеров. Цветовая идентификация неизолированных проводников должна быть выполнена на их концах и в точках соединений. Идентификация посредством цвета или маркера не требуется для проводников, которые выполнены в виде:

- концентрических жил кабелей;
- металлической оболочки или брони кабелей в случае, когда их используют в качестве защитного проводника;
- неизолированных проводников в тех случаях, когда постоянная идентификация не является возможной;
- сторонних поводящих частей, используемых в качестве защитного проводника;
- открытых поводящих частей, используемых в качестве защитного проводника.

Дополнительные маркеры, например, буквенно-цифровое обозначение, допускаются при условии, если цветовая идентификация остается однозначной.

Требованиями стандарта МЭК 60446 разрешено использование отдельно желтого цвета и зеленого цвета только в тех случаях, когда не может произойти путаница с расцветкой проводников желто-зеленым цветом.

Нейтральные и средние проводники должны быть идентифицированы синим цветом. Для того чтобы избежать путаницы с другими цветами стандарт МЭК 60446 рекомендует применять ненасыщенный синий цвет, часто называемый светло синим. Синий цвет не должен быть использован для идентификации других проводников в тех случаях, когда возможна путаница. Однако при отсутствии нейтрального или среднего проводника, проводник, идентифицированный синим цветом в пределах всей электропровод-

ки, может быть использован в качестве иных проводников, за исключением защитного проводника.

Если применяют цветовую идентификацию, неизолированные проводники, используемые в качестве нейтрального и среднего проводников, должны быть или окрашены посредством синей полосы, шириной от 15 до 100 мм в каждом устройстве или оболочке и каждом доступном месте, или окрашены синим цветом по всей их длине.

Для «фазных проводников переменного тока»¹, предпочтительными цветами установлены черный, коричневый и серый.


Если нет риска путаницы, для цветовой идентификации проводников стандарт МЭК 60446 допускает использование комбинаций любых двух цветов, из указанных выше цветов. Однако желтый цвет и зеленый цвет не могут быть использованы в цветовых комбинациях, отличающихся от комбинации желто-зеленого цвета. Причем применение комбинации желтого и зеленого цветов ограничено целями идентификации указанных ниже защитных проводников.

В стандарте МЭК 60446 особо подчеркнуто что, желто-зеленый цвет является цветовой комбинацией, официально признанной только для идентификации защитного проводника. Помимо желто-зеленой окраски некоторые защитные проводники должны иметь дополнительную маркировку, позволяющую однозначно идентифицировать их предназначение. Дополнительная цветовая маркировка требуется для PEN-, PEL- и PEM-проводников².

Желто-зеленая цветовая комбинация должна быть такой, чтобы на любых 15 мм длины проводника, где применяют цветовое кодирование, один из этих цветов покрывал, по крайней мере, 30% и не более чем 70% поверхности проводника, а другой цвет покрывал остаток этой поверхности.

Если в качестве защитных проводников используют окрашенные неизолированные проводники, то эти проводники должны быть окрашены в желто-зеленый цвет или по всей своей длине, или в каждом отделении, или устройстве, или в каждом доступном месте. Если для идентификации таких проводников используют липкую ленту, должна быть применена только двухцветная лента.

В тех случаях, когда защитный проводник может быть легко идентифицирован посредством его формы, конструкции или положения, например, концентрическая жила кабеля, цветовое кодирование по всей его длине не является необходимым, но концы или доступные места должны быть

идентифицированы графическим символом  или желто-зеленой двухцветной комбинацией, или буквенно-цифровым обозначением «PE». Не является необходимой цветовой идентификация сторонних проводящих частей, которые используют в качестве защитного проводника.

Изолированные PEN-проводники должны быть идентифицированы посредством одного из следующих способов: желто-зеленым цветом по всей их длине с синими метками на концах проводников или синим цветом по всей их длине с желто-зелеными метками на концах.

Изолированные PEL-проводники и PEM-проводники должны быть маркированы желто-зеленым цветом по всей их длине с синими метками на концах проводников. В тех случаях, если возможна путаница между PEN-, PEL- и PEM-проводником, на концах PEL- и PEM-проводников должно быть указано их буквенно-цифровое обозначение.

Защитные проводники уравнивания потенциалов должны быть идентифицированы посредством двухцветной желто-зеленой комбинации.

Буквенно-цифровую систему, как указано в стандарте МЭК 60446, применяют для идентификации отдельных проводников и проводников в группе проводников. Идентификация должна быть четкой и стойкой. Все буквенно-цифровые обозначения должны быть выполнены в сильной контрастности к цвету изоляции. Идентификация должна быть задана арабскими цифрами. Для того чтобы избежать путаницы цифры «6» и «9», не относящиеся к какой-либо группе, должны быть подчеркнуты.

Проводники с изоляцией желто-зеленого цвета должны быть идентифицированы только в качестве защитных проводников, указанных ниже. Буквенно-цифровая идентификация этих проводников не может быть использована для каких-либо других проводников.

Защитные проводники, включая защитные заземляющие проводники, должны иметь буквенно-цифровую идентификацию «PE».

Буквенно-цифровая идентификация PEN-, PEL- и PEM-проводников должна быть соответственно «PEN», «PEL» и «PEM».

Для защитных проводников уравнивания потенциалов в стандарте МЭК 60446 установлена буквенно-цифровая идентификация «PB».

Если необходимо проводить различие между заземленными защитными проводниками уравнивания потен-

¹ В п. 3.3 стандарта МЭК 60446 приведено определение термина «линейный проводник», заимствованное из МЭС. При этом термины «фазный проводник (в системах переменного тока)» и «полюсный проводник (в системах постоянного тока)» признаны недопустимыми. То есть МЭС предписывает применять в стандартах МЭК только один термин — «линейный проводник». Поэтому в излагаемых требованиях речь должна идти о линейных проводниках, используемых в электрических цепях переменного тока. Об указанной терминологической ошибке автор информировал МЭК в мае 2007 г.

Автор считает, что в национальной нормативной документации наряду с общим термином «линейный проводник» целесообразно использовать частные термины «фазный проводник» и «полюсный проводник», которые применяют соответственно в электрических цепях переменного и постоянного тока (более подробно см. статью [11]). Словосочетание «фазный проводник переменного тока» («AC-phase conductor»), примененное в рассматриваемых требованиях п. 5.2.3 стандарта МЭК 60446, лишено смысла, поскольку фазный проводник может иметь место только в электрической цепи переменного тока.

² Рассмотрению понятий «защитный проводник», «PEN-проводник», «PEL-проводник», «PEM-проводник» и «защитный проводник уравнивания потенциалов» посвящена статья [12].

Таблица 1

циалов и незаземленными защитными проводниками уравнивания потенциалов, буквенно-цифровая идентификация заземленных защитных проводников уравнивания потенциалов должна быть «PBE», а незаземленных защитных проводников уравнивания потенциалов — «PBU».

Буквенно-цифровая идентификация функциональных заземляющих проводников должна быть «FE», а функциональных проводников уравнивания потенциалов — «FB».

Для нейтральных проводников установлена буквенно-цифровая идентификация «N».

Информационное приложение А стандарта МЭК 60446 содержит таблицу А.1 (табл. 1 статьи), в которой приведена идентификация проводников посредством цветового кода и буквенно-цифрового обозначения (воспроизведена ниже без нормативных цветов, вместо которых указаны их названия).

Приведенные выше требования нового стандарта МЭК 60446 существенно отличаются от требований ранее действовавших стандарта МЭК 60446:1999 г. и, тем более, стандарта МЭК 60446:1989 г., на основе которого был разработан ГОСТ Р 50462. Поэтому действующий в настоящее время ГОСТ Р 50462 целесообразно привести в соответствие со стандартом МЭК 60446:2007 г., исправив указанные выше терминологические ошибки и включив в п. 6 требования к буквенно-цифровой идентификации среднего проводника.

При подготовке нового ГОСТ Р 50462 или другого стандарта, его заменяющего, целесообразно сформулировать требования к цветовой идентификации линейных проводников, применяемых в электрических цепях постоянного тока, заимс-

Указанный конец		Идентификация проводников	
		Буквенно-цифровое обозначение ^a	Цветовая идентификация (Для черно-белых копий цветовой код задан в соответствии со стандартом МЭК 60757 ³)
Конец проводника переменного тока ⁴			черный, BK ^b или коричневый, BN ^b или серый, GY ^b
	Линейного 1	L1	
	Линейного 2	L2	
	Линейного 3	L3	
	Среднего проводника ⁵	M	синий, BU ^c
	Нейтрального	N	синий, BU ^c
Конец проводника постоянного тока ⁴			
	Положительного	L+	нет необходимой рекомендации
	Отрицательного	L-	нет необходимой рекомендации
Конец защитного проводника		PE	желто-зеленый, GNYE
Конец PEN-проводника		PEN	желто-зеленый, GNYE ^d синий, BU ^d
Конец PEL-проводника		PEL	
Конец PEM-проводника		PEM	
Конец защитного проводника уравнивания потенциалов		PB	желто-зеленый, GNYE
	заземленного	PBE	
	незаземленного	PBU	
Конец функционального заземляющего проводника		FE	нет необходимой рекомендации
Конец функционального проводника уравнивания потенциалов		FB	нет необходимой рекомендации

^a См. пункт 6.
^b Ни фазировка, ни направление вращения не подразумеваются данными цветами.
^c См. п. 5.2.2.
^d См. п. 5.3.3–5.3.5.

³ Требования стандарта МЭК 60757 «Система кодирования для обозначения цветов» 1983 г. [13] применяют к тексту обозначений, рисунков, маркировок, и т.д., в области электротехники. Стандарт устанавливает буквенные коды для обозначения нескольких особых цветов. В соответствии с руководством МЭК 104 этот стандарт имеет статус базовой публикации по безопасности.

⁴ Словосочетания «проводник переменного тока» и «проводник постоянного тока» лишены смысла. Один и тот же проводник можно применять в электрических цепях и переменного тока частотой 50–60 Гц, и постоянного тока. Поэтому в таблице А.1 следовало использовать словосочетания «проводник электрической цепи переменного тока» и «проводник электрической цепи постоянного тока».

⁵ Средний проводник применяют только в электрических цепях постоянного тока (более подробно см. статью [11]). Поэтому размещение его в таблице А.1 среди проводников, используемых в электрических цепях переменного тока, является грубой ошибкой. Об этой ошибке автор также информировал МЭК.

твовав их, например, из британского стандарта BS 7671 «Требования для электрических установок. Правила электропроводок IEE⁶» 2001 г. [14], а также других проводников, цветовая идентификация которых не предусмотрена стандартом МЭК 60446. Одновременно с введением в действие нового ГОСТ Р 50462 следует исправить требования к цветовой идентификации проводников, изложенные в главе 1.1 (п. 1.1.29 и 1.1.30) ПУЭ 7-го издания.

В 2004 г. была принята поправка [15] к стандарту BS 7671, содержащая новые требования к цветовой и буквенно-цифровой идентификации проводников электроустановок. Этими требованиями, действующими с 1 апреля 2006 г., идентификация проводников, используемая ранее в Великобритании, была приведена в соответствие с идентификацией проводников, предписанной стандартом МЭК 60446 1999 г. Рассмотрим новые требования стандарта BS 7671 к идентификации проводников.

Стандарт BS 7671 предписывает выполнять монтаж и маркировку электропроводок таким образом, чтобы их можно было идентифицировать при выполнении осмотров и ремонта, проведении испытаний и реконструкции электроустановок. Проводники в электроустановках должны иметь цветовую и (или) буквенно-цифровую идентификацию. Каждая жила кабеля должна быть опознаваемой на ее концах и желательна по всей ее длине. Проводники, включая шины, низковольтных распределительных устройств также следует маркировать в соответствии с изложенными ниже требованиями.

Нейтральные и средние проводники должны быть обозначены синим цветом.

Защитные проводники следует идентифицировать комбинацией желтого и зеленого цветов. Желто-зеленый цвет можно использовать исключительно для идентификации защитных проводников. Один из цветов в указанной комбинации должен покрывать по крайней мере 30% и самое большее 70% окрашиваемой поверхности, в то время как другой цвет должен покрывать оставшуюся поверхность.

Неизолированные проводники и шины, используемые в качестве защитного проводника, должны быть идентифицированы там, где это необходимо, равными зелеными и желтыми полосами, каждая не менее чем 15 мм и не более чем 100 мм шириной. Указанные полосы располагают рядом друг с другом, или всюду по длине проводника, или в каждом отделении, части и доступном месте. Если для идентификации применяют изоляционную ленту, то она должна быть двухцветной.

Одножильные кабели, которые окрашены зелено-желтым цветом по всей их длине, должны использоваться только в качестве защитных проводников. На их концы нельзя наносить другую маркировку, кроме маркировки, предназначенной для обозначения PEN-проводников.

Изолированные PEN-проводники могут быть промаркированы одним из следующих способов: либо желто-зеленым цветом по всей длине с нанесением синих меток

на их концах, либо синим цветом по всей длине с нанесением желто-зеленых меток на их концах.

Другие проводники должны быть идентифицированы цветами, указанными в табл. 2 (в стандарте BS 7671 это таблица 51). Использование отдельно зеленого цвета запрещено требованиями стандарта BS 7671.

Неизолированные проводники следует обозначать окрашиванием в цвета, указанные в табл. 2, или применять для их обозначения цветные указатели.

Систему буквенно-цифрового обозначения, как указано в стандарте BS 7671, употребляют для идентификации индивидуальных проводников и проводников в группе. Идентификация должна быть четкой и долговечной. Обозначения должны быть контрастными по отношению к цвету изоляции проводников. Цифровые обозначения следует выполнять арабскими цифрами. Чтобы избежать путаницы, отдельные цифры «6» и «9» должны быть подчеркнуты. Предпочтительная система буквенно-цифрового обозначения представлена в таблице 51 стандарта (см. табл. 2 статьи).

Защитные проводники можно обозначать цифрами только для целей идентификации цепи. Остальные проводники могут быть промаркированы цифрами. При этом цифра «0» зарезервирована для обозначения нейтрально-го и среднего проводников.

Стандарт BS 7671 содержит следующий перечень исполнения проводников, которые не требуется идентифицировать цветом, буквами или цифрами:

- концентрические проводники (жилы) кабелей;
- металлические оболочки или броня кабелей, когда их используют в качестве защитного проводника;
- неизолированные проводники, где долговременная идентификация является неосуществимой;
- сторонние проводящие части, используемые в качестве защитных проводников;
- открытые проводящие части, используемые в качестве защитных проводников.

В том случае, если в электроустановке выполняют работы по ремонту или реконструкции электропроводки, в результате которых часть электропроводки отвечает новым требованиям к идентификации проводников, а остальная часть электропроводки соответствует старым требованиям, стандарт BS 7671 предписывает устанавливать в соответствующем низковольтном распределительном устройстве или около него предупредительную надпись со следующей формулировкой:

ПРЕДОСТЕРЕЖЕНИЕ

Эта электроустановка имеет цвета электропроводки по двум версиям стандарта BS 7671. Перед выполнением работ по ремонту или реконструкции следует уделить особое внимание правильной идентификации проводников.

⁶ The Institution of Electrical Engineers — Общество инженеров-электриков.

Таблица 2

Проводники	Идентификация проводников	
	буквенно-цифровая	цветовая
Защитный проводник		Желто-зеленый
Функциональный заземляющий проводник		Кремовый
Силовая цепь переменного тока⁽¹⁾		
Фазный проводник однофазной цепи	L	Коричневый
Нейтральный проводник однофазной или трехфазной цепи	N	Синий
Фазный проводник 1 трехфазной цепи	L1	Коричневый
Фазный проводник 2 трехфазной цепи	L2	Черный
Фазный проводник 3 трехфазной цепи	L3	Серый
Двухпроводная незаземленная силовая цепь постоянного тока		
Положительный проводник	L+	Коричневый
Отрицательный проводник	L-	Серый
Двухпроводная заземленная силовая цепь постоянного тока		
Положительный проводник (отрицательный проводник заземлен)	L+	Коричневый
Отрицательный проводник (отрицательный проводник заземлен ⁽²⁾)	M	Синий
Положительный проводник (положительный проводник заземлен ⁽²⁾)	M	Синий
Отрицательный проводник (положительный проводник заземлен)	L-	Серый
Трехпроводная силовая цепь постоянного тока		
Положительный проводник двухпроводной цепи, ответвленной от трехпроводной системы	L+	Коричневый
Отрицательный проводник двухпроводной цепи, ответвленной от трехпроводной системы	L-	Серый
Положительный проводник трехпроводной цепи	L+	Коричневый
Средний проводник трехпроводной цепи ^{(2) (3)}	M	Синий
Отрицательный проводник трехпроводной цепи	L-	Серый
Цепи управления, сверхнизкого напряжения и другого назначения		
Фазный проводник	L	Коричневый, Черный, Красный, Оранжевый, Желтый, Фиолетовый, Серый, Белый, Розовый или Бирюзовый
Нейтральный или средний проводник ⁽⁴⁾	N или M	Синий

⁽¹⁾ Силовые цепи включают цепи освещения.
⁽²⁾ Буквой «М» идентифицируют или средний проводник трехпроводной цепи постоянного тока, или заземленный проводник двухпроводной заземленной цепи постоянного тока.
⁽³⁾ В трехпроводной цепи постоянного тока может быть заземлен только средний проводник.
⁽⁴⁾ В системе ЗСНН⁷ заземленный проводник должен быть синего цвета.

⁷ Система ЗСНН – электрическая система, в электрических цепях которой значение напряжения не превышает сверхнизкого напряжения в нормальном режиме электроустановки и при одиночном повреждении изоляции токоведущих частей, исключая замыкания на землю в других электрических цепях.

Стандарт BS 7671 был также дополнен приложением 7, которое предусматривает правила по маркировке проводников на границе раздела между старыми и новыми расцветками и общие правила по расцветкам, используемые для проводников. В этом приложении, в частности, сказано, что, если к выключателю присоединяют двухжильный кабель с коричневой и синей жилами, то обе жилы представляют собой фазные проводники. Поэтому синий проводник (жила кабеля) должен быть маркирован коричневым цветом или буквой «L» на его концах. Если к сдвоенному выключателю или переключателю присоединяют трехжильный кабель с коричневой, черной и серой жилами, то все три жилы являются фазными проводниками. Поэтому черные и серые проводники (жилы кабеля) должны быть промаркированы коричневым цветом или буквой «L» на их концах.

Фазные проводники силовой цепи должны быть маркированы цветами, указанными в таблице 51 стандарта (см. табл. 2 статьи). При этом все фазные проводники в двухфазной и трехфазной силовой цепи могут иметь один разрешенный цвет и дополнительно быть обозначены «L1», «L2», «L3» или маркированы коричневым, черным, серым цветом на их концах. Фазные проводники других электрических цепей могут быть коричневыми, черными, красными, оранжевыми, желтыми, фиолетовыми, серыми, белыми, розовыми или бирюзовыми.

Требования стандарта BS 7671 обоснованно запрещают использовать зеленый цвет для идентификации проводников в электроустановках, чтобы исключить путаницу

с защитными проводниками, маркированными желто-зеленым цветом. Однако применение желтого цвета допускается его требованиями. В требованиях нового ГОСТ Р 50462 целесообразно запретить использование отдельно желтого цвета и зеленого цвета для идентификации проводников во всех монтируемых и реконструируемых низковольтных электроустановках, а также резко ограничить применение этих цветов для обозначения проводников в электрооборудовании.

Подобный запрет содержат требования некоторых стандартов МЭК. Например, стандарт МЭК 60227-1 «Кабели с поливинилхлоридной изоляцией номинальных напряжений до 450/750 В включительно. Часть 1. Общие требования» 1998 г. [16] и стандарт МЭК 60245-1 «Кабели с резиновой изоляцией. Номинальные напряжения до 450/750 В включительно. Часть 1. Общие требования» 2003 г. [17] запрещают применять отдельно желтый цвет и зеленый цвет для идентификации жил любого многожильного кабеля. Аналогичный запрет содержат ГОСТ Р МЭК 60227-1 [18] и ГОСТ Р МЭК 60245-1 [19].

Ниже представлен проект нового ГОСТ Р 50462, который разработан на основе стандарта МЭК 60446:2007 г. и в котором использованы некоторые требования к цветовой и буквенно-цифровой идентификации проводников, заимствованные из стандарта BS 7671. Дополнительные требования, включенные в проект нового ГОСТ Р 50462, которые отсутствуют в стандарте МЭК 60446, набраны курсивом. В проекте нового ГОСТ Р 50462 уточнена терминология МЭС.

ПРОЕКТ

ГОСТ Р 50462–2008
(МЭК 60446–2007)

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**БАЗОВЫЕ ПРИНЦИПЫ И ПРИНЦИПЫ БЕЗОПАСНОСТИ
ДЛЯ ИНТЕРФЕЙСА ЧЕЛОВЕК-МАШИНА, ВЫПОЛНЕНИЕ И ИДЕНТИФИКАЦИЯ
Идентификация проводников посредством цветов или буквенно-цифровых обозначений**

Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification.
Identification of conductors by colours or alphanumerics

Дата введения — 2008—07—01

ВВЕДЕНИЕ

ГОСТ Р 50462 является базовой публикацией по безопасности и, прежде всего, предназначен для использования техническими комитетами. Технические комитеты должны включать в разрабатываемые ими стандарты на электрооборудование и электроустановки требования ГОСТ Р 50462 или отсылать к ним. Если требования ГОСТ Р 50462 не включены в какие-то стандарты на электрооборудование и электроустановки или на них нет ссылок в этих стандартах, а также, если

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

требования этих стандартов по цветовой или буквенно-цифровой идентификации проводников противоречат требованиям ГОСТ Р 50462, следует руководствоваться требованиями ГОСТ Р 50462.

1 Область применения

ГОСТ Р 50462 предусматривает общие правила использования определенных цветов или буквенно-цифровых обозначений для идентификации проводников с целью обеспечения безопасной эксплуатации электрооборудования и электроустановок. Указанные ниже цвета или буквенно-цифровые обозначения проводников предназначены для применения в кабельных изделиях, шинах, электрооборудовании и электроустановках.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие документы. Для датированных ссылок применяется только процитированная редакция. Для недатированных ссылок, применяется последняя редакция документа, на который ссылаются (включая любые поправки).

Руководство МЭК 104 «Подготовка публикаций по безопасности и использование базовых публикаций по безопасности и групповых публикаций по безопасности».

Руководство ИСО/МЭК 51 «Аспекты безопасности. Рекомендации для их включения в стандарты»⁸.

3 Термины и определения⁹

Для целей ГОСТ Р 50462 применяют следующие термины и определения.

3.1 Функциональный проводник уравнивания потенциалов — проводник, предназначенный для выполнения функционального уравнивания потенциалов [МЭС 195-02-16 ИЗМ].

3.2 Функциональный заземляющий проводник — проводник, предназначенный для выполнения функционального заземления [МЭС 195-02-15 ИЗМ].

3.3 Линейный проводник — проводник, находящийся под напряжением в нормальном режиме и используемый для передачи или распределения электроэнергии, но не нейтральный проводник или средний проводник [МЭС 195-02-08 ИЗМ].

Примечание. МЭС признал недопустимыми термины «фазный проводник (в системах переменного тока)» и «полюсный проводник (в системах постоянного тока)». Однако в национальных стандартах наряду с термином «линейный проводник» можно применять следующие термины:

фазный проводник — линейный проводник, используемый в электрической цепи переменного тока;

полюсный проводник — линейный проводник, используемый в электрической цепи постоянного тока.

3.4 Средний проводник — проводник, электрически соединенный со средней токоведущей частью источника питания постоянного тока и используемый для передачи и распределения электроэнергии [МЭС 195-02-07 ИЗМ].

3.5 Нейтральный проводник — проводник, электрически соединенный с нейтралью и используемый для передачи или распределения электроэнергии [МЭС 195-02-06 ИЗМ].

3.6 Совмещенный защитный заземляющий и линейный проводник (PEL-проводник) — проводник, выполняющий функции защитного заземляющего и линейного проводников [МЭС 195-02-14 ИЗМ].

3.7 Совмещенный защитный заземляющий и средний проводник (PEM-проводник) — проводник, выполняющий функции защитного заземляющего и среднего проводников [МЭС 195-02-13 ИЗМ].

3.8 Совмещенный защитный заземляющий и нейтральный проводник (PEN-проводник) — проводник, выполняющий функции защитного заземляющего и нейтрального проводников [МЭС 195-02-12 ИЗМ].

3.9 Защитный проводник уравнивания потенциалов — защитный проводник, предназначенный для выполнения защитного уравнивания потенциалов [МЭС 195-02-10 ИЗМ].

3.10 Заземленный защитный проводник уравнивания потенциалов — защитный проводник уравнивания потенциалов, имеющий электрическое соединение с землей [МЭК 60446, п. 3.10 ИЗМ].

3.11 Незаземленный защитный проводник уравнивания потенциалов — защитный проводник уравнивания потенциалов, не имеющий электрического соединения с землей [МЭК 60446, п. 3.11 ИЗМ].

3.12 Защитный проводник (обозначение: PE) — проводник, предусмотренный для целей безопасности, например, для защиты от поражения электрическим током [МЭС 195-02-09].

3.13 Защитный заземляющий проводник¹⁰ — защитный проводник, предназначенный для выполнения защитного заземления [195-02-11 ИЗМ].

⁸ Руководство ИСО/МЭК 51 [20].

⁹ Ниже приведены уточненные определения терминов, наиболее подходящие для применения в национальной нормативной документации. Они могут отличаться от определений терминов, приведенных в ГОСТ Р МЭК 60050-195 [21], который разработан на основе стандарта МЭК 60050-195 (с поправкой) и введен в действие с 1 января 2007 г. Термины приведены в таком же порядке, как в стандарте МЭК 60446.

¹⁰ В стандарте МЭК 60446 отсутствует определение термина «защитный заземляющий проводник», который упомянут в его требованиях и использован в определениях терминов «PEN-проводник», «PEM-проводник» и «PEL-проводник».

4 Идентификация проводников

Проводники должны быть идентифицированы или посредством цветов, или посредством буквенно-цифрового обозначения, или обоими способами. Идентификация проводников посредством цветов должна соответствовать требованиям, изложенным в п. 5. Идентификация проводников посредством буквенно-цифровых обозначений должна соответствовать требованиям, изложенным в п. 6.

5 Идентификация посредством цветов

5.1 Общие положения

Для идентификации проводников разрешено применять следующие цвета: черный, коричневый, красный, оранжевый, желтый, зеленый, синий, фиолетовый, серый, белый, розовый, бирюзовый.

Примечание. Этот список цветов получен из стандарта МЭК 60757.

Идентификация посредством цвета должна быть выполнена на концах проводника и желателно по всей его длине или посредством цвета изоляции, или посредством цветных маркеров, за исключением неизолированных проводников, цветовая идентификация которых должна быть выполнена на их концах и в точках соединений.

Идентификация посредством цвета или маркера не требуется для следующих проводников:

концентрических жил кабелей;

металлической оболочки или брони кабелей в тех случаях, когда их используют в качестве защитного проводника;

неизолированных проводников в тех случаях, когда постоянная идентификация не является возможной;

сторонних поводящих частей, используемых в качестве защитного проводника;

открытых поводящих частей, используемых в качестве защитного проводника.

Дополнительные маркеры, например, буквенно-цифровые обозначения, допускаются при условии, если цветовая идентификация остается однозначной.

5.2 Применение отдельных цветов

5.2.1 Разрешенные цвета

Для идентификации проводников запрещено использовать отдельно желтый цвет и зеленый цвет. Желтый и зеленый цвета разрешено применять только в комбинации желто-зеленого цвета.

5.2.2 Нейтральный и средний проводники

В тех случаях, когда электрическая цепь включает в себя нейтральный или средний проводник, идентифицированный посредством цвета, цвет, использованный для этой цели, должен быть синим. Для того чтобы избежать путаницы с другими цветами рекомендуется применять ненасыщенный синий цвет, часто называемый «светло синий». Синий цвет не должен быть использован для идентификации никакого другого проводника в тех случаях, когда возможна путаница.

При отсутствии нейтрального или среднего проводника, проводник *в многожильном кабеле*¹¹, идентифицированный синим цветом в пределах всей электропроводки, может также быть использован для любых других целей, за исключением применения в качестве защитного проводника.

Если применяют идентификацию посредством цвета, неизолированные проводники, используемые в качестве нейтрального или среднего проводников, должны быть или окрашены посредством синей полосы, шириной от 15 до 100 мм в каждом устройстве или оболочке и каждом доступном месте, или окрашены синим цветом по всей их длине.

Примечание 1. Стандарт МЭК 60079-11¹² предписывает использовать синий цвет, когда цвет применяют для маркировки зажимов, соединительных коробок, штепсельных вилок и штепсельных розеток взрывобезопасных электрических цепей.

Примечание 2. В Соединенных Штатах Америки, Канаде и Японии применяют цветовую идентификацию белым цветом или естественным серым цветом для среднего или нейтрального проводников в качестве замены цветовой идентификации синим цветом.

5.2.3 Фазные проводники

Для фазных проводников предпочтительными цветами являются коричневый, черный и серый.

Примечание 1. В Соединенных Штатах Америки, Канаде и Японии в тех случаях, когда серый цвет применяют в качестве замены цветовой идентификации синим цветом для нейтрального или среднего проводника, серый цвет не должен быть использован для идентификации линейных проводников, если возможна путаница.

Примечание 2. В Соединенных Штатах Америки, Канаде и Японии серый цвет может быть применен в качестве идентификации нейтрального или среднего проводника, серый цвет не должен быть использован для какой бы то ни было иной цели, чем та, которая определена в этом стандарте.

Примечание 3. Ни фазировка, ни направление вращения не подразумеваются данными цветами.

Для фазного проводника однофазной электрической цепи предпочтительным цветом является коричневый. В том случае, если однофазная электрическая цепь является ответвлением от трехфазной электрической цепи, цветовая идентифи-

¹¹ В требованиях стандарта МЭК 60446:2007 г. речь идет о проводнике в его общем виде. Однако если электропроводку какой-либо электрической цепи выполняют одножильными кабелями, то следует применять такие кабели, цвета изоляции которых точно соответствует их назначению в качестве определенных проводников.

¹² Стандарт МЭК 60079-11 «Взрывоопасные среды. Часть 11. Защита оборудования посредством искровой безопасности «i»» 2006 г. [22].

кация фазного проводника однофазной электрической цепи должна совпадать с цветовой идентификацией того фазного проводника трехфазной электрической цепи, с которым он имеет электрическое соединение.¹³

5.2.4 Полюсные проводники¹⁴

Для положительного полюсного проводника электрической цепи постоянного тока предпочтительным цветом является коричневый, для отрицательного полюсного проводника электрической цепи постоянного тока предпочтительным цветом является серый. В том случае, если двухпроводная электрическая цепь постоянного тока является ответвлением от трехпроводной электрической цепи постоянного тока, цветовая идентификация полюсного проводника двухпроводной электрической цепи должна совпадать с цветовой идентификацией того полюсного проводника трехпроводной электрической цепи, с которым он имеет электрическое соединение.

5.3 Применение двухцветных комбинаций

5.3.1 Разрешенные цвета

Комбинации любых двух цветов, включенных в список в п. 5.1, разрешены в том случае, если нет риска путаницы.

Чтобы избежать такой путаницы зеленый цвет и желтый цвет не должны быть использованы в цветовых комбинациях иных, чем комбинация желто-зеленого цвета. Применение комбинации желтого и зеленого цветов ограничено для целей п. 5.3.2—5.3.6.

5.3.2 Защитные проводники

Защитные проводники должны быть идентифицированы посредством двухцветной желто-зеленой комбинации.


Примечание 1. Может быть необходима дополнительная маркировка, чтобы однозначно идентифицировать некоторые указанные ниже проводники.

Примечание 2. Дополнительная цветовая маркировка требуется для PEN-, PEL- и PEM-проводников.

Желто-зеленый цвет является цветовой комбинацией, официально признанной только для идентификации защитного проводника.

Комбинация желтого и зеленого цветов должна быть такой, чтобы на любых 15 мм длины проводника, где применяют цветовое кодирование, один из этих цветов покрывал, по крайней мере, 30 % и не более чем 70 % поверхности проводника, а другой цвет покрывал остальную поверхность проводника.

Если неизолированные проводники, используемые в качестве защитных проводников, поставляют с окраской, они должны быть окрашены в желто-зеленый цвет или по всей длине каждого проводника, или в каждом отделении, или устройстве, или в каждом доступном месте. Если используют липкую ленту, должна быть применена только двухцветная лента.

Примечание 3. В тех случаях, когда защитный проводник может быть легко идентифицирован посредством его формы, конструкции или положения, например, концентрическая жила, цветовое кодирование по всей его длине не является необходимым, но концы или доступные места должны быть безусловно идентифицированы графическим символом  или желто-зеленой двухцветной комбинацией, или буквенно-цифровым обозначением «PE».

Примечание 4. В Соединенных Штатах Америки, Канаде и Японии цветовую идентификацию зеленым цветом для защитного проводника применяют в качестве замены для желто-зеленой цветовой комбинации.

Примечание 5. Если сторонние проводящие части используют в качестве защитного проводника, идентификация цветами не является необходимой.

5.3.3 PEN-проводники

PEN-проводники, когда они изолированы, должны быть маркированы посредством одного из следующих способов:

желто-зеленым цветом по всей их длине и, кроме того, синими метками на концах;

синим цветом по всей их длине и, кроме того, желто-зелеными метками на концах.

Примечание 1. Выбор способа или способов применения в стране должен быть выполнен соответствующими комитетами.

Примечание 2. Дополнительные синие метки на концах могут быть опущены, как только удовлетворено любое из следующих двух условий:

в электрическом оборудовании, если соответствующие требования включены в конкретные стандарты на изделия или в стране; в случае электропроводок, например, применяемых в промышленности, если принято решение соответствующим комитетом.

5.3.4 PEL проводники

PEL-проводники, когда они изолированы, должны быть маркированы желто-зеленым цветом по всей их длине и, кроме того, синими метками на их концах.

Примечание. Дополнительные синие метки на концах могут быть опущены, как только удовлетворено любое из следующих двух условий:

в электрическом оборудовании, если соответствующие требования включены в конкретные стандарты на изделия или в стране; в случае электропроводок, например, применяемых в промышленности, если принято решение соответствующим комитетом.

Если возможна путаница с PEN- или PEM-проводником, на концах PEL-проводников должно быть указано буквенно-цифровое обозначение, которое задано в п. 6.2.4.

¹³ В п. 5.2.3 стандарта МЭК 60446 2007 г. отсутствуют требования к цветовой идентификации фазных проводников однофазных электрических цепей. Приведенные требования сформулированы на основе требований стандарта BS 7671.

¹⁴ В стандарте МЭК 60446 2007 г. отсутствуют требования к цветовой идентификации полюсных проводников электрических цепей постоянного тока. Требования, приведенные в п. 5.2.4 проекта ГОСТ Р 50462, сформулированы на основе требований стандарта BS 7671.

5.3.5 РЕМ проводники

РЕМ-проводники, когда они изолированы, должны быть маркированы желто-зеленым цветом по всей их длине и, кроме того, синими метками на их концах.

Примечание. Дополнительные синие метки на концах могут быть опущены, как только удовлетворено любое из следующих двух условий:

в электрическом оборудовании, если соответствующие требования включены в конкретные стандарты на изделия или в стране;

в случае электропроводок, например, применяемых в промышленности, если принято решение соответствующим комитетом.

Если возможна путаница с PEN- или PEL-проводником, на концах РЕМ-проводников должно быть указано буквенно-цифровое обозначение, которое задано в п. 6.2.5.

5.3.6 Защитные проводники уравнивания потенциалов

Защитные проводники уравнивания потенциалов должны быть идентифицированы посредством желто-зеленой двухцветной комбинации, которая определена в п. 5.3.1.

6 Идентификация посредством буквенно-цифровых обозначений

6.1 Общие положения

Буквенно-цифровую систему применяют для идентификации проводников и проводников в группе проводников. Проводники с изоляцией желто-зеленого цвета должны быть идентифицированы только в качестве некоторых указанных ниже проводников в соответствии с п. 6.2.2—6.2.8.

Идентификация должна быть четкой и стойкой.

Примечание. Определение стойкости см. стандарт МЭК 60227-2¹⁵.

Все буквенно-цифровые обозначения должны быть в сильной контрастности к цвету изоляции. Идентификация должна быть задана арабскими цифрами.

Для того чтобы избежать путаницы цифры «6» и «9», не относящиеся к какой-либо группе, должны быть подчеркнуты.

Буквенно-цифровая идентификация, установленная в п. 6.2, не должна быть использована для любой другой цели, чем та, которая установлена.

6.2 Идентификация некоторых указанных проводников

6.2.1 Нейтральный проводник

Буквенно-цифровая идентификация нейтрального проводника должна быть «N».

6.2.2 Защитный проводник

Буквенно-цифровая идентификация защитного проводника должна быть «PE». Эту идентификацию применяют также для защитного заземляющего проводника.

6.2.3 PEN-проводник

Буквенно-цифровая идентификация PEN-проводника должна быть «PEN».

6.2.4 PEL-проводник

Буквенно-цифровая идентификация PEL-проводника должна быть «PEL».

6.2.5 РЕМ-проводник

Буквенно-цифровая идентификация РЕМ-проводника должна быть «РЕМ».

6.2.6 Защитный проводник уравнивания потенциалов

Буквенно-цифровая идентификация защитного проводника уравнивания потенциалов должна быть «PB».

6.2.7 Заземленный защитный проводник уравнивания потенциалов

Если необходимо проводить различие между заземленным защитным проводником уравнивания потенциалов и незаземленным защитным проводником уравнивания потенциалов, буквенно-цифровая идентификация заземленного защитного проводника уравнивания потенциалов должна быть «PBE».

6.2.8 Незаземленный защитный проводник уравнивания потенциалов

Если необходимо проводить различие между заземленным защитным проводником уравнивания потенциалов и незаземленным защитным проводником уравнивания потенциалов, буквенно-цифровая идентификация незаземленного защитного проводника уравнивания потенциалов должна быть «PBU».

6.2.9 Функциональный заземляющий проводник

Буквенно-цифровая идентификация функционального заземляющего проводника должна быть «FE».

6.2.10 Функциональный проводник уравнивания потенциалов

Буквенно-цифровая идентификация функционального проводника уравнивания потенциалов должна быть «FB».

6.2.11 Средний проводник¹⁶

Буквенно-цифровая идентификация среднего проводника должна быть «M».

¹⁵ Стандарт МЭК 60227-2 «Кабели с поливинилхлоридной изоляцией номинальных напряжений до 450/750 В. Часть 2. Методы испытаний» 2003 г. [23].

¹⁶ В п. 6 стандарта МЭК 60446 2007 г. отсутствуют требования к буквенно-цифровой идентификации среднего проводника.

Приложение А (информационное)

Идентификация проводников посредством цветового кода и буквенно-цифрового обозначения

В таблице А.1 представлена информация об идентификации проводников посредством цветового кода и буквенно-цифрового обозначения.

Примечание. Сноски сгруппированы вместе в конце таблицы А.1.

Таблица А.1

Идентификация проводников посредством цветового кода и буквенно-цифрового обозначения

Проводник	Буквенно-цифровая идентификация ^а	Цветовая идентификация	
		Цвет	Цветовой код для черно-белых копий согласно стандарту МЭК 60757
Электрическая цепь переменного тока			
Фазный проводник однофазной цепи	L	коричневый	BN ^{b, e}
Фазный проводник 1 трехфазной цепи	L1	коричневый	BN ^b
Фазный проводник 2 трехфазной цепи	L2	черный	BK ^b
Фазный проводник 3 трехфазной цепи	L3	серый	GY ^b
Нейтральный проводник	N	синий	BU ^c
Электрическая цепь постоянного тока			
Положительный полюсный проводник	L+	коричневый	BN ^f
Отрицательный полюсный проводник	L-	серый	GY ^f
Средний проводник	M	синий	BU ^c
Защитные проводники			
Защитный проводник	PE	желто-зеленый	GNYE
PEN-проводник	PEN	желто-зеленый, синий	GNYE ^d , BU ^d
PEL-проводник	PEL		
PEM-проводник	PEM		
Защитный проводник уравнивания потенциалов:	PB	желто-зеленый	GNYE
заземленный	PBE		
незаземленный	PBU		
Функциональные проводники			
Функциональный заземляющий проводник	FE	нет необходимой рекомендации	
Функциональный проводник уравнивания потенциалов	FB		

^a См. п. 6.
^b Ни фазировка, ни направление вращения не подразумеваются данными цветами.
^c См. п. 5.2.2.
^d См. п. 5.3.3–5.3.5.
^e См. п. 5.2.3.
^f См. п. 5.2.4.

Библиография

- МЭК 60050-195–1998. Международный электротехнический словарь. Часть 195. Заземление и защита от поражения электрическим током.
- МЭК 60079-11–2006. Взрывоопасные среды. Часть 11. Защита оборудования посредством искровой безопасности «i».
- МЭК 60227-2–1997. Кабели с поливинилхлоридной изоляцией с номинальным напряжением до 450/750 В. Часть 2. Методы испытаний.
- МЭК 60601 (все части). Медицинское электрическое оборудование.
- МЭК 60757–1983. Система кодирования для обозначения цветов.

Кроме введения в действие нового ГОСТ Р 50462 следует также устранить ошибки в главе 1.1 ПУЭ 7-го издания. Требования п. 1.1.29 и 1.1.30 можно сформулировать следующим образом:

1.1.29. Проводники в низковольтных электроустановках должны иметь цветовую и буквенно-цифровую идентификацию.

Защитный проводник (в том числе шина) должен быть обозначен комбинацией желтого и зеленого цветов. Комбинация желтого и зеленого цветов должна наноситься на всю поверхность изолированного проводника. При этом на любых 15 мм длины проводника один из цветов должен охватывать не менее 30 и не более 70 процентов поверхности проводника, а другой цвет должен охватывать оставшуюся часть его поверхности. Неизолированный проводник следует обозначать на концах проводника и точках соединений.

PEN-проводник должен быть обозначен либо комбинацией желтого и зеленого цветов по всей длине проводника и синими метками на его концах, либо синим цветом по всей длине проводника и желто-зелеными метками на его концах.

PEM-проводник должен быть обозначен комбинацией желтого и зеленого цветов по всей длине проводника и синими метками на его концах.

Нейтральный и средний проводники должны быть обозначены синим цветом. Неизолированные проводники должны быть или окрашены посредством синей полосы, шириной не менее 15 и не более 100 мм в каждом устройстве или оболочке и каждом доступном месте, или окрашены синим цветом по всей их длине.

Если в низковольтной электроустановке не применяют нейтральный или средний проводник, то синий цвет в многожильном кабеле может быть использован для обозначения фазного или полюсного проводника. В этом случае концы проводника синего цвета должны быть промаркированы коричневым цветом.

Желтый цвет отдельно и зеленый цвет отдельно запрещено применять в низковольтных электроустановках для цветовой идентификации проводников.

Защитный проводник может иметь буквенное обозначение «PE», PEN-проводник — «PEN», PEM-проводник — «PEM», нейтральный проводник — «N», средний проводник — «M».

1.1.30. В низковольтных электроустановках фазные проводники (в том числе шины) в трехфазных электрических цепях должны быть обозначены коричневым цветом, черным цветом и серым цветом. Фазные проводники в однофазных электрических цепях должны быть обозначены коричневым цветом. Если однофазная электрическая цепь представляет собой ответвление от трехфазной электрической цепи,

то фазный проводник однофазной электрической цепи должен быть обозначен таким же цветом, как фазный проводник трехфазной электрической цепи, с которым он имеет электрическое соединение.

Фазные проводники в трехфазных электрических цепях могут иметь буквенно-цифровое обозначение «L1», «L2» и «L3», а в однофазных электрических цепях — «L». Если однофазная электрическая цепь представляет собой ответвление от трехфазной электрической цепи, то фазный проводник однофазной электрической цепи должен иметь буквенно-цифровое обозначение, аналогичное обозначению фазного проводника трехфазной электрической цепи, с которым он имеет электрическое соединение.

Положительные полюсные проводники в электрических цепях постоянного тока должны быть обозначены коричневым цветом, отрицательные полюсные проводники — серым цветом. В том случае, если двухпроводная электрическая цепь постоянного тока является ответвлением от трехпроводной электрической цепи постоянного тока, цветовая идентификация полюсного проводника двухпроводной электрической цепи должна совпадать с цветовой идентификацией того полюсного проводника трехпроводной электрической цепи, с которым он имеет электрическое соединение.

Положительные полюсные проводники в электрических цепях постоянного тока могут иметь буквенно-цифровое обозначение «L+», отрицательные полюсные проводники — «L-».

Неизолированные фазные и полюсные проводники должны быть или окрашены посредством полосы, шириной не менее 15 и не более 100 мм в каждом устройстве или оболочке и каждом доступном месте, или окрашены соответствующим цветом по всей их длине.

Заключение. Предлагаемые изменения нормативных требований к цветовой и буквенно-цифровой идентификации проводников позволят устранить многочисленные ошибки и противоречия, которые имеются в действующей национальной нормативной документации, создав, тем самым, предпосылки для повышения уровня электрической безопасности в электроустановках зданий и других низковольтных электроустановках. Поэтому желательно в сжатые сроки подготовить к введению в действие новый ГОСТ Р 50462, а также внести соответствующие изменения в требования ПУЭ.

Автор приглашает всех читателей принять участие в обсуждении новых нормативных требований к цветовой и буквенно-цифровой идентификации проводников. Свои замечания и предложения можно отправлять по почтовому адресу редакции или электронной почте: glavenergo@mail.ru.

18 <<

имеющая репутацию надежного партнера и обеспечивающая свыше 50 % спроса на электроэнергию в Челябинской области. У руля компании крепкие профессионалы. В активе — многолетний опыт работы в сбытовом бизнесе, мощная филиальная сеть, региональные корни, знание технологических особенностей южноуральских предприятий, ответственное отношение к их экономике. В компании действует грамотная команда энерготрейдеров, досконально освоивших правила торгов и не допускающих значительных колебаний цены.

Урал-пресс

**СЕРГЕЙ ПОСТНИКОВ
НАЗНАЧЕН НОВЫМ
ГЕНЕРАЛЬНЫМ
ДИРЕКТОРОМ ЗАО «ВАКОН
ДРАЙВЗ», РОССИЯ**



Совет директоров компании, основанной на финском капитале, — производителя электроприводов переменного тока Vacon, назначил с 8 июня 2007 г. к. т. н. Сергея Постникова в качестве нового генерального директора ЗАО «Вакон Драйвз», которое является дочерней компанией фирмы Vacon в России.

«Мы очень рады принять господина Постникова в наш коллектив. Российский рынок стремительно растет со скоростью более 25 % в год, и это очень важный рынок для нас. Мы уверены, что техническая компетентность и профессиональный опыт Сергея Постникова в области российского рынка электротехники принесут нам много пользы», — говорит г-н Хейкки Хилтунен, исполнительный вице-президент компании Vacon.

С 1998 г. по настоящее время Сергей Постников занимал различные должности в компании Schneider Electric в России: в 2002—2004 гг. — руководитель рынка

>> 47

Литература

1. ГОСТ Р 50462–92 (МЭК 446–89). Идентификация проводников по цветам или цифровым обозначениям. — М.: Изд-во стандартов, 1993.
2. Правила устройства электроустановок. 6-е изд. перераб. и доп. с изменениями. — М.: ЗАО «Энергосервис», 1998.
3. Правила устройства электроустановок/Раздел 1. Общие правила. Гл. 1.1: Общая часть; гл. 1.2: Электроснабжение и электрические сети; гл. 1.7: Заземление и защитные меры электробезопасности; гл. 1.9: Изоляция электроустановок. Раздел 6. Электрическое освещение. Раздел 7. Электрооборудование специальных установок. Гл. 7.1: Электроустановки жилых, общественных, административных и бытовых зданий; гл. 7.2: Электроустановки зрелищных предприятий, клубных учреждений и спортивных сооружений; гл. 7.5: Электротермические установки; гл. 7.6: Электросварочные установки; гл. 7.10: Электролизные установки и установки гальванических покрытий. 7-е изд. — М.: ЗАО «Энергосервис», 2002.
4. ГОСТ Р 52002–2003. Электротехника. Термины и определения основных понятий. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2003.
5. Правила устройства электроустановок. 6-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1985.
6. International standard IEC 60446. Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification. Identification of conductors by colours or alphanumerics. Fourth edition. — Geneva: IEC, 2007–05.
7. International standard IEC 60446. Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification. Identification of conductors by colours or numerals. Third edition. — Geneva: IEC, 1999–02.
8. IEC Guide 104. The preparation of safety publications and the use of basic safety publications and group safety publications. Third edition. — Geneva: IEC, 1997–08.
9. International standard IEC 60050-195. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock. First edition. — Geneva: IEC, 1998–08.
10. International standard IEC 60050-195-am1. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock. First edition. Amendment 1. — Geneva: IEC, 2001–01.
11. Харечко В. Н., Харечко Ю. В. Проводники: основные понятия и классификация//Главный энергетик, 2006, № 11.
12. Харечко В. Н., Харечко Ю. В. Защитные проводники — основные понятия и классификация//Главный энергетик, 2006, № 12.
13. International standard IEC 60757. Code for designation of colours. First edition. — Geneva: IEC, 1983–01.
14. British Standard BS 7671–2001. Requirements for Electrical Installations. IEE Wiring Regulations. Sixteenth edition. — London: BSI and IEE, 2001.
15. British Standard BS 7671–2001. Requirements for Electrical Installations. IEE Wiring Regulations. Amendment No 2. Sixteenth edition. — London: BSI and IEE, 2004.
16. International standard IEC 60227-1. Polyvinyl chloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 V. Part 1: General requirements. Edition 2.2. — Geneva: IEC, 1998–03.
17. International standard IEC 60245-1. Rubber insulated cables. Rated voltages up to and including 450/750 V. Part 1: General requirements. Fourth edition. — Geneva: IEC, 2003–12.
18. ГОСТ Р МЭК 60227-1–99. Кабели с поливинилхлоридной изоляцией на номинальное напряжение до 450/750 В включительно. Общие требования. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000.
19. ГОСТ Р МЭК 60245-1–2006. Кабели с резиновой изоляцией на номинальное напряжение до 450/750 В включительно. Часть 1. Общие требования. — М.: Стандартинформ, 2006.
20. ISO/IEC Guide 51. Safety aspects. Guidelines for their inclusion in standards. Second edition. — Geneva: IEC, 1999–12.
21. ГОСТ Р МЭК 60050-195–2005. Заземление и защита от поражения электрическим током. Термины и определения. — М.: Стандартинформ, 2006.
22. IEC 60079-11. Explosive atmospheres. Part 11: Equipment protection by intrinsic safety «i». Fifth edition. — Geneva: IEC, 2006–07.
23. International standard IEC 60227–2. Polyvinyl chloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 V. Part 2: Test methods. Edition 2.1. — Geneva: IEC, 2003–04.



ОТОПИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ НА ОТРАБОТАННЫХ МАСЛАХ

Традиционно в нашей стране при решении проблемы обеспечения промышленных предприятий теплом предпочтение отдавалось централизованному теплоснабжению.

В 1990-х годах резко изменилась как политическая, так и общеэкономическая ситуация. Система централизованного энергоснабжения вступила в сложный период, характеризующийся, в частности, недостаточным уровнем инвестиций при высокой степени физического износа и большой доле морального устаревшего оборудования. Данное обстоятельство выдвигается сегодня в качестве основного аргумента в поддержку политики систематического роста тарифов на энергоресурсы. Между тем, отраслевые монополисты стремятся не только максимизировать доходы, но и переложить на потребителя все свои непроизводительные затраты (потери в сетях, льготы для населения и т.д.), закладывая их в тарифы на тепло наравне с нормальными производственными издержками. Зачастую отсутствует строгий учет реального использования тепла потребителем. На перспективу аналитиками прогнозируется дальнейшее изменение нормативно-правовой базы теплоэнергетики в соответствии с интересами крупных инвесторов, а также приближение внутренних цен на энергоресурсы к мировым. В этих условиях естественным является рост интереса промышленных предприятий к автономным источникам тепла.

Организация собственного производства тепла дает возможность предприятию уменьшить зависимость от отраслевых монополистов, сократить расходы на энергоресурсы. Предприятие получает тепло по себестоимости

его производства, объем производства может быть организован в строгом соответствии с потребностью, отпадает необходимость оплачивать потери на теплотрассах у стороннего производителя.

Современный рынок отопительного оборудования предлагает широкий ассортимент самой разнообразной продукции от многочисленных производителей. Приняв принципиальное решение об организации автономного теплоснабжения, либо осознав неизбежность коренной



Рис. 1. Воздухонагреватель на отработанном масле EnergyLogic

реконструкции имеющейся котельной с изношенным или морально устаревшим оборудованием, работники предприятия сталкиваются с проблемой выбора.

К первоочередным вопросам при создании автономного источника теплоснабжения относится выбор топлива. В наибольшей степени на выбор влияют такие факторы, как доступность и цена. Существуют котлы, работающие на твердом, жидком топливе, газе, электричестве.

Наибольшее распространение в современных условиях имеют газ и дизельное топливо.

Газ в настоящее время является самым дешевым видом топлива. При наличии возможности подключения к действующей газовой магистрали обычно выбор делается в пользу газа, но при этом необходимо учитывать, что процесс согласований, монтажа и сдачи в эксплуатацию газовой котельной является длительным и дорогостоящим. Наряду с этим, местные поставщики газа, используя преимущества монополиста, вводят всевозможные ограничения на поставки. Зачастую наблюдаются падения давления газа в подающей магистрали, особенно в сильные морозы.

Дизельное топливо и электроэнергия достаточно дороги. Поэтому стоимость тепла при использовании дизельного топлива или электрической энергии не может конкурировать со стоимостью тепла от системы централизованного энергоснабжения.

Наряду со сложной ситуацией, связанной с централизованным теплоснабжением и высокой стоимостью энергоресурсов, имеющей явную тенденцию роста, совершенно не учитывается в качестве топлива энергетически ценный и общедоступный ресурс, такой, как отработанные масла.

По данным Всероссийского научно-исследовательского института по переработке нефти, по состоянию **на конец 2003 года** одним из основных источников отработанных смазочных материалов в России является **автотранспорт**.

Источником образования больших объемов отработанных масел являются **моторные** масла. На 01. 01. 2002г. в России было выработано **1 млн 750 тыс. т** моторных масел. Из них ежегодно может быть образовано потенциально минимальное количество — около 420 тыс. т отработанных масел. Наиболее крупные потребители моторных масел — **Центральный и Приволжский** федеральные округа: в них образуется большое количество отработанных масел.



Рис. 2. Котел на отработанном масле EnergyLogic

Из произведенных промышленностью исходных **индустриальных, энергетических** масел в количестве 1 млн 170 тыс. т потенциально образуется минимальное количество отработанных масел — примерно **73 тыс. т ежегодно**.

Таким образом, образуется минимальное расчетное количество отработанных масел — **500 тыс. т ежегодно**.

Согласно статистике, в одной только Москве ежегодно подлежит утилизации около 150000 т отработанного масла. Учитывая, что размер автопарка столицы, да и всей России стремительно растет, тенденция увеличения объема маслооборота очевидна.

С первых дней развития автомобилестроения отработанные масла, в конечном счете, попадали в грунт и водоемы. По оценкам специалистов в России нелегально сбрасывается до 77% всех отработанных масел.

При этом отработанные масла — серьезные загрязнители окружающей среды, несмотря на то, что они являются большей частью минеральным природным продуктом и при определенных условиях распадаются на углекислый газ, воду и другие базовые элементы. Объем масел, который использует современная цивилизация, равен объему мирового запаса пресной воды, что представляет большую опасность для экологии.

При качественном сжигании одного литра отработанного масла выделяется порядка 11 кВт тепловой энергии. Отработанное масло имеет более высокий показатель теплотворной способности, чем дизельное топливо. Поэтому ученые вот уже на протяжении почти полувека бьются над проблемой эффективного использования энергии, сосредоточенной в отработанных маслах, и они весьма преуспели в этом вопросе.

Если говорить об использовании отопительного оборудования, разработанного специально для работы на отработанных маслах, то к преимуществам следует отнести следующие важные факторы:

- Решение проблемы утилизации отработанных масел.

Вид топлива или источника тепла	Потребность в тепле за год	Расход за отопительный сезон	Цена за единицу	Затраты на топливо за отопительный сезон
Эл. энергия	100 Гкал	116 300 кВт/ч	1,50 руб./кВт/ч	174 450 руб.
Диз. топливо	100 Гкал	11 965 л	15 руб./л	179 475 руб.
Центр. теплоэнерг.	100 Гкал	100 Гкал	800 руб./Гкал	80 000 руб.
Газ	100 Гкал	13 156 м куб.	0,58 руб./м куб.	7630 руб.
Отраб. масло	100 Гкал	11 965 л.	0 руб./л	0 руб.

- Экономическая выгода по сравнению с другими наиболее распространенными видами отопления.
- Защита окружающей среды от неконтрольного загрязнения отработанными маслами.
- Сохранение энергоресурсов.

В настоящее время появились совершенно новые для России и высокоэффективные системы на отработанных маслах производства компании Energy Logic (США), идеально подходящие для промышленных предприятий, автосервисов, складов и помещений, которым необходимо автономное экономичное отопление.

Воздуонагреватели и водогрейные котлы отличаются совершенно новым подходом к технологиям отопления на отработанном масле.

Оборудование Energy Logic имеет достаточно простую и легкую в обслуживании конструкцию, вместе с тем в ней осуществлен ряд оригинальных технических решений, защищенных патентами.

Принцип работы блочных горелок, использующих в качестве топлива отработанные масла, в корне отличен от принципа работы дизельных горелок, в которых топливо распыляется давлением порядка 10—14 Бар и отсутствует предварительный нагрев топлива.

При работе горелки на отработанном масле топливо проходит тройную очистку механическими фильтрами, предварительно нагревается до оптимального значения температуры и под давлением не более 1 Бар подается в двухполостную форсунку. Встроенный в горелку компрессор вырабатывает необходимый объем сжатого воздуха, с помощью которого при выходе из форсунки топливо распыляется.

Данный принцип работы позволяет эффективно сжигать отслужившие свой ресурс моторные, трансмиссионные, гидравлические и т.д., а также некондиционное дизельное топливо, авиационный керосин, темное и светлое печное топливо.

Далее рассмотрим упрощенную таблицу, показывающую экономическую выгоду использования оборудования на отработанном масле в отличие от других источников тепла.

Оценив преимущества использования специализированного оборудования, сжигающего в качестве топлива отработанные масла, руководители и специалисты, отвечающие за теплоснабжение промышленных, автосервисных и транспортных предприятий все чаще обращают свое внимание на качественное оборудование, поставляемое ООО «БиКомс Автоматик».

Наша справка

ООО «БиКомс Автоматик» осуществляет поставку, комплексный монтаж и весь спектр обслуживания оборудования на отработанных маслах, таких авторитетных производителей, как EnergyLogic, Omni, Riello. Среди организаций, являющихся клиентами ООО «БиКомс Автоматик»: «Лада Фаворит», «Рено Трек», «Восток-Сервис» и другие.

энергетики, а последняя должность — руководитель по развитию бизнеса.

В 1999 г. Сергей Постников получил степень магистра в области управления промышленными системами в Ecole Centrale Paris, Франция, а в 2002 г. защитил диссертацию на степень кандидата технических наук в Московском энергетическом институте.

ЗАО «Вакоп Драйвз» имеет офисы в Москве и Санкт-Петербурге. Сергей Постников будет подотчетен г-ну Матти Веккели, который занимает должность генерального регионального руководителя по Европе, Среднему Востоку и Африке.

Предыдущий генеральный директор ЗАО «Вакоп Драйвз» г-н Сергей Жижин принял решение об уходе с должности с 7 июня 2007 г., чтобы воспользоваться прочими возможностями вне компании Vacon Group.

Коротко о компании Vacon:

Компания Vacon Group была основана в 1993 году с основной целью создания, разработки и поставки электроприводов переменного тока по всему миру. Компания поставила перед собой задачу соответствовать самым строгим требованиям клиентов, которые хотят получить безупречное функционирование, простоту эксплуатации и надежность. Vacon предлагает электроприводы переменного тока в диапазоне мощностей от 0,25 кВт до 5 МВт. В 2006 г. общие доходы группы составили 186,4 млн евро.

Компания Vacon Group

ОТКРЫТ ЗАВОД DANFOSS В РОССИИ

20 июня 2007 года в Истринском районе Московской области состоялось торжественное открытие первого завода компании Danfoss (Дания) в России.

На церемонии присутствовал Совет директоров компании в полном составе. В своей речи президент Danfoss Йорген Клаузен отметил важность этого события и подчеркнул, что компания стремится «быть хорошим гражданином в тех странах, где она работает». Посол Датского королевства в России Пер Карлсен отметил рост торгово-экономического сотрудничества России и Дании.

Завод Danfoss расположен на участке площадью 10 га. Помещения и прилегающая территория обустроены в соответствии с современными европейскими стандартами; организовано автономное тепло- и энергоснабжение.



Адам Мержвинский

ОТОПЛЕНИЕ ПОМЕЩЕНИЙ СРЕДНЕГО И БОЛЬШОГО ОБЪЕМА РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОДБОРУ ОБОРУДОВАНИЯ

Отопление значительных по объему помещений может производиться различными способами. Выбор технического решения достаточно велик. К сожалению, многие продолжают для этого применять традиционные отопительные радиаторы с водяным теплоносителем. Встречаются также отопительные приборы в виде обычных гладких труб большого диаметра.

Традиционные системы отопления хорошо зарекомендовали себя в небольших помещениях (квартиры, офисы, и т.п.). Однако эксплуатация такой системы отопления в помещениях большого объема имеет массу недостатков. В первую очередь, это большая инерционность и сложность быстрого повышения или снижения температуры воздуха при необходимости ее поддержания на необходимом уровне (например, 16 °С). Кроме этого, радиаторы занимают много полезного пространства в помещении. И наконец, перемешивание воздуха в помещении естественным путем (конвекция) приводит к отоплению «потолка».

Вот здесь-то на помощь приходят отопительно-вентиляционные аппараты. Именно они и позволяют решать все указанные выше проблемы, сделав эксплуатацию системы обогрева помещения экономичной, надежной и простой при ее низкой стоимости.

В настоящей статье мы рассмотрим пример расчета отопительной системы с использованием отопитель-

но-вентиляционных аппаратов, остановимся на основных критериях подбора и расчета аппаратов Volcano, а также автономных источников теплоснабжения — водогрейных котлов.

Расчет теплопотребления помещения

Отопительная система каждого помещения должна обеспечить тепловой комфорт для пребывающих там людей, установленного оборудования и механизмов. Независимо от наружных условий внутренний воздух должен иметь строго выдерживаемую определенную температуру.

Для расчета количества аппаратов следует в первую очередь определить тепловое потребление данного помещения. При этом необходимо установить тепловые потери помещения через ограждения, окна, двери, ворота, потолок и т.д., а также теплоизбытки (теплопоступления) от машин, механизмов, электроприборов, людей. Возможно, что в этом помещении существует приток тепла с вентиляционным воздухом.

В результате рассчитывается тепловой баланс помещения, а далее определяется, каким способом будет поставляться необходимое количество тепла для поддержания нужной температуры. Такие расчеты обычно выполняются опытным проектировщиком и достаточно сложны. Ниже представлен упрощенный и приближенный метод расчета теплопотребления помещения и определения количества аппаратов **Volcano**.

Приведенная ниже формула определяет тепловую мощность отопительных аппаратов для данного помещения:

$$Q = [q_v \times V_{zewn} \times (t_{wew} - t_{zewn})] \times 0,001,$$

где

Q — суммарная тепловая мощность установок **Volcano** для отопления данного объекта [кВт];

q_v — удельная тепловая мощность отопления, получаемая в зависимости от объема помещения и ориентировочных характеристик ограждающей поверхности [Вт (м³К)];

V_{zewn} — объем помещения (длина x ширина x высота) [м³];

t_{wew} — температура воздуха внутри помещения [°C];

t_{zewn} — расчетная зимняя температура наружного воздуха в данной климатической зоне, принимаемая по СНиПу [°C].

Внутренняя температура воздуха зависит от назначения помещения. Так, для складов часто необходима температура +12 °C, для производственных помещений, где работают люди, — +16 °C.

Какие аппараты и сколько их?

Рассчитав потребляемую тепловую мощность, можно определить количество отопительно-вентиляционных аппаратов, которые должны обеспечить поддержание температуры воздуха на нужном уровне.

Применяем простую формулу:

$$n = Q/Q_{urz},$$

где

n — нужное число аппаратов **Volcano 25** или **Volcano 48**;

Q — тепловая мощность помещения [кВт];

Q_{urz} — тепловая мощность одного аппарата **Volcano 25** или **Volcano 48** [кВт].

Тепловая мощность аппарата **Volcano** зависит, прежде всего, от параметров теплоносителя. Например, при использовании воды с температурами 90/70 °C аппарат **Volcano 48** обеспечивает тепловую мощность 48 кВт. Воздухопроизводительность установки **Volcano 25** составляет 4000 м³/ч, а **Volcano 48** — 3700 м³/ч.

При выборе того или иного аппарата следует учитывать размеры помещения и его внутреннее содержание. Струя воздуха должна быть направлена так, чтобы она равномерно распределялась и достигала всех частей объема. Иногда, с учетом изложенного, следует применить два аппарата **Volcano 25** вместо одного **Volcano 48**. При этом необходимо стремиться к равномерному распределению температур, хорошему перемешиванию воздуха и исключению образования непрогретых зон.

Подбор источника горячей воды — котла

Рекомендации

В случае отсутствия источника теплоснабжения (тепловая сеть, котельная) последним этапом является подбор водогрейного котла для выработки теплоносителя, направляемого в нагреватели воздуха **Volcano**.

Аппараты **Volcano** могут работать совместно с любыми водогрейными котлами, в которых сжигается газообразное, жидкое или твердое топливо.

Мощность котла определяется по сумме тепловых мощностей всех подключенных аппаратов **Volcano**, работающих на данном объекте.

Например, если потребляемая тепловая мощность помещения составляет 22 кВт и используется один аппарат **Volcano** (максимум... кВт при параметрах воды 90/70 °C), можно установить котел с мощностью около 20 кВт и с более высокими параметрами воды.

Завод имеет сертификаты менеджмента качества ISO 9002 и экологический — ISO 14001. Продукция завода — терморегуляторы (600 тыс. в год) и стальные шаровые краны (100 тыс. в год). Терморегуляторы, выпущенные российским заводом, не имеют отдельной маркировки и обладают единым европейским сертификатом соответствия CEN-215. В основном продукция поступает на внутренний рынок.

Ближайшие планы — нарастить годовое производство до 1 млн терморегуляторов и 300 тыс. шаровых кранов. Инвестиции в российский завод Danfoss составили 25 млн долларов.

www.airweek.ru

БЛОЧНАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ ОТ «ПО ЭЛТЕХНИКА»

ОАО «ПО Элтехника» провело презентацию нового продукта, позволяющего значительно сократить время и площадь строительства энергообъектов — БРП.

Блочная распределительная подстанция (БРП) предназначена для распределения электроэнергии напряжением 10 кВ в городских и промышленных сетях.

БРП имеет модульную конструкцию на базе БКТПБ «Балтика» производства ОАО «ПО Элтехника», состоящую из 4 железобетонных модулей. Конструктивно БРП может состоять из 6 и даже 8 модулей. В этом случае количество линейных ячеек может достигать 24 или 36 шт. Каждый модуль имеет индивидуальное кабельное сооружение — кабельный этаж (высота в свету — 1,8 м) или двойной пол (высота в свету — 0,9 м).

В БРП РУ оснащено силовыми вакуумными выключателями, цифровой защитой, что позволяет выполнить любое схемное решение РП. БРП имеет свой источник гарантированного переменного оперативного тока. Щиты собственных нужд обеспечивают как технологические нужды самой РП, так и возможность подключения передвижной испытательной лаборатории.

Основные технико-экономические показатели следующие:

- Максимальная распределяемая мощность по напряжению 10 кВ — 11 МВА на секцию.
- Количество заказанных линейных ячеек 10 кВ — 6.

49 <<

- Возможность установки дополнительных линейных ячеек 10 кВ (по заказу) — до 6.

- Номинальный ток сборных шин РУ-10 кВ — 630 А.

- Ток термической стойкости оборудования РУ-10 кВ — 20 кА/2 с.

- Силовыми трансформаторами БРП не оборудована.

Модульная конструкция БРП позволяет преобразовывать уже действующую БРП в БРТП при необходимости питания потребителей местного района на напряжение 0,4 кВ путем добавления к БРП 1 или 2 типовых модулей ТП, содержащих 2 трансформатора до 1000 кВа или одного трансформатора на 1600 кВа и распределительного устройства 0,4 кВ в каждом трансформаторном модуле.

Потребитель получает малогабаритную РП или РТП готовую к установке на объекте, налаженную и испытанную в заводских условиях.

БРП является стационарным, но не капитальным сооружением, которое возможно переместить в другое место в короткие сроки. Кроме того, на данный вид продукции применяется упрощенный порядок землеотвода и согласования.

Ячейки отвечают всем требованиям охраны труда и оперативного обслуживания, действующим в России. ОАО «ПО Электротехника» имеет типовый проект на БРП и БРТП, содержащий как строительную, так и электротехническую части.

lelectro. ru

ОАО «ЗАВОД ЭЛЕКТРОНИКИ И МЕХАНИКИ» ОТГРУЗИЛ ПЕРВУЮ ПАРТИЮ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Завод электроники и механики завершил освоение и приступил к поставкам новой техники — измерительных трансформаторов тока ТОЛА на напряжение 10—20 кВ, которые являются одним из важнейших элементов систем коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ). Трансформаторы изготавливаются по технологии фирмы MESSWANDLER-BAU и предназначены для установки в ячейки КРУ.

Первый договор на поставку трансформаторов тока ТОЛА-10, ТОЛА-20 заключен с ООО «Ижевский завод «ТИТАН-Электро». В рамках реализации данного контракта заводом были

>> 55

Значительная разница в мощностях источника тепла и аппаратов Volcano может вызвать нарушения в работе оборудования и в результате недогрев помещения.

Сравнение Euroheat Volcano с традиционными системами отопления

Преимущества Euroheat Volcano на этапе инвестиций показаны на примере конкретного объекта.

Преимущества Euroheat Volcano на этапе эксплуатации

1. Экономия пространства: в помещениях монтаж радиаторов и регистров производится на стенах, что усложняет или делает невозможным установку какого-либо оборудования и стеллажей вдоль стен. При установке Volcano этой проблемы нет.

2. Экономия ресурсов: при использовании Volcano появляется возможность быстро переводить систему в экономичный дежурный режим с пониженной температурой воздуха. Кроме того, можно обеспечить управляемый зональный обогрев в больших помещениях.

3. Сохранность инвестиций: в случае необходимости Volcano легко демонтируется и переносится на другой объект в отличие от радиаторов и регистров.

4. Эффективность: при монтаже на складах, магазинах либо объектах промгруппы отопление радиаторами и регистрами становится малоэффективным в связи с большой высотой потолка, потому что вместо обогрева рабочей зоны (обычно высотой до 3 м) теплый воздух поднимается вверх и сосредотачивается у потолка. При отоплении с использованием Volcano выполняется принудительное движение воздуха — циркуляция. Поэтому помещение прогревается равномерно и быстро.

Литература

1. Recknagel, Sprenger, Honmann, Schramek. Ogrzewanie i klimatyzacja. — Gdansk: EWFE, 1994.
2. СНиП 41—01—2003. «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
3. Справочник проектировщика. — М.: Стройиздат, 1991.





А. Ф. Недугов,
к. т.н., директор,
М. А. Куркулов,
заместитель директора,
ООО «Прессмаш», Миасс
Челябинской области

НОВОЕ РЕШЕНИЕ СТАРЫХ ПРОБЛЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ВОДОПОДГОТОВКИ

В настоящее время для подогрева воды в системах водоподготовки, теплоснабжения и горячего водоснабжения (ГВС) широко используются водогрейные котлы, пароводяные кожухо-трубные подогреватели, пластинчатые теплообменники. Передача тепла в них осуществляется непрерывно от греющего рабочего тела нагреваемому телу, при этом рабочие тела разделяет перегородка, называемая поверхностью нагрева. Эффективность использования теплоты греющего рабочего тела в таких аппаратах в значительной степени зависит от качества нагреваемой воды. Наличие в природной воде растворенных минеральных солей кальция и магния приводит к образованию на поверхностях нагрева теплообменника трудноудаляемого твердого слоя (накипи). Накипь, имея малую теплопроводность, ухудшает передачу тепла нагреваемой воде. Это приводит к значительному увеличению расхода пара на нагрев, перерасходу топлива, ухудшению гидравлических характеристик теплообменника. Например, в литературе приводятся данные, что слой накипи толщиной в 3 мм поглощает 25% тепловой энергии, а если на стенках котла или бойлераросло 13 мм, то теряется уже 70% тепла, при этом отложения толщиной 10 мм нарастают менее чем за год [1]. Для водогрейных котлов отложение солей на поверхности нагрева со стороны воды повышает температуру стенки водогрейных труб, что снижает прочностные свойства материала стенки и, соответственно, ресурс котла.

Очистка внутренних каналов теплообменника от накипи — дорогостоящий и трудоемкий процесс. Наиболее остро эта проблема стоит в системах химической очистки воды (подогрев воды перед осветлителями, катионитными филь-

трами, декарбонизаторами и т.д.). Актуальность решения этой задачи привела даже к созданию в России и за рубежом целой индустрии по изготовлению специальных аппаратов для удаления твердых отложений накипи. Указанные недостатки создают интерес для изучения альтернативных методов борьбы с образованием накипи, например, применением новых технологий подогрева воды паром, исключая образование накипи в теплообменнике.

В настоящее время в системах теплофикации промышленных предприятий и коммунальной сферы все в большей степени находят применение смесительные теплообменники. В смесительных теплообменниках теплота передается в процессе смешения греющего и нагреваемого рабочих тел — это различного рода пароводяные струйные аппараты. В отличие от теплообменников рекуперативного типа, в которых теплообмен между теплоносителем и нагреваемой водой происходит через стенку, в пароводяных струйных аппаратах передача тепла от пара к воде происходит при смешении пара и воды, т.е. при конденсации пара вся его внутренняя энергия передается воде практически без потерь. Рабочим телом в пароводяных струйных аппаратах (ПСА) является пар, а инжектируемым — вода [2, 3]. В связи с компактностью, при высокой тепловой мощности и отсутствии потерь при передаче тепла от пара к воде, такие аппараты в последнее время получают широкое распространение. По сравнению с бойлерами и пластинчатыми теплообменниками происходящие внутри ПСА кавитационные процессы уменьшают накипеобразование, при этом в них нет поверхностей теплообмена в виде тонкостенных трубок и пластин. К факторам, ограничивающим их исполь-



Рис. 2. УМПЭУ для подогрева перегретой воды

часть потока двухфазной смеси, обтекая наружную поверхность сопла 2 и внутреннюю поверхность входной горловины приемной камеры, образует на этих поверхностях водяную пленку умягченной воды, сносимую турбулентным потоком инжектируемой двухфазной смеси (количество воды, подаваемой в камеру смешения, превышает количество, необходимое для охлаждения пара до температуры воды). В гасителе пульсаций 6 происходит завершение процесса конденсации и рост давления нагретого потока воды. Пульсации давления нагретого потока, которые может вызвать несконденсировавшаяся часть пара и пристеночные обратные токи 4, демпфируются в гасителе пульсаций 6. Эффект демпфирования достигается за счет упругости газов над свободной поверхностью воды в емкости гасителя, отделенной от основного потока проницаемой стенкой, и созданием возвратных течений 12 за счет положительного градиента давления по длине гасителя пульсаций.

Исследование внутренней структуры течений в УМПЭУ производилось на плоских прозрачных моделях при расходах воды 1—3 т/ч, а полноразмерные испытания его проводились на промышленных установках с условным диаметром магистралей от 50 до 400 мм в составе тепловых сетей потребителей при расходах воды от 4 до 1200 т/ч и давлениях воды и пара применительно к IV категории трубопроводов в соответствии с [5]. На основании положительных результатов эксплуатации в промышленности и коммунальном хозяйстве более 30 головных образцов разного назначения в течение нескольких лет в различных климатических условиях Ростехнадзор России выдал разрешение на серийное изготовление и применение УМПЭУ на опасных производственных объектах для подогрева воды. На рис. 2 представлена фотография УМПЭУ, а на рис. 3 приведена типовая схема включения и показано расположение контрольно-измерительных приборов.

В отличие от трансзвуковых струйных аппаратов принцип действия УМПЭУ исключает кавитационные течения внутри его проточных трактов, поэтому в них отсутствует кавитационная эрозия, и изготовление таких устройств производится из штампованных деталей трубопроводов и бесшовных труб с применением углеродистых и низколегированных сталей, что обеспечивает их высокую надежность и долговечность.

Опыт применения новых струйных подогревателей

Испытанные УМПЭУ использовались для нагревания воды в системах химической очистки воды, деаэрации, отопления, ГВС, вентиляции, утилизации отработавшего пара, технологических процессах подогрева перегретой воды на резинотехнических производствах.

Подогрев исходной воды в системе химической очистки. Возможность работы без накипи делает УМПЭУ незаменимым устройством для подогрева исходной сырой воды, идущей на химводоочистку. Опыт эксплуатации двух УМПЭУ Ду 200 мм в теплосиловом цехе ХВО №1 Саткинского комбината «Магнит» с мая 2000 г. показал, что ни разу с начала непрерывной эксплуатации не потребовалась их остановка для чистки. По результатам работы этих установок позднее были заменены бойлеры в ХВО №2 на два УМПЭУ Ду 100 мм, а один подогреватель Ду 50 мм был установлен для отопления административного здания комбината.

Подогрев перегретой воды. Взамен пароводяных подогревателей в автоклавном производстве на резинотехническом заводе РТИ-1 ОАО «Балаковорезинотехника» установлен подогреватель УМПЭУ Ду 150 мм, обеспечивающий подогрев перегретой воды в закрытой системе: температура воды — 160–170 °С; давление — 1,6 МПа; расход воды — 100–110 т/ч; подогрев воды — на 1—5 °С. Отклонение температуры воды в контуре составляет ±0,5 °С. Фактический расход пара — 160–200 кг/ч. Несмотря на периодические резкие падения давления перегретой воды в контуре на 0,2—0,4 МПа (период заполнения автоклава), УМПЭУ работает устойчиво. Срок окупаемости составил 4 месяца.

ГВС. Для обеспечения ГВС населения южной части Миасса Челябинской области была спроектирована и изготовлена установка УМПЭУ Ду 80 мм с двухступенчатым вводом пара в питьевую воду с целью ее нагревания с 5—10 °С до 65—70 °С. Каждая ступень обеспечивает непрерывный подогрев текущего расхода воды 45—55 т/ч на 30 °С. УМПЭУ была установлена в 2001 г. взамен пароводяного теплообменника, стоимость ремонта которого превышала цену приобретения и монтажа установки. УМПЭУ подключено к паровой гребенке через задвижку Ду 150 мм и обратный клапан. Каждая из ступеней подключена к паропроводу, давление в котором 0,25—0,35 МПа, через вентили Ду 100 мм, служащие для регулирования подачи пара и соответственно температуры нагретой воды в каждой ступени. Вода из хозяйственного водопровода, смешанная с обратной водой из городской системы ГВС, подается на вход в УМПЭУ под давлением 0,3—0,4 МПа. Подогретая вода выходит из УМПЭУ в аккумуляторный бак.

Теплоснабжение. УМПЭУ Ду 400 мм была установлена на ОАО «Балаковорезинотехника» в дополнение к существующей системе отопления бойлерами в ноябре 2004 г. В процессе эксплуатации УМПЭУ в течение двух отопительных сезонов выяснилось, что при давлении воды 0,62—0,63 МПа, расходе нагреваемой воды 700–725 т/ч, давлении пара 0,6—0,61 МПа, расход пара составил 29—32 т/ч, а подогрев воды — 28—30 °С. Это позволило поднимать температуру

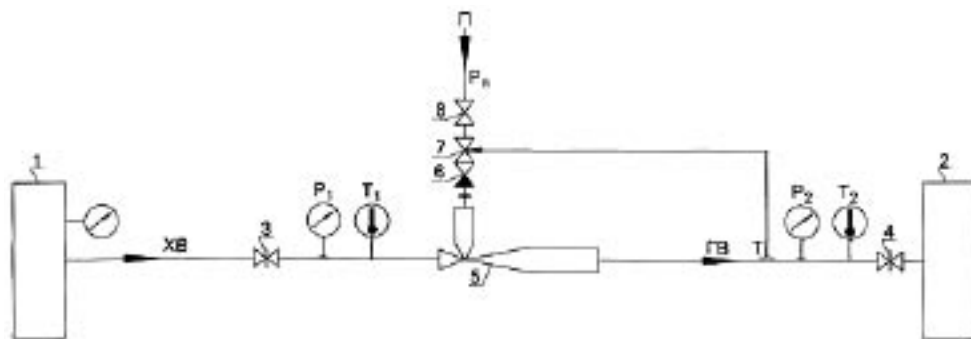


Рис. 3. Схема включения УМПЭУ (типичная):

1,2 — коллектора холодной и горячей воды; 3,4 — запорные задвижки; 5 — УМПЭУ; 6 — обратный клапан; 7 — регулирующий клапан; 8 — отсочный клапан; П — пар; ХВ — холодная вода; ГВ — горячая вода

воды на выходе из установки до 98°C (в обычном режиме 48—85 °С) и обеспечить требуемый режим теплоснабжения предприятия при понижении температуры наружного воздуха до -30 °С, что было особенно актуально холодной зимой 2006г. Данная установка окупилась за один отопительный сезон. Экономический эффект от внедрения составляет 2,5—3,0 млн руб. в год в зависимости от среднезимней температуры наружного воздуха. Причем, чем ниже температура, тем выше экономический эффект. Несмотря на то, что система отопления завода является закрытой, существуют потери и несанкционированный водоразбор в количестве 8—12 т/ч. Совместная работа УМПЭУ и бойлеров позволила свести к минимуму потери конденсата и поддерживать качество воды в системе отопления в пределах нормы.

В ЗАО «Нефтехимия» Новокуйбышевска УМПЭУ Ду 400 мм была установлена в октябре 2003г. для нужд теплоснабжения. Предварительно были проведены расчеты, которые показали хорошие результаты автономного теплоснабжения по сравнению с теплоснабжением от ТЭЦ (расчетная экономия 2,2 млн руб. за отопительный сезон), при этом дополнительно исключаются потери тепла при транспортировке. В процессе эксплуатации выявлено, что расход нагреваемой воды составляет 1000—1200 т/ч, температура сетевой воды (от 45 до 95 °С) задается в зависимости от температуры окружающей среды и регулируется подачей пара. Подогрев воды составлял 5—11 °С, что соответствует теплотреблению отопительной системы завода, при этом еще оставался двукратный запас. Давление сетевой воды изменялось от 0,4 до 0,9 МПа (по проекту 0,6—0,7 МПа) и, несмотря на отклонения от регламента, работа УМПЭУ была устойчивой. Несмотря на то, что система завода является закрытой, существует нелегальный водоразбор. При малых тепловых нагрузках дисбаланс устраняется подпиткой химочищенной водой, а при средних и выше появляется избыток, который направляется в технологический цех для приготовления питательной воды для котлов-утилизаторов.

Утилизация низкопотенциального пара. В ряде технологических процессов имеются сопутствующие источники пара переменных параметров, например системы испарительного охлаждения мартеновских печей, обрабо-

тавший пар силовых установок и т.д. В энергетическом плане эти источники обладают значительными запасами тепловой энергии, которую целесообразно использовать для нужд теплоснабжения или просто утилизировать пар для улучшения экологической обстановки. Характерным примером к сказанному является утилизация конвертерного пара на Нижнетагильском металлургическом комбинате. В связи с цикличностью конвертерной плавки и низким давлением пара, вырабатываемого охладителями конвертерных газов, давление конвертерного пара изменяется в широких пределах (от 0,4 до 0,9 МПа). Пар с такими нестабильными параметрами имеет ограниченное применение на комбинате и полностью не используется. В целях безопасности паропроводов на них установлены свечи, через которые осуществлялся сброс излишнего пара в атмосферу, при этом комбинат нес прямые потери тепла и котловой воды. Традиционные схемы использования нестабильного конвертерного пара (строительство пароперегревательных, бойлерных, воздушных охладителей пара) требуют относительно крупных капитальных и эксплуатационных затрат, а также соответствующих площадей для строительства. Было предложено применить струйные подогреватели воды УМПЭУ для конденсации сбрасываемого конвертерного пара для целей нагрева воды и подпитки в системе теплоснабжения комбината и города. По параметрам паропровода и теплофикации выбрано УМПЭУ с условным диаметром 300 мм на расход нагреваемой воды 320-740 т/ч, давление воды — 0,45—0,6 МПа, рабочее давление пара — 0,4—0,7 МПа, расход конвертерного пара — 30 т/ч, интервал подогрева воды — 30 °С. УМПЭУ был смонтирован на трубопроводах, проложенных снаружи, вдоль стены котельной, согласно типовой схемы подключения УМПЭУ к теплотрассе. УМПЭУ был запущен в работу в 2000г. силами ОГЭ комбината и «Центром энергосбережения» Нижнего Тагила, при этом контрольно-измерительными приборами были зафиксированы следующие параметры при работе УМПЭУ с расходом воды 330 т/ч. При температуре воды на входе 118-119 °С, давлении воды 0,44—0,45 МПа, давлении конвертерного пара 0,5—0,6 МПа, температура воды на выходе составила 130-131 °С, расход пара — 8—10т/ч. При работе УМПЭУ гидроударов,

вибраций и шума не наблюдалось. При работе подогревателя по температурному графику 115/80 °С годовое количество сэкономленного тепла составляет 93 416 Гкал, годовая экономическая эффективность составляет 6 руб. на каждый рубль, затраченный на внедрение УМПЭУ.

Наибольший эффект от применения УМПЭУ может быть получен при реализации его двойного назначения: например подогрев речной воды перед осветлителем отработавшим паром (ОАО «ПОЛИЭФ» Благовещенск, Республика Башкортостан). Срок окупаемости УМПЭУ Ду 300 мм составил 4 месяца. Другим примером может служить отопление производственного цеха по производству лапши быстрого приготовления утилизируемым отработавшим паром (Хабаровск).

В ряде случаев экономически оправданным оказалось применение УМПЭУ на предприятиях, получающих горячую воду и пар от ТЭЦ, когда цена горячей воды была выше цены пара.

Оптимальный подогрев воды одним УМПЭУ, обеспечивающий его бесшумную работу, составлял в среднем 30 °С (коэффициент инжекции — около 0,06). Для подогрева воды на интервал более 30 °С использовалась двухступенчатая схема ввода пара с последовательной установкой УМПЭУ в линию или калачом (подогрев достигал 60—65 °С).

Особенности включения УМПЭУ, обеспечивающие его безопасную эксплуатацию, состоят в следующем. Для поддержания указанных параметров в заданных пределах УМПЭУ должен оснащаться системой автоматики. Для регулирования тепловой мощности изменяют расход пара, например, регулирующим клапаном. На подводе пара должен быть установлен обратный клапан. Для отсечки пара при прекращении подачи воды (авария теплосети, отключение насоса или электроснабжения и т.п.) на подводе также устанавливаются быстродействующий отсечной клапан со временем срабатывания 1—3 с. На выходе УМПЭУ создают прямолинейный участок трубы, длина которого определяется на основании известных закономерностей для турбулентной затопленной струи [6] и обычно составляет несколько десятков калибров. Для закрытой системы теплоснабжения предусматривают также систему поддержания постоянного давления воды на входе в УМПЭУ.

Применение УМПЭУ позволяет:

- заменять существующие теплообменники и повысить надежность работы тепловых систем;
- экономить пар (топливо) за счет максимального коэффициента теплопередачи от пара к воде;
- исключать образование накипи при нагревании неочищенной воды;
- исключить шум и пульсации давления при смешении пара с водой;
- снизить вредные выбросы в атмосферу;
- расширить диапазон применения струйных подогревателей воды в тепловых сетях и системах водоподготовки до диаметров 400 мм.

Литература

1. Банников В. В. Проблемы накипи и энергосбережение // Энергосбережение. 2005. № 2. С. 34—36.
2. Соколов Е. Я., Зингер И. М. Струйные аппараты. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1970. — 280 с.
3. Цегельский В. Г. Двухфазные струйные аппараты. — М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2003. — 408 с.
4. Куркулов М. А., Недугов А. Ф., Никифоров Г. В., Седельников С. В., Шевченко Г. В. Способ непрерывной подачи пара в водяную магистраль и устройство для его осуществления: Патент № 2198323 РФ; Б. И. № 02, февраль 2003 г.
5. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды ПБ 10-573-03. — М.: ФГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России». Выпуск 28. 2004. — 125 с.
6. Абрамович Г. Н. Теория турбулентных струй. — М.: Физматгиз, 1960. — 715 с.

закуплены необходимые комплектующие в компании ABC Minel Industries, проведены сборка, приемо-сдаточные испытания, государственная проверка трансформаторов тока как средства измерения. Первая партия продукции отгружена заказчику.

Направление «Измерительные трансформаторы» было открыто на предприятии летом 2006 года. До конца года планируемый объем продаж составит более 15 млн руб. Производственная мощность ЗЭИМ и ABC Minel Industries позволяет выпускать 3000—4000 трансформаторов тока в год, обеспечивая поставку всех поступающих в 2007 году заказов в полном объеме.

Наша справка:

ОАО «Завод электроники и механики» входит в «АБС Холдингс».

Видеятельности: разработка и внедрение «под ключ» различных автоматизированных систем управления технологическими процессами, изготовление широкой номенклатуры средств автоматизации для систем промышленной автоматики. Завод основан в 1958 г. АБС Minel Industries входит в «АБС Холдингс». «АБС Холдингс» — международный холдинг, более 40 лет оказывающий EPC услуги в электроэнергетике, нефтяной, газовой, металлургической, горнодобывающей и других системообразующих отраслях промышленности.

www.mashportal.ru

ОАО «СЗТТ»: ПОДГОТОВЛЕННЫ К ВЫПУСКУ НОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Подготовлены к выпуску новый трансформатор тока ТОЛ-20 на класс напряжения до 20 кВ и трансформатор напряжения ЗНОЛ.06—20 в габаритных размерах трансформатора.

Трансформатор тока ТОЛ-20

Трансформатор предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления, для изолирования цепей вторичных соединений от высоковольтного напряжения в комплектных устройствах внутренней и наружной установки (КРУ, КРУН, КСО) переменного тока на класс напряжения до 20 кВ частоты 50 или 60 Гц. Трансформаторы изготавливаются в климатическом исполнении УХЛ и категории размещения 2.



КАК ПРАВИЛЬНО ВЫБРАТЬ КОМПРЕССОР

Практически на любом производственном предприятии используется сжатый воздух. Это и понятно. Все пневмоинструменты по ресурсу и энерговооруженности (отношение мощности к единице веса) более чем в два раза превосходят своих электрических собратьев. А в некоторых технологических процессах (например, окраска, сушка, подготовка поверхностей под окраску или мехобработку) без сжатого воздуха просто не обойтись.

На первый взгляд проблема его получения на промышленном предприятии давным-давно решена и не требует дополнительного изучения. Ведь строился и перевооружался завод по проектам авторитетных научно-исследовательских институтов, в которых грамотные специалисты рассчитали все потребности конкретного предприятия, защитили выделяемые фонды в соответствующем министерстве, после чего предприятие и получило желаемое оборудование и, соответственно, источник сжатого воздуха. Все это и было верно во времена плановой экономики, когда рыночных отношений между предприятиями не существовало, а слова «... наш бронепоезд стоит на запасном пути...» были в основе всех расчетов. Однако вот, что выясняется при внимательном изучении проблемы...

Эпоха распределительной системы закончилась, и в наследство промышленности досталось не самое лучшее, весьма энергоемкое оборудование. При этом за годы реформ весьма сократился научный и инженерный потенциал как самих предприятий, так и специализированных НИИ. Старение производственных фондов, между тем, наводит на мысль о необходимости технического перевооружения. Как же грамотно рассчитать потребность в сжатом воздухе или идти по проторенной дорожке советской эпохи,

безоглядно доверяя прежним расчетам специалистов? Непростая задача для сегодняшних управленцев. Между тем, время неумолимо утекает, «временные» финансовые трудности становятся постоянным фактором, ресурсов на все не хватает, и проблем все больше и больше. Итак, как грамотно выбрать компрессор?

Как не тривиальна эта мысль, сначала нужно определиться с потребностями. Сжатый воздух — это не самоцель, это источник энергии для вашего пневмооборудования.

Как правило, на промышленном предприятии существуют самые различные технологические процессы, где необходим сжатый воздух.

Типичное сегодняшнее предприятие промышленности (в частности машиностроения) состоит из следующих основных цехов или участков, а, следовательно, из потребителей сжатого воздуха:

- Литейный — пневмопереключатели самих печей, различного рода пневмоинструмент (например, пневмотрамбовки), пневмозажимы, пескоструйные камеры.
- Кузнечный — цилиндры молотов, различного рода пневмозажимы, пневмоинструмент.
- Штамповочный — цилиндры штампов, различного рода пневмозажимы, пневмоинструмент.
- Механической обработки — различного рода пневмозажимы, пневмоинструмент.
- Гальванический — барбатаж жидкостей, различного рода пневмозажимы, пневмоинструмент.
- Окрасочный — пескоструйные, окрасочные и сушильные камеры, различного рода пневмозажимы, пневмоинструмент.
- Сборочный — пневмоинструмент.

Естественно возможны варианты. На больших предприятиях присутствует весь спектр приведенной схемы, на небольших — отсутствует часть или вообще состоит из одного вида технологического передела. Возможно также использование пневмотранспортировки (например, на спичечных фабриках или заводах железобетонных изделий), но суть от этого не меняется. Итак, при таком многообразии потребителей сжатого воздуха, как рассчитать потребность в нем?

Прежде всего, пользуясь паспортными данными оборудования. Если данных по пневмооборудованию нет (обычное явление на промышленных предприятиях, т.к. в каждом цехе есть свой механик или энергетик, который отвечает за оборудование, а в службе главного инженера сводных данных по потребляемому оборудованию воздухом просто нет), собрать эти сведения подчас непосильная задача для службы главного инженера, которая занята другими проблемами, то можно взять по аналогии и большой ошибки в этом не будет. Некоторые параметры типового оборудования приведены в Приложении № 1.

Понятно, что пневмооборудование используется в работе не непрерывно, а время от времени, соответственно изменяется текущее воздухопотребление. Для определения характеристик компрессора ориентируются на усредненное значение потребности в сжатом воздухе. Чтобы ее рассчитать, нужно, исходя из опыта эксплуатации и знания технологии планируемых работ, представить, каковы будут продолжительность и периодичность включения оборудования, возможно ли включение одновременно нескольких устройств и каких. По сути дела всю систему промышленного предприятия в целом необходимо разбить на подсистемы (локальные участки), которые включены в единый технологический процесс, и использовать одновременно сжатый воздух.

Вот типовой пример одного из предприятий Санкт-Петербурга.

На предприятии существует штамповочный цех, в котором существуют 3 участка общим потреблением $15 \text{ м}^3/\text{мин}$ и необходимым рабочим давлением $4,5 \text{ атм}$. В связи с тем, что воздух подается из центральной компрессорной станции, которая находится на расстоянии 1200 м от цеха, с учетом потерь в воздухопроводе и запорной арматуре, в этот цех подается $25 \text{ м}^3/\text{мин}$ сжатого воздуха давлением 9 атм . В помещении цеха установлен ресивер для сглаживания пиковых нагрузок и пульсаций от поршневой компрессорной станции. Центральная компрессорная станция водяного охлаждения, существует насосная станция, обратное водоснабжение и градирня.

В результате обследования предприятия специалистами установлено следующее:

1. Суммарное потребление сжатого воздуха 1 участком составляет $9 \text{ м}^3/\text{мин}$. Общее время его работы в смену составляет $6,5 \text{ часов}$. При этом все оборудование работает одновременно.

2. Суммарное потребление сжатого воздуха 2 участком составляет $4 \text{ м}^3/\text{мин}$. Общее время его работы в течение рабочей смены составляет $3,5 \text{ часа}$. При этом прессы 10,

11 и 12 включаются эпизодически, и их работа занимает не более 30 минут в рабочую смену.

3. Суммарное потребление сжатого воздуха 3 участком составляет $5 \text{ м}^3/\text{мин}$. Общее время его работы в течение рабочей смены составляет 4 часов .

4. Имеются пневмоинструменты с суммарным потреблением сжатого воздуха на уровне $1 \text{ м}^3/\text{мин}$ и непредсказуемым режимом работы.

5. По цеху проложена воздушная магистраль диаметром 100 мм , имеется запорная арматура, общая протяженность магистрали — 210 м .

По итогам проекта было предложено:

- Разбить пневмосеть цеха на два локальных участка для производственного участка 1 и для производственных участков 2 и 3.

- Для локального участка 1 установить компрессор (или 2 компрессора) суммарной производительностью:

$$V = a \times b \times f \times 9 = 1,1 \times 1,1 \times 0,9 \times 9 = 9,8 \text{ м}^3/\text{мин},$$

где

a — коэффициент утечки воздуха в сети для коротких расстояний (до 100 м) равен $1,1$;

b — коэффициент износа оборудования примерно равен $1,1$;

f — коэффициент одновременности работы оборудования для данного участка равен $0,9$.

Для участков 2 и 3 предложено установить два компрессора производительностью по $5 \text{ м}^3/\text{мин}$ (исключительно в целях резервирования).

В результате осуществления проекта:

1. Совокупные затраты на получение сжатого воздуха сократились на 42% .

2. Весь проект окупился в течение 5 месяцев .

На основе чего проводились расчеты?

Прежде всего, на основе скрупулезного сбора данных, систематизации и после этого на основе базовой методики расчетов, подготовленных специалистами и приведенной в Приложении № 1.

Теперь, проведя предварительную работу и зная свои потребности, можно приступать к выбору компрессорной установки.

Существует значительное многообразие компрессорных установок, предназначенных для промышленных целей.

В зависимости от конструкции самого компрессорного блока различают следующие виды компрессоров общего назначения:

1) Объемного действия, а именно:

- а) Диафрагменные
- б) Поршневые
- в) Винтовые
- д) Пластинчато-роторные

2) Динамического действия:

- а) Центробежные
- б) Турбокомпрессоры.

Каждый из них рассчитан на определенные параметры работы, которые в компрессорной технике характеризуются рабочим давлением и производительностью.

В области малой производительности (до 50 м³/мин) наибольшее распространение нашли винтовые и поршневые компрессоры. В области от 100 м³/мин и выше применяются центробежные и турбокомпрессоры. Область от 50 до 100 м³/мин прочно удерживают поршневые компрессоры. В области сверхмалой производительности (до 10 л/мин) наиболее применяемы диафрагменные компрессоры. Безусловно, наиболее распространенными в нашей стране являются поршневые компрессоры, которые сегодня активно вытесняются винтовыми (иначе называемые роторными) компрессорами. Если 30 лет назад винтовые компрессоры были достаточно экзотичны для нашей страны, то в настоящее время они прочно удерживают позиции в области производительности от 4 до 120 м³/мин, а в мире имеют тенденцию к расширению производительности — в настоящее время выпускаются винтовые компрессоры от 0,2 до 180 м³/мин. Объясняется это прежде всего долговечностью винтового компрессорного блока, его высокой надежностью и малыми габаритами.

В мировом компрессоростроении винтовые компрессоры получили активное развитие с середины 50-х по середину 60-х годов XX века. Остановимся только на двух типах компрессорных установок, наиболее востребованных на сегодняшний день в промышленности — поршневых и винтовых.

Поршневые компрессоры

Продолжают пользоваться популярностью в нашей стране благодаря традиции. Основная масса промышленных предприятий была оснащена этими компрессорами в советское время, работники предприятий их хорошо знают, знают как их обслуживать и ремонтировать и менять что-либо не испытывают никакого желания. Да и система подготовки специалистов-компрессорщиков ориентирована в основном на потребности 20-тилетней давности, в которых не было альтернативы поршневым компрессорам.

В компрессорах этого типа воздух сжимается в замкнутом пространстве цилиндра в результате возвратно-поступательного движения поршня. Конструктивно они представляют собой машину, включающую в себя сам компрессорный блок, электропривод, ресивер и устройство автоматического регулирования давления. Дополнительно оснащается системой водяного охлаждения, которая сама по себе является достаточно сложной — замкнутый оборотный цикл, насосная станция, зачастую градирня.

К основным характеристикам компрессора относятся два параметра — номинальное рабочее давление P и объемная производительность или подача Q . Большинство производимых сегодня компрессоров развивают давление, превышающее потребности стандартного пневмооборудования и инструмента. На рынке представлены компрессорные установки с максимальным давлением 6, 8, 10, 13 атм (в другой терминологии — бар).

Что нужно учитывать, определяя максимальное давление, развиваемое компрессором?

1. Следует иметь в виду, что система автоматического регулирования давления всех компрессоров настроена таким образом, что обеспечивает поддержание давления в ресивере с допуском — 2 атм от максимального значения. Это означает, что в процессе работы компрессора с $P_{\max}=8$ атм давление на выходе может меняться от 6 до 8 атм. Заводские регулировки могут быть изменены только в сторону уменьшения минимального давления.

2. Необходимо учитывать, что наличие протяженных пневмомагистралей до потребителей сжатого воздуха вызывают падение давления в линии. При ошибках в проектировании пневмосети (применение труб малого диаметра, использовании водопроводных запорных устройств, нерациональной прокладке магистралей и т.д.) оно может достигать существенной величины и стать причиной неэффективной работы пневмооборудования. Чтобы избежать возможных неприятностей в таких случаях, нужно отдать предпочтение компрессору с более высоким максимальным давлением (либо более точно посчитать возможные потери в трубопроводах).

Из сказанного следует, что в качестве универсального источника сжатого воздуха можно использовать компрессор максимальным давлением 8 атм.

Винтовые компрессоры

В поршневых компрессорах реализуется циклический принцип сжатия. В течение рабочего цикла фаза сжатия периодически чередуется с фазой впуска воздуха. Такая периодическая работа не очень выгодна, тем более что она приводит к пульсации давления на выходе компрессора (это одна из причин, для чего нужен ресивер при использовании поршневого компрессора). Эти недостатки до поры прощались поршневым компрессорам, поскольку они компенсировались многими достоинствами, в частности, относительной простотой и дешевизной. Однако монополии поршневых устройств в деле воздушнонагнетания пришел конец.

Достижения в области технологии металлообработки позволили создать доступную по цене альтернативу — винтовой компрессор. Во многом он является антиподом поршневого компрессора.

Сжатие воздуха в винтовом компрессоре происходит непрерывно. Температура нагнетаемого воздуха изменяется незначительно, характеристика процесса сжатия максимально приближается к изотерме. Вследствие этого КПД винтового компрессора выше.

В то время как поршневой компрессор требует периодически отдыха, винтовой рассчитан на стационарный режим работы, остановки для него нежелательны. Винтовой компрессор равной производительности компактнее, имеет на 10—12 дБ меньший уровень звукового давления. Качество воздуха с точки зрения концентрации частиц воды и масла — выше, эксплуатационные расходы — ниже.

По надежности винтовой компрессор не сопоставим с поршневым. На его «сердце» — винтовую пару фирма CompAir дает гарантию до 40000 моточасов, и основной причиной возможного выхода из строя при таких

Таблица 1а

Потребители сжатого воздуха	Характеристика, тип	$q_{ср.}$, $nm^3/мин$	$k_{и.}$
Ковочные или штамповочные молоты	0,5 т	10	0,65—0,75
	0,75 т	13,0	0,6—0,7
	1,0 т	16,5	0,6—0,7
	1,5 т	20,0	0,6—0,7
	2,0 т	24,0	0,6—0,7
	3,0 т	30,0	0,6—0,7
	5,0 т	40,0	0,5—0,65
	10,0 т	55,0	0,4—0,5
Молотки	Клепальные	1,0—1,5	0,3—0,45
	Отбойные	1,2—1,5	0,3—0,5
	Бурильные	2,0—4,0	0,3—0,4
Сверлильные машины, гайковерты	0,15—2,0 кВт	0,3—0,5	0,3—0,6
Шлифовальные машины	0,15—1,1 кВт	0,5—2,0	0,4—0,8
Машины для резки металла (ножницы, пилы)	0,2—1,3 кВт	0,5—2,0	0,4—0,8
Винтозавертывающие машины	0,15—1,0 кВт	0,4—3,0	0,3—0,6
Вибраторы	-	1,0—3,0	0,3—0,4
Трамбовки	для грунта	1,2	0,2—0,4
	для бетона	0,6	0,2—0,4
Пистолеты, краскораспылители	-	0,1—0,8	0,5—0,8
Форсунки мазутные	-	0,3—1,0	0,6—0,9
Пескоструйные аппараты	0,3—0,7 МПа	0,45—14,5	0,4—0,8

Таблица 1б

Диаметр сопла, мм	Расход воздуха $q_{ср.}$ в $nm^3/мин$ при давлении P_2 , МПа (абс.)				
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
4	0,45	0,6	0,75	0,9	1,0
5	0,7	0,9	1,2	1,4	1,6
6	1,0	1,3	1,9	2,0	2,3
8	1,7	2,4	3,0	3,6	4,1
10	2,7	3,7	4,6	5,5	6,4
12	4,0	5,3	6,7	8,1	9,3
13	5,4	7,2	9,0	11,1	12,6
15	6,2	8,3	10,3	12,4	14,5

Таблица 2

Число однотипных потребителей, n_i	1	2—3	4—6	7—9	10	11—12
Коэффициент одновременной работы, $k_{o.i}$	1	0,9	0,8	0,76	0,7	0,67

гигантских запасах по моторесурсу, как правило, является ресурс подшипников. В нашей практике бывали и такие случаи, что срок службы винтового компрессора CompAir составлял 60 000 моточасов и выше.

Конструктивно винтовой компрессор проще поршневого, однако намного сложнее в технологии изготовления. Он имеет циркуляционную систему смазки и охлаждения, масловыделитель снабжен автоматической системой управления. По сути — это автоматическая станция подготовки сжатого воздуха.

Почему же при таких преимуществах винтовые компрессоры до сих пор не вытеснили поршневые? Почему до недавнего времени не наблюдалось развития локальных пневмосетей прежде всего на крупных предприятиях?

Ответ на этот вопрос лежит на поверхности. Прежде всего из-за психологических особенностей людей и «здорового» консерватизма. Ведь для того чтобы быть готовым к замене одной техники на другую, нужно обладать определенными знаниями в этой области. А дух новаторства сегодня присутствует в промышленности крайне незначительно. Потеряна система ознакомления с научно-технической информацией (например, регулярное чтение бюллетеней БИНТИ), с новинками техники знакомятся только когда станет совсем горячо, когда проблема грозит полной остановкой производства. Многие инженеры просто не знают, чем винтовые компрессоры отличаются от поршневых.

Вторая причина — в боязни людей потерять рабочие места. Ведь «пока я команду обособленным участком, например, паросиловым цехом, я — уважаемый человек. У меня свое хозяйство, свой персонал, без моего участия невозможна работа всего завода. Кем я стану, если применю новую технику, да не в едином месте, а по всему предприятию, чем я буду командовать и, вообще, нужен ли я буду?»

Третья и последняя причина — то, что с советских времен остался очень большой объем запасных частей для имеющейся компрессорной техники.

55 <<

Особенности конструкции:

- первичные токи трансформатора — от 5 до 2500 А;
- классы точности измерительных обмоток — 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S;
- количество вторичных обмоток — 2, 3 или 4;
- раздельное пломбирование вторичных обмоток;
- применение в качестве главной изоляции хорошо зарекомендовавший себя эпоксидный компаунд, залитый под вакуумом;
- уровень изоляции «б»;
- трансформаторы производятся в двух габаритах длиной 295 и 350 мм;
- возможно изготовление на металлической плите;
- унифицированы установочные и присоединительные размеры всех исполнений;
- наличие изолирующих барьеров позволяет уменьшить расстояние между фазами (при условии изолировки шин за габаритами трансформатора).

**ЗАЗЕМЛЯЕМЫЕ
ТРАНСФОРМАТОРЫ
НАПРЯЖЕНИЯ ЗНОЛ.06**

Трансформаторы предназначены для установки в комплектные распределительные устройства (КРУ) внутренней установки или другие закрытые распределительные устройства (ЗРУ), а также для встраивания в токопроводы турбогенераторов и служат для питания цепей измерения, автоматики, сигнализации и защиты в электрических установках переменного тока частоты 50 или 60 Гц в сетях с изолированной нейтралью.

Допускается использование трансформаторов обоих исполнений при температуре окружающего воздуха в токопроводе до 65°C при нагрузке трансформаторов не превышающей номинальную мощность класса точности 0,5.

Трансформаторы изготавливаются в климатическом исполнении «У» или «Т» категории размещения 3 по ГОСТу 15150 предназначены для эксплуатации при условиях:

- высота установки над уровнем моря — не более 1000 м;
- температура окружающей среды с учетом превышения температуры воздуха в токопроводе или КРУ при нагрузке трансформаторов предельной мощностью:
 - для исполнения «У3» — от -45°C до +50°C,
 - для исполнения «Т3» — от -10°C до +55°C;

>> 62

Приложение №1.

Основы расчетов для перевода централизованной системы подачи воздуха на децентрализованную.

Проектирование локальной воздушной сети следует начинать с определения расчетного расхода воздуха (по условиям всасывания):

$$nV_p = \sum_{i=1}^n S n_i \times q_{cp,i} \times k_{o,i} \times k_{э,i} \times k_{и,i}, \text{ м}^3/\text{мин},$$

где

n_i — число однотипных потребителей сжатого воздуха;

$q_{cp,i}$ — средний (паспортный) расход воздуха потребителями каждого отдельного типа, м³/мин (табл.1);

$k_{o,i}$ — коэффициент одновременной работы для каждой однотипной группы потребителей сжатого воздуха; его значение либо задается технологическим режимом работы потребителей, либо берется на основе статистики работы потребителей (табл. 2);

$k_{э,i}$ — эксплуатационный коэффициент, учитывающий увеличение расхода воздуха из-за износа и неплотностей в соединениях, арматуре, сальниках и в локальной воздушной сети; для пневматического оборудования $k_{э} = 1,5$, а для пневмоинструмента $k_{э} = 1,10—1,15$;

$k_{и,i}$ — коэффициент использования пневмооборудования или пневмоинструмента, представляющий собой долю времени эксплуатации потребителя за рабочую смену (его значение либо задается технологическим режимом работы потребителей, либо берется на основе статистики работы потребителей (табл.1).

Средний расход воздуха (q_{cp}) и коэффициент использования ($k_{и}$) для некоторых видов потребителей сжатого воздуха (табл. 1а).

x — расход воздуха q_{cp} через пескоструйные аппараты в зависимости от диаметра сопла и давления воздуха P_2 (табл. 1б).

Коэффициент одновременной работы (k_o) потребителей сжатого воздуха в зависимости от числа однотипных потребителей (табл. 2).

Винтовой компрессор для локальной воздушной сети подбирается по величинам V_p и конечному давлению сжатого воздуха P_2 при следующих условиях:

1. Значение P_2 должно соответствовать наибольшему рабочему давлению из подключенных разнотипных потребителей сжатого воздуха и не должно превышать номинальное конечное давление винтового компрессора.

2. Расчетный расход воздуха для локальной воздушной сети V_p , определенный по формуле (х), должен соответствовать 0,75—0,9 номинального расхода воздуха винтового компрессора V_k при давлении P_2 .

Диаметр воздухопровода сжатого воздуха для локальной воздушной сети определяется по формуле:

$$d = 0,4 \sqrt{V_p / P_2},$$

где

V — объемный расход сжатого воздуха, м³/мин;

$$V = V_k (P_1 / P_2)^{1/n},$$

где

V_k — паспортная производительность компрессора по условиям всасывания, м³/мин;

P_1 — давление воздуха перед компрессором с учетом аэродинамического сопротивления всасывающего тракта компрессора, $P_1 = 9,9 \times 10^4$ Па;

P_2 — давление сжатого воздуха (за компрессором), Па;

n — показатель политропы сжатия: для охлаждаемых водой поршневых компрессоров $n = 1,25—1,30$; для винтовых компрессоров $n = 1,11$;

W — экономическая скорость воздуха, для нагнетательных воздухопроводов $W = 15$ м/с (при давлении сжатого воздуха до 10 бар).

В случае наличия на предприятии потребителей сжатого воздуха разного давления P_2 при децентрализации системы воздухообеспечения создаются отдельные локальные воздушные сети на эти необходимые давления P_2 с подбором местных компрессорных установок по методике, изложенной в данном разделе.



**В. Косарев,
ООО «Вактех»**

КАК ИЗМЕРИТЬ ПОТРЕБЛЕНИЕ ВОЗДУХА? МЕТОДЫ. ЦЕЛИ

Время от времени на промышленных предприятиях возникает необходимость измерить точный расход сжатого воздуха, потребляемый оборудованием или обнаружить точное значение утечек сжатого воздуха, или просто узнать, в каком режиме работает компрессорное оборудование. Конечными целями измерений являются следующие: подбор компрессорного оборудования взамен старого, подбор компрессора при нехватке сжатого воздуха, проверка целесообразности оптимизации системы за счет установки компрессора с регулируемой частотой вращения, а также обнаружение утечек в системе.

Давайте рассмотрим типичную ситуацию — стоит старшее компрессорное оборудование, необходимо подобрать новую систему сжатого воздуха по всему предприятию. Решить, какая схема будет более выгодна — централизация или децентрализация, а также какие компрессора и оборудование для осушки и очистки сжатого воздуха следует подобрать для достижения наименьших эксплуатационных и установочных затрат.

Для решения такой задачи потребуется прибор по измерению расхода газа в трубопроводе. Чаще всего портативные расходомеры требуют осуществление врезки в трубопровод на желаемом для измерения участке. Хотя бывают и накладные, ультразвуковые приборы. В любом случае для точного измерения необходимо обеспечить ламинарный (то есть однородный) поток воздуха. Это значит, что до точки измерения должен быть прямой участок трубопровода длиной не менее 20 диаметров и после точки измерения еще 5 диаметров. Если это правило не выпол-

нить, то данные, полученные в результате замеров, будут недостоверными. Такие устройства имеют, как правило, систему регистрации данных, для того, чтобы затем при обработке замеров можно было бы выстроить график потребления сжатого воздуха во времени.

При такой постановке задачи все довольно просто, необходимо только правильно выбрать точки и время измерений, чтобы при минимальном количестве измеряемых точек получить полную картину о существующей системе. Почему так важно минимизировать количество точек и время измерения? Это важно потому, что часто время измерения в одной точке для точного определения необходимого оборудования группы потребителей может составлять до недели. Это бывает на предприятиях, где характер потребления сжатого воздуха сильно зависит от смены и дня недели.

Такого же рода прибором можно воспользоваться при подборе компрессора для уже существующей системе при нехватке воздуха. Только таким образом можно установить точный поток воздуха, необходимый потребителям. Существуют, конечно, и косвенные методы определения необходимого дополнительного потока к потребителям, но их точность уступает прямым замерам.

Если же имеется компрессор(ы), работающие по принципу «разгрузка-нагрузка» или «нагрузка-останов», и необходимо зарегистрировать их режим работы и численно оценить целесообразность перехода на систему с частотным регулированием, то можно воспользоваться амперметром с возможностью записи потребляемого компрессором тока

60 <<

- окружающая среда — невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию;
- рабочее положение — любое.

www.czt.ru

ДЗНВА НАЧНЕТ ВЫПУСК УНИКАЛЬНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Серийный выпуск новых автоматических выключателей мощностью 1600 ампер будет налажен на Дивногорском заводе низковольтной аппаратуры в этом году.

Как сообщили корреспонденту НИА на предприятии, этот проект стал для завода абсолютно новым, ранее он выпускал автоматические выключатели мощностью от 0,5 до 630 ампер. Подготовка к производству нового оборудования велась более двух лет. К настоящему времени пять опытных устройств прошли все необходимые испытания.

Специалисты ДЗНВА отмечают, что производство выключателей мощностью 1600 ампер является перспективным направлением, так как потребность в них значительна, особенно на крупных подстанциях. В настоящее же время аналогичное электрооборудование производится только на одном заводе в России — «Ульяновском контакторе». При этом устройства ДЗНВА будут более современными и компактными. Все составляющие для новых выключателей будут также производиться на самом ДЗНВА.

www.24rus.ru

МОДЕРНИЗАЦИЯ УСТАРЕВШЕГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА

Использование устаревшего оборудования — одна из причин снижения темпов роста промышленного производства в России с 8,3% в 2004 г. до 4,4% в 2006 г. По результатам исследований, оно ограничивает деловую активность 70% российских предприятий, и эта проблема наиболее остро встает в условиях ужесточения конкуренции с импортом.

В связи с этим, многие российские предприятия, в том числе и предприятия

>> 67



во времени. Процесс измерения упрощен до предела. Прибор представляет из себя обычные токовые клещи и записывающее устройства. Клещи накидываются на одну из фаз, активируется записывающее устройство. По окончании измерения клещи снимаются. Как известно, в режиме нагрузки компрессор потребляет установленную номинальную мощность от сети, а в режиме разгрузки эта величина падает до 20—30% от номинала. Тогда результатом этого измерения будет график токопотребления во времени. По этому графику можно абсолютно точно определить, сколько воздуха выдал компрессор в систему, за заданный промежуток времени, что позволяет оценить экономический эффект от применения компрессора с возможностью регулирования частоты или при увеличении объема пневмосистемы, например, за счет установки дополнительного ресивера.



НПО КВАЛИТЕТ

Предлагает:

- осушители сжатого воздуха собственного производства;
- фильтры сжатого воздуха;
- поставки компрессорного оборудования;
- комплексное обслуживание систем пневмоснабжения предприятий.

Тел.: (495)540-37-93; тел/факс (495)532-84-80

E-mail: Info@qualitet.org

www.qualitet.org



Э. А. Александрова

СОВРЕМЕННЫЕ СРЕДСТВА ВИБРОДИАГНОСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ

Значительное место в диагностике состояния оборудования занимает определение его вибрационных характеристик. Спектральный анализ вибрации оборудования в различных режимах позволяет выделить составляющие, обусловленные колебаниями отдельных элементов конструкций (в первую очередь магнитной системы и обмоток), что дает возможность оценить состояние прессовки этих элементов. Снижение вибрации отдельных узлов и изделия в целом устраняет механические потери, которые могут создавать в конструкции очаги перегревов с разложением масла и ростом газосодержания.

При проведении виброакустических обследований решаются следующие задачи:

- проверка соответствия вибро- и шумовых параметров оборудования требованиям стандартов;
- оценка уровней механических воздействий, возникающих при вибрации оборудования, на изоляцию, металлоконструкции, арматуру;
- степень выработки и обоснование конструктивных мер по снижению вибрации и шума оборудования.

Решение задач диагностики достигается путем использования высококлассной аппаратуры, оснащенной современным программным обеспечением и применением для анализа полученных данных современных методик. Среди современных средств вибродиагностики одним

из перспективных приборов является портативный виброанализатор СД-12М с персональным компьютером (Notebook или стационарный) и датчиками вибрации и частоты вращения. В состав системы входит также программное обеспечение DREAM-0 for Windows для мониторинга, диагностики и прогноза технического состояния роторных машин. Указанная выше виброакустическая система является переносным прибором для проведения измерений сигнала вибрации; входящий в ее состав персональный компьютер необходим для хранения и анализа результатов измерений.

Виброанализаторы СД-12М представляют собой систему, предназначенную для измерения, сбора и анализа параметров вибрации и являющуюся универсальным прибором для вибрационного мониторинга, диагностики и балансировки оборудования.

Виброанализаторы СД-12М представляют собой систему, предназначенную для измерения, сбора и анализа параметров вибрации и являющуюся универсальным прибором для вибрационного мониторинга, диагностики и балансировки оборудования.

В состав виброанализаторов входят: акселерометры для измерения виброускорения, адаптеры для датчиков для измерения вибрационных спектров, а также спектров тока, датчики положения вала и оборотов, коммутаторы, блок искрозащиты (при необходимости проводить измерения на оборудовании, работающем во взрывоопасной зоне), наушники.

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

В комплект поставки входит ПК и программное обеспечение. Автоматическая детальная диагностика технического состояния обеспечивает выдачу рекомендаций по срокам и объемам ремонтных работ, а также прогнозирует безаварийный срок эксплуатации оборудования (до нескольких месяцев) и его узлов: роторов и соединительных муфт, подшипников качения и скольжения, редукторов, зубчатых и ременных передач, рабочих колес турбин, насосов, компрессоров, электромагнитной части электрических машин.

Системы предназначены для массовой диагностики машин и позволяют перейти от их обслуживания по регламенту к обслуживанию и ремонту по фактическому состоянию. Системы обеспечивают высокую достоверность диагноза и прогноза, максимальную по сравнению с аналогами производительность, не требуют от оператора специальной подготовки и позволяют значительно снизить эксплуатационные расходы, в том числе за счет низкой стоимости собственно системы.

Виброанализаторы обеспечивают автоматическое решение следующих задач:

- анализ результатов измерений;
- обнаружение изменений состояния машин и их узлов и выявление причин этих изменений;
- обнаружение аварийноопасных дефектов на стадии зарождения и контроль за их развитием;

- планирование дальнейших измерений с учетом реального состояния узлов;

- выдачу рекомендаций по обслуживанию и ремонту;
- выдачу отчетов по выполненной работе, основным результатам и рекомендациям.

Для обнаружения большинства дефектов требуется всего одно измерение вибрации каждого узла.

Основные преимущества систем ВАСТ по сравнению с аналогами ведущих фирм мира:

- автоматическое решение указанных выше задач;
- качественно новый уровень достоверности получаемых результатов диагноза и прогноза;
- однократное измерение вибрации для диагноза и прогноза;
- не требуется изменение режимов работы диагностируемых машин;
- отсутствие жестких требований к качеству выполнения диагностических измерений;
- возможность адаптации систем к сложным системам.

Таким образом, уникальность систем ВАСТ автоматической диагностики заключается в том, что они не только дают эксперту удобный инструмент для диагностики состояния оборудования, но и выполняют все основные операции автоматически.

Системы осуществляют планирование измерений с учетом диагноза и прогноза:

Таблица 1

Основные технические характеристики виброанализаторов СД-12М

Параметры	Значение параметров
Частотный диапазон, Гц	0,1...25600
Линейный вход, В	1×10^{-6} ... 3
Усиление, дБ	0...54 (с шагом по 6 дБ), автоматическое
Полосы частот для измерения вибрации, Гц	2...2000; 10...1000; 10...2000 (основные) 2...200; 3...300; 5...500; 10...5000; 5000...10 000; 10 000...25 000 (дополнительные)
Диапазоны измерения: ● Виброускорения, м/с ² ● Виброскорости, мм/с ● Виброперемещения, мкм	0,02...1000 0,01...1000 0,1...10 000
Спектральный анализ: ● Верхние граничные частоты, Гц ● Частотное разрешение, полосы ● Динамический диапазон ● Число усредняемых спектров	25, 50, 100, 200, 400, 800, 1600, 3200, 6400, 12 800, 25 600 Гц 400, 800, 1600 полос не хуже 70 дБ 1...256
Измерение амплитуды и фазы для балансировки: ● Диапазон частот вращения, Гц ● Погрешность по частоте, % ● Погрешность по фазе, ° ● Погрешность по амплитуде, дБ ● Встроенный источник питания для фотодатчика	0, 5...1700 1 ± 5 ± 1 5 В постоянного тока, 15 мА
Общие данные: ● Диапазон рабочих температур, °С ● Вес, кг ● Габариты, мм ● Аккумулятор (время автономной работы), ч, не менее	-20...+... 50 1,7 150 x 225 x 45 10

- автоматический долгосрочный прогноз состояния узла в виде рекомендуемой даты следующих измерений или рекомендации по обслуживанию (ремонту) узла;

- учет скоростей развития каждого и совокупности всех обнаруженных дефектов при прогнозе даты следующих измерений;

- краткосрочный прогноз состояния узла по трендам развития дефектов после достижения ими опасных значений.

Ассоциация предприятий «Виброакустические системы и технологии» (ВАСТ) разрабатывает, производит и поставляет автоматизированные системы мониторинга, диагностики и прогноза состояния машин по их вибрации.

Обнаруживаемые дефекты сборки и эксплуатации

Ротора:

- неуравновешенность ротора;
- бой (дефекты) вала;
- дефекты соединительных муфт;
- дефекты крепления опор ротора;
- дефекты опор ротора.

Подшипников качения:

- обкатывание наружного кольца;
- неоднородный радиальный натяг;
- перекос наружного кольца;
- износ наружного кольца;
- раковины на наружном кольце;
- износ внутреннего кольца;
- раковины на внутреннем кольце;
- износ тел качения и сепаратора;
- раковины, сколы на телах качения;
- дефект группы поверхностей трения;
- проскальзывание кольца;
- дефекты смазки.

Подшипников скольжения:

- обкатывание (бой) вала;
- перекос вкладышей;
- износ вкладышей;
- автоколебания вала в подшипниках;
- удары в подшипнике;
- дефекты смазки.

Каждой шестерни механической передачи:

- бой (перекос) шестерни;
- износ (трещины, сколы) зубьев;

Дефекты зацепления.

Каждого рабочего колеса:

- бой рабочего колеса;
- дефекты (износ, трещины, резонанс) лопасти;
- повышенная турбулентность потока в зоне рабочего колеса;
- кавитация в жидкости.

Машин переменного тока:

- дефекты (обрывы, короткие замыкания) в обмотках и активном железе ротора;
- дефекты (обрывы, короткие замыкания) в обмотках и активном железе статора;

- статический эксцентриситет воздушного зазора;
- динамический эксцентриситет воздушного зазора;
- дефекты источника питания (электрической сети).

Машин постоянного тока:

- дефекты обмотки якоря;
- дефекты системы возбуждения;
- дефекты щеточно-коллекторного узла;
- пульсации питающего напряжения.

Ниже рассмотрены другие средства вибродиагностики.

1. Универсальные виброизмерители «Агат» (поставщик: фирма «Диамех», Россия) представляют собой двухканальный малогабаритный прибор с питанием от встроенного аккумулятора.

Основные функции приборов: измерение и анализ вибрации, вибрационный мониторинг, диагностика подшипников качения, динамическая балансировка в собственных опорах.

В приборах реализовано три режима работы: анализатор, коллектор данных и балансировка. Дополнительной функцией в режиме анализатора является измерение временных и частотных характеристик (разгонов/выбега) по одному или двум измерительным каналам. Приборы имеют ЖК-дисплей с разрешением 128 x 128 точек, энерго-независимую память, программное обеспечение.

Использование приборов позволяет продлить ресурс работы, сократить количество внезапных отказов и уменьшить время простоя оборудования, а также сократить на 40% расходы на его эксплуатацию за счет оптимизации межремонтного ресурса и технически обоснованного приобретения запасных частей.

2. Измерители вибрации АТТ-9002 предназначены для измерения разбалансировки двигателей и механизмов и представляют собой недорогой портативный прибор.

Основные функции приборов: измерение среднеквадратического и пикового значений ускорения, удержание показаний, запоминание максимального и минимального значений, автоматическое отключение питания для экономии батареи, индикация разряда батареи. Приборы имеют интерфейс RS-232 для связи с компьютером.

3. Приборы для контроля и анализа вибрации воздушных линий электропередачи (поставщик: ЗАО «МП ДИАГНОСТ») представляют собой уникальный компактный, легкий вибронализатор, используемый в полевых условиях. Приборы измеряют частоты и амплитуды всех циклов вибрации, сохраняют данные и обрабатывают результаты с целью обеспечения оценки средней продолжительности срока службы исследуемых линий. Приборы могут быть установлены непосредственно на провод около любого типа зажимов, в отличие от других коммерческих регистраторов на зажимах, ограниченных подвесными зажимами «металл-металл».

Таблица 2
Технические характеристики измерителей
вибрации АТТ-9002 (поставщик: «ЭЛИКС»)

Диапазон измерения скорости, мм/с	0,5...199,9
Диапазон измерения ускорения, м/с ²	0,5...199,9
Погрешность измерения	±5% +2ед
Частотный диапазон, Гц	10 ...5×10 ³
Скорость измерений, с	1
Потребляемый ток, мА	6
Габариты, мм	180×72×32
Вес, г	230 г (датчика – 38)

Основной блок приборов состоит из микропроцессора, электронной цепи, источника питания дисплея и температурного сенсора. Регистратор может быть установлен на проводах всех типов как под напряжением, так и без напряжения. Приборы имеют современное программное обеспечение.

4. Бесконтактные лазерные системы измерения вибрации фирмы Politec:

а) OFV и CLV — это модульные системы, имеющие широкий выбор сенсорных головок и демодуляторов, что позволяет бесконтактно измерять вибрацию любой поверхности в плоскости, перпендикулярной направлению луча в очень широком диапазоне частот и амплитуд.

Технические характеристики систем:

- диапазон измерения виброскорости — 0,1 мкм/с... 10 м/с;
- диапазон измерения перемещений — от миллионных долей до единиц метра;
- частотный диапазон — 0... 20 МГц;
- автоматическая фокусировка и обработка сигнала.

б) PSV-400 — это сканирующие виброметры, представляющие собой современные системы измерения и анализа колебаний различных структур. Они позволяют проводить исследования колебаний поверхностей площадью от единиц мм² до нескольких м² и автоматически получать картину вибрации по сеткам просмотра, созданным в интерактивном режиме. Системы обеспечивают полный анализ данных вибрации, включая графическое представление, анимацию и экспорт данных в другие программы.

Технические характеристики виброметров:

- размер сетки сканирования — 512 x 512 точек;
- скорость сканирования — 100 точек/с;
- частотный диапазон — 40 (80 кГц)... 1 МГц (20 МГц);
- диапазон измерения виброскорости — 2...1000 мм/с;
- система управления данными на базе промышленного ПК.

в) IVS и PDV — это лазерные виброметры, предназначенные для бесконтактного измерения вибрации

в условиях производства. Лазер, оптика и электроника размещены в едином компактном корпусе исполнения IP-64, а безопасное видимое излучение фокусируется на измеряемой поверхности на определенном расстоянии от нее. Датчики, установленные соответствующим образом, позволяют измерять шум и вибрацию различных объектов (от микроэлектронных элементов до больших зданий и сооружений). Датчики отвечают всем требованиям промышленного применения. Высокая оптическая чувствительность позволяет бесконтактно измерять вибрацию любых поверхностей.

Технические характеристики виброметров:

- частотный диапазон — 0,2 ... 25 кГц для IVS-200; 0... 22 кГц для IVS-300, PDV-100;

- диапазон измерений — 20 мм/с; 100 мм/с; 50 мм/с.

г) LSV-6000 представляют собой лазерную систему измерения скорости перемещения и длины, что является важнейшей задачей при регулировании и управлении процессами производства. Чрезвычайно тяжелые условия окружающей среды значительно усложняют процесс измерения. Лазерные системы LSV-6000 реализуют новую технологию высокоточных измерений скорости и длины перемещающихся поверхностей в промышленных условиях, обеспечивая требуемую точность и надежность. Измерительная система включает в себя бесконтактный оптический датчик LSV-065 или LSV-026 и контроллер LSV-6200.

Технические характеристики систем:

- пределы измерения скорости перемещения — до 110 м/с;
- рабочая температура — -20°C... +200°C;
- аналитическое ПО LSV PC.

5. Приборы и системы вибродиагностики фирмы PRUFTECHNIK

а) Vibrotip/VibCode — многофункциональные коллекторы данных и системы идентификации точек измерения.

Vibrotip представляют собой легкие в эксплуатации ручные мультиметры основных механических параметров, предназначенные для работы в промышленных условиях (исполнение IP67). Приборы позволяют определять: общий уровень вибрации, состояние подшипников качения, кавитацию насосов, частоту вращения вала и температуру, в том числе жидкости. Все датчики встроены в каждый прибор, поэтому не требуется никаких дополнительных кабелей и разъемов. Мультиметры Vibrotip совместимы с системой VibCode, обеспечивающей возможность точного сбора данных оператором любой квалификации и получения достоверных трендов. Специальный датчик (патент фирмы PRUFTECHNIK) присоединяется к точке измерения, автоматически идентифицирует данную точку, производит измерения и регистрирует необходимые данные.

б) VibTector/Vibrex/Vibronet SignalMaster/VibroWeb представляют собой стационарные системы вибродиагностики.

VibTector — датчики вибрации, выходной сигнал которых составляет 4...20 мА.

Vibrex — автономные системы виброзащиты оборудования, контролирующие уровень вибрации. Они выдают аварийное предупреждение и сигналы на отключение оборудования.

Vibronet SignalMaster — стационарные системы контроля и диагностики механических параметров промышленного оборудования. Каждая система имеет до 162 измерительных каналов на блок; встроенный усилитель для передачи сигналов на расстояние до 1000 м; защитное отключение оборудования через порты PLS/SPS; автономный режим работы и запуск от ПК. Снижение времени установки осуществляется за счет последовательной конфигурации системы; контроль и диагностика — по Ethernet и Yntemet.

VibroWeb — система контроля и диагностики критичного оборудования (турбомашин) или оборудования периодического действия.

в) Vibxpret представляет собой 2-канальные анализаторы состояния оборудования. В приборах используются новейшие технологии в этой области диагностики в максимально доступной для оператора форме. Приборы имеют компактную и легкую конструкцию (вес 1,2 кг) с простым графическим интерфейсом, что позволяет собирать и анализировать данные по маршрутам и во внутратковом режиме. Анализаторы совместимы с системой идентификации точек измерения Vibcode, имеют широкий набор функций анализа и обеспечивают получение спектра огибающей, каскадных спектров, синхронное усреднение, анализ фазы, спектральный анализ и т.д.

Анализаторы имеют:

- 2 канала для любых датчиков вибрации и сигналов тока (напряжения);
- большой диапазон измерения (0,5 ... 40 кГц);
- разрешение до 102 400 линий спектра;
- значительный объем внутренней памяти (64 Мб плюс сменные flash-карты).

г) VibScanner/SmartScanner представляют собой коллекторы и анализаторы вибрации, осуществляющие лазерную центровку и балансировку («три прибора в одном»), позволяющую проводить контроль оборудования в автономном режиме. Устройства имеют ПО — идеальное средство для проведения профилактического обслуживания, что позволяет сократить издержки от аварий и простоев оборудования. Устройства оснащены всеми необходимыми датчиками и позволяют измерять наиболее важные показатели состояния вращающегося оборудования: общий уровень вибрации, спектр до 6400 линий, спектр огибающей, временной сигнал, измерение фазы и т.д. Частотный диапазон составляет 2... 5 кГц. Ударные импульсы и огибающая — 36 кГц. Устройства позволяют осуществлять лазерную центровку горизонтально и вертикально расположенных машин, центровку трех валов одновременно, центровку несопряженных валов, определяют мягкую опору и функцию перемещения агрегата. Устройства совместимы с системой Vibcode.

6. Комплекты для виброакустических обследований (вибродиагностики) датской фирмы «Брюль и Кьер» (Dana Kollektor Type 2526). Технические характеристики комплектов.

Результаты измерений колебаний элементов конструкций оборудования загружаются в компьютер и выводятся на экран в виде спектров вибрации или в виде числа. Кроме того, оператор получает немедленное сообщение о превышении заданных уровней в виде мигающего окна.

Литература

1. Киреева Э. А., Григорьев В. И., Миронов В. А., Чохонелидзе А. Н. Приборы и средства диагностики электрооборудования и измерений в системах электроснабжения. Справочное пособие/Под ред. В. И. Григорьева. — М.: Колос, 2006.

коммунальной энергетики, начали активно модернизировать и заменять имеющееся устаревшее оборудование на более современное и качественное. Так, в жилищно-коммунальном хозяйстве России электронные регистраторы применяются для автоматизации работы котлов и общекотельного оборудования. Использование электронных регистраторов в системах автоматизации котельных агрегатов позволяет осуществлять контроль за большим количеством параметров. Можно контролировать такие параметры работы самого котла, как: расход пара, уровень в барабане, расход питательной воды, расход газа, а также различные дополнительные параметры: температуру и давление питательной воды, содержание СО в уходящих газах. Используя возможности математических каналов электронных регистраторов, можно рассчитать КПД горения, контролировать расход газа на котел (например, за смену или за сутки), вывести на отдельный математический канал значения теплопроизводительности котлоагрегата (рассчитанные по измеренным значениям температуры, давления и расхода). Электронные регистраторы, выпускаемые Приборостроительным заводом «Вибратор», успешно применяются в МУП «Тепло Коломны», Хабаровская ТЭЦ-1 и других предприятий.

В целом, анализ функционирования котельных показывает, что основные недостатки в их работе связаны с рядом факторов, в числе которых большой износ оборудования, а также плохая оснащенность современными контрольно-измерительными приборами и средствами защит и автоматики. Контрольно-измерительное оборудование, используемое на котельных, устарело и представляет собой большое количество датчиков, автоматических регуляторов и регистраторов. Многие датчики и регуляторы больше не выпускаются, и в случае их поломки возникают проблемы с ремонтом. Эксплуатация устаревших регистраторов требует ручной обработки десятков бумажных лент и диаграмм. Применение на котельных электронных самописцев упрощает работу операторов, снижает затраты на эксплуатацию. Так, один 16-канальный электронный регистратор REGIGRAF, выпущенный Приборостроительным заводом «Вибратор», может заменить шестнадцать 1-канальных бумажных самописцев, затраты на ежегодное обслуживание каждого из которых в 4,3 раза выше.

Регистраторы REGIGRAF были установлены совместно с другим современным оборудованием на щите управле-



В. А. Янсюкевич

МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЯ КАБЕЛЕЙ 0,4 КВ

Область применения

Рекомендации настоящей методики распространяются на проведение испытаний, измерение сопротивления изоляции силовых и контрольных кабелей на напряжение до 1000 В.

Силовые кабели применяются для передачи электрической энергии, основное назначение контрольных кабелей — передача энергии, управляющих и измерительных импульсов в цепях вторичной коммутации. В качестве контрольных кабелей могут применяться силовые кабели с малым сечением токопроводящих жил, применение контрольных кабелей в качестве силовых практически не практикуется.

Выдержки из ГОСТ 15845-80

«Изделия кабельные. Термины и определения»

Силовые кабели	
Силовой кабель	Кабель для передачи электрической энергии токами промышленных частот
Кабели и провода различного назначения	
Кабель управления	Кабель для цепей дистанционного управления, релейной защиты и автоматики
Контрольный кабель	Кабель для цепей контроля и измерения на расстоянии электрических и физических параметров



Рис. 1. Прокладка силовых и контрольных кабелей по эстакадам

Выдержки из ГОСТа приведены для общего понятия в принципе разделения кабелей по их назначению. Для удобства мы будем рассматривать кабели управления и контрольные кабели как одно целое и в дальнейшем будем именовать их как контрольные.

Самое важное преимущество кабельных линий в долговечности и почти полной независимости от атмосферных воздействий.

В основном силовые кабельные линии напряжением 0,4кВ (до 1000 В) прокладывают на небольшие расстояния, или в том случае, когда применение ВЛ нецелесообразно по причине перегруженности надземного пространства.

В производственных помещениях и на производственных и заводских территориях в последнее время все чаще применяют кабельные эстакады для прокладки как силовых, так и контрольных кабелей.

Внутри зданий кабели прокладываются по стенам и потолкам. Разрешается также прокладка кабелей в трубах или каналах в полу или междуэтажных перекрытиях, где они могут быть легко заменены в случае повреждения. Для горизонтальной прокладки по стенам применяются специальные опорные металлические конструкции, настенные полки и профили с кабельными закладными подвесами.

Все кабели должны подвергаться периодическим испытаниям в соответствии с данной методикой.

Объект испытания

Силовые и контрольные кабели любого напряжения состоят из токопроводящих жил, изоляционных и защитных оболочек.

Токопроводящие жилы кабелей выполняются из меди или алюминия. По форме сечения жилы изготавливаются круглыми, секторными и сегментными. В зависимости от числа токопроводящих жил силовые кабели бывают одно-, двух-, трех и четырехжильными. Отечественные заводы изготавливают силовые кабели следующих стандартных сечений: 1,5; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240; 300; 400; 500 и 600 мм².

Силовые кабели изготавливаются на различные напряжения и в зависимости от этого имеют определенный диапазон стандартных сечений. Четырехжильные кабели (рис. 2) изготавливаются только на напряжение до 1000 В и имеют сечения жил от 1,5 до 185 мм². Четвертая жила четырехжильного кабеля, называемая нулевой, имеет сечение, равное фазной жиле или вдвое меньшее. В настоящее время все большее распространение получают силовые кабели для электроустановок напряжением до 1000 В с пятью отдельными жилами, из которых три являются фазными, одна — нулевой рабочей и одна — нулевой защитной.

Токопроводящие жилы контрольных кабелей имеют сечение от 0,75 до 4 мм² и могут быть выполнены из меди или алюминия. Следует сразу отметить, что алюминиевые жилы обычно имеют сечение не менее 2,5 мм², это обусловлено условиями механической прочности отдельной жилы. Медные жилы могут выполняться многопроволочными — каждая жила состоит из отдельных проволочек в общей изоляции — это делает каждую жилу более устойчивой к излому в процессе разделки кабеля и монтажа.

Процесс монтажа многопроволочного кабеля несколько усложняется — это связано с тем, что необходимо каждую проволочку жилы покрыть припоем перед установкой наколенника.

Изолирующие оболочки кабелей предназначены для изоляции токопроводящих жил друг от друга (фазная изоляция) и от земли (попоясная изоляция). Изолирующие оболочки могут быть выполнены из резины, пластика и бумаги, пропитанной маслосиликоновым составом.

Защитные оболочки кабелей служат для защиты изолирующих оболочек от разрушения при проникновении

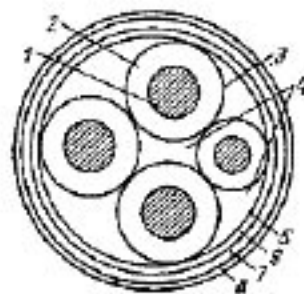


Рис. 2. Силовой кабель на напряжение до 1 кВ
1 — токопроводящая жила; 2 — изоляция;
3 — обмотка прорезиненной лентой (или пластик); 4 — заполнение; 5 — обмотка лентой; 6 — оболочка; 7 — броня; 8 — защитные покрытия

влаги и от механических повреждений. Защитные оболочки, образующие герметический слой вокруг изоляционных оболочек, выполняются из свинца, алюминия или пластмасс.

Для защиты свинцовых оболочек от химических воздействий их обматывают бумажной лентой, пропитанной кабельной массой (канифоль, растворенная в минеральном масле), а поверх покрывают оболочкой из джута. От механических повреждений кабель защищается броней, которая состоит из плоских стальных лент или стальных проволочек. Защита брони от воздействия различных веществ, находящихся в почве, осуществляется еще одной джутовой оболочкой.

Кабели в зависимости от конструкции их защитных оболочек могут быть проложены в земляных траншеях, по стенам, потолкам и конструкциям внутри здания, в блоках, туннелях и каналах. Так, например, во внутренних помещениях, а также в каналах и туннелях прокладывают кабели с алюминиевой, свинцовой, пластмассовой внешней оболочкой, небронированные и бронированные, но без внешней джутовой оболочки. В земляных траншеях прокладывают силовые кабели, защищенные броней и джутовой оболочкой, а также некоторые кабели с пластмассовой оболочкой.

Определяемые характеристики

Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления изоляции производится мегаомметром. У силовых кабелей на напряжение до 1 кВ и ниже сопротивление изоляции должно быть не ниже 0,5 МОм. У контрольных кабелей сопротивление изоляции не должно быть ниже 1 МОм.

Испытание изоляции кабелей

Изоляция силовых кабелей напряжением до 1000 В и контрольных кабелей испытывается напряжением 1 кВ частоты 50 Гц в течение 1 минуты. Для силовых кабельных линий одноминутное испытание изоляции может быть

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

заменено измерением сопротивления изоляции с помощью мегаомметра на напряжение 2500 В. Испытание изоляции производится перед вводом в эксплуатацию.

Испытание контрольных кабелей в составе устройств релейной защиты производится в период проведения наладочных работ (Н), а также первом профилактическом контроле (К1).

Определение целостности жил кабелей и фазировка кабельных линий

Производится в эксплуатации после окончательного монтажа, перемонтажа муфт или отсоединения жил кабеля.

Фазировка силового кабеля после испытания необходима в том случае, если это было испытание нового кабеля после монтажа, или производилась установка промежуточной муфты в месте повреждения и т.п. При проведении профилактических испытаний проверка фазировки не требуется.

Условия испытаний и измерений

Испытание силовых и контрольных кабельных линий производят при положительной температуре окружающей среды, это связано с тем, что в холодное время года, в мороз в случае наличия в кабельной массе или внутри изоляции низковольтного кабеля частиц воды в замерзшем состоянии это не будет выявлено при испытании, так как лед является диэлектриком.

Влажность окружающего воздуха имеет значение при проведении высоковольтных испытаний, т.к. конденсат на разрядниках может привести к пробое изоляции и, соответственно, к выходу из строя оборудования (как испытательного, так и испытуемого). Перед проведением высоковольтных испытаний кабельные воронки следует протереть от пыли, грязи и влаги.

Атмосферное давление особого влияния на качество проводимых испытаний не оказывает, но фиксируется для занесения данных в протокол.

Средства измерений

Измерение сопротивления изоляции силовых и контрольных кабелей производят с помощью мегаомметра. Если измерения проводятся в нормальных условиях (не во взрывоопасной зоне), то мегаомметр может быть любого типа на соответствующее напряжение.

Испытание повышенным напряжением 1кВ производят с помощью специальных повышающих трансформаторов и ЛАТРов для регулирования напряжения. Для измерения напряжения при испытании применяют вольтметры.

В последнее время выпускаются специальные установки, которые обеспечивают испытательное напряжение от 0 до 2,5 или даже 5 кВ. Такие установки можно с успехом применять для проведения испытаний силовых кабелей напряжением 0,4 кВ, контрольных кабелей и цепей освещения.

Проверку целостности жил кабеля производят с помощью мостов постоянного тока, мультиметров или методом амперметра-вольтметра с подачей тока не превышающего номинальный ток кабельной линии.

Все приборы должны быть проверены, а испытательные установки аттестованы в соответствующих государственных органах (ЦСМ).

Порядок проведения испытаний и измерений

Измерение сопротивления изоляции

Схема для измерения сопротивления изоляции силовых кабельных линий представлена на рис. 3.

В условиях действующих электроустановок отключать силовые кабели от коммутационных аппаратов не обяза-

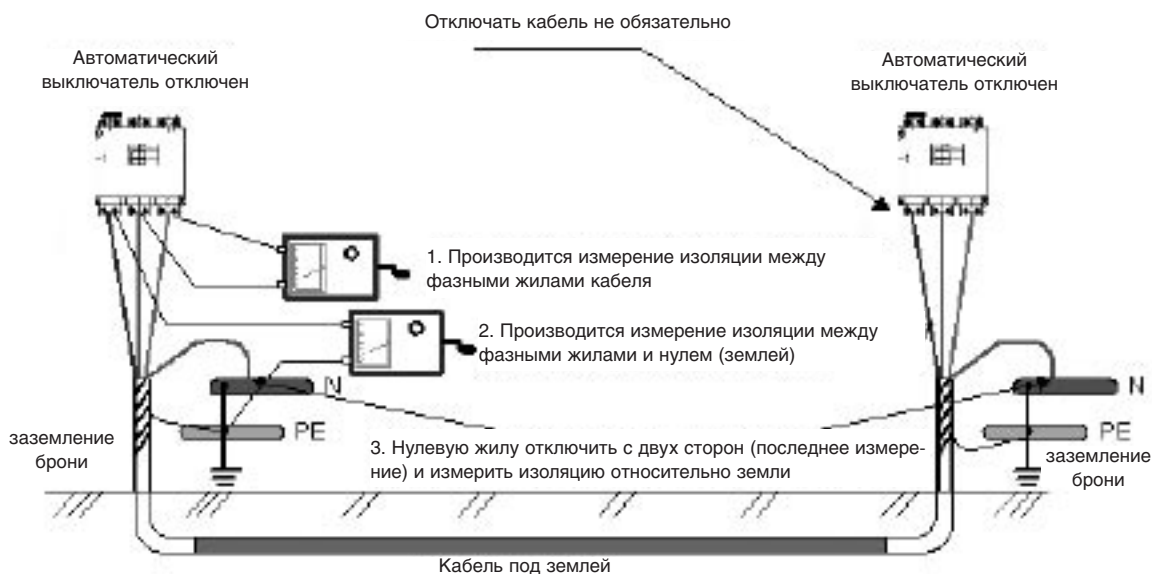


Рис. 3. Измерение сопротивления изоляции силового кабеля в действующей электроустановке

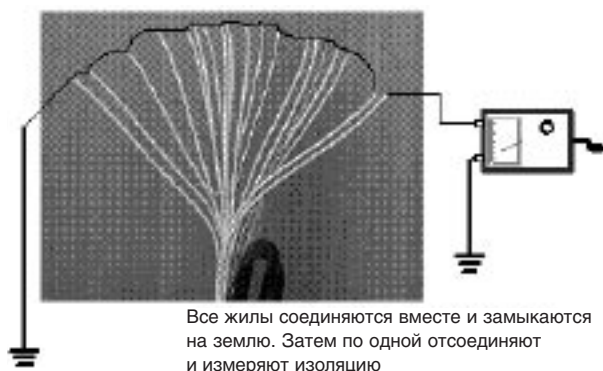


Рис. 4. Измерение сопротивления изоляции контрольного кабеля до монтажа

тельно, исключение составляют случаи, когда отключение связано с обеспечением безопасных условий работ — технические мероприятия при подготовке рабочего места.

Принцип измерения сопротивления изоляции состоит в том, чтобы произвести измерение между каждыми парными проводниками кабеля и (в случае если кабель бронированный) между каждым проводником и броней. Иными словами, необходимо измерить сопротивление изоляции между фазными проводниками, между каждым фазным

проводником и нулевой жилой, между каждым проводником кабеля и РЕ-проводником (броней). Если в кабеле существует и РЕ-проводник, и броня одновременно, то их можно считать одним проводником при измерении сопротивления изоляции. В случае если в кабеле нет пятой жилы и нет брони, за РЕ-проводник можно принимать металлические конструкции РУ, заземление и заземленные части электрооборудования. Таким образом, можно выявить нарушение изоляции нулевой жилы и общей изоляции или оболочек кабеля.

Измерение сопротивления изоляции контрольных кабелей проводят аналогично. При измерении разрешается объединять все проводники вместе и измерять затем сопротивление изоляции всего пучка относительно одного, затем отсоединять следующий и т. д. (рис. 4) Проводник, у которого изоляцию уже измерили, необходимо подключить к общему пучку проводников. Второй конец контрольного кабеля также должен быть «разделан» и все жилы разведены в воздухе. Таким образом постепенно измеряется сопротивление изоляции каждой жилы кабеля относительно земли и других жил.

Если контрольный кабель уже установлен, и все жилы его подключены к оборудованию, то сопротивление изоляции этого кабеля измеряют вместе с сопротивлением

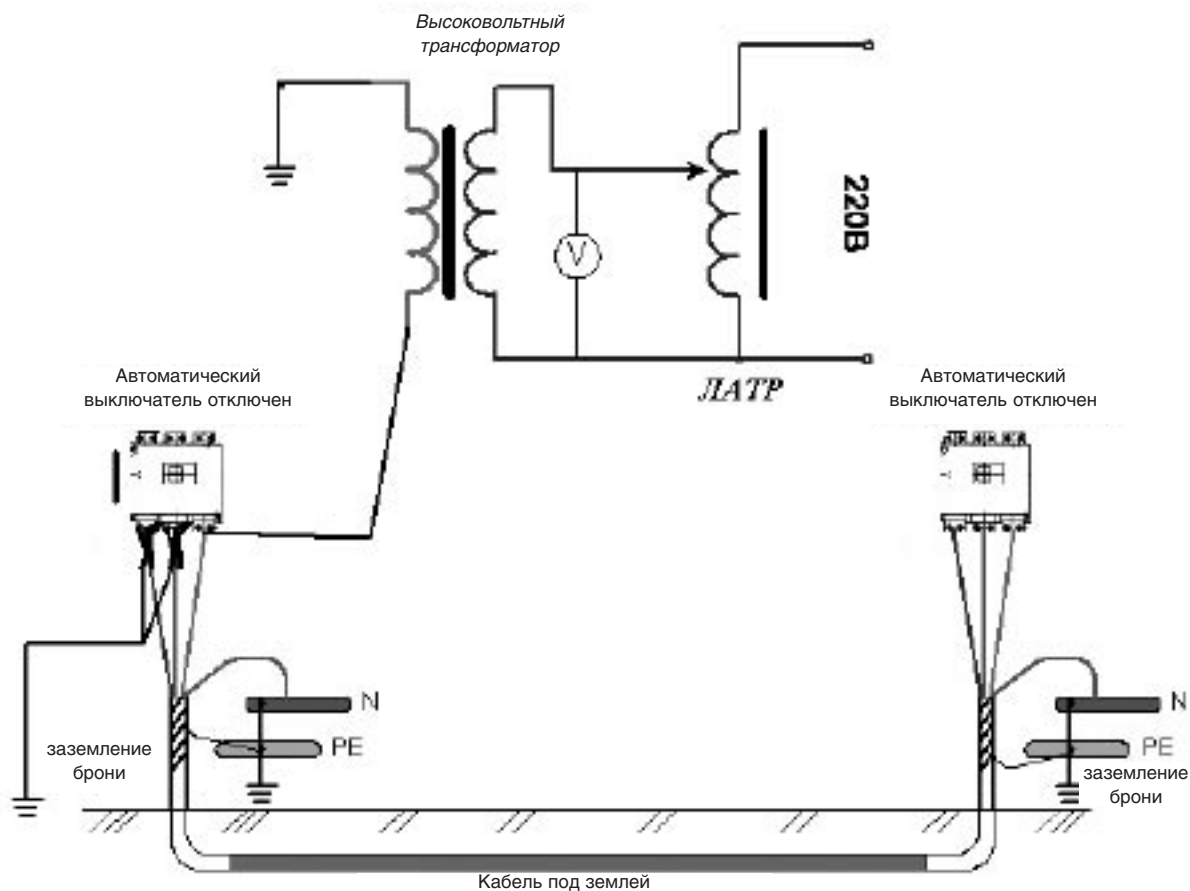


Рис. 5. Испытание силового кабеля в действующей электроустановке с повышенным напряжением

67 <<

ния одной из котельных МУП «Тепло Коломны», когда встал вопрос о необходимости модернизации устаревшего контрольно-измерительного оборудования. С их помощью осуществляется сбор и архивирование данных о параметрах работы деаэратора, водоподогревателя, бака-аккумулятора, температуры прямой и обратной воды, температуры наружного воздуха, а также обеспечивается аварийная сигнализация при выходе этих параметров за допустимые значения. Использование современного контрольно-измерительного оборудования, в том числе электронных регистраторов, позволило котельной сократить количество применяемого оборудования, а само количество щитов управления сократилось с 3 до 1.

Справка:

Приборостроительный завод «Вибратор» основан 29 декабря 1929г.

Предприятие специализируется на разработке и производстве средств измерений, контроля и регулирования для промышленных объектов. «Вибратор» выпускает продукцию для энергетики, атомной энергетики, военного и гражданского судостроения, железнодорожного транспорта, химии и нефтехимии, металлургии, нефтяной и газовой промышленности, целлюлозно-бумажной промышленности, пищевой промышленности и для других отраслей.

ielectro. ru

**SIEMENS СОЗДАЛ
СОВМЕСТНОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ
С ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД»**

Его целью станет реализация высоковольтных энергетических проектов в России, а также дальнейшее развитие бизнеса в области инжиниринга. Как сообщается в материалах немецкого концерна, новая компания будет называться ООО «Сименс Электротехника Инжиниринг Высоковольтного Оборудования», которое будет располагаться в Москве с долевым участием: 51% — Siemens, 49% — «Электротехника». Совместное предприятие сосредоточится на интеграции высоковольтного коммутационного оборудования Siemens и силовых трансформаторов, выпускаемых «Электротехникой». Коммерческую деятельность планируется начать 1 октября 2007г. На начальной стадии СП займется проектами по замене оборудования городских трансформатор-

>> 79

изоляции самого оборудования. Иными словами, отключение кабеля от цепей оборудования не производится.

Испытание кабелей повышенным напряжением

Схема для испытания изоляции силового кабеля повышенным напряжением промышленной частоты представлена на рис. 5.

Испытание изоляции кабельных линий повышенным напряжением производится с целью выявления местных сосредоточенных дефектов, которые не обнаруживаются при измерении мегаомметром, путем доведения их в процессе испытания до пробоя. Такое испытание повышенным напряжением выпрямленного тока производится от специальной испытательной установки. Напряжение от установки прикладывается поочередно к каждой фазе кабеля при заземлении двух других фаз, оболочки кабеля и нулевой жилы.

При испытаниях напряжение должно плавно подниматься до испытательной величины и поддерживаться неизменным в течение всего периода испытания. Отсчет времени производится с момента приложения полной величины испытательного напряжения. Наблюдение за испытанием производится по часам с секундной стрелкой.

Кабель считается выдержавшим испытание, если не произошло пробоя, не было скользящих разрядов и толчков тока или его нарастания после того, как он достиг установившегося значения. Время испытания — одна минута.

На рис. 5 приведена примерная схема испытательной установки.

После проведения испытаний повышенным напряжением необходимо повторно измерить сопротивление изоляции.

Обработка данных, полученных при испытаниях

Первичные записи рабочей тетради должны содержать следующие данные:

- дату измерений;
- температуру, влажность и давление;
- наименование, тип оборудования;
- номинальные данные объекта испытаний;
- результаты испытаний: сопротивление изоляции до испытания повышенным напряжением и после испытания, испытательное напряжение, время приложения испытательного напряжения;
- используемую схему испытаний.

Все данные испытаний сравниваются с требованиями НТД, и на основании сравнения выдается заключение о пригодности объекта к эксплуатации.

Меры безопасности при проведении испытаний и охрана окружающей среды

Перед началом работ необходимо:

- Получить наряд (разрешение) на производство работ.
- Подготовить рабочее место в соответствии с характером работы: убедиться в достаточности принятых мер безопасности со стороны допускающего (при работах по наряду) либо принять все меры безопасности самостоятельно (при работах по распоряжению).
- Подготовить необходимый инструмент и приборы.
- При выполнении работ действовать в соответствии с программами (методиками) по испытанию электрооборудования типовыми или на конкретное присоединение. При проведении высоковольтных испытаний на стационарной установке действовать в соответствии с инструкцией.

Перед окончанием работ необходимо:

- Убрать рабочее место, восстановив нарушенные в процессе работы коммутационные соединения (если таковое имело место).
- Сдать наряд (сообщить об окончании работ руководителю или оперативному персоналу).

- Сделать запись в рабочую тетрадь для последующей работы с полученными данными.
- Оформить протокол на проведенные работы.

Проводить измерения с помощью мегаомметра разрешается обученным работникам из числа электротехнической лаборатории. В электроустановках напряжением выше 1000 В измерения проводятся по наряду, в электроустановках напряжением до 1000 В — по распоряжению.

В тех случаях, когда измерения мегаомметром входят в содержание работ, оговаривать эти измерения в наряде или распоряжении не требуется.

Измерение сопротивления изоляции мегаомметром должно осуществляться на отключенных токоведущих частях, с которых снят заряд путем предварительного их заземления. Заземление с токоведущих частей следует снимать только после подключения мегаомметра.

При измерении мегаомметром сопротивления изоляции токоведущих частей соединительные провода следует присоединять к ним с помощью изолирующих держателей (штанг). В электроустановках напряжением выше 1000 В, кроме того, следует пользоваться диэлектрическими перчатками.

При работе с мегаомметром прикасаться к токоведущим частям, к которым он присоединен, не разрешается. После окончания работы следует снять с токоведущих частей остаточный заряд путем их кратковременного заземления.

Проведение работ с подачей повышенного напряжения от постороннего источника при испытании силовых кабельных линий

К проведению испытаний электрооборудования допускается персонал, прошедший специальную подготовку и проверку знаний и требований, содержащихся в разделе 5.1 Правил безопасности, комиссией, в состав которой включаются специалисты по испытаниям электрооборудования с соответствующей группой.

Испытания электрооборудования, в том числе и вне электроустановок, проводимые с использованием передвижной испытательной установки, должны выполняться по наряду.

Проведение испытаний в процессе работ по монтажу или ремонту оборудования должно оговариваться в строке «Поручается» наряда.

Испытания электрооборудования проводит бригада, в составе которой производитель работ должен иметь группу IV, член бригады — группу III, а член бригады, которому поручается охрана, — группу II.

Массовые испытания материалов и изделий (средства защиты, различные изоляционные детали, масло и т.п.) с использованием стационарных испытательных установок, у которых токоведущие части закрыты сплошным или сетчатым ограждениями, а двери снабжены блокировкой, допускается выполнять работнику, имеющему

группу III, единолично в порядке текущей эксплуатации с использованием типовых методик испытаний.

Рабочее место оператора испытательной установки должно быть отделено от той части установки, которая имеет напряжение выше 1000 В. Дверь, ведущая в часть установки, имеющую напряжение выше 1000 В, должна быть снабжена блокировкой, обеспечивающей снятие напряжения с испытательной схемы в случае открытия двери и невозможности подачи напряжения при открытых дверях. На рабочем месте оператора должна быть предусмотрена отдельная световая, извещающая о включении напряжения до и выше 1000 В, и звуковая сигнализация, извещающая о подаче испытательного напряжения. При подаче испытательного напряжения оператор должен стоять на изолирующем ковре.

Передвижные испытательные установки должны быть оснащены наружной световой и звуковой сигнализацией, автоматически включающейся при наличии напряжения на выводе испытательной установки.

Допуск по нарядам, выданным на проведение испытаний и подготовительных работ к ним, должен быть выполнен только после удаления с рабочих мест других бригад, работающих на подлежащем испытанию оборудовании, и сдачи ими нарядов допускающему. В электроустановках, не имеющих местного дежурного персонала, производству работ разрешается после удаления бригады оставить наряд у себя, оформив перерыв в работе.

При необходимости следует выставлять охрану, состоящую из членов бригады, имеющих группу III, для предотвращения приближения посторонних людей к испытательной установке, соединительным проводам и испытательному оборудованию. Члены бригады, несущие охрану, должны находиться вне ограждения и считать испытываемое оборудование находящимся под напряжением. Покинуть пост эти работники могут только с разрешения производителя работ.

При размещении испытательной установки и испытываемого оборудования в различных помещениях или на разных участках РУ разрешается нахождение членов бригады, имеющих группу III, ведущих наблюдение за состоянием изоляции, отдельно от производителя работ. Эти члены бригады должны находиться вне ограждений и получить перед началом испытаний необходимый инструктаж от производителя работ.

Снимать заземление, установленное при подготовке рабочего места и препятствующее проведению испытаний, а затем устанавливать их вновь, разрешается только по указанию производителя работ, руководящего испытаниями, после заземления вывода высокого напряжения испытательной установки.

Разрешение на временное снятие заземлений должно быть указано в строке «Отдельные указания» наряда.

При сборке испытательной схемы прежде всего должно быть выполнено защитное и рабочее заземление испытательной установки. Корпус передвижной испытательной установки должен быть заземлен отдельным заземляющим проводником из гибкого медного провода сечением

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

не менее 10 мм². Перед испытанием следует проверить надежность заземления корпуса.

Перед присоединением испытательной установки к сети напряжением 380/220 В вывод высокого напряжения ее должен быть заземлен.

Сечение медного провода, применяемого в испытательных схемах заземления, должно быть не менее 4 мм².

Присоединение испытательной установки к сети напряжением 380/220 В должно выполняться через коммутационный аппарат с видимым разрывом или через штепсельную вилку, расположенную на месте управления установкой.

Коммутационный аппарат должен быть оборудован устройством, препятствующим самопроизвольному включению, или между подвижным и неподвижным контактами аппарата должна быть установлена изолирующая накладка.

Провод или кабель, используемый для питания испытательной установки от сети напряжением 380/220 В, должен быть защищен установленными в этой сети предохранителями или автоматическими выключателями. Подключать к сети передвижную испытательную установку должны представители организации, эксплуатирующие эти сети.

Соединительный провод между испытательной установкой и испытываемым оборудованием сначала должен быть присоединен к ее заземленному выводу высокого напряжения.

Этот провод следует закреплять так, чтобы избежать приближения (подхлестывания) к находящимся под напряжением токоведущим частям на расстояние, менее указанного в таблице 1.

Присоединять соединительный провод к фазе, полюсу испытываемого оборудования или к жиле кабеля и отсоединять его разрешается по указанию руководителя испытаний и только после их заземления, которое должно быть

выполнено включением заземляющих ножей или установкой переносных заземлений.

Перед каждой подачей испытательного напряжения производитель работ должен:

- Проверить правильность сборки схемы и надежность рабочих и защитных заземлений.
- Проверить, все ли члены бригады и работники, назначенные для охраны, находятся на указанных им местах, удалены ли посторонние люди и можно ли подавать испытательное напряжение на оборудование.
- Предупредить бригаду о подаче напряжения словами «Подаю напряжение» и, убедившись, что предупреждение услышано всеми членами бригады, снять заземление с вывода испытательной установки и подать на нее напряжение 380/220 В.

С момента снятия заземления с вывода установки вся испытательная установка, включая испытываемое оборудование и соединительные провода, должна считаться находящейся под напряжением и проводить какие-либо пересоединения в испытательной схеме и на испытываемом оборудовании не допускается. Не допускается с момента подачи напряжения на вывод установки находиться на испытываемом оборудовании, а также прикасаться к корпусу испытательной установки, стоя на земле, входить и выходить из передвижной лаборатории, прикасаться к кузову передвижной лаборатории. После окончания испытаний производитель работ должен снизить напряжение испытательной установки до нуля, отключить ее от сети напряжением 380/220 В, заземлить вывод установки и сообщить об этом бригаде словами «Напряжение снято». Только после этого допускается пересоединять провода или в случае полного окончания испытания отсоединять их от испытательной установки и снимать ограждения.

Таблица 1

Вид испытаний	Испытательное напряжение (кВ) для кабельных линий		
	Кабели с бумажной изоляцией		
	До 1кВ	6кВ	10кВ
П	6	36	60
К	2,5	36	60
М	—	36	60
Вид испытаний	Кабели с пластмассовой изоляцией		
	До 1кВ*	6кВ	10кВ
П	3,5*	36	60
К	—	36	60
М	—	36	60
Вид испытаний	Кабели с резиновой изоляцией		
	3кВ	6кВ	10кВ
П	6	12	20
К	6	12	20
М	6**	12**	20**

* — испытание повышенным напряжением одножильных кабелей с пластмассовой изоляцией без брони (экранов), проложенных в воздухе, не производится.

** — после ремонтов, не связанных с перемонтажом кабеля, изоляция проверяется мегаомметром на напряжение 2500 В, а испытание повышенным выпрямленным напряжением не производится.

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Заказчик _____
 Объект _____

Дата проведения испытания:
 «__» _____ 2004г.

ПРОТОКОЛ № _____ испытания силового кабеля

1. Общие данные

Начало КЛ	Конец КЛ	Тип кабеля	Длина, м	Кол-во муфт	Примечание

2. Измерение сопротивления изоляции питающего кабеля до В/В испытаний (МОм)

Фаза	Сопротивление изоляции, МОм	Примечание
L 1 – (L 2 + L 3 + ⊥)		
L 2 – (L 1 + L 3 + ⊥)		
L 3 – (L 2 + L 1 + ⊥)		

3. Испытание изоляции повышенным напряжением выпрямленного тока

Наименование	Кабель			Примечание
	L 1 – L 2 + L 3 + ⊥	L 2 – L 1 + L 3 + ⊥	L 3 – L 2 + L 1 + ⊥	
Уисп (кВ)				
Иут. (μА)				начало/конец
Продолж. испытаний				

4. Измерение сопротивления изоляции питающего кабеля после В/В испытаний (МОм)

Фаза	Сопротивление изоляции, МОм	Примечание
L 1 – (L 2 + L 3 + ⊥)		
L 2 – (L 1 + L 3 + ⊥)		
L 3 – (L 2 + L 1 + ⊥)		

5. Проверена целостность жил кабеля и проведена фазировка кабеля

6. Условия окружающей среды при проведении измерений:

- 6.1. Температура воздуха _____ °С
 6.2. Влажность _____ %
 6.3. Атмосферное давление _____ мм рт. ст.

7. Нормативно-технический документ: РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

8. Измерительные приборы:

Наименование	Тип	Зав. №	Характеристики		Дата проверки
			напряжение, В	погрешность	

9. Заключение на соответствие требованиям НТД:

_____ *Данные измерений и испытаний соответствуют нормам НТД. Годно к эксплуатации.*

10. Примечание: _____

Испытания произвели: _____ «_____» _____
 «_____» _____
 Начальник электролаборатории: _____ «_____» _____
 (подпись) (фамилия)

Отчет №	Протокол №	Страница протокола	Страниц протокола	Страница отчета
		1	1	



В. А. Амирджян,
главный инженер,
Д. В. Дорогов,
зам. ген. директора
ООО «Инженерные традиции»,
Москва

ПЯТЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ШАГОВ ПОЛУЧЕНИЯ ОЩУТИМОЙ ПРИБЫЛИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ЭНЕРГО- И РЕСУРСΟΣБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ

В каком состоянии находятся сегодня в России коммунальные и ведомственные инженерные коммуникации и сети? Сухие статистические данные свидетельствуют о плачевном их состоянии. Для нормального жизнеобеспечения любого населенного пункта, предприятия, дома необходимо, как минимум, заменить более 60% сетей и оборудования.

Где найти средства на их ремонт и модернизацию, когда по известным социальным причинам государством сдерживаются тарифы на коммунальные услуги на убыточно низком уровне? Ситуация с годами усугубляется с тем, что изношенное, прорабатывающий свой ресурс оборудование становится причиной аварий и неэффективного использования потребляемых энергоресурсов. А эффективностью работы инженерных коммуникаций, соответствием режимов их эксплуатации существующим тепловым и гидравлическим режимам, тепло- и водоснабжения определяется львиная доля затрат на коммунальные услуги.

Здесь надо учитывать еще некоторые особенности взаимоотношений между тепловодоснабжающими и потребля-

ющими организациями, как основные причины торможения процесса внедрения энерго- и ресурсосберегающих технологий. Количественное уменьшение продажи тепловой энергии и воды у тепловодоснабжающих организаций является тормозящим фактором при использовании потребителем энерго- и ресурсоэффективных технологий. Отсюда всякие ограничительные рычаги (выдача заведомо трудно исполнимых и дорогих при исполнении технических условий, согласование только дорогих в исполнении проектных решений, навязывание своих дополнительных услуг и в качестве исполнителя проектных решений только «своих» и «околосвоих», использование своих прав инспектирования и контролирования для оказания давления на потребителя и т.п.).

У коммунальных служб, кроме всяких муниципальных директив сверху, также нет стимула внедрения энерго- и ресурсосберегающих технологий на эксплуатирующем жилом фонде. Ситуация на сегодняшний день сложная, жильцы оплачивают коммунальным службам за энерго- и водоресурсы по тарифу, а последние — теп-

ловодоснабжающим организациям по факту.

Решение данных проблем не ново, лежит на поверхности и известно многим, однако, слишком мало людей задумываются над этой проблемой и, тем более, используют эти возможности решения своих проблем. Мы их называем «пятью практическими шагами» внедрения энерго- и ресурсосберегающих мероприятий за счет полученной экономии от их внедрения.

- Соблюдение Правил учета тепловой энергии и теплоносителя (воды) как первый шаг к реальному энерго- и ресурсосбережению.
- Системная проверка внутренних и внешних инженерных коммуникаций и систем с целью экономии энерго- и водоресурсов.
- Разработка технико-экономического обоснования энерго- и ресурсосберегающих мероприятий.

- Настройка и регулировка температурного, гидравлического режимов и расхода теплоносителя и воды внутренних и внешних систем тепло- и водоснабжения.

- Проектирование, реконструкция и внедрение энерго- и ресурсосберегающих технологий, автоматизация технологических процессов, учет энерго- и водоресурсов.

Для оценки ситуации и, в дальнейшем, для получения результатов по минимизации затрат на коммунальные услуги необходимо иметь реальную картину потребления энергоресурсов, т.е. в первую очередь нужно установить узлы учета тепловой энергии, холодной и горячей воды. Здесь в качестве уточнения следует отметить, что узлы учета необходимо установить на границе раздела, или если они установлены, то переносить их на границу раздела. Этот перенос сэкономит немало средств потребителю энерго- и водоресурсов.

Проводимая собственными силами, или с привлечением других, периодическая комплексная системная проверка внутренних и внешних инженерных коммуникаций и систем безусловно ответит на вопрос «Что

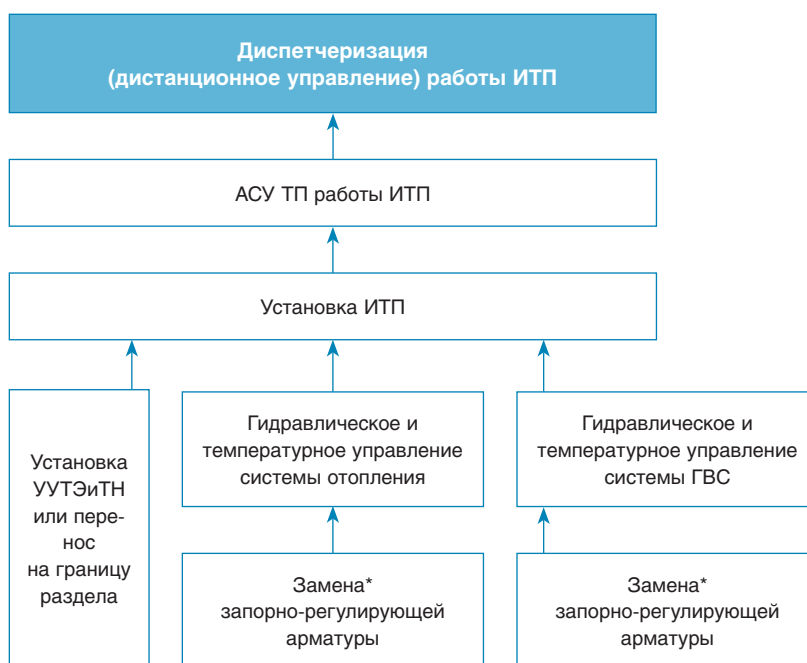


График 1. Стандартная рекомендованная схема (сценарий) внедрения энерго- и ресурсоэффективных технологий в жилых домах

делать?» и «С чего начинать?» для повышения надежности инженерных коммуникаций и систем и экономии энерго- и водоресурсов. Здесь не уместна фраза «мы и без вас знаем, что нам делать», или «у нас нет лишних денег на обследование». Целенаправленная комплексная системная проверка выявит факторы, которые в повседневной рабочей суете или при частичной проверке не обнаруживаются и, тем более, не подвергаются сравнительному анализу по динамике. Затраты на обследование составляют ничтожно малую долю по сравнению с предполагаемой прибылью.

Только после проведения такой проверки можно приступить к технико-экономическому обоснованию внедрения тех или иных энерго- и ресурсосберегающих технологий и мероприятий. Окупаемость затрат, связанных

**Таблица 1
Расчет срока окупаемости внедрения энерго- и ресурсосберегающих мероприятий за счет сэкономленных энерго- и водоресурсов жилого дома в Москве**

№	Содержание	Нагрузка, Гкал/час	Тариф, руб.	Период, месяц	Оплата за год, руб.
1	Отопление	1	861,40	7	4 341 456, 00
2	ГВС	0,5	861,40	12	3 721 248, 00
3	Итого				8 062 704, 00

Стоимость установки, руб.	Эконом. ЭР, %	Окупаем., месяц	ЦТП (ИТП), руб.	Эконом. ЭР, %	Окупаем., месяц
УУТЭиТН	АСУ ТП				
400 000, 00	100 000, 00	25	1	5 000 000, 00	30

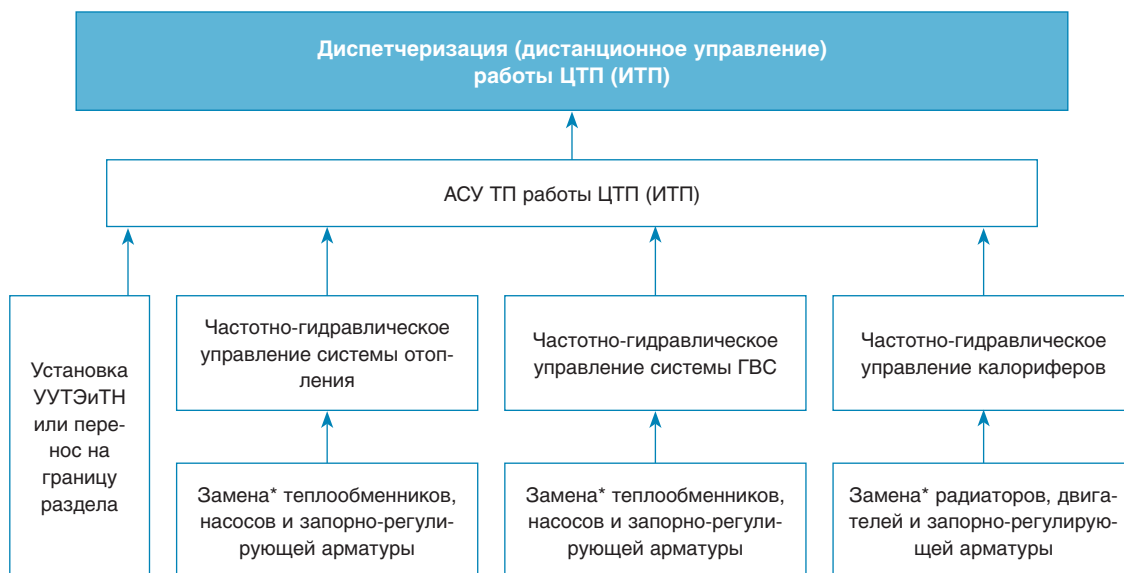


График 2. Стандартная рекомендованная схема (сценарий) внедрения энерго- и ресурсоэффективных технологий в ЦТП (ИТП) предприятия

с внедрением энерго- и ресурсосберегающих технологий за счет сэкономленных энерго- и водоресурсов очень быстрая. Российский опыт показывает, что среднестатистический срок окупаемости колеблется в пределах от 3 месяцев до 2 лет.

В качестве доказательства приведем реальные примеры. График 1 содержит рекомендации по внедрению энерго- и ресурсоэффективных технологий в жилых домах, а в таблице 1 содержатся данные о параметрах жилого дома в Москве и расчет размеров экономии энергоресурсов и сроков окупаемости. По предприятиям аналогичные результаты приведены в графике 2 и в таблице 2.

В качестве примера комплексности обследования и обоснованности в таблице 3 приведена запланированная и частично (65%) реализованная программа внедрения энергосберегающих и энергоэффективных мероприятий на объектах московского предприятия.

Таблица 2

Расчет срока окупаемости внедрения энерго- и ресурсосберегающих мероприятий за счет сэкономленных энерго- и водоресурсов предприятия в Москве

№	Содержание	Нагрузка, Гкал/час	Тариф, руб.	Период, месяц	Оплата за год, руб.
1.	Отопление	4	861,40	7	17 365 824, 00
2.	ГВС	0,5	861,40	12	3 721 248 ,00
3.	Вентиляция	2	861,40	7	8 682 912, 00
4.	Итого				29 769 984, 00

Стоимость установки, руб.	Эконом. ЭР, %	Окупаем., месяц	ЦТП (ИТП), руб.	Эконом. ЭР, %	Окупаем., месяц	
УУТЭиТН	АСУ ТП					
600 000, 00	500 000, 00	25	1	8 000 000, 00	30	11

Не надо забывать, что, несмотря на общность существующих проблем, их решение для каждого конкретного объекта индивидуально и зависит от многих, не упомянутых в рамках данной статьи, факторов.

Многие российские предприятия, в том числе и в Москве, занимающиеся внедрением энергосберегающих технологий, готовы предоставлять свои услуги дифференцированно от получаемой экономии от внедрения. Т. е. подрядная организация за сравнительно малый авансовый расчет внедряет у заказчика энерго- и ресурсоэффективные технологии и оборудование, а полный расчет получает поэтапно за счет аккумулированных заказчиком средств в результате экономии от внедрения.

В качестве практического решения задач снижения расходов по эксплуатации инженерных коммуникаций и систем жилого фонда (экономии энерго- и водоресурсов) для автоматического управления температурно-гидравлического режимов, расхода теплоносителя и воды систем тепло- и водоснабжения авторами данной статьи используется комплекс собственной разработки «ИнТрад» на основе интеллектуальных контроллеров и приборов МПО «ОВЕН».

Таблица 3
Программа внедрения энергосберегающих и энергоэффективных мероприятий на реальных объектах в Москве в 2006 г.

№	Содержание	Расчетная экономия энергоресурсов	Окупаемость
1.	Перенос узлов учета тепловой энергии из ЦТП в камеру	$(140+436+537) \text{ Гкал} \cdot 80\% = 902 \text{ Гкал}$ $\{902 \text{ Гкал} \cdot 490 \text{ р} = 446\ 880 \text{ р}\}$	1-2 года
2.	Частотно-гидравлическое управление работы калориферов	$38 \text{ шт} \cdot 13 \text{ кВт/ч} \cdot 40\% = 198 \text{ кВт/ч}$ $(198 \text{ кВт/ч} \cdot 24 \text{ ч} \cdot 120 \text{ дн} = 570 \text{ МВт})$ $12,12 \text{ Гкал/ч} \cdot 20\% = 2,424 \text{ Гкал/ч}$ $(2,424 \text{ Гкал/ч} \cdot 8100 \text{ Гкал} : 16,57 \text{ Гкал/ч} = 1185 \text{ Гкал})$ $\{570 \text{ МВт} \cdot 2\ 000 \text{ р} + 1185 \text{ Гкал} \cdot 490 \text{ р} = 1\ 720\ 650 \text{ р}\}$	1 год
3.	Частотное управление системы ГВС ЦТП №1	$15 \text{ кВт} \cdot 40\% = 6 \text{ кВт/ч}$ $(6 \text{ кВт/ч} \cdot 24 \text{ ч} \cdot 365 \text{ дн} = 52,6 \text{ МВт})$ $1 \text{ Гкал/ч} \cdot 40\% = 0,4 \text{ Гкал/ч}$ $(0,4 \text{ Гкал/ч} \cdot 24 \text{ ч} \cdot 365 \text{ дн} = 3500 \text{ Гкал})$ $\{52,6 \text{ МВт} \cdot 2\ 000 \text{ р} + 3500 \text{ Гкал} \cdot 490 \text{ р} = 1\ 820\ 200 \text{ р}\}$	2-3 месяца
4.	Гидравлическое управление системы ГВС ЦТП №1	$1 \text{ Гкал/ч} \cdot 40\% = 0,4 \text{ Гкал/ч}$ $(0,4 \text{ Гкал/ч} \cdot 24 \text{ ч} \cdot 365 \text{ дн} = 3500 \text{ Гкал})$ $\{3500 \text{ Гкал} \cdot 490 \text{ р} = 1\ 715\ 000 \text{ р}\}$	2-3 месяца
5.	Частотное управление системы ГВС ИТП № 2	$2 \text{ шт} \cdot 0,35 \text{ кВт} \cdot 40\% = 0,28 \text{ кВт/ч}$ $(0,28 \text{ кВт/ч} \cdot 24 \text{ ч} \cdot 365 \text{ дн} = 2,5 \text{ МВт})$ $0,06 \text{ Гкал/ч} \cdot 40\% = 0,024 \text{ Гкал/ч}$ $(0,024 \text{ Гкал/ч} \cdot 24 \text{ ч} \cdot 365 \text{ дн} = 210 \text{ Гкал})$ $\{2,5 \text{ МВт} \cdot 2\ 000 \text{ р} + 210 \text{ Гкал} \cdot 490 \text{ р} = 107\ 900 \text{ р}\}$	1-2 года
6.	Гидравлическое управление системы отопления ИТП № 2	$0,178 \text{ Гкал/ч} \cdot 40\% = 0,07 \text{ Гкал/ч}$ $(0,07 \text{ Гкал/ч} \cdot 850 \text{ Гкал} : 0,238 \text{ Гкал/ч} = 250 \text{ Гкал})$ $\{250 \text{ Гкал} \cdot 490 \text{ р} = 122\ 500 \text{ р}\}$	1-2 года
7.	Реконструкция ЦТП № 2	$\{1620 \text{ Гкал} \cdot 490 \text{ р} = 793\ 800 \text{ р}\}$	2-2,5 года
8.	Итого:	$625,1 \text{ МВт} + 8715 \text{ Гкал} = 7\ 240\ 450, 00 + \text{НДС} = 8\ 543\ 731, 00$	1-1,5 года

Наша справка:

Компания «Инженерные традиции» обладает значительным опытом внедрения энергосберегающих технологий для предприятий Москвы и Московской области. Эти задачи решаются комплексно, охватывая этапы: диагностика, проектирование, воплощение проекта, последующее обслуживание. «Инженерные традиции» предлагают свои услуги по обследованию и аудиту инженерных систем, разработке ТЭО, предпроектным работам (согласованию, получению технических условий и т.п.), проектированию, реконструкции инженерных систем и коммуникаций, внедрению энергосберегающих и ресурсосберегающих технологий, строительного-монтажным, сантехническим, электромонтажным, сборочным и пусконаладочным работам, АСУ ТП, гарантийному и послегарантийному обслуживанию, поставке профильного оборудования.

* — по результатам обследования (по необходимости)

Термины и сокращения, упомянутые в статье:

УУТЭиТН — узел учета тепловой энергии и теплоносителя;

ЦТП — центральный тепловой пункт;

ИТП — индивидуальный тепловой пункт;

АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическим (и) процессом (ами).

ных подстанций с воздушной изоляцией на компактное элегазовое. В дальнейшем, по мере реализации программы реконструкции российских энергетических сетей, СП включится в строительство новых и модернизацию существующих подстанций за пределами городов. Эта деятельность будет осуществляться с применением как элегазовой, так и воздушной коммутационных технологий. Помимо СП с «Электрозаводом» Siemens также создает совместное предприятие с ОАО «Невский завод», целью которого станет выпуск газовых турбин мощностью 25 МВт для компрессорных станций в рамках проекта «Балтика-25». В ближайшие годы СП планирует выйти на уровень поставок для газовых компаний порядка 250-300 млн евро. Siemens — мировой лидер в области электроники и электротехники. Концерн действует в таких областях, как информатика и связь, системы автоматизации и контроля, энергетика, транспорт, медицина и светотехника. В России концерн работает по всем традиционным направлениям своей деятельности, присутствует в 30 городах страны. Объем заказов Siemens в России в 2006 финансовом году превысил 2,1 млрд евро, а оборот компании составил 1,2 млрд евро.

www.rbc.ru

НОВИНКА НА РЫНКЕ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

Компания «СЕЛКОМ» предлагает очередную новинку — аккумуляторный моноблок PowerSafe 12V170F. Этот аккумулятор превзошел по емкости своего предшественника PowerSafe 12V165F на 5 Ач (номинальная емкость 10-часового разряда при $t=20^\circ \text{C}$ составляет 170 Ач). По международной классификации (Eurobat Guide) срок службы Power Safe 12V170F соответствует Long Life, что в абсолютном выражении составляет 12 и более лет. Продукт удовлетворяет международному стандарту IEC 60896—21 и IEC 60896—22, производится на французском заводе Hawker S. A., стандарты качества которого полностью соответствуют требованиям ISO 9001:2000. Корпус аккумулятора выполнен из пластика ABS, не поддерживающего горение. Для данного аккумулятора, как и для всех фронтальных аккумуляторов нашего концерна, доступно исполнение с системой централизованного газоотвода.

lelectro. ru



**Алексей Турчин,
руководитель сервисной службы,
Дмитрий Пономарев,
руководитель департамента
инжиниринга
Jurby WaterTech International**

РЕКОНСТРУКЦИЯ СТАРОЙ ВПУ С ЦЕЛЬЮ ПЕРЕХОДА ТЭЦ-9 С ГОРОДСКОЙ ПИТЬЕВОЙ ВОДЫ НА РЕЧНУЮ

В рамках энергетической программы, предусмотренной РАО «ЕЭС России», на ТЭЦ-9 (ОАО «Мосэнерго», Москва) проводится реконструкция старого оборудования водоподготовительной установки (ВПУ), с целью перевода предприятия с городской воды на речную (Москва-река), а также ввод новых мощностей.

Предметом контракта, подписанного компанией Jurby Water Tech International и ТЭЦ-9, является проектирование, изготовление, поставка, шеф-монтаж и пуско-наладка оборудования для подготовки частично обессоленной воды, производительностью 120 куб. м/час для котлов среднего давления.

В ноябре 2006 года специалисты Московского офиса «Джурби ВотэТек» провели исследования с помощью пилотной установки ультрафильтрации (УФ), цель которых — определение целесообразности очистки речной воды (из Москва-реки), применив данную технологию. По результатам испытания — метод ультрафильтрации был выбран для предочистки воды для обратного осмоса.

Схема работы установки следующая: исходную воду с высоким содержанием взвешенных веществ до 150 мг/л, а также с высоким содержанием органических веществ подвергают отдельной коагуляции и очистки на установках фильтрации, ультрафильтрации (4х40 куб. м/час). В результате произойдет глубокое осветление и обезза-

раживание воды, в которой содержание органических примесей должно снизиться до 0,5—1 мг/л, а взвешенных веществ до 0,1 мг/л. Для снижения солесодержания исходной воды с 390 до 10 мг/л в качестве первой ступени обессоливания воды будет использована установки обратного осмоса 4х30 куб. м/час. Проектом предусмотрена очистка концентрата установок обратного осмоса (40 куб. м/час) на второй ступени обратного осмоса (2х20 куб. м/час). Окончательная очистка воды проходит на Н-ОН-фильтрах первой ступени, и удаление газов на дегазаторе. Таким образом, ТЭЦ-9 получит воду высокого качества, а также произойдет существенное сокращение эксплуатационных затрат.

В данное время на ТЭЦ-9 обработка исходной водопроводной воды осуществляется по схеме: осветление воды на механических фильтрах, двухступенчатое обессоливание на Н-катионитных, ОН-анионитных фильтрах, декарбонизация. Такой способ является дорогостоящим, так как требует существенных затрат на приобретение ионообменных смол и реагентов для их регенерации.

Одним из возможных технических решений, позволяющих значительно снизить расходы на водоподготовку, является применение мембранного метода обессоливания воды, такого как обратный осмос. Степень обессоливания в установках обратного осмоса (УОО) при двухступенчатой,

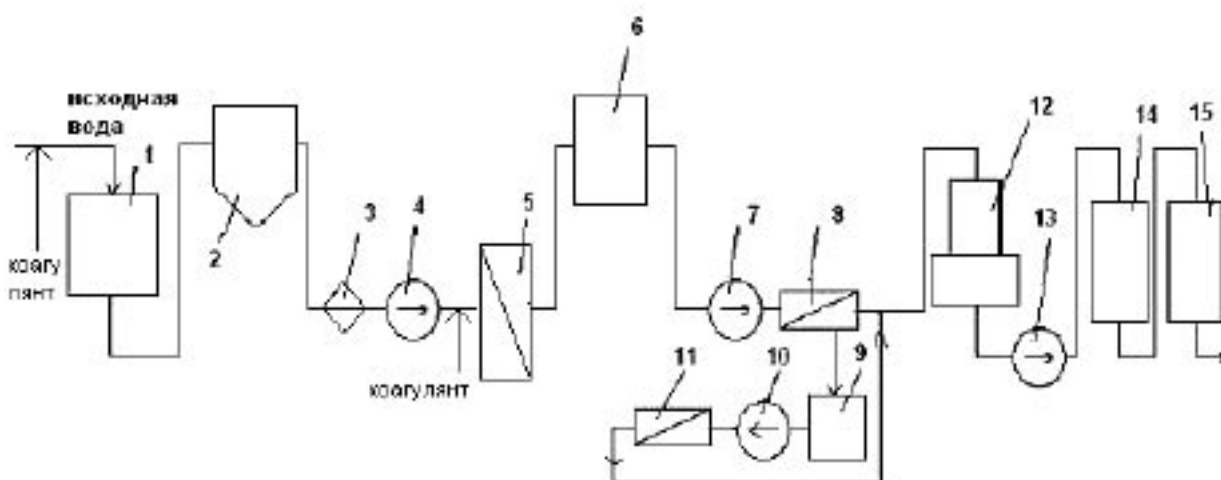


Рис. 1. Структурная схема ВПУ:

1 — механический фильтр; 2 — бак коагулированной воды; 3 — самопромывные фильтры; 4 — насос коагулированной воды; 5 — ультрафильтрационная установка; 6 — промежуточная емкость; 7 — насос; 8 — установка обратного осмоса первой ступени; 9 — промежуточная емкость для концентрата; 10 — насос; 11 — установка обратного осмоса второй ступени; 12 — декарбонизатор; 13 — насос декарбонизированной воды; 14 — катионитный фильтр второй ступени; 15 — анионитный фильтр второй ступени

наиболее приемлемой для энергетики схеме ВПУ составляет 95—97%. То есть обратный осмос можно рекомендовать только как первую стадию обессоливания, а в качестве барьерной системы очистки необходимо применять традиционные ионообменные технологии на ТЭЦ.

Основной задачей при эксплуатации мембранных систем водоподготовки является обеспечение качества исходной воды. Содержание значительного количества механических и коллоидных примесей в исходной воде недопустимо, так как это приводит к загрязнению органическими отложениями мембран и выходу их из строя. В технологической схеме водоподготовки предусматривается в качестве предочистки перед обессоливанием использование ультрафильтрационной установки (УУФ), позволяющей избежать проскока коллоидных и взвешенных веществ в тракт УОО. Такая комбинация (ультрафильтрация + обратный осмос) позволяет использовать в качестве исходного сырья для водоподготовительной установки не только поверхностные воды, но и предочищенные стоки. Кроме того, совместное использование обратного осмоса и ультрафильтрации показывает высокую технологическую и экономическую эффективность.

Опыт эксплуатации установки обратного осмоса показывает, что при поддержании требуемого качества осветленной воды, периодических промывках мембранных модулей и соблюдении регламентных работ, срок эксплуатации обратноосмотических элементов составляет не менее 5 лет.

Компания Jurby Water Tech International предложила следующую схему водоподготовки:

Исходную воду с высоким содержанием взвешенных веществ в паводок (до 150 мг/л), а также с высоким содержанием органических веществ (12 мг/л) подвергают перекрестной коагуляции и фильтрации на существующих напорных фильтрах. Далее производится очистка на установках ультрафильтрации общей производительностью 180 м³/час. Каждый мембранный модуль состоит из 28 вертикальных элементов. В результате происходит глубокое осветление и обеззараживание воды, в которой содержание органических примесей снижается на 50%, а взвешенных веществ до 0,1—0,2 мг/л. Для снижения солевого содержания исходной воды с 390 мг/л до 10 мг/л в качестве первой ступени обессоливания воды используется установка обратного осмоса производительностью 120 м³/час. На полупроницаемых мембранах, под воздействием давления, поток воды разделяется на более концентрированный и менее концентрированный. В менее концентрированный поток (пермеат) проходит 1—2% солей от исходного потока. Более концентрированный поток (концентрат) сбрасывается в промежуточные баки, откуда поступает на вторую ступень обратного осмоса производительностью 40 м³/час. Для снижения нагрузки на мембранные модули предусматривается введение антискаланта JurbySoft 422 перед УОО. Это предупредит образование твердых минеральных отложений на поверхности мембран, что позволит поднять качество пермеата и увеличить срок службы мембранных модулей. Для защиты мембран от свободного хлора включен узел дозирования метабисульфита натрия JurbySoft 401. В состав УОО включен блок химической промывки мембранных модулей. Разработанные и производимые нашей компанией

79 <<

КОМПАНИЯ SCHNEIDER ELECTRIC ОТКРЫЛА ЗАВОД ПО ЛИЦЕНЗИОННОМУ ПРОИЗВОДСТВУ БЛОЧНЫХ КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

В Заинске (Татарстан) состоялось торжественное открытие завода «ТАТЭК» по лицензионному производству блочных комплектных трансформаторных подстанций Schneider Electric. В церемонии открытия приняли участие премьер-министр республики Татарстан Рустам Минниханов, генеральный директор ОАО «ТАТЭНЕРГО» Ильшат Фардиев, руководство компании Schneider Electric.

Запуск нового завода является очень важным шагом не только для Татарстана, но и для всей экономики России, ведь среди разнообразного электротехнического оборудования, используемого при передаче и распределении энергии, трансформаторные подстанции играют ключевую роль.

Для создания этого нового современного предприятия по производству блочных комплектных трансформаторных подстанций (БКТП) в бетонной оболочке ОАО «ТАТЭНЕРГО» перестроило заводские корпуса одного из бывших производственных цехов завода «КАМАЗ», которые компания приобрела в 2005 году специально для этого проекта. Производство развернулось более, чем на 3000 кв. м. Открытие завода обеспечило около 100 новых рабочих мест. Новое технологическое оборудование, установленное на заводе, позволит уже в течение первого года произвести около 100 подстанций. В планах на ближайшее время — увеличение производственной мощности завода на 50 подстанций в год. Также предполагается запуск сборочного производства всего электротехнического оборудования для комплектации производимых подстанций, благодаря которому появится возможность предлагать клиентам полное готовое решение «под ключ».

По предварительным оценкам, стоимость данного проекта превышает 38 млн рублей. По сравнению с российскими аналогами продукция, которую начинает производить завод «ТАТЭК» по лицензии Schneider Electric, будет выгодно отличаться малыми габаритами (если площадь стандартных подстанций, традиционно сооружаемых в электрических сетях, составляет 45–60 кв. м,



мощные композиции JurbySoft M431, M432, M433 позволяют проводить периодические промывки с получением исходных характеристик мембран в течение гарантийного срока. Осмотическая вода подается на существующий декарбонизатор и собирается в буферную емкость. Остаточное солесодержание удаляется на существующих ионообменных фильтрах второй ступени, что снижает расходы на дополнительное ионообменное оборудование.

Таким образом, по предварительным подсчетам ОАО «Мосэнерго», согласно выбранной схеме, средний период окупаемости реконструированной ВПУ составит от 3 до 8 лет.

>> 88



**Г. Н. Петраков, инж.,
В. Г. Стогней, к. т.н.,
А. В. Мартынов, к. т.н.,
А. С. Левадный, к. т.н.,
Воронежский ГТУ — Московский
энергетический институт (технический
университет) — Нововоронежская
атомная электростанция**

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕПЛОНАСОСНЫЕ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Теплонасосные установки (ТНУ) широко распространены во многих развитых странах мира, поскольку позволяют экономить дорогостоящее топливо и снижать вредное воздействие промышленных объектов на окружающую среду. Они выпускаются и широко используются в США, Японии, Германии, Франции, Швеции, Норвегии и других странах. Мощности действующих ТНУ изменяются от долей киловатт до десятков мегаватт. Специалисты многих стран считают, что в ближайшие годы ТНУ не только получат повсеместное распространение, но и займут одно из основных мест в системах теплоснабжения. Отечественный и зарубежный опыт наглядно убеждает в том, что применение ТНУ является экономически оправданным, перспективным направлением в теплоснабжении и может стать эффективным средством энергосбережения [1, 2, 3, 4]. В нашей стране это направление многие годы оставалось без должного внимания. Экономическая эффективность теплонасосных станций теплоснабжения (ТСТ) во многом определяется выбором низкопотенциального источника теплоты (НПИТ), который должен удовлетворять следующим требованиям: доступность, стабильность, достаточный запас мощности и низкая стоимость. В 2001г. было проведено обследование ряда промышленных предприятий России с целью определения возможного использования и экономической целесообразности применения на них теплонасосных установок. В данной работе рассматриваются два объекта: городские очистные сооружения (АО «Нефтекамский водоканал», Нефтекамск, Башкортостан) и Кировский рудник (ОАО «Апатит», Кировск, Мурманской обл.). Данные объек-

ты были выбраны не случайно. Они располагаются в разных регионах России (разные климатические зоны), имеют разные источники НПИТ (коммунальные сточные воды и вода системы охлаждения турбокомпрессоров), разные области применения (коммунальный сектор, промышленный объект) и данные объекты имеют разные виды тепловых нагрузок (горячее водоснабжение и вентиляция).

Система теплоснабжения городских очистных сооружений Нефтекамска

Энергосберегающая теплонасосная система теплоснабжения городских очистных сооружений (АО «Нефтекамский водоканал») предназначена для полного обеспечения потребностей в теплоте на отопление всех производственных и административных зданий, расположенных на территории очистных сооружений, и должна заменить котельную (три котла ДКВР-2,5—13), работающую на мазуте. Отличительной особенностью данной схемы является возможность использования существующих тепловых сетей для транспорта теплоносителя и здания котельной для размещения оборудования теплонасосной станции. Расчет проведен из потребностей тепловых нагрузок при температуре наружного воздуха $t_{н.в.} = -30^{\circ}\text{C}$. Расчетная тепловая нагрузка системы отопления — $Q_{оп} = 1,082\text{МВт}$ (0,93 Гкал/ч). Продолжительность отопительного периода — 5760 часов. В качестве низкопотенциального источника теплоты (НПИТ) используются сточные воды. Минимальная температура НПИТ — $t_{\text{НПИТ}}^{\text{min}} = 14^{\circ}\text{C}$. Максимальная температура НПИТ — $t_{\text{НПИТ}}^{\text{max}} = 16^{\circ}\text{C}$. Минимальная темпера-

тура, до которой может быть охлаждена вода источника, $t_{\text{НПИТ}} = 4^\circ\text{C}$. В воде источника отсутствуют химически агрессивные вещества, а также механические включения. Максимальный расход воды источника $G_{\text{НПИТ}} = 347,24 \text{ кг/с}$ ($1250 \text{ м}^3/\text{ч}$). На 20.08.2001г стоимость тепловой энергии в регионе $\text{С1 Гкал} = 410 \text{ руб/Гкал}$ (с НДС), а стоимость электроэнергии $\text{Сэл.эн.} = 0,36 \text{ руб/(кВт}\cdot\text{ч)}$ (с НДС). Расходы на/стоимость электроэнергии $\text{С}_{\text{эл.эн.}} = 0,36 \text{ руб/(кВт}$ осуществление природоохранных мероприятий и оплата за загрязнение окружающей среды имеющимся источником тепла (котельная) $\text{С}_{\text{загр.}} = 18 690,1 \text{ руб/год}$ (с НДС). Принципиальная схема энергосберегающей теплонасосной системы теплоснабжения зданий очистных сооружений приведена на рис.1.

Основным элементом является теплонасосная установка ТНУ, состоящая из трех тепловых насосов отечественного производства (ЗАО «Энергия», Новосибирск) типа НТ-410 (один резервный) I, II, III. Конденсаторы соединены по воде последовательно, а испарители — параллельно. Рабочее тело — фреон R-12. Температура кипения фреона в испарителях тепловых насосов I и III (I-2 и III-2) $t_0 = 8^\circ\text{C}$. Температура конденсации фреона в конденсаторе I-1 теплового насоса I $t_{\text{к1}} = 60^\circ\text{C}$, а в конденсаторе III-1 теплового насоса III $t_{\text{к3}} = 65^\circ\text{C}$. Температура конденсации фреона в конденсаторе II-1 теплового насоса II $t_{\text{к2}}$ устанавливается в зависимости от режима работы теплового насоса. Система работает следующим образом:

1. Вода из бассейна V (4) с температурой $t_{\text{в1}} = 14^\circ\text{C}$ и общим расходом $G_{\text{НПИТ}} = 97,23 \text{ кг/с}$ ($350 \text{ м}^3/\text{ч}$) насосом VII подается в раздающий коллектор VIII, откуда с расходом $G_{\text{и1}} = 50,01 \text{ кг/с}$ ($180 \text{ м}^3/\text{ч}$) поступает в испаритель I-2 (тепловая нагрузка испарителя $Q_{\text{и1}} = 418,68 \text{ кВт}$ ($0,36 \text{ Гкал/ч}$),

а с расходом $G_{\text{и3}} = 47,23 \text{ кг/с}$ ($170 \text{ м}^3/\text{ч}$) в испаритель III-2 (тепловая нагрузка испарителя $Q_{\text{и3}} = 348,9 \text{ кВт}$ ($0,30 \text{ Гкал/ч}$)). Тепловой насос II находится в резерве. После испарителей I-2 и III-2 вода (5) с температурой $t_{\text{в2}} = 12^\circ\text{C}$ поступает в сборный коллектор IX и сбрасывается в бассейн V.

2. Нагреваемая вода (1) насосом VI с расходом $G_{\text{в}} = 19,45 \text{ кг/с}$ ($70 \text{ м}^3/\text{ч}$) и температурой $t_{\text{в2}} = 48^\circ\text{C}$ подается на конденсатор I-1 теплового насоса I, теплопроизводительность которого составляет $Q_{\text{к1}} = 569,87 \text{ кВт}$ ($0,49 \text{ Гкал/ч}$). Нагретая до температуры $t_{\text{в1}} = 55^\circ\text{C}$ вода (2) поступает в конденсатор III-1 теплового насоса III, теплопроизводительность которого составляет $Q_{\text{к2}} = 546,61 \text{ кВт}$ ($0,47 \text{ Гкал/ч}$), где нагревается до температуры $t_{\text{вн1}} = 61,7^\circ\text{C}$. Нагретая вода (3) с температурой $t_{\text{вн1}}$ подается в систему отопления IV, где охлаждается до температуры $t_{\text{в2}} = 48^\circ\text{C}$. Охлажденная вода (1) поступает на всас насоса VI и далее в конденсатор I-1 теплового насоса I. Электрическая мощность, потребляемая тепловым насосом I, составляет $N_{\text{е1}} = 152 \text{ кВт}$, а тепловым насосом III — $N_{\text{е3}} = 163,2 \text{ кВт}$. В рассматриваемом варианте коэффициент трансформации теплоты теплового насоса I равен $\mu_1 = 3,75$ и теплового насоса II — $\mu_{\text{II}} = 3,35$.

Система теплоснабжения рудника (Кировск, Мурманской обл.)

Отличительной особенностью существующей системы теплоснабжения рудника является не только большая удаленность объекта от источника теплоты (котельная, работающая на мазуте) — 2—3 км, но и очень большой перепад высот между ними, т.к. рудник расположен в горах. Энергосберегающая теплонасосная система теплоснабжения (ТСТ) Кировского рудника (ОАО «Апатит») предна-

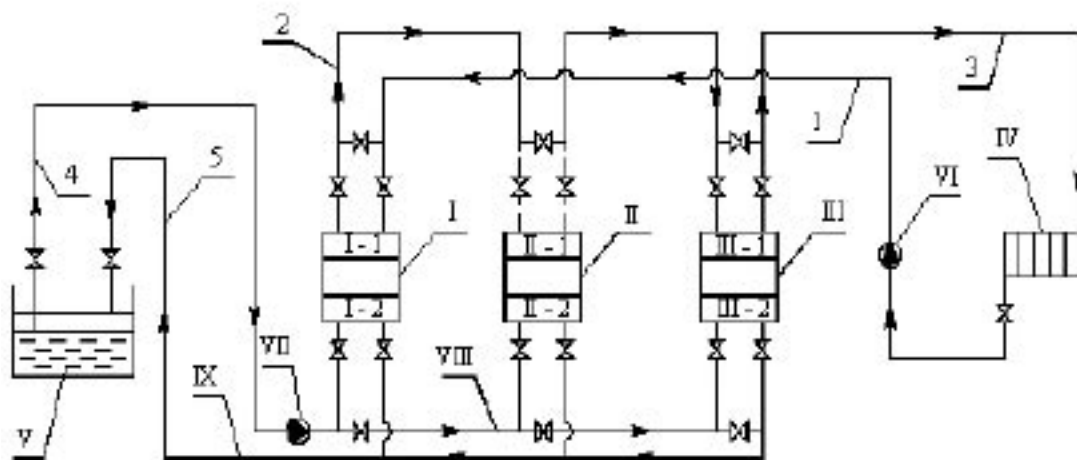


Рис. 1. Принципиальная схема теплонасосной системы отопления:
I, II, III — тепловые насосы НТ-410; I-1, II-1, III-1 — конденсаторы тепловых насосов I, II, III, соответственно; I-2, II-2, III-2 — испарители I, II, III, соответственно; IV — система отопления;
V — низкопотенциальный источник теплоты (бассейн); VI, VII — насосы; VIII, IX — раздающий и сборный коллектора системы НПИТ; 1 — теплоноситель на входе в конденсатор теплового насоса I; 2 и 3 — теплоноситель на выходе из конденсаторов тепловых насосов I и III, соответственно; 4, 5 — НПИТ на входе и выходе испарителей тепловых насосов I — III, соответственно

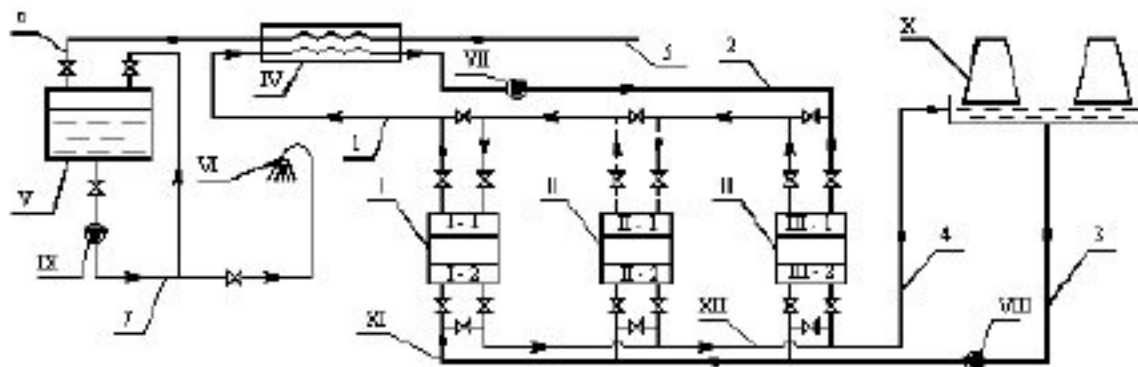


Рис. 2. Принципиальная схема теплонасосной системы горячего водоснабжения рудника: I, II, III — тепловые насосы НТ-3000; I-1, II-1, III-1 — конденсаторы тепловых насосов I, II, III, соответственно; I-2, II-2, III-2 — испарители I, II, III, соответственно; IV — теплообменник; V — бак-аккумулятор горячей воды; VI — система горячего водоснабжения (СГВ); VII, VIII, IX — насосы; X — низкопотенциальный источник теплоты (градирни); XI, XII — раздаточный и сборный коллекторы системы НПИТ; 1 — теплоноситель на выходе из конденсатора теплового насоса I; 2 — теплоноситель на входе в конденсатор теплового насоса III; 3, 4 — НПИТ на входе и выходе испарителей тепловых насосов I — III, соответственно; 5 — холодная вода; 6 — горячая вода на выходе из теплообменника IV; 7 — горячая вода в СГВ

значена для полного обеспечения потребностей в теплоте на горячее водоснабжение всех производственных и административных зданий, расположенных на его территории. Удаленность низкопотенциального источника теплоты (НПИТ) от предполагаемого расположения ТСТ составляет 20—40 м, а удаленность ТСТ от потребителей теплоты — 200–800 м. Наличие уже существующего здания, в котором планируется монтаж ТСТ, и резерва электрических мощностей для привода тепловых насосов и вспомогательного оборудования, а также возможность использования уже существующих тепловых сетей позволит снизить затраты на строительство ТСТ. Расчетная тепловая нагрузка системы горячего водоснабжения (максимально-часовая) $Q_{ГВС}^p = 7,21 \text{ МВт}$ (6,2 Гкал/ч). Продолжительность периода горячего водоснабжения — 8760 ч (круглосуточно). Расход воды на ГВС: требуемый — 19,4 кг/с (70 м³/ч), максимальный — 27,8 кг/с (100 м³/ч) и минимальный — 13,89 кг/с (50 м³/ч). Максимальное количество теплоты, необходимой на ГВС (при расходе $G_{ГВС} = 100 \text{ м}^3/\text{ч}$), составляет $Q_{ГВС} = 5,931 \text{ МВт}$ (5,1 Гкал/ч). Требуемое количество теплоты необходимой на ГВС (при расходе $G_{ГВС} = 70 \text{ м}^3/\text{ч}$) — $Q_{ГВС} = 4,152 \text{ МВт}$ (3,57 Гкал/ч). Температура холодной воды, подаваемой на ГВС, равна $t_x = 4 \text{ }^\circ\text{C}$. В качестве НПИТ используются вода системы оборотного водоснабжения, которая охлаждается в двух градирнях. Минимальная температура НПИТ $t_{НПИТ}^{\text{min}} = 22 \text{ }^\circ\text{C}$ (зима). Максимальная температура НПИТ $t_{НПИТ}^{\text{max}} = 28 \text{ }^\circ\text{C}$. Минимальная температура, до которой может быть охлаждена вода источника, составляет $t_{НПИТ} = 2\text{--}5 \text{ }^\circ\text{C}$. В воде источника отсутствуют химически агрессивные вещества, а также механические включения. Максимальный расход воды источника достига-

ет $G_{НПИТ} = 166,68 \text{ кг/с}$ (600 м³/ч). На 20.07.2001 г. стоимость тепловой энергии в регионе $C_{1\text{Гкал}} = 436 \text{ руб/Гкал}$ (без НДС) и стоимость электроэнергии $C_{\text{эл.эн}} = 0,3372 \text{ руб/(кВт}\cdot\text{ч)}$ (без НДС). Принципиальная схема энергосберегающей теплонасосной системы теплоснабжения зданий очистных сооружений приведена на рис. 2.

Основным элементом системы теплоснабжения является теплонасосная установка ТНУ, состоящая из трех тепловых насосов отечественного производства (ЗАО «Энергия», Новосибирск) типа НТ-3000 (один резервный) I, II, III. Конденсаторы соединены по воде последовательно, а испарители — параллельно. Рабочее тело — фреон R-12. Температура кипения фреона в испарителях тепловых насосов I и III (I-2 и III-2) равна $t_0 = 10 \text{ }^\circ\text{C}$. Температура конденсации фреона в конденсаторе I-1 теплового насоса I — $t_{k1} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, а в конденсаторе III-1 теплового насоса III $t_{k3} = 55 \text{ }^\circ\text{C}$. Температура конденсации фреона в конденсаторе II-1 теплового насоса II t_{k2} устанавливается в зависимости от режима работы теплового насоса. Система работает следующим образом.

1. Вода (3) из источника НПИТ (две градирни) X с температурой $t_{н1} = 22 \text{ }^\circ\text{C}$ и общим расходом $G_{НПИТ} = 122,79 \text{ кг/с}$ (442 м³/ч) насосом VIII подается в раздаточный коллектор XI, откуда с расходом $G_{И1} = 63,62 \text{ кг/с}$ (229 м³/ч) поступает в испаритель I-2 (тепловая нагрузка испарителя $Q_{И1} = 1,863 \text{ МВт}$ (1,602 Гкал/ч)), а с расходом $G_{И3} = 59,17 \text{ кг/с}$ (213 м³/ч) в испаритель III-2 (тепловая нагрузка испарителя $Q_{И3} = 1,733 \text{ МВт}$ (1,49 Гкал/ч)). Тепловой насос II находится в резерве. После испарителей I-2 и III-2 вода (5) с температурой $t_{н2} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ поступает в сборный коллектор XII и сбрасывается в бассейн источника низкопотенциального тепла X.

Таблица 1

№	Наименование	Кировск, Мурманская обл.	Нефтекамск, Башкортостан
1.	Доля стоимости электроэнергии в стоимости 1 Гкал теплоты, вырабатываемой ТН, $C_{эл.эн.}$, руб.	123,25	55,08
2.	Доля зарплаты и текущего ремонта в стоимости 1 Гкал теплоты, вырабатываемой ТН, $C_{з.плнт.р.}$, руб.	11,14	20,58
3.	Стоимость 1 Гкал теплоты, вырабатываемой ТН, $C_{1\text{ Гкал}}$, руб.	134,39	75,66
4.	Кол-во теплоты, вырабатываемой ТН за год, $Q_{год}$, Гкал	35478	553
5.	Кол-во электроэнергии, затрачиваемое на привод ТН при выработке на нем 1 Гкал теплоты, $N_{е}$, кВт×ч	276,1	153
6.	Стоимость договора на ТН, $C_{дого}$, руб.	12 150 000	2 880 000
7.	Годовой экономический эффект, $\Delta_{год}$, руб.	13 794 201,18	1 848 900,2
8.	Срок окупаемости ТН, лет	0,88	1,56

2. Нагреваемая вода (2) насосом VII с расходом $G_B = 81,95$ кг/с ($295 \text{ м}^3/\text{ч}$) и температурой $t_{B2} = 43$ °С подается на конденсатор III-1 теплового насоса III, теплопроизводительность которого составляет $Q_{K1} = 2,396$ МВт ($2,06$ Гкал/ч). Нагретая до $t_{B11} = 50$ °С вода поступает в конденсатор I-1 теплового насоса I, теплопроизводительность которого составляет $Q_{K2} = 2,314$ МВт ($1,99$ Гкал/ч), где нагревается до температуры $t_{B1} = 56,75$ °С. Нагретая вода (1) с температурой t_{B1} подается в теплообменник IV, где охлаждается до температуры $t_{B2} = 43$ °С. Охлажденная вода поступает на всас насоса VII и далее в конденсатор III-1 теплового насоса III. Количество электроэнергии, потребляемой тепловым насосом I $N_{eI} = 586$ кВт, а тепловым насосом III $N_{eIII} = 532,3$ кВт. В рассматриваемом варианте коэффициент трансформации теплоты теплового насоса I равен $\mu_I = 3,75$ и теплового насоса II — $\mu_{II} = 3,35$.

3. Холодная вода (5) с расходом $G_{сгв} = 22,06$ кг/с ($79,4 \text{ м}^3/\text{ч}$) и температурой $t_{сгв} = 4$ °С поступает в теплообменник IV, в котором нагревается до температуры $t_{сгв} = 55$ °С (9) и поступает в бак-аккумулятор V, из которого насосом IX подается в систему горячего водоснабжения VI.

В предложенной схеме рассматривается вариант, в котором теплонасосная установка полностью обеспечивает тепловую нагрузку только системы горячего водоснабжения. Количество теплоты, которое можно дополнительно снять с воды низкопотенциального источника при охлаждении ее до $t_{B2} = 5$ °С, составляет $Q_{и} = 8,262$ МВт ($7,104$ Гкал/ч)). При этом, количество теплоты, которое можно дополнительно получить на конденсаторах тепловых насосов, достигает $Q_K = 12,2$ МВт ($10,49$ Гкал/ч), которое далее можно использовать для целей отопления и вентиляции.

В табл. 1 представлены технико-экономические показатели рассматриваемых выше вариантов.

В рассмотренных вариантах получены весьма малые сроки окупаемости (от 0,88 до 1,56 года), а годовой экономический эффект составляет до 1 848 900,2 руб.

Несмотря на то, что сравнение вариантов проводилось по ценам 2001 г., следует отметить, что задача внедрения тепловых насосов в промышленности и в коммунальном секторе становится еще более актуальной, особенно в настоящее время, из-за все возрастающих цен на топливо. Кроме того, что использование тепловых насосов обеспечивает существенную экономию органического топлива очень важен экологический эффект от внедрения тепловых насосов, который обусловлен сокращением на 80% выбросов в атмосферу окиси азота и двуокиси углерода. Использование в предложенных выше схемах пиковых источников теплоты, низкотемпературных систем отопления (например, теплых полов), одновременная выработка холода и теплоты в летний период значительно расширяют границы использования данных систем теплоснабжения. Кроме того, учитывая значительный экономический эффект от использования тепловых насосов для теплоснабжения различных объектов, можно говорить о целесообразности их внедрения.

Литература

- Петраков Г.Н., Мартынов А.В. Повышение эффективности использования ВЭР на базе тепловых насосов. Промышленная энергетика, 1993. № 11. — с.13—16.
- Мартынов А.В., Петраков Г.Н. Двухцелевой тепловой насос//Промышленная энергетика. 1994. № 12. — с.25—28.
- Мартынов А.В., Петраков Г.Н. Применение тепловых насосов на предприятиях химического профиля//Исследования в области комплексного энерготехнологического использования топлив: Межвузовский научный сборник. Саратов.1993. — с.67—74.
- Петраков Г.Н., Стогней В.Г., Мартынов А.В. Распределение тепловой нагрузки между тепловым насосом и пиковой котельной//Вестник ВГТУ, серия «Энергетика». Вып. 7. Воронеж. 2004. — с.12



ЭНЕРГОАУДИТ: ПРОВОДИТЬ ИЛИ НЕ ПРОВОДИТЬ? (ИЛИ ЧТО НАДО ЗНАТЬ РУКОВОДИТЕЛЮ ПРЕДПРИЯТИЯ ОБ ЭНЕРГОАУДИТЕ)

Про энергоаудит много пишут и много говорят, гораздо меньше его делают. По поводу энергоаудита у любого руководителя предприятия (в том числе бюджетного) возникает масса вопросов: что это такое и что может дать энергоаудит?, есть ли на моем (вверенном мне) предприятии потенциал энергосбережения (потенциал энергоэффективности)?, есть ли смысл тратить на это деньги и каков при этом риск?, в чем суть выполняемых при энергоаудите работ?, какой уровень квалификации требуется для выполнения работ?, по каким параметрам можно судить о качестве выполненных работ? и т.д. Сквозь эти вопросы обычно прослеживаются два более общих: а не является ли это способом легкого заработка так называемых энергоаудиторов?, и, где гарантии, что затраченные деньги (а деньги тратятся не столько на проведение энергоаудита, сколько на реализацию предложений) быстро окупятся?

Все эти вопросы чрезвычайно важны и вполне уместны, поскольку в отличие от привычной сферы материальных взаимоотношений, заплатил деньги, получил и «ощутил» товар, речь идет о финансировании интеллектуального труда, первым видимым результатом которого является томик исписанной бумаги с «пристегнутым» бизнес-планом дополнительно обременяющих затрат.

Сразу скажу, что ответить кратко на, казалось бы, простые вопросы, очень даже непросто. В периодической печати информация об энергоаудите представлена в основном в следующем контексте: обследование показало, что на предприятии неэффективно используются энергоресурсы, при этом потери составляют столько-то миллионов, а реализация предложений позволит то-то. Вопросы внутреннего содержания и методологии энергоаудита практически не обсуждаются, а без этого невозможно представить себе ни объем работ, ни требования к квалификации, ни оценить качество выполненных работ, т.е. все те вещи, знание которых необходимо для того, чтобы чувствовать себя полноценным заказчиком.

Начну с того, что сейчас самое время вспомнить про своеобразный юбилей. В этом году исполняется 10 лет официальному энергосбережению в России! Вообще-то проблема энергосбережения специалистами была поднята значительно раньше, одновременно с началом экономической перестройки в стране. Однако потребовалось несколько лет для того, чтобы в 1995 году **энергосбережение** было закреплено как **основа энергетической стратегии и энергетической политики России** на длительную перспективу. Вспомним известные на то время факты. В 1995 г. по энергозаточительности Россия заняла 11 (из 128)

82 <<

то подстанцию, произведенную на заводе «ТАТЭК», можно будет разместить на площади не более 20 кв. м), высокой надежностью и отсутствием необходимости в обслуживании в эксплуатационный период. Кроме того, полная заводская готовность подстанции позволит смонтировать ее на объекте в течение 1 недели.

ЗАО «Шнейдер Электрик»

ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКИЕ КОНДЕНСАТОРЫ ПРОИЗВОДСТВА ZEZ SILKO (ЧЕХИЯ)

ЭТК «Джоуль» предлагает электротермические конденсаторы производства ZEZ Silko (Чехия):

Электротермические конденсаторы предназначены для повышения коэффициента мощности индукционных электротермических установок.

У производителя широкий выбор стандартных моделей и возможность заказа с оригинальными параметрами.

Изготовлены способом ALL film. Диэлектриком является полипропиленовая пленка импрегнированная синтетической жидкостью, безопасной для здоровья человека и окружающей среды. Электроды образует алюминиевая фольга.

ООО «Энерготехническая компания «Джоуль»

ИННОВАЦИИ — ДЛЯ НАДЕЖНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для обеспечения качественного и бесперебойного электроснабжения потребителей электрической энергией в ОАО «Тверьэнерго» (функции единого исполнительного органа исполняет ОАО «МРСК Центра и Северного Кавказа») применяется современное инновационное электротехническое оборудование и материалы.

Одним из нововведений, успешно используемых в компании, являются вакуумные и элегазовые выключатели в сетях 6—10 кВ. Их применение позволило сократить затраты на ремонт и техническое обслуживание. На сегодняшний момент вакуумные выключатели все больше вытесняют установленные ранее масляные.

Для того чтобы повреждение было своевременно выявлено и поврежден-

>> 90

место, пропустив вперед себя несколько мелких африканских развивающихся стран, а также стран бывшего СССР. Остальные 117 стран этого списка используют энергию гораздо более эффективно.

Естественная наша реакция на эти цифры: Россия — самая северная страна, поэтому дополнительных больших расходов энергии не избежать. Да, это так. Однако связи между энергорасточительностью и суровыми климатическими условиями в указанном списке стран не обнаруживается. В странах с теплым климатом очень большие затраты энергии идут на кондиционирование. Тогда все-таки тяжелое наследие социалистической системы хозяйствования? Да, это так. Однако посмотрим, как обстоят дела у других бывших социалистических стран. Имеющаяся информация за период 1992—2002 гг. [1] говорит о том, что страны бывшей «социалистической демократии» сделали «рывки» в вопросе энергоэффективности: Польша повысила более чем в 2,3 раза, Венгрия, Чехия, Словакия в 1,5 раза. В России пока видимых изменений не произошло.

Сказанное, в частности, свидетельствует о том, что Россия по-прежнему остается страной неиспользованного потенциала энергоэффективности и **вряд ли дальневосточные предприятия чем-то отличаются в этом вопросе.**

Вернемся к обозначенной теме. Энергосбережение подразумевает поиск и реализацию энергетически и экономически эффективных решений хозяйствования в условиях полного контроля потоков энергоресурсов. Начальным этапом работ по энергосбережению и основным инструментом в разработке программы энергосбережения, является **энергоаудит. Энергоаудит** — это методически и инструментально достоверное обследование энергопотребления объекта, исследование по поиску нерационального использования энергии, определению параметров энергоэффективности с последующим обоснованием на этой базе бизнес-плана приведения энергопотребления объекта в энергоцелесообразный вид.

Заведомо не хочется погружать читателя в пучину различных трактовок основных определений, понятий и классификаций, сформулированных в сегодняшней организационно-методической литературе по поводу энергоаудита и энергосбережения. Предлагаемые здесь определения построены по принципу: во главе угла потребитель и его энергетические потребности.

Итак, основной результат энергоаудита — бизнес-план. В связи с тем, что процедура энергосбережения, как правило, капиталоемкая — разрабатываемый бизнес-план представляет из себя инвестиционный проект. В составе действующего инвестиционно-устойчивого предприятия обычно в проработке имеется ряд проектов, отличающихся целями реализации и технико-экономическими характеристиками. Проекты энергосбережения отвечают целям экономии операционных расходов и на этой основе повышению прибыли и рентабельности производства. Особое значение эти проекты приобретают для предприятий ДФО в связи с относительно высокими (по сравнению с другими регионами РФ) тарифами на энергоносители и, как следствие, более высокой доли энергетической составляющей в себестоимости продукции и услуг. Положение обостряется еще и в связи с более высокой энергоемкостью производств, районированных на Дальнем Востоке исходя из природно-климатических условий. Эти обстоятельства обуславливают высокую конкурентоспособность проектов по энергосбережению в сравнении с другими проектами, намечаемыми к включению в инвестиционный портфель предприятия.

Для того, чтобы оценить шансы энергосберегающего проекта на реализацию, необходимо, чтобы методика и критерии их оценки соответствовали другим проектам. Другими словами бизнес-план, прорабатываемый на основе энергоаудита, должен быть представлен в том же формате, что и бизнес-планы по остальным проектам предприятия. Обоснованию подлежат все экономи-

ческие характеристики предлагаемых энергосберегающих мероприятий: необходимые инвестиции, срок реализации, текущие затраты, ожидаемый экономический эффект, а также производные критерии оценки, показатели прибыльности, сроки окупаемости, чистый приведенный доход, внутренняя ставка доходности, оценка риска и др.

К бизнес-плану по результатам энергоаудита предъявляются те же общие требования, что и к любому бизнес-плану: точность и объективность.

Первое подразумевает точное получение упомянутых выше экономических характеристик предлагаемых энергосберегающих мероприятий и оценку риска.

При расчете экономических параметров энергосберегающих мероприятий в условиях сформировавшегося рынка, как правило, не возникает большой погрешности при определении размера инвестиций. Сложнее оценить текущие затраты, но главные ошибки, как показывает анализ, вносятся на этапе определения экономического эффекта мероприятия, а если более точно, на этапе обоснования энергетического эффекта предлагаемого мероприятия. Причина. Неразработанность методической базы определения энергетических эффектов. Это проблема №1 энергоаудита.

Кроме того, внимательно надо также отнестись и к обоснованию такого параметра как срок службы мероприятия.

Второе требование. Объективность обоснования базируется на следующей аксиоме: при известной цели на каждом объекте наиболее целесообразна реализация своего уникального бизнес-плана. Именно он отвечает критерию наибольшей экономической эффективности. Другими словами, обследования, проведенные различными специалистами, должны привести к одинаковому результату. Но на практике это не так. Причина. Отсутствие общепринятой методологии. Это является проблемой №2 энергоаудита.

Энергоаудит в России существует столько же, сколько и энергосбережение. Нельзя сказать, что при СССР аналогичные работы не проводились. Но, совершенно изменилась постановка задач, многократно возросла значимость таких работ в связи с переходом к рыночным отношениям в экономике. Возникла проблема комплексного и точного энергетического и экономического анализа. Совершенно изменился рынок техники и технологий.

В основу методологии энергоаудита взят опыт западных стран, заключающийся в комплексе методических приемов выявления энергетического эффекта путем последовательного перебора возможности применения типовых мероприятий. В западных условиях энергоаудиторская компания является собственником своих методик расчета энергетических эффектов мероприятий. Методика экономического анализа, общепринятая. Энергоаудитор в этом случае имеет дело с более-менее энергоэффективным объектом и ищет проценты и доли процентов экономии. Попав на российский объект этот энергоаудитор сразу же растеряется. Потенциал энергосбережения в российских условиях на порядок выше

и на порядок более структурированный. Последнее, кстати, делает мало приемлемой и общепринятой методологию энергоаудита.

Что должен сделать энергоаудитор на предприятии?

1. Точно получить и обосновать величину и структуру фактического энергобаланса объекта.

Это сложная задача. Основная сложность. Точное получение структуры баланса с высочайшей степенью детализации по энергопотребляющим элементам и видам потерь. Такие данные могут быть подготовлены на основе грамотно поставленных замеров потребления энергии и соответствующих методик обработки. Вместе с тем, именно эта информация является исходной для последующего определения потенциала энергосбережения и энергетического эффекта мероприятий.

2. Определить величину и структуру потенциала энергосбережения как разницу между фактическим и теоретически энергоэффективным состоянием.

Это очень сложная задача. Потенциал энергосбережения должен быть структурирован не только по видам энергопотребляющих элементов, но и по факторам, формирующим потенциал энергосбережения внутри этих элементов. Иначе, неминуемые ошибки в подборе мероприятий.

3. На основе анализа структуры потенциала энергосбережения отсеять малозначимые элементы, выбрать наиболее важные и подобрать результативные мероприятия.

4. Обосновать энергетический эффект выбранных мероприятий.

5. Получить все экономические характеристики выбранных мероприятий.

6. Сформировать бизнес-план.

7. Предложить контролируемые параметры энергоэффективности для дальнейшего мониторинга энергопотребления и анализа результативности выполнения программы энергосбережения.

Как видно, выполнение энергоаудита представляет из себя сложную, до конца не изученную научно-техническую задачу, имеющую много неизвестных. Каждая энергоаудиторская фирма по-своему решает эту задачу и обходит острые углы. Возможно, есть такие, кто вообще не забивает себе голову методическими проблемами и приходит на объект для того, чтобы протолкнуть конкретные, близкие ему вещи. В этом случае, естественно об объективности и точности результатов речи быть не может. В зарубежной практике одно из требований к энергоаудитору — отсутствие связи с поставщиками оборудования.

В общем случае успех энергоаудита зависит от «вооружения» энергоаудитора методиками и приборами, стоимость комплекта последних, кстати, достаточно высока (~\$40 тыс. и более). Большое значение имеет опыт проведения аналогичных работ, но главное, по-видимому, в том, что энергоаудитор должен обладать способностями к исследованию достаточно сложных систем. В условиях методического вакуума сегодня энергоаудитору не избежать и разработки собственных методик.

ный элемент отключен, в комплекте с вакуумными выключателями применяются микропроцессорные устройства релейной защиты. При разветвленной сети линий электропередач 6—10 кВ для отключения повреждений на отпайках, а также для возможности подачи напряжения от других линий в сетях этого напряжения, применяются реклоузеры с пунктами коммерческого учета. Эти устройства позволяют не только производить своевременные отключения поврежденного участка, но и передавать информацию об отключении и потреблении электроэнергии на диспетчерский пункт с помощью JSM-модема. В целях предотвращения отключений на линиях электропередач 0,4—10 кВ при воздействии стихийных явлений, когда на провода падают деревья или отдельные ветки, в ОАО «Тверьэнерго» стали использовать самонесущий изолированный провод. В настоящее время уже 112 км линий электропередач 0,4 кВ и 134 км ВЛ 6—10 кВ выполнено с применением провода СИП, и объем внедрения все возрастает. В сетях 35 кВ для замены старых масляных выключателей в Тверской энергосистеме стали применяться вакуумные и элегазовые, а в сетях 110 кВ — элегазовые выключатели. Идет замена масляных трансформаторов тока на элегазовые или литые с твердой изоляцией. Обладая всеми необходимыми электрическими характеристиками, это оборудование практически пожаробезопасно и экологически чисто, так как в них отсутствует масло. Все вышеперечисленные инновационные мероприятия рассчитаны на достижение главной цели тверских энергетиков — надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей.

ОАО «Тверьэнерго»

**ЗАВЕРШЕНА
РАЗРАБОТКА
ТРЕХФАЗНОГО ЩКВН**

Завершены разработка и испытания нового компактного щитка для внутренней и наружной установки. Трехфазные ЩКВН предназначены для монтажа трехфазных счетчиков в корпусе Р8, УЗО, автоматических выключателей, ОИН производства Концерн «Энергомера» с установкой на DIN-рейку. Щитки для наружной установки будут выполнены из поликарбоната (вид климатического исполнения У1), для внутренней — из пластика АВС (вид климатического

Основной состав энергоаудиторской бригады — теплотехники. Связано это с тем, что более двух третей потенциала энергосбережения для российских предприятий сосредоточено в системах выработки, транспорта и потребления тепловой энергии. Состав бригады дополняется специалистами по электроснабжению, водоснабжению, экономике и др.

А теперь несколько кратких ответов по существу задаваемых вопросов.

Что может дать энергоаудит?

Энергоаудит дает обоснованный ответ на вопросы: каковы резервы и на сколько можно снизить текущее энергопотребление предприятия (в энергетическом эквиваленте и рублях) путем реализации предложенных конкретных, наиболее эффективных мероприятий, сколько средств для этого потребуется, за какой период времени инвестиции окупятся, каков риск при этом и т.п.

Есть ли на предприятии потенциал энергосбережения?

Потенциал энергосбережения на предприятии есть всегда! Другое дело, какую часть этого потенциала экономически выгодно реализовывать. Снижение энергопотребления до минимально возможного на сегодняшний день уровня связано с существенными затратами, которые могут быть экономически не целесообразны для предприятия. Задача экономической целесообразности решается на предприятии при определении инвестиционной политики путем совместного рассмотрения всех инвестиционных проектов вместе с проектами энергосбережения.

Есть ли смысл тратить деньги на энергоаудит и какой при этом риск?

Если энергетическая составляющая в себестоимости товаров и услуг существенна для предприятия, энергоаудит проводить надо. При этом, конечно есть риск — риск некачественного выполнения энергоаудита.

Какова стоимость работ?

Стоимость работ колеблется в широких пределах: от 3—4 до 15% и более от годовых затрат предприятия на энергоресурсы. Чем крупнее предприятие, тем меньше должен быть указанный процент. Для гигантов индустрии 1,5—2%. Единой политики ценообразования на данный момент нет. Имеется методика детального расчета трудозатрат по отдельным видам работ при проведении энергоаудита, которая чаще всего и применяется.

Какой уровень квалификации требуется?

Формально от энергоаудиторской компании требуется только аккредитация в органах Госэнергонадзора. На сегодняшний день подготовка специалистов по энергоаудиту сводится в основном к прохождению краткосрочных специализированных курсов. В свете имеющихся методических проблем, а также тенденции к усложнению работ по энергетическим обследованиям, требования к квалификации должны быть высокие. Энергоаудитор должен уметь использовать современные способы измерения энергетических параметров и методики обработки данных, хорошо владеть вычислительной техникой, знать технологии генерирования и потребления тепловой и электрической энергии и т.п. Помимо навыков обследования энергоаудитор должен обладать знаниями по проектированию, испытанию и наладке как обследуемых систем, так и предлагаемых мероприятий. При соблюдении только формальных требований риск «бесплезного» энергоаудита возрастает.

По каким параметрам можно проконтролировать качество выполненных работ?

По точности и объективности обоснования бизнес-плана, который в свою очередь, является совокупным результатом применяемых методов и методик обследования и анализа энергопотребления объекта. Этому и было посвящено данное, небольшое сообщение.

Ссылки:

1. Доклад «Какая национальная энергетическая политика нужна России?»: — Институт энергетической политики, 2003. — <http://www.energypolicy.ru>



СПРАВОЧНИК ЭНЕРГЕТИКА

М.: «КОЛОС». — 2006. — 488 с.

В задачах, стоящих перед энергетиками России, предусматривается прежде всего широкое внедрение энергосберегающих техники и технологии. В связи с этим важное значение приобретает рационализация энергопотребления, включающая в себя снижение расхода тепловой и электрической энергии и увеличение энерговооруженности промышленности, транспорта и сельского хозяйства. Здесь ведущая роль принадлежит инженерно-техническому персоналу, занимающемуся вопросами распределения и потребления электрической и тепловой энергии на различных объектах.

Особенностью настоящего времени является появление большого количества нового электроэнергетического и теплотехнического оборудования при том, что значительная часть действующего оборудования отработала свой нормативный срок и устарела.

Помощь в решении всех этих вопросов должны оказать материалы настоящего справочника, в который включены необходимые сведения по выбору теплового и электрооборудования. В справочнике учтены запросы специалистов, занимающихся эксплуатацией электротехнических и теплотехнических аппаратов, устройств и систем.

Подготовлен справочник коллективом авторов — сотрудников и преподавателей Московского энергетического института (технического университета) и Тверского государственного технического университета.

Справочник состоит из двух разделов и приложения. В первом разделе (электротехническом) приведены систематизированные сведения по электрооборудованию напряжением до и выше 1 кВ (выключателям, контакторам, силовым и измерительным трансформаторам, разъединителям, конденсаторам, кабелям, низковольтному оборудованию), а также справочные материалы по электрическому освещению. Таблицы параметров современного электрооборудования (силовых выключателей, трансформаторов и кабелей, воздушных линий, конденсаторов и конденсаторных установок, контакторов) приведены в отдельной большой главе раздела.

Во втором разделе рассмотрено энергосиловое и тепломеханическое оборудование. Здесь даны основные сведения по энергетическому топливу, промышленным котельным установкам, типоразмерам и параметрам паровых и водогрейных котлов. Представлены типы нагнетательных машин: насосы, вентиляторы и компрессоры, рассмотрены принципы их работы, характеристики, способы регулирования и расчеты мощности на валу и приводного электродвигателя. Показаны конструкции теплообменных аппаратов и приведены примеры расчета теплообменников разных типов. В отдельной главе приведены сведения об автономных источниках энергоснабжения предприятий. Раздел дополнен большим количеством таблиц с параметрами нового теплоэнергетического и теплотехнического оборудования.

В приложении рассмотрены вопросы энергоаудита на предприятиях промышленности, объектах сельскохозяйственно-го назначения. Здесь рассмотрены цели и задачи, порядок проведения энергоаудита, а также приведены таблицы параметров оборудования для его проведения.

В книге 488 стр., выпущена она в твердом переплете. По вопросам приобретения книги следует обращаться по адресу:

**107996, Москва, Садовая-Спаская, 18, «Колос»,
тел.: 207-19-45, 207-22-95, 207-21-25, 975-55-27.**

Московский институт энергобезопасности и энергосбережения (телефон (495) 965-37-90, сайт www.mieen.ru) в декабре 2006 г. и феврале 2007 г. издал следующие книги, рассчитанные на специалистов проектных, электромонтажных и эксплуатационных организаций, которые также могут быть рекомендованы в качестве учебных пособий для студентов энергетических специальностей.

ХАРЕЧКО В.Н., ХАРЕЧКО Ю.В. АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

4-е изд. — М.: ПТФ МИЭЭ, 2006. — 155 с.: ил.



В книге изложены требования ГОСТ Р 50345—99 (МЭК 60898—95) к автоматическим выключателям бытового и аналогичного назначения, которые широко применяют в электроустановках зданий для защиты от сверхтока электрических цепей. Рассмотрены конструкция и характеристики автоматических выключателей, приведена их классификация.

В книге представлены данные о номенклатуре выпускаемых автоматических выключателей, приведена информация о дополнительных устройствах, с помощью которых осуществляют управление, контроль и другие операции с автоматическими выключателями.

В отличие от предыдущих изданий книги, в четвертом издании изложены основные требования к использованию автоматических выключателей для защиты от перегрузки и короткого замыкания. Рассмотрены меры защиты от поражения электрическим током и применение автоматических выключателей в составе такой электрозащитной меры, как автоматическое отключение питания. Приведены примеры применения автоматических выключателей в электроустановках жилых зданий.

В книге также рассмотрены принцип действия, конструкция и характеристики устройств дифференциального тока, которые в совокупности с автоматическими выключателями образуют управляемые дифференциальным током автоматические выключатели бытового и аналогичного назначения со встроенной защитой от сверхтока (АВДТ).

Книга содержит 13 таблиц, 24 иллюстрации, библиография включает в себя 41 название.

ХАРЕЧКО В.Н., ХАРЕЧКО Ю.В. УСТРОЙСТВА ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ

4-е изд. — М.: ПТФ МИЭЭ, 2006. — 240 с.: ил.



В книге изложены требования стандартов, входящих в состав комплексов ГОСТ Р 51326 (МЭК 61008) и ГОСТ Р 51327 (МЭК 61009), к устройствам защитного отключения бытового и аналогичного назначения без встроенной защиты от сверхтока и со встроенной защитой от сверхтока, рассмотрены принцип действия и конструкция устройств защитного отключения, даны основные характеристики и приведена их классификация.

Представлены данные о номенклатуре выпускаемых устройств защитного отключения, приведена информация о дополнительных устройствах, с помощью которых осуществляют управление, контроль и другие операции с устройствами защитного отключения.

В книге рассмотрены меры защиты от поражения электрическим током и особенности использования устройств защитного отключения в электроустановках зданий в составе электрозащитных мер.

В отличие от предыдущих изданий книги, в четвертом издании выполнен анализ требований стандартов комплекса ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий», Правил устройства электроустановок седьмого издания и рекомендации СП 31 110 по применению устройств защитного отключения в низковольтных электроустановках. Рассмотрены основные принципы применения устройств защитного отключения и приведены примеры их применения в электроустановках жилых зданий.

Книга содержит 10 таблиц, 25 иллюстраций, библиография включает в себя 87 названий.



ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СИСТЕМ ДЫМОУДАЛЕНИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ВЕНТИЛЯЦИИ

Одной из подсистем пожарной безопасности является система дымоудаления, предназначенная для удаления дыма с эвакуационных путей во время пожара. Системы дымоудаления необходимы для высотных (10 и более этажей) жилых зданий и зданий административного и производственного назначения.

В общем случае система дымоудаления включает в себя вытяжную вентсистему с этажными клапанами в шахте (ах) дымоудаления, которые автоматически открываются от средств обнаружения пожара при пожаре; приточную вентсистему подпора воздуха в шахтах лифтов, которые при обнаружении пожара опускаются на 1 этаж, двери их открываются (далее они обслуживают только пожарных по особому алгоритму).

В соответствии с действующей в России номенклатурой оборудования противопожарной вентиляции и дымоудаления, подлежащего обязательной пожарной сертификации, разделяют следующие его группы со специальными названиями:

- вентиляторы дымоудаления для систем дымоудаления (Smoke exhaust fan);
- осевые, радиальные, крышные с горизонтальным и вертикальным выбросом потока горячих газов;
- огнезадерживающие клапаны (Fire dampers) для систем вентиляции и кондиционирования воздуха и клапаны дымоудаления для систем дымоудаления (Smoke dampers);
- осевые и радиальные вентиляторы и вентиляторные блоки.

Кроме этого, без специальной сертификации допускается применение вентиляторов для создания подпора — избыточного давления на путях эвакуации людей (Depressed fan).

Вентиляторы дымоудаления

Вентиляторы дымоудаления являются наиболее ответственными элементами механических систем противодымной защиты зданий. Они отвечают за удаление возникающих при пожаре газов и за отвод избыточного тепла за пределы обслуживаемого помещения или здания. Они строятся по аэродинамическим схемам общепромышленных вентиляторов, а также по специально разработанным аэродинамическим схемам. Главное отличие вентиляторов дымоудаления от общепромышленных в том, что они способны выдерживать более высокие температуры. Работоспособность вентиляторов при высокой температуре перемещаемой среды обеспечивается конструктивными мерами, позволяющими уменьшить тепловой поток к валу электродвигателя до допустимого уровня, в частности, использованием нержавеющей стали.

В жилых и общественных зданиях, в которых температура горения твердых тел принимается (по нормативным документам) $+300^{\circ}\text{C}$ и температура дыма перед вентилятором с учетом подсосов воздуха в клапанах и шахтах составляет $+150...+250^{\circ}\text{C}$, устанавливаются вентиляторы, которые могут выдержать в течение часа температуру $+400^{\circ}\text{C}$. Это, как правило, вентилятор из углеродистой стали со специальной крыльчаткой, осуществляющей обдув электродвигателя. В многофункциональных зданиях применяют

ся вентиляторы из углеродистой или нержавеющей стали, способные выдерживать $+400^{\circ}\text{C}$ в течение 2 часов. Для стоянок автомобилей, гаражей, складов и других помещений, в которых температура горения составляет $+450^{\circ}\text{C}$, устанавливаются вентиляторы из нержавеющей стали типа 12X18H10T, которые выдерживают температуру $+600^{\circ}\text{C}$ в течение часа или $+400^{\circ}\text{C}$ в течение 2 часов.

В зависимости от особенностей здания и требований заказчика в системе дымоудаления могут использоваться радиальные, осевые или крышные вентиляторы.

Радиальные вентиляторы дымоудаления в классическом исполнении («улитки») работают в диапазоне давлений от 0 до 2850 Па. Благодаря этому их можно использовать в различных сетях дымоудаления, в том числе с большим аэродинамическим сопротивлением, например, в многоэтажных зданиях. Как правило, рабочие колеса радиальных вентиляторов закрепляются непосредственно на валу электродвигателя (1-я конструктивная схема, модели ВР-80—75-ДУ и др.), реже используется клиноременная передача (5-я схема, модель ВР-85—66-ДУ). Модели радиальных вентиляторов с лопатками, загнутыми назад (ВР-80—75-ДУ; ВР-86—77-ДУ), легко переносят перегрузки по расходу дыма, в то время как вентиляторы с лопатками, загнутыми вперед (ВР-280—46-ДУ и др.), способны развивать наиболее высокое давление и имеют компактные размеры.

Главное отличие вентиляторов дымоудаления радиальных ВР-80—75-ДУ от стандартных вентиляторов состоит в возможности длительно, не менее одного часа (для отдельных моделей до 2 часов и более), работать на перекачку продуктов горения с температурой 400°C и даже 600°C , что подтверждается испытаниями на реальной печке-стенде, в которой горит топливо в смеси с воздухом.

Достижение таких свойств обеспечивается специальной системой охлаждения электромотора или применением специальных моторов. Кроме того, рабочее колесо изготавливается с многократным запасом прочности, так как при нагреве оно стремится «сложиться», то есть потерять изначальную геометрию. Для решения проблемы жесткости колеса вентилятора необходимо применение специальных, в том числе нержавеющей сталей.

Внешний вид — тоже проблема вентиляторов дымоудаления. Располагать оборудование с рабочей температурой 600°C в здании можно, но подготовка специального помещения тоже стоит денег, поэтому вентиляторы дымоудаления — первые кандидаты на «выселение» на кровлю. Действительно, малообслуживаемость позволяет производить установку вентиляторов на крыше, но внешний вид здания при этом не должен страдать, поэтому на кровлях появляются вентиляторы полностью оцинкованные и даже в нержавеющих корпусах.

Выпускаются аналоги вентиляторов типа ВЦ14—46 и ВР 80—75 практически без изменений габаритов и аэродинамики в исполнении как ДУ-400 и ДУ-600.



Отметим, что сейчас для этих вентиляторов появились гибкие вставки на 400°C и 600°C отечественного производства.

Осевые вентиляторы дымоудаления обычно имеют больший КПД по сравнению с радиальными. Их применяют при больших расчетных расходах дыма и малых аэродинамических сопротивлениях сети (максимальное давление, развиваемое осевыми вентиляторами дымоудаления, обычно не превышает 600-1000 Па), например, для устройства дымоудаления из одноэтажных зданий. Рабочее колесо осевых вентиляторов дымоудаления закрепляется на валу электродвигателя (1-я конструктивная схема, исполнение А), иногда для улучшения характеристик непосредственно за колесом устанавливается спрямляющий аппарат (исполнение Б, например, осевые вентиляторы ВО-25—188-ДУ; ВО-13—284-ДУ). В некоторых моделях осевых вентиляторов (например, вентиляторы ВОД) лопатки рабочего колеса могут устанавливаться под разными углами, благодаря чему вентилятор с одним диаметром колеса обеспечивает целую область режимов. Электродвигатель у осевых вентиляторов дымоудаления, как правило, размещается в теплоизолированной капсуле, защищающей его от воздействия потока горячих газов.

Крышные радиальные вентиляторы обеспечивают значительные расходы при малом или среднем давлении (до 1800 Па), что позволяет эффективно использовать их как в одноэтажных постройках, так и в зданиях повышенной этажности. Густой типоразмерный ряд крышных вентиляторов позволяет обеспечить заданный режим практически без запаса.

Устанавливают крышные радиальные вентиляторы под открытым небом, на кровлях зданий. Как и классические радиальные вентиляторы, они могут иметь рабочее колесо с лопатками, загнутыми вперед (ВКРВ-ДУ) или назад (ВКР-ДУ, ВКРМ-ДУ, ВКРН-ДУ, ВКРС-ДУ). В крышных вентиляторах ВКРВ2х-ДУ — 2 рабочих колеса с загнутыми вперед лопатками, что позволяет достигать наиболее высокого давления (1800 Па) и производительности при сохранении компактной конструкции. Выход потока отводимого из здания

дыма и теплого воздуха у крышных вентиляторов дымоудаления осуществляется в две противоположные стороны, за исключением модификаций ВКР и ВКРС, у которых дым отводится в разные стороны в параллельной крыше плоскости, через расположенную на боковой поверхности вентилятора решетку. Кроме того, на российском рынке появилась новая модель вентилятора ВКРВ, в которой дым и теплый воздух отводятся вверх, что предупреждает повреждение поверхности крыши под действием удаляемых высокотемпературных газов.

подавляющее большинство представленных на рынке вентиляторов дымоудаления имеют климатическое исполнение У, категорию размещения 2 по ГОСТу 15150—69. При защите электродвигателей от атмосферных воздействий и прямого солнечного излучения (штатно такая защита предусмотрена только у крышных и некоторых моделей осевых вентиляторов) допускается установка вентиляторов в условиях умеренного климата по категории размещения 1. То есть температура окружающего воздуха — от -40 до $+40^{\circ}\text{C}$, запыленность — не более 10 мг/куб. м, относительная влажность — не превышает 80% при температуре $+20^{\circ}\text{C}$. Окружающая среда не должна быть взрывоопасной и не должна содержать токопроводящую пыль, агрессивные газы и пары в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию. При установке вентиляторов в техническом помещении следует учитывать большое тепловыделение при перемещении горячей дымовоздушной смеси.

Под «давлением» для всех вентиляторов понимается напор, развиваемый при перемещении газа с плотностью 1,2 и температурой $+20^{\circ}\text{C}$.

Однако температура дыма и, соответственно, его плотность могут значительно отличаться от данных параметров, поэтому при подборе используют дополнительные шкалы давления для температур 400°C и 600°C , а также пересчетные формулы давления.

В случае с вентиляторами дымоудаления, особенно с крышными и осевыми, давлению или напору уделяется очень большое значение по следующей причине. Сопротивление каналов систем дымоудаления обычно сравнимо или превосходит сопротивление каналов обычных систем вентиляции и кондиционирования воздуха, но выделять специальные помещения под венткамеры из экономических соображений нежелательно.

При проектировании можно использовать возможность двухрежимной работы крышного вентилятора — как общеобменной, так и аварийной, для чего он поставляется с двухскоростным мотором. Размещение крышных или осевых вентиляторов без венткамеры делает их более предпочтительными по внешнему виду перед радиальными вентиляторами.

Крышные вентиляторы дымоудаления имеют и другие специфические особенности. Для защиты от возгорания кровли необходимо поднимать уровень выброса на 2 м (за счет применения специальных стаканов) или использовать последнюю разработку — вентилятор ВКРВ с выбросом потока воздуха вверх. Общая высота вентилятора, выступающая над кровлей, при этом не превышает 2 м.

Противодымные подпорные системы

Противодымные подпорные системы срабатывают после сигнала «пожарная тревога», когда для отдельных помещений (путей эвакуации) требуется создание избыточного давления подачей свежего воздуха; при этом использование общеобменных систем вентиляции не всегда возможно.

Установка на объекте компактных аварийных приточных систем подпора воздуха требует опять же дополнительных квадратных метров, которые стоят денег. Установка и этих блоков возможна на улице в виде эстетично выглядящих каркасно-панельных вентблоков типа ВБКП или непосредственно в ограждающих стенах при использовании осевых вентиляторов высокого (до 1000 Па) давления.

По материалам <http://sis.sibpressa.ru>

исполнения УХЛ4). Новые щитки обладают рядом преимуществ: степень защиты IP54; использование сверхпрочных материалов (поликарбонат); пожаробезопасность (АВС — затухающий пластик); компактность; функциональность и современный дизайн.

www.elec.ru

КАНАЛЬНЫЙ ВЕНТИЛЯТОР С ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ ВК- 315 — НОВАЯ ПРОДУКЦИЯ КОМПАНИИ «ЛИССАНТ-ДОН»

Эти вентиляторы применяются в системах приточно-вытяжной вентиляции промышленных и общественных зданий, а также в различных технологических установках и холодильном оборудовании. Вентилятор комплектуется электродвигателем с коммутацией вентильным электродвигателем на постоянных магнитах.

Преимущества:

Высокая экономия электроэнергии (за счет высокого КПД — 90%).

Экономия электроэнергии обеспечивает снижение эксплуатационных расходов на 30% .

Защита от перегрузок. Поскольку все параметры работы вентильного электродвигателя контролируются микропроцессором, он полностью защищен от перегрузок.

Плавный пуск. Использование микропроцессорного управления вентильным электродвигателем позволило обеспечить плавный пуск, что снижает пусковые токи до номинального значения, не создавая дополнительной нагрузки на электрическую сеть.

Регулирование скорости вращения вентилятора — по умолчанию включено в конструкцию вентильных электродвигателей.

Высокий ресурс работы. За счет высокого КПД вентильного электродвигателя и увеличения запаса мощности удалось достичь снижения рабочей температуры электродвигателя до 45°C , что, в свою очередь, значительно снизило износ подшипниковых узлов и увеличило ресурс электродвигателей.

www.lissantdon.ru



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ

ПРИКАЗ

О ПРЕДЕЛЬНЫХ УРОВНЯХ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ НА 2008 ГОД

(Д)

11 апреля 2007 г.

№ 67-э/4

В соответствии с Федеральным законом от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316; 1999, № 7, ст. 880; 2003, № 2, ст. 158; № 13, ст. 1180; № 28, ст. 2894; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 1 (ч. I), ст. 37; № 49, ст. 5125; № 52 (ч. I), ст. 5597; 2006, № 1, ст. 10), Постановлениями Правительства Российской Федерации от 22 августа 2003 г. № 516 «О предельных уровнях тарифов на электрическую и тепловую энергию» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 34, ст. 3377), от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (ч. 2), ст. 130, № 43, ст. 4401, № 47, ст. 4930, № 51, ст. 5526; 2006, № 23, ст. 2522) и на основании решения Правления ФСТ России от 11 апреля 2007 г. № р-11-э/4 приказываю:

1. Установить и ввести в действие с 1 января 2008 года предельные минимальные и максимальные уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую потребителям, в среднем по субъекту Российской Федерации, без учета дифференциации по группам потребителей, уровням напряжения, годовому числу часов использования заявленной мощности, зонам (часам) суток и календарной разбивки на 2008 год, согласно приложению № 1.

2. Установить и ввести в действие с 1 января 2008 года предельные минимальные и максимальные уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в среднем по субъекту Российской Федерации, без учета дифференциации по группам потребителей, видам теплоносителя, параметрам пара, системам централизованного теплоснабжения и календарной разбивки на 2008 год, согласно приложению № 2.

3. Установить и ввести в действие с 1 января 2008 года предельные минимальные и максимальные уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую населению в зонах централизованного и децентрализованного энергоснабжения, по субъекту Российской Федерации на 2008 год, согласно приложению № 3.

4. При установлении на территории субъекта Российской Федерации социальных норм потребления электрической энергии, предельные минимальные и максимальные уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую населению в зонах централизованного и децентрализованного энергоснабжения, по субъекту Российской Федерации на 2008 год устанавливаются в соответствии с приложением № 3.

Тарифы на электрическую энергию, поставляемую населению сверх указанных социальных норм потребления электрической энергии, устанавливаются на уровне экономически обоснованных тарифов.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

5. Рекомендовать органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов при установлении тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую потребителям, в том числе населению, на очередной финансовый год в рамках, указанных в пунктах 1—4 настоящего Приказа предельных уровней тарифов:

— учитывать макроэкономические показатели одобренного Правительством Российской Федерации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2008 год и основных параметров прогноза до 2010 года, изменение структуры, объемов и цен на топливо, используемое для производства электрической и тепловой энергии, в том числе за счет природных факторов, изменение объемов покупаемой энергоснабжающими организациями и поставляемой потребителям электрической и тепловой энергии, в том числе за счет увеличения покупки электрической энергии с оптового рынка электрической энергии (мощности) и перехода потребителей тепловой энергии на собственные источники теплоснабжения, а также имевшее место в предыдущие периоды тарифного регулирования экономически необоснованное сдерживание роста тарифов на электрическую и тепловую энергию;

— предусматривать, при необходимости, их календарную разбивку, дифференциацию по группам потребителей, уровням напряжения, годовому числу часов использования заявленной мощности, зонам (часам) суток, видам теплоносителя, параметрам пара и системам централизованного теплоснабжения.

6. Заверенная копия решения, принятого органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов во исполнение настоящего Приказа, в недельный срок со дня принятия решения направляется в Федеральную службу по тарифам.

Руководитель
Федеральной службы по тарифам
11 апреля 2007 г.
№ 67-э/4

С. НОВИКОВ

Зарегистрировано в Министерстве юстиции РФ
13 апреля 2007 г.
№ 9290

Приложение № 1

к Приказу Федеральной
службы по тарифам
от 11 апреля 2007 года
№ 67-э/4

**Предельные минимальные и максимальные уровни тарифов
на электрическую энергию, поставляемую потребителям, в среднем
по субъекту Российской Федерации, без учета дифференциации
по группам потребителей, уровням напряжения, годовому числу часов использования
заявленной мощности, зонам (часам) суток и календарной разбивки на 2008 год, коп./кВт. ч (без НДС)¹**

№	Наименование субъекта Российской Федерации	Минимальный уровень тарифа	Максимальный уровень тарифа
Центральный федеральный округ			
1	Белгородская область *	142,26	142,57
2	Брянская область	174,70	180,43
3	Владимирская область	148,56	155,02
4	Воронежская область	159,01	164,62
5	Ивановская область	176,85	178,91
6	Калужская область	153,29	160,97

¹ Установлены без учета предоставления субсидий бюджетам субъектов Российской Федерации на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

7	Костромская область	167,23	177,88
8	Курская область	135,26	145,58
9	Липецкая область	145,92	157,53
10	Московская область	156,02	161,89
11	Орловская область	160,73	168,81
12	Рязанская область	131,48	139,29
13	Смоленская область	171,28	179,33
14	Тамбовская область	186,51	201,05
15	Тверская область	171,54	180,49
16	Тульская область	154,18	161,07
17	Ярославская область	148,94	154,68
18	город Москва	155,68	168,54
Северо-Западный федеральный округ			
19	Республика Карелия	111,72	112,65
20	Республика Коми	246,95	257,70
21	Архангельская область	201,55	202,21
22	Ненецкий автономный округ	345,20	369,94
23	Вологодская область	150,42	153,39
24	Калининградская область	156,25	161,20
25	Ленинградская область	132,51	137,00
26	Мурманская область	86,81	87,32
27	Новгородская область	165,35	178,15
28	Псковская область	186,71	189,91
29	город Санкт-Петербург	151,63	159,12
Южный федеральный округ			
30	Республика Адыгея	162,65	171,65
31	Республика Дагестан	79,72	84,17
32	Республика Ингушетия	139,93	156,51
33	Кабардино-Балкарская Республика	163,96	171,30
34	Республика Калмыкия	183,94	185,08
35	Карачаево-Черкесская Республика	157,58	169,76
36	Республика Северная Осетия — Алания	140,32	141,26
37	Краснодарский край	162,65	171,65
38	Астраханская область	132,88	136,56
39	Волгоградская область	138,24	139,32
40	Ростовская область	162,37	174,87
41	Чеченская Республика	98,64	113,29
42	Ставропольский край	161,46	170,81
Приволжский федеральный округ			
43	Республика Башкортостан	116,78	117,29
44	Республика Марий Эл	163,19	166,79
45	Республика Мордовия	151,10	159,00

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

46	Удмуртская Республика	125,91	129,03
47	Чувашская Республика	111,91	116,46
48	Кировская область	141,91	148,69
49	Нижегородская область *	133,12	143,85
50	Оренбургская область	127,02	130,82
51	Пензенская область	157,46	167,09
52	Пермский край	128,17	134,87
53	Самарская область	134,99	139,15
54	Саратовская область	148,06	154,92
55	Ульяновская область	146,81	152,90
56	Республика Татарстан	139,23	141,43
Уральский федеральный округ			
57	Курганская область	159,87	160,15
58	Свердловская область	125,01	132,24
59	Тюменская область **	96,59	103,69
60	Челябинская область	130,31	133,22
61	Ханты-Мансийский автономный округ **	96,59	103,69
61'	Ханты-Мансийский автономный округ ***	97,37	104,54
62	Ямало-Ненецкий автономный округ **	96,59	103,69
62'	Ямало-Ненецкий автономный округ ***	137,11	144,75
Сибирский федеральный округ			
63	Республика Алтай	178,46	190,66
64	Республика Бурятия	132,81	138,07
65	Республика Тыва	131,33	134,36
66	Республика Хакасия	37,92	40,91
67	Алтайский край	150,55	154,42
68	Красноярский край	65,52	66,97
69	Кемеровская область *	111,06	112,43
70	Новосибирская область	114,17	116,99
71	Омская область	146,40	152,00
72	Томская область	143,09	152,41
73	Иркутская область	35,89	37,66
74	Читинская область	136,36	143,94
75	Агинский Бурятский автономный округ	136,36	143,94
Дальневосточный федеральный округ			
76	Республика Саха (Якутия)	214,40	230,84
77	Приморский край	172,06	181,97
78	Хабаровский край	219,38	227,20
79	Амурская область	152,08	160,03
80	Камчатский край	508,37	529,84
81	Магаданская область	229,75	257,42
82	Сахалинская область	243,89	262,01

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

83	Еврейская автономная область	190,96	192,46
84	Чукотский автономный округ	640,56	667,94
85	город Байконур	252,46	276,25

* Без потребления в Белгородской области ОАО «Лебединский ГОК», в Нижегородской области ОАО «Выксунский металлургический завод», в Кемеровской области ОАО «Новокузнецкий алюминиевый завод».

** Без учета децентрализованного электроснабжения.

*** С учетом децентрализованного электроснабжения.

Приложение № 2

к Приказу Федеральной
службы по тарифам
от 11 апреля 2007 года
№ 67-9/4

Предельные минимальные и максимальные уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в среднем по субъекту Российской Федерации, без учета дифференциации по группам потребителей, видам теплоносителя, параметрам пара, системам централизованного теплоснабжения и календарной разбивки на 2008 год, руб./гКал (без НДС)

№	Наименование субъекта Российской Федерации	Минимальный уровень тарифа	Максимальный уровень тарифа
Центральный федеральный округ			
1	Белгородская область	360,46	366,50
2	Брянская область	443,47	463,68
3	Владимирская область	340,00	341,38
4	Воронежская область	424,64	442,98
5	Ивановская область	383,00	411,13
6	Калужская область	465,58	468,22
7	Костромская область	421,03	425,65
8	Курская область	316,30	318,00
9	Липецкая область	253,58	269,39
10	Московская область	480,13	498,67
11	Орловская область	319,92	326,66
12	Рязанская область	347,59	354,78
13	Смоленская область	326,49	338,42
14	Тамбовская область	351,56	361,39
15	Тверская область	348,16	351,57
16	Тульская область	374,38	382,62
17	Ярославская область	472,99	478,22
18	город Москва	353,73	372,73
Северо-Западный федеральный округ			
19	Республика Карелия	357,78	374,09

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

20	Республика Коми	493,50	556,10
21	Архангельская область	491,61	534,42
22	Вологодская область	461,99	492,50
23	Калининградская область	721,69	741,33
24	Ленинградская область	421,33	427,67
25	Мурманская область	760,29	1 073,20
26	Новгородская область	390,36	403,77
27	Псковская область	500,64	511,56
28	город Санкт-Петербург	370,78	399,47
Южный федеральный округ			
29	Республика Адыгея	383,21	384,21
30	Республика Дагестан	332,01	345,38
31	Краснодарский край	407,23	427,71
32	Астраханская область	266,16	269,75
33	Волгоградская область	364,10	378,00
34	Ростовская область	421,43	444,58
35	Ставропольский край	357,30	365,52
Приволжский федеральный округ			
36	Республика Башкортостан	397,42	401,99
37	Республика Марий Эл	330,23	340,55
38	Республика Мордовия	313,42	320,57
39	Удмуртская Республика	313,91	321,87
40	Чувашская Республика	318,09	318,13
41	Кировская область	338,64	356,24
42	Нижегородская область	449,87	474,92
43	Оренбургская область	356,20	375,22
44	Пензенская область	325,00	370,06
45	Пермский край	335,28	354,56
46	Самарская область	378,82	383,93
47	Саратовская область	347,48	353,86
48	Ульяновская область	349,24	365,80
49	Республика Татарстан	373,98	389,73
Уральский федеральный округ			
50	Курганская область	331,11	360,84
51	Свердловская область	309,82	313,75
52	Тюменская область	211,72	212,20
53	Челябинская область	358,34	370,95
54	Ханты-мансийский автономный округ	246,42	250,09
55	Ямало-Ненецкий автономный округ	812,58	870,14
Сибирский федеральный округ			
56	Республика Бурятия	398,97	409,99
57	Республика Тыва	496,57	547,57

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

58	Республика Хакасия	290,10	318,64
59	Алтайский край	331,15	335,37
60	Красноярский край	312,20	322,89
61	Кемеровская область	343,35	349,00
62	Новосибирская область	287,60	295,64
63	Омская область	343,46	413,72
64	Томская область	350,55	361,76
65	Читинская область	275,06	280,44
66	Иркутская область	237,00	238,00
Дальневосточный федеральный округ			
67	Республика Саха (Якутия)	392,52	408,20
68	Приморский край	225,54	231,58
69	Хабаровский край	333,79	357,40
70	Амурская область	443,32	448,76
71	Камчатский край	1 067,98	1 097,33
72	Магаданская область	1 944,68	2 046,01
73	Сахалинская область	425,71	428,42
74	Чукотский автономный округ	1 593,92	1 684,84
75	город Байконур	793,37	845,63

Приложение № 3

к Приказу Федеральной
службы по тарифам
от 11 апреля 2007 года
№ 67-э/4

**Предельные минимальные и максимальные
уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую
населению в зонах централизованного и децентрализованного
энергообеспечения, по субъекту Российской Федерации
на 2008 год, коп./кВт. ч (без НДС)**

№	Наименование субъекта Российской Федерации	Минимальный уровень тарифа городского населения	Максимальный уровень тарифа городского населения
Центральный федеральный округ			
1	Белгородская область	169,00	172,00
2	Брянская область	164,00	166,00
3	Владимирская область	183,00	185,00
4	Воронежская область	155,00	157,00
5	Ивановская область	180,00	183,00
6	Калужская область	192,00	195,00
7	Костромская область	180,00	184,00
8	Курская область	169,00	172,00

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

9	Липецкая область	153,00	155,00
10	Московская область	202,00	205,00
11	Орловская область	166,00	169,00
12	Рязанская область	172,00	176,00
13	Смоленская область	164,00	166,00
14	Тамбовская область	159,00	162,00
15	Тверская область	188,00	192,00
16	Тульская область	182,00	184,00
17	Ярославская область	160,00	163,00
18	город Москва	233,00	237,00
Северо-Западный федеральный округ			
19	Республика Карелия	115,00	117,00
20	Республика Коми	175,00	178,00
21	Архангельская область	192,00	194,00
22	Ненецкий автономный округ	191,00	194,00
23	Вологодская область	185,00	188,00
24	Калининградская область	179,00	185,00
25	Ленинградская область	165,00	167,00
26	Мурманская область	129,00	131,00
27	Новгородская область	187,00	190,00
28	Псковская область	188,00	192,00
29	город Санкт-Петербург	183,00	185,00
Южный федеральный округ			
30	Республика Адыгея	202,00	205,00
31	Республика Дагестан	89,00	90,00
32	Республика Ингушетия	159,00	162,00
33	Кабардино-Балкарская Республика	175,00	178,00
34	Республика Калмыкия	194,00	197,00
35	Карачаево-Черкесская Республика	192,00	195,00
36	Республика Северная Осетия - Алания	179,00	182,00
37	Краснодарский край	202,00	205,00
38	Астраханская область	171,00	173,00
39	Волгоградская область	164,00	166,00
40	Ростовская область	189,00	193,00
41	Чеченская Республика	89,00	90,00
42	Ставропольский край	179,00	182,00
Приволжский федеральный округ			
43	Республика Башкортостан	124,00	126,00
44	Республика Марий Эл	157,00	160,00
45	Республика Мордовия	158,00	160,00
46	Удмуртская Республика	157,00	160,00
47	Чувашская Республика	139,00	141,00

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

48	Кировская область	172,00	176,00
49	Нижегородская область	141,00	150,00
50	Оренбургская область	123,00	125,00
51	Пензенская область	142,00	144,00
52	Пермский край	157,00	164,00
53	Самарская область	166,00	169,00
54	Саратовская область	155,00	157,00
55	Ульяновская область	155,00	157,00
56	Республика Татарстан	160,00	163,00
Уральский федеральный округ			
57	Курганская область	183,00	186,00
58	Свердловская область	157,00	159,00
59	Тюменская область	116,00	119,00
60	Челябинская область	126,00	132,00
61	Ханты-Мансийский автономный округ	116,00	119,00
62	Ямало-Ненецкий автономный округ	116,00	119,00
Сибирский федеральный округ			
63	Республика Алтай	206,00	209,00
64	Республика Бурятия	151,00	154,00
65	Республика Тыва	140,00	142,00
66	Республика Хакасия	82,00	83,00
67	Алтайский край	190,00	192,00
68	Красноярский край	99,00	101,00
69	Кемеровская область	107,00	108,00
70	Новосибирская область	128,00	129,00
71	Омская область	166,00	171,00
72	Томская область	142,00	144,00
73	Читинская область	137,00	139,00
74	Агинский Бурятский автономный округ	137,00	139,00
75	Иркутская область	44,00	45,00
Дальневосточный федеральный округ			
76	Республика Саха (Якутия)	225,00	230,00
77	Приморский край	159,00	162,00
78	Хабаровский край	197,00	200,00
79	Амурская область	162,00	165,00
80	Камчатский край	303,00	308,00
81	Магаданская область	221,00	225,00
82	Сахалинская область	326,00	338,00
83	Еврейская автономная область	183,00	185,00
84	Чукотский автономный округ	345,00	351,00
85	город Байконур	217,00	221,00