

СОДЕРЖАНИЕ

СЛОВО РЕДАКТОРА	3
НОВОСТИ ЭНЕРGETИКИ	4
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ	12
Конкуренспособный ремонт	12
РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ	19
Мировой рынок кондиционеров. Новые тенденции	19
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО	23
Источники автономного и резервного электроснабжения	23
Новое испытательное оборудование от компании ISA	35
Анализаторы качества электрической энергии	38
О токе прикосновения	45
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ	58
Как избежать проблем при эксплуатации котлов	58
Автономная теплоэлектростанция для предприятия непрерывного цикла	64
Выбор системы отопления промышленного здания	67
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ	69
Российский рынок автоматики для систем кондиционирования и вентиляции	69
ХОЛОДИЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	72
Подбор промышленных водоохладителей для термoplastавтоматов и экструдеров	72

ЖУРНАЛ
**«ГЛАВНЫЙ
ЭНЕРГЕТИК» №9**

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 электроснабжения 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 1-е полугодие 2008 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 №9/2007



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

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ **74**

Методика испытания трансформаторного масла **74**

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ **84**

К вопросу об экономической эффективности
двухтарифных счетчиков электроэнергии **84**

ОБМЕН ОПЫТОМ **87**

Опыт оптимальной организации водно-химического режима
отопительных котельных малой и средней мощности **87**

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ **94**

Средства сокращения потерь электроэнергии и повышения
эффективности электроустановок **94**

КНИЖНАЯ ПОЛКА **98**



Уважаемые читатели!

Журнал «Главный энергетик» продолжает обсуждение вопросов эксплуатации и оптимизации управления энергетическим комплексом на производстве. Вот лишь некоторые достаточно актуальные материалы, которые мы предлагаем вашему вниманию в этом номере.

— Ведущие компании рассматривают техническое обслуживание оборудования как стратегически важную область повышения конкурентоспособности производства. О том, как улучшить эффективность техобслуживания рассказывается в статье «Конкурентоспособный ремонт», подготовленной сотрудниками консалтинговой компании McKinsey.

— Специалисты Московского энергетического института, авторы статьи «Источники автономного и резервного электроснабжения», анализируют принципиальные схемы и технические характеристики основных мини-ТЭЦ, применяемых на различных предприятиях России.

— Существенная часть сбоев и неполадок современного производственного оборудования, систем контроля, автоматики и управления связана с отклонениями в качестве питающей электроэнергии. В материале «Анализаторы качества электрической энергии» приведены характеристики наиболее известных и хорошо зарекомендовавших себя на практике цифровых анализаторов качества электроэнергии.

— Необходимость одновременно решать вопросы энергосбережения, причиной чего стала чрезмерная энергорасточительность, и проблему дефицита электрической мощности, связанную с высокой степенью изношенности оборудования электростанций, объясняет стремление оптимизировать суточные графики распределения электрической нагрузки за счет применения двухтарифных электросчетчиков. В статье «К вопросу об экономической эффективности двухтарифных счетчиков электроэнергии» предлагается вариант методики расчета экономической эффективности реальной энергосистемы, полученной в результате введения двухставочных тарифов.

— Наиболее распространенными устройствами компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях являются конденсаторные батареи. В статье «Средства сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности электроустановок» рассмотрены некоторые из наиболее перспективных конденсаторных установок.

Эти и другие материалы, а также наши традиционные новости энергетики и нормативные документы представлены в сентябрьском номере журнала.

С уважением,
главный редактор журнала
Сергей Леонов

ЭНЕРГОКОМПАНИИ ЮГА РОССИИ ЗАИНТЕРЕСОВАЛИСЬ ОБОРУДОВАНИЕМ «ВЫСОКОВОЛЬТНОГО СОЮЗА»

На состоявшейся в июне в Дивноморске Краснодарского края научно-технической конференции «Пути повышения надежности, эффективности и безопасности энергетического производства» «Высоковольтный союз» представил свое оборудование. Об этом корреспонденту ИА REGNUM сообщили в пресс-службе холдинга.

В докладе «Современное коммутационное и распределительное оборудование 6—110 кВ» заместитель коммерческого директора по технике ЗАО «Высоковольтный союз» Сергей Буряков предложил решения в сфере повышения надежности и эффективности производства электроэнергии. В своем выступлении он рассказал слушателям о последних разработках холдинга — о современной специально разработанной программе «Ретрофит», благодаря которой можно продлить срок службы КРУ и КСО. В настоящее время в России и странах СНГ в эксплуатации находится большое количество КРУ прежних годов выпуска, ресурс которых отработан либо близок к завершению. Опыт эксплуатации КРУ, восстановленных с помощью программы «Ретрофит», показал эффективность такого подхода. Также вниманию слушателей были представлены и другие разработки компании — ячейки КУ-10С и КУ-10Ц.

Главные инженеры и технические специалисты энергокомпаний проявили особый интерес к представленным ячейкам КУ-10Ц, предназначенным для использования в распределительных устройствах собственных нужд электростанций, на электрических подстанциях и электроустановках предприятий всех отраслей промышленности.

Как пояснили в пресс-службе холдинга, на сегодняшний день Геленджикскими электросетями

рассматривается вопрос о реконструкции подстанции с использованием ячеек КУ-10Ц производства «Высоковольтный союз». Также главный инженер Адыгейских электросетей ОАО «Кубаньэнерго» заинтересовался вакуумными выключателями программы «Ретрофит» для встраивания в существующую ячейку «Кубаньэнерго».

Отметим, что мероприятие проводилось под эгидой Международной энергетической академии и Краснодарского краевого отделения Российского научно-технического общества энергетиков и электротехников.

ИА REGNUM

В ЯРОСЛАВСКОЙ ОБЛАСТИ ПОСТРОЯТ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЦЕНТР ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

29 июня 2007 в Ярославле подписано соглашение о создании на территории Ярославской области международного технологического центра по разработке, продвижению и внедрению энергосберегающих технологий и технологий возобновляемой энергии.

Об этом сообщил бывший первый заместитель губернатора области Владимир Ковалев.

Документ подписали заместитель губернатора Вячеслав Блатов, директор областного департамента топлива, энергетики и регулирования тарифов Александр Коротков, директор технологического центра Лихтенау Гюнтер Бенек, директор немецкой фирмы EW-ГМБх Эберхард Рёзен, представитель EW-ГМБх в Ярославле Владимир Ковалев.

«Строительство центра будет вести компания «Энерджи-Волд-Ярославль» — дочернее предприятие германской компании EW-ГМБх, «Ольсберг». Сейчас ведутся подготовительные работы, имеется проектная документация объекта. Он будет размещаться на земельном участке

площадью 3 га. Инвесторами строительства будут выступать зарубежные и российские компании. Прогнозная стоимость инфраструктуры центра — 5—7 млн евро», — рассказал Владимир Ковалев.

В центре альтернативной энергетики будут размещаться дочерние предприятия, представительства российских и зарубежных компаний, специализирующихся на разработках и внедрении энергосберегающих технологий и технологий возобновляемой энергии — ветровой, геотермальной, солнечной, энергии биомассы. В нем также будет создан бизнес-инкубатор для развития фирм, специализирующихся на разработке и внедрении таких технологий.

Центр будет оказывать консалтинговые услуги, проводить обучение и повышение квалификации инженерных кадров предприятий строительной и индустриальной сфер, маркетинговую подготовку российских энергосберегающих технологий и технологий возобновляемой энергии для продвижения за границу. Также на его базе предполагается создание выставочного комплекса.

www.regnum.ru

КОМПАНИЯ ЗАО «ЭНЕРГОПРОМИНВЕСТ» ПОСТРОИТ НОВУЮ ГТЭС ПО ЗАКАЗУ НОГИНСКОГО ТЕПЛОвого ЦЕНТРА

Строительство электростанции мощностью 64 МВт ведется в Ногинском районе Московской области. Это четвертая ГТЭС в Инвестиционной программе компании «ЭнергоПромИнвест».

Проект энергоцентра реализуется в два этапа. На первом этапе (2-й квартал 2008г.) будут введены две ГТУ UGT15000 производства НПКГ «Зоря»-«Машпроект» электрической мощностью по 16 МВт. Котлы-утилизаторы тепловой мощностью по 20 МВт изготовит ЗАО «УЭМЗ» (Ухта).

Полностью станция будет введена в эксплуатацию в первом квартале 2009 г., когда начнут работать еще два энергоблока UGT15000 в когенерационном цикле. Расчетная тепловая мощность станции — 80 МВт, температурный график теплоносителя — 110/70 °С. Основным топливом ГТЭС будет природный газ среднего давления от сетей «Мособлгаз», аварийным — дизельное топливо.

Номинальное напряжение на клеммах генераторов всех установок — 10,5 кВ. Разработчиком АСУ ТП верхнего уровня на элементной базе Siemens определено ООО «Автонит» (С.-Петербург).

Станция предназначена для работы в локальной сети для энергоснабжения промышленного комплекса «Дега-парк», с последующим подключением в параллель с Мосэнерго. Часть тепла будет передаваться новым микрорайонам Ногинска и Электростали.

Для аварийного энергоснабжения ГТЭС предусмотрена резервная дизельная станция контейнерного исполнения производства ЗАО «НГ-Энерго». В ее состав входят два дизель-генератора Cummins единичной мощностью 1 МВт.

«Турбины и дизели»

ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ УВЕЛИЧИВАЮТСЯ

Данные о повышении тарифа на электроэнергию в 2007—2010 гг. РАО «ЕЭС России» приводит в финансовом отчете. По их данным, тарифы на электроэнергию в 2007 году выросли на 9,5—58,3%, в 2008 году — на 8,4—28%, в 2009 году — на 10,3—26,9%, в 2010 году — на 7,6—30,4%. В отчете поясняется, что приведены цифры самого низкого и самого высокого тарифов электростанций.

Максимальный рост прогнозируется для отдельных станций для окупаемости их затрат. В текущем году средний отпускной тариф составил

10,1%, в 2008 году, по прогнозам Минэкономразвития, не превысит 12%. Сценарные допущения роста тарифов сделаны из оценки тарифной политики прошлого года.

НИА «Кузбасс»

ТРИ ГПЭС APG3000 УВЕЛИЧАТ МОЩНОСТЬ ЭНЕРГОЦЕНТРА НА ВЕРХ-ТАРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Новое оборудование энергоцентра, поставленное компанией «Энерготех», включает в себя три газопоршневые установки Waukesha APG3000, систему газоподготовки, пневмопуска и АСУ ТП. В соответствии с существующим архитектурно-строительным решением энергоцентра все системы будут размещаться в отдельных всепогодных контейнерах арктического исполнения. В качестве топлива будет использоваться попутный нефтяной газ с низким значением метанового индекса WKI=54. Ввод энергоустановок в эксплуатацию увеличит суммарную электрическую мощность энергоцентра на 6 МВт.

ООО «Энерготех» осуществит работы под ключ, включая проектирование, строительство, монтаж и пусконаладочные работы. Объект будет сдан в эксплуатацию в III квартале текущего года и обеспечит энергоснабжение технологических объектов промысла.

В середине апреля на месторождении были запущены и успешно прошли 72-часовые испытания две ГПЭС Waukesha VHP9500GL единичной мощностью 1,125 МВт, утилизирующие попутный нефтяной газ.

Верх-Тарское месторождение расположено на севере Новосибирской области и является крупнейшей нефтяной площадкой региона. По результатам эксплуатационного бурения, проведенного в 2005 году, геологические запасы составляют

63 млн т нефти, извлекаемые — 30 млн. Промышленную разработку месторождения с 2000 года осуществляет ОАО «Новосибирскнефтегаз».

www.rosteplo.ru

ОАО «ЯМАЛТРАНССТРОЙ» ЗАКУПИЛО ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Блочно-контейнерные электростанции предназначены для автономного энергоснабжения фирмы «Ямалтрансстрой», занимающейся строительством трубопроводов.

В передвижных блок-контейнерах на ползках смонтировано по две дизельные электростанции АД-100 мощностью по 100 кВт. Контейнеры укомплектованы дополнительными топливными баками (по 500 л) на каждую станцию и системой автоматической дозаправки.

Электростанции АД-200 (мощностью по 200 кВт) установлены по одной в каждом контейнере (в котором предусмотрен отсек для персонала).

Всего поставлено двенадцать электростанций АД-100 и четыре — АД-200.

www.rosteplo.ru

ОТЕЛЬ С ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИЕЙ ОТКРЫЛСЯ В МОСКВЕ

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.

Расположение гостиницы в начале Русаковской улицы выгодно отличает ее от других гостиничных комплексов центра города — в непосредственной близости от отеля располагаются Ленинградский, Ярославский и Казанский железнодорожные вокзалы, проходит Третье транспортное кольцо и две станции Московского метрополитена «Красносельская» и «Сокольники», что позволяет легко и удобно добираться до любого района столицы или международного аэропорта «Шереметьево-2», до которого всего 30 км.

Отель располагается на 10 этажах с 230-ю современными просторными номерами, включая один президентский, которые позволят разместить 400 посетителей. Общая площадь гостиницы составляет 27 тыс. кв. м. Для инвалидов подготовлены два специальных номера. Три этажа предназначены для некурящих гостей.

www.vz.ru

МИНПРОМЭНЕРГО РФ СЧИТАЕТ ЭФФЕКТИВНЫМ ВЗИМАНИЕ ПЛАТЫ ЗА ПОДКЛЮЧЕНИЕ К ИСТОЧНИКАМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Министерство промышленности и энергетики РФ считает эффективным взимание платы за подключение к источникам энергоснабжения, сообщил заместитель министра промышленности и энергетики Андрей Дементьев журналистам.

«Плата за присоединение сейчас — это самый реальный источник развития распределительных сетей», — заявил он, отметив, что плата за присоединение является механизмом, «имеющим право на существование и в дальнейшем».

По словам А. Дементьева, в том случае, если плата за присоединение будет отменена, распределительно-сетевые компании получат возможность отказываться в подключении потенциальным потребителям.

Кроме того, это приведет к возобновлению перекрестного финансирования, когда плата за присоединение будет включена в тарифы за передачу электроэнергии по сетям.

Интерфакс

СКОРО ВО МНОГИХ СТРАНАХ МИРА БУДЕТ ВВЕДЕН ЗАПРЕТ НА ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЛАМП НАКАЛИВАНИЯ

Больше ста лет человечество пользуется гениальным изобретением Томаса Эдисона — электрической лампочкой. Казалось бы, найти ей замену невозможно. Однако в этом году Евросоюз принял декларацию, направленную на борьбу с глобальным потеплением климата.

Руководители 27 стран Евросоюза согласились к 2020 году увеличить долю возобновляемых источников энергии — воды, ветра, солнца — до 20%, перевести, как минимум, 10% транспорта на биотопливо, а также перейти на использование флуоресцентных ламп вместо ламп накаливания. Это позволит снизить выбросы углекислого газа, накопление которого в атмосфере Земли приводит к так называемому «парниковому эффекту» и потеплению климата. Канцлер Германии Ангела Меркель подчеркивает, что каждый человек может внести свой вклад в борьбу с загрязнением окружающей среды, используя энергосберегающие источники света.

Уже в 2009 году страны Евросоюза должны полностью перейти на использование энергосберегающих ламп. Это позволит снизить выбросы вредных газов на 25 млн т в год. В этом же году в Великобритании начнет действовать запрет на производство и использование традиционных ламп накаливания. Министр финансов Великобритании Гордон Браун даже обещает налоговые льготы для владельцев домов, которые сами обеспечивают себя энергией — устанавливают на крышах солнечные панели, ветрогенераторы, используют энергосберегающие лампы. Как показывают расчеты, если каждая семья в Великобритании заменит три лампочки по 60 или 100 Вт на лампы нового типа, удастся сэкономить больше электроэнергии, чем это нужно для освещения улиц всей страны.

Австралийский министр охраны окружающей среды Малькольм Тернбулл полагает, что постепенное ограничение продажи лампочек старого образца позволит Австралии к 2012 году сократить выброс парниковых газов на 4 млн т, а также снизить плату за электроэнергию на 66%.

В Соединенных Штатах Америки предпринимаются аналогичные шаги. В штате Калифорния принят закон, запрещающий продажу обычных лампочек с 2012 года. Подобные законопроекты готовятся в штатах Северная Каролина, Род-Айленд и Коннектикут. По данным американских исследователей, замена одной лампочки накаливания электрической мощностью 75 Вт флуоресцентной лампой мощностью 20 Вт при одинаковой яркости позволит снизить выбросы в атмосферу двуокиси углерода почти на полтонны, а также сэкономить 55 долларов за счет более длительного срока использования.

Правительство Канады, где через три года также будет запрещена лампа накаливания, стимулирует население к использованию энергосберегающих ламп. Уже в течение нескольких лет все купившие флуоресцентные лампы получают государственные купоны на скидку.

В мае 2007 года мэрия Пекина заменила на улице Чаньянь фонари мощностью 25 Вт на новые энергосберегающие мощностью 5 Вт. Это сократило на 80% расходы на ночное уличное освещение главной улицы китайской столицы.

Высокие темпы развития современного мира в условиях уменьшения природных запасов топлива подталкивают человечество не только к поиску новых источников энергии, но и к рациональной организации жизни, эффективному использованию энергии.

В Нидерландах потребители, покупающие экономичные и энергосберегающие товары, получают премии. Например, за покупку каждого квадратного метра теплозащитной облицовки покупатель получает 20—30 евро, при приобретении экономичной стиральной машины — дотацию в 100 евро.

В Дании каждый потребитель платит дополнительный налог в размере 0,08 цента за один киловатт-час в фонд экономии электроэнергии, созданный в 1998 году. Из этих средств датчане финансируют энергосберегающие проекты, например, кампанию по переводу зданий с электроотопления на центральное отопление от ТЭЦ. Подобный фонд есть и в Великобритании.

Глава энергетического агентства Германии Dena Coler выступает за другой путь. Он считает, что потребитель должен сам осознать выгоду эффективного расходования энергии. Агентство снабдило торговую сеть специальной литературой, с помощью которой покупатель сможет легко подсчитать, сколько евро он будет экономить в год, если возьмет более экономичный электроприбор, например холодильник.

В Японии действует программа Top Runner-лидер. В каждом классе товаров выбирается самый экономичный электроприбор, и он становится стандартом на срок от 3 до 12 лет. Все приборы конкурентов должны равняться на него. Если до истечения этого срока им не удастся достичь аналогичных показателей, их обя-

зуют «энерготранжирами», и продажу таких товаров могут запретить. А совсем недавно в токийских супермаркетах стали продаваться носки с большой дыркой. Это еще один результат программы японского правительства, проводящего программу экономии электроэнергии. Начиная с 2005 года, каждое лето госучреждения обязывают устанавливать кондиционеры на отметке не ниже 28 °С, а также настоятельно рекомендуют это и частным фирмам. Программа экономии электроэнергии получила название «На работу — без галстука». Служащие носят на работу легкую свободную одежду, а теперь к ней добавились и носки, в которых не жарко.

Дырка на носке аккуратно обшита по краям и приходится на подошву, так что создается впечатление, что все правила дресс-кода соблюдены. Когда-то бедняки носили ложные манишки, чтобы скрыть отсутствие средств на покупку рубашки. Сегодня жители одной из самых высокоразвитых стран мира не боятся быть смешными, чтобы их страна оставалась в лидерах.

РАО «ЕЭС России»

КОГЕНЕРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ — НАДЕЖНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГОНОСИТЕЛЯМИ (ГЕРМАНИЯ)

На производственной площади дрезденского завода AMD (Fab 36) изготавливаются 64-битные высокопроизводительные микропроцессоры X86 на базе 300мм кремниевых пластин. Процесс изготовления кремниевых кристаллов осуществляется в сотни технологических этапов и занимает несколько недель. Всё оборудование для их производства имеет компьютерное управление, особо чувствительное к малейшим колебаниям напряжения. Поэтому

качество и надежность энергоснабжения должны быть безупречны. Скачок напряжения продолжительностью всего доли секунды может привести к сбою или даже аварийному отключению оборудования. Следствием этого неизбежно будут многомиллионные убытки.

Генераторы газопоршневых агрегатов должны не только безотказно вырабатывать электроэнергию, но и поддерживать отклонения от заданных значений частоты и напряжения в очень жестких пределах.

Газопоршневые агрегаты для Центра энергоснабжения (EVC II), который расположен на территории завода Fab 36, поставила компания DEUTZ Power Systems GmbH & Co. KG.

Генераторы разработаны и изготовлены концерном AVK. С апреля 2005 года все агрегаты, созданные на базе 16 цилиндрических двигателей TCG2032V16, находятся в режиме непрерывной эксплуатации.

В здании электростанции установлено шесть агрегатов общей электрической мощностью 24 МВт.

В режиме базовой нагрузки работают только четыре агрегата. Пятый агрегат автоматически запускается при пиковых нагрузках, шестой является резервным (для проведения техобслуживания и регламентных работ на одном из агрегатов).

Заказчиком были выдвинуты три основных требования для обеспечения энергоснабжения завода: электро-, тепло- и холодоснабжение с соблюдением очень высоких параметров качества энергии.

Согласно техническому заданию, отклонение напряжения от номинального значения не должно превышать 8%, отклонение по частоте — не более 1%, сбои в электроснабжении полностью исключены. Это требование обеспечивается за счет применения двух секций с номинальным напряжением 20 кВ и распределительного устройства.

Через секцию HQ-SS потребитель непосредственно снабжается электроэнергией, которую вырабатывают газопоршневые энергоблоки. Через

внешнюю секцию NS-SS поставляется электроэнергия из общей сети электроснабжения. Между двумя секциями установлены четыре динамических источника бесперебойного питания (ИБП) компании RWE Piller GmbH, в которых применено устройство сохранения кинетической энергии Piller Powerbridge. Накопленная маховиком кинетическая энергия используется для компенсации при «пропадании» напряжения или при недопустимых отклонениях характеристик входной электросети.

Устройство Powerbridge способно аккумулировать до 16,5 МВт энергии и обеспечить автономную работу оборудования при полной нагрузке в интервале до 57 секунд. Этого времени достаточно для устранения перебоев в электропитании.

При нормальном режиме работы системы электрическая машина ИБП раскручивается входящим в ее состав электродвигателем, работающим от внешней электросети. Оборудование запитывается от электрогенератора ИБП через соединительный дроссель.

С высокими параметрами качества должна быть не только производимая электроэнергия — тепловая энергия, утилизируемая газопоршневыми агрегатами в виде горячей воды, также не должна иметь отклонений от заданной температуры более чем на 2 °С.

Тепловая энергия от выхлопных газов и от охлаждения двигателей используется для выработки горячей воды и пара. Горячая вода подается на одноступенчатую абсорбционную холодильную установку и проходит через теплообменник. Вода на выходе из теплообменника, имеющая температуру 80 °С, используется для обогрева помещения, а также для нагревания очищенной воды.

Теплая вода (32 °С) используется для подогрева поданного снаружи воздуха, осушается он при помощи холодной воды температурой 5 °С. Холодная вода с температурой 11 °С используется для охлаждения воздуха в камере очистки.

Пар приводит в работу двухступенчатую абсорбционную холодильную установку. При необходимости производится дополнительное количество пара с помощью газовых котлов (изготовленных фирмой Loos Deutschland GmbH). Дополнительное производство холода осуществляется четырьмя компрессорными холодильными установками (поставлены компанией York Deutschland GmbH). Все установки могут подключаться к 5- или 11-градусному контуру холодной воды.

Чтобы повысить общую эффективность энергетического цикла, для производства теплой воды температурой 32 °С дополнительно используется энергия охлажденной воды холодильной установки, циркулирующей по замкнутому циклу.

www.turbine-diesel.ru

НА ТЕРРИТОРИИ МЕЖДУНАРОДНОГО АЭРОПОРТА ДОМОДЕДОВО БУДЕТ ПОСТРОЕНА АВТОНОМНАЯ МИНИ-ТЭЦ

Международный аэропорт Домодедово и ОАО «Фирма «ЦЕНТРОЭНЕРГОМОНТАЖ» заключили договор на проектирование и строительство мини-ТЭЦ на территории аэропорта Домодедово.

Проект создания мини-ТЭЦ направлен на повышение качества и надежности электро- и теплоснабжения аэропортского комплекса. Мини-ТЭЦ станет важным элементом энергосети аэропорта Домодедово и позволит получить экономический эффект за счет использования утилизированного тепла от мини-ТЭЦ для теплоснабжения.

Тепловая мощность мини-ТЭЦ составит 100 МВт, электрическая мощность 1-й очереди составит 12 МВт, а 2-й очереди в перспективе — 24 МВт.

Наличие мини-ТЭЦ позволит в случае отключения от Московской энергосистемы ОАО «Мосэнерго» автономно

обеспечивать электроэнергией ключевые объекты аэропортской инфраструктуры, в первую очередь — сам аэровокзальный комплекс.

Планируемое время сдачи мини-ТЭЦ в эксплуатацию — ноябрь 2008 года.

www.avia.ru

ПЕРМСКАЯ ГАЗОТУРБИНАЯ УСТАНОВКА ОСВЕТИТ И СОГРЕЕТ АЭРОПОРТ ВНУКОВО

В Перми состоялась передача первой газотурбинной установки ГТЭ-10ПК, изготовленной по заказу Внуковского авиаремонтного завода.

Газотурбинная установка ГТЭ-10ПК на базе авиационного двигателя Д-30КУ/КП номинальной мощностью 10МВт является совместной разработкой ОАО «Авиадвигатель» и ОАО «Внуковский авиаремонтный завод» («ВАРЗ-400»). Контракт на разработку и изготовление двух газотурбинных энергоблоков ГТЭ-10ПК для эксплуатации в составе ГТУ-ТЭЦ был заключен в конце декабря 2005 года.

Первый энергоблок для внуковской ГТУ-ТЭЦ выполнен в виде испытательного стенда для разрабатываемых в Перми газотурбинных установок. Его ввод в эксплуатацию запланирован на лето 2007 года. Второй энергоблок, который будет оснащен котлом-утилизатором для выработки тепловой энергии, планируется отгрузить заказчику во второй половине текущего года.

Для проведения приемки в Пермь прибыла делегация представителей «ВАРЗ-400» во главе с первым заместителем генерального директора Н.Г. Соловьевым.

«ГТУ-ТЭЦ на базе авиадвигателей Д-30КУ/КП полностью обеспечит потребности комплекса «Аэропорт Внуково» в электроэнергии и тепле», — уверен Н.Г. Соловьев. По его словам, создание и успешный ввод в эксплуа-

тацию ГТЭ-10ПК мощностью 10 МВт на базе ОАО «ВАРЗ-400» открывает широкие перспективы по оснащению новых ГТУ-ТЭЦ во многих регионах России, в том числе и ближайшем Подмосковье.

Дополнительная информация:

Двигатели Д-30КУ/КП, ставшие базовыми для разработки газотурбинной установки ГТЭ-10ПК, являются одними из самых надежных в истории российского авиапрома. Они были созданы в начале 1970-х годов для самолетов Ил-62М и Ил-76. Комплекующие детали и узлы новой газотурбинной установки выполняются на основе разработанных ранее конструкций по заказу ОАО «Газпром» и имеющих в настоящее время суммарную наработку в эксплуатации более 5 млн часов.

«Авиадвигатель»

НА РЕЧИЦКОМ ГИДРОЛИЗНОМ ЗАВОДЕ НАЧАЛИСЬ РАБОТЫ ПО ВВОДУ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ КОТЕЛЬНОЙ НА ЛИГНИНЕ (БЕЛОРУСИЯ)

На Речицком опытно-промышленном гидролизном заводе начались пусконаладочные работы по вводу в эксплуатацию котельной установки, работающей на отходах производства — лигнине. После запуска этой установки суммарная мощность заводского комплекса, работающего на твердых видах топлива, увеличится до 16 т пара в час. Об этом корреспонденту БЕЛТА сообщил начальник Гомельского областного управления по надзору за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов при Комитете по энергоэффективности при Совете Министров Белоруссии Николай Прусенко. Проект по созданию комплекса, работающего на отходах гидролизного производства, начал реализовываться в Речице два года назад. Он включает

в себя три этапа. На первом, в январе 2006 года, была введена в эксплуатацию первая котельная установка на лигнине. С пуском еще одной такой установки завершится второй этап. А последним этапом проекта станет монтаж в 2008 году электрогенерирующих установок на базе паровых турбин.

Николай Прусенко отметил, что в 2006 году на установке, сжигающей лигнин, было выработано 13,1 тыс. Гкал, что равноценно импортозамещению более 2 млн куб. м природного газа. Себестоимость 1 Гкал составила 16 тыс., или почти в пять раз меньше, чем на обычных котельных. После выхода комплекса на проектную мощность планируемый эффект от сжигания лигнина составит более 8 млн куб. м замещения природного газа в год, или свыше 10 тыс. т условного топлива, а себестоимость товарной продукции, вырабатываемой на заводе, снизится на 30%.

Кроме использования пара и тепла для собственных нужд, завод будет обогревать в зимнее время жилые микрорайоны Речицы. Что касается исходного сырья для работы котельной, то в окрестностях города накопилось не менее 3 млн т отходов гидролизного производства. Даже при максимальной нагрузке котельной данного количества лигнина хватит, минимум, на 10 лет.

«Белта»

LEGRAND ПОКУПАЕТ ЗАВОД «КОНТАКТОР»

Как говорится в пресс-релизе французской компании, покупка российского предприятия является частью ее стратегии по увеличению присутствия на развивающихся рынках. ОАО «Контактор» входит в число крупнейших заводов электротехнической промышленности России, выпускает низковольтные автоматические выключатели, комплектные трансформаторные подстанции, счетчики электроэнергии и другую продукцию.

В прошлом году выручка предприятия, на котором работает 2400 чел., составила 35 млн евро, увеличившись на 43%. Продажи Legrand в России в течение последних 13 лет в среднем увеличивались на 40% в год, говорится в пресс-релизе.

www.vz.ru

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЙ ЗАВОД ПРИЗНАН ЛИДЕРОМ ОТРАСЛИ

Как сообщили в отделе маркетинга Новосибирского электромеханического завода, вручение награды — ордена «Лидер отрасли» — состоялось в Москве. По словам организаторов конкурса, национальная премия «Лидер отрасли» призвана способствовать пропаганде лидеров отраслей и новых технологий. Лидерство в бизнесе подразумевает финансовую стабильность предприятия и исключительность личных качеств руководителя, умение грамотно конкурировать в рамках избранной отрасли и социальную ответственность.

news. ngs. ru

НОВОЕ В ДИАГНОСТИКЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ — УВЕЛИЧЕНИЕ БЕЗАВАРИЙНОГО ИНТЕРВАЛА РАБОТЫ

В связи с этим с каждым годом увеличиваются затраты на проведение комплексных обследований и диагностики. Оценка фактического состояния силового оборудования по результатам диагностических измерений — очень сложная и актуальная задача, решением которой занимаются специалисты Службы диагностики и испытаний электрооборудования. Испытатели — это своеобразные доктора в энергетике, чем раньше они обнаружат неисправность, тем меньше

потери на восстановление работоспособности оборудования. Для решения этой задачи в ОАО «Алтайэнерго» создана лаборатория по диагностике электрооборудования. В период с 2006 по первый квартал 2007 было приобретено новое диагностическое оборудование на сумму около 4 миллионов рублей. Тепловизионный контроль проводится прибором Thermo CAM P65. Этот вид неразрушающего контроля является одним из основных направлений развития системы технической диагностики, которая обеспечивает возможность определения теплового состояния оборудования без вывода его из работы, выявления дефектов на ранней стадии развития, приблизительно за 8—12 месяцев до его повреждения. Это приводит к сокращению затрат на техническое обслуживание за счет прогнозирования сроков и объема ремонтных работ. На Хроматографе (Кристалл — 2000 М) проводится хроматографический анализ газов (ХАРГ), определение количественного содержания фурановых производных и воды, растворенной в трансформаторном масле. Это позволяет определить наличие дефектов на ранних стадиях развития в силовых и измерительных трансформаторах, высоковольтных вводах, по содержанию газов в масле узнать, выработал ли трансформатор свой ресурс или еще может эксплуатироваться. Мобильный индикаторный комплекс (МИК — 1) позволяет определить состояние фарфоровых опорно-стержневых изоляторов на разъединителях 110 кВ под рабочим напряжением. Комплекс измерительный для диагностики качества контуров заземления (КДЗ-1) позволяет определить без вскрытия грунта трассы прокладки и глубину залегания заземлителей; определить наличие и качество связей оборудования с заземляющим устройством; провести измерения значения сопротивления растеканию тока заземляющего устройства с учетом отходящих коммуникаций и без них, провести измерения напряжения шага и прикосновения. Иноземцев Александр

Васильевич, начальник службы диагностики и испытаний электрооборудования: «С помощью нового диагностического оборудования стало возможным своевременно определить состояние электрооборудования и повысить надежность снабжения потребителей электроэнергией. При выполнении работ по диагностике электрооборудования большинство аварий будет предупреждено. В соответствии с концепцией развития диагностики электрооборудования в будущем планируется осуществлять переход от планово-предупредительных ремонтов на ремонты электрооборудования по состоянию.

www.eprussia.ru

ЗАВЕРШЕНО СТРОИТЕЛЬСТВО ТЭС ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «ДАНФОСС- ИСТРА» (ИСТРИНСКИЙ РАЙОН, МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Теплоэлектростанция построена для обеспечения энергией и теплом производственных площадей и административных корпусов подмосковного предприятия «Данфосс-Истра» (Истринский район, Московская область). Новая ТЭС имеет общую электрическую мощность 1140 кВт и максимальную проектную тепловую мощность — 1,15 МВт.

Специалисты Группы компаний «А.Д.Д.» провели предпроектные работы, корректировку части проектных работ, разработали рабочую документацию, АСУ ТП, обеспечивающую работу технологических систем ТЭС в автоматическом режиме с выводом информации на диспетчерский пульт, подготовили техническую документацию. Особенностью проекта является разработанный специалистами Группы «А.Д.Д.» алгоритм параллельной работы дизельных и газопоршневых установок, благодаря которому оборудование ТЭС может работать на двух видах топлива.

Для монтажа внутренних систем станции были поставлены три газопоршневые установки PG475B (FG Wilson) с системами утилизации тепла и ДГУ SL400P1 для обеспечения электроэнергией потребителей первой категории. Основное теплогенерирующее оборудование ТЭС — два водогрейных жаротрубных котла Vitoplex-100 (Viessman), оснащенные комбинированными двухтопливными горелками для газа и дизельного топлива.

www.rosteplo.ru

ПРЕЗИДЕНТ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН ОЦЕНИЛ СТРОИТЕЛЬСТВО ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ НА ТЕРРИТОРИИ НИЖНЕКАМСКОЙ ТЭЦ, КОТОРАЯ БЫЛА ТОРЖЕСТВЕННО ПУЩЕНА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Это событие, приуроченное к торжествам в честь 40-летия ОАО «Нижнекамскнефтехим», увенчало более чем двухлетнюю совместную работу нефтехимиков и энергетиков республики по созданию нового энергоисточника для нужд нефтеперерабатывающей отрасли.

Первый ковш с котлована будущего комплекса ГТУ-75 был вынут на площадке за 4-й градирней производственно-технического комплекса №1 НкТЭЦ в июне 2005 года, ознаменовав начало важного этапа не только в реконструкции Нижнекамской ТЭЦ, но и в развитии энергосистемы в целом, ведь в данном случае модернизация энергопредприятия велась при непосредственном участии основного потребителя его продукции.

«Наша мечта — вот она, — сказал генеральный директор ОАО «Татэнерго» Ильшат Фардиев, открывая вторую в республике газотурбинную установку (первая ГТУ построена на Казанской ТЭЦ-1 на собственные

средства энергохолдинга). — Есть повод для радости — в энергетику приходит частный инвестор. Все эти годы строительства мы с нефтехимиками работали синхронно, только в этом случае можно добиться желаемых результатов».

Минтимер Шаймиев особо поблагодарил нефтехимиков и энергетиков за то, что они нашли общий язык и интересы, отвечающие обеим сторонам. «Нам нужно выдерживать конкуренцию, идти дальше, созидать дальше, и без интеграции эти задачи не решить», — подчеркнул он, говоря о реформировании энергосистемы и сложности стоящих перед ней задач.

Основная сложность, по словам главы республики, заключается в том, что наша энергосистема попутно вырабатывает много тепла, и это является для нее обузой в плане рентабельности. Экономичная газотурбинная технология позволяет решить вопрос теплоснабжения НКНХ за счет более низкой себестоимости энергии, вырабатываемой на ГТУ, поскольку производство теплотенергии при этом становится более эффективным. А это — весомый аргумент при работе на рынке электроэнергетики.

В условиях острейшего дефицита финансовых средств совместное инвестирование энергетических проектов энергетиками и энергопотребителями является наиболее перспективным. Исторически сложилось, что большая часть генерирующих мощностей жестко связана с одним крупным потребителем: так, Нижнекамская ТЭЦ обеспечивает в основном потребности ОАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «Нижнекамскшина», «ТАИФ-НК» и города.

Для удовлетворения их всевозрастающих потребностей было принято решение о сооружении трех газотурбинных установок нового поколения, интегрированных в технологическую структуру станции, мощностью по 25 мегаватт каждая. В 2004 году был подписан с компанией General Electric (США) контракт на поставку газотурбинных устано-

вок типа MS 5001N для реконструкции Нижнекамской ТЭЦ.

Суммарная мощность газотурбинных установок совместно с котлами-утилизаторами составит 75 МВт электрической энергии и 150 т/ч пара (30 ата).

Если основное оборудование — газовые турбины, генераторы, дожимные компрессоры прибыли из Италии (фирмы Nuovo Pignone — филиала GE), то котлы-утилизаторы (ОАО «ИК ЗИОМАР», Подольск) и часть вспомогательного оборудования — отечественного производства. Генподрядчиком строительства выступила фирма ОАО «Камаглавстрой», а заказчиком ОАО «НКНХ».

Строительство комплекса ГТУ-75 — это только начало большого пути в реконструкции Нижнекамской ТЭЦ. На втором этапе предусмотрено строительство парогазового комплекса мощностью уже 225 МВт. В настоящее время имеется технико-экономическое обоснование Нижегородского ТЭПа с вариантами размещения в главном корпусе ПТК-1 или на свободных площадях ПТК-2 (бывшей НкТЭЦ-2).

www.rosteplo.ru

НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ БУДЕТ СОЗДАНА ЛОКАЛЬНАЯ СИСТЕМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Минэкономразвития РФ совместно с РАО, «ЕЭС России» и другими заинтересованными ведомствами предлагают создать локальную систему электроэнергетики на Дальнем Востоке. Как передает корреспондент «Росбалта», об этом сообщил замминистра МЭРТ Виталий Савельев.

«Необходимость решения данной проблемы связана с устранением инфраструктурных ограничений, которые на Дальнем Востоке намного существеннее, чем в общем по России», — сказал Савельев на заседании правительства РФ в ходе рассмотрения проекта федеральной целевой програм-

мы по развитию Дальнего Востока и Забайкалья в 2008—2013 гг.

Одной из проблем электроэнергетической отрасли на Дальнем Востоке замминистра назвал высокий уровень тарифов и затраты на производство электроэнергии. По данным Савельева, на одну тысячу ВРП в этом регионе требуется, как минимум, 48 кВт*час, в то время как в среднем по России эта цифра составляет 43,4 кВт*час.

«Мы исходим из необходимости оптимизировать схему электрогенерации, повешение эффективности производства электроэнергии и снижение зависимости от северного завоза», — подчеркнул Савельев.

Замминистра сообщил, что планируется существенное расширение сетевого хозяйства на Дальнем Востоке, а также повышение возможностей внутреннего перетока электроэнергии. По его словам, в целом на Дальнем Востоке в рамках программы планируется построить 59 новых объектов ТЭК, в том числе два региональных газопровода.

Также будет решен вопрос газификации Хабаровского края, построены мини-ТЭЦ в Якутии и на Камчатке, проведена оптико-волоконная линия от Камчатки до Сахалина. По данным Савельева, отобраны 10 инфраструктурных проектов по Дальнему Востоку общей стоимостью 700 млрд руб. Они будут реализовываться на основе частно-государственного партнерства, и 170 млрд руб. будет выделено из средств инвестиционного фонда РФ. По словам замминистра, речь, в частности, идет о развитии мощностей по добыче и переработке урана в Южной Якутии, создание новых угольных разрезов, развитие горно-химических и газо-химических комплексов. Кроме того, предполагаются работы по расширению пропускной способности БАМа, строительство ЦБК в Амурской области, гидрокаскада в Бурятии.

Информационный центр
Правительства Москвы
«Мосинформ»



**Михаэла Нагель,
Василий Номоконов,
«Вестник McKinsey»**

КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫЙ РЕМОНТ

Публикуется с согласия редакции «Вестника McKinsey». Статья вышла в десятом номере журнала. Полностью номер можно прочитать на сайте www.vestnikmckinsey.ru

В условиях, когда успех компании на рынке все больше зависит от уровня производственной эффективности, реформирование, казалось бы, второстепенной сферы техобслуживания и ремонтов оказывается действенным способом усиления конкурентоспособности, тем более что современные принципы организации техобслуживания позволяют одновременно повысить его качество и снизить временные и финансовые издержки на него.

Техническое обслуживание и ремонты — уязвимое место многих восточноевропейских производственных предприятий. С одной стороны, эта сфера зачастую практически неподконтрольна руководству. Предприятиям не хватает объективной информации о состоянии оборудования, никогда не известно, когда и где будут простои, сколько времени и средств потребуется на устранение тех или иных неисправностей. Кроме того, ремонты часто проводятся нерегулярно и в пожарном режиме, во время планово-профилактических работ не предупреждаются будущие поломки, а устраняются уже происшедшие. С другой стороны, техобслуживание и ремонты — сфера второстепенная, поэтому даже если у руководства и появляется желание навести в ней порядок, то обычно из-за обилия более важных дел до этого просто не доходят руки.

Самое очевидное следствие неразберихи — неконтролируемость и непредсказуемость расходов. Объективных данных для расчета бюджета нет, и ремонтники, пользуясь этим, могут шантажировать руководство предприятия угрозой возникновения аварийных ситуаций, требуя увеличения своего бюджета. Однако слабая организация сферы техобслуживания и ремонтов имеет куда более опасное следствие — значительное отставание многих предприятий в производственной эффективности. На многих крупных промышленных предприятиях, расположенных в странах бывшего СССР, коэффициент эффективности использования оборудования (КЭИО; доля времени, когда оборудование полноценно работает) значительно ниже, чем в развитых странах. По обобщенным оценкам, КЭИО российских металлургических предприятий составляет 55—60%, тогда как в развитых странах этот показатель достигает 80—85%. Анализ деятельности одного горнодобывающего предприятия также показывает, что отставание от среднемировых показателей составляет несколько десятков процентов (см. схему 1). Длительные и непрогнозируемые простои, нечеткость организации ремонтной деятельности, отсутствие необходимых запчастей — все это приводит к снижению объемов производства и качества продукции.

По мере ужесточения конкуренции организация техобслуживания и ремонтов будет иметь все большее значение, ведь от нее во многом будет зависеть стабильность работы оборудования, к чему стремится все больше производственных компаний¹. Реформирование этой сферы — процесс долгий и сложный, но предприятиям, которые хотят

¹ См., в частности, интервью с Дж. Вумеком («Устами пророка») в этом номере «Вестника McKinsey».



Схема 1. Эффективность использования техники восточно-европейским горнообогатительным комбинатом

достичь производственного совершенства и выйти на показатели ведущих компаний мира, рано или поздно придется взяться за эту работу. В то же время, судя по нашему опыту, многим руководителям, даже тем, кто в целом осознает серьезность проблемы, не хватает знаний о современных принципах организации технического обслуживания. Рассмотрим для начала вопрос о выборе подхода, а затем перейдем к особенностям внедрения новых принципов².

Несуществующая дилемма

При выборе принципа организации технического обслуживания и ремонтов логично руководствоваться единственной целью — обеспечить стабильное и предсказуемое функционирование производства. Многие руководители признают серьезные недостатки в организации техобслуживания на своих предприятиях, но тем не менее не спешат начинать преобразования. По их мнению, чтобы сделать все «как положено», придется увеличить расходы на ремонты и запчасти, чаще проводить техобслуживание и останавливать оборудование.

На самом деле две задачи — повысить эффективность работы оборудования и снизить издержки как финансовые, так и временные, на его обслуживание — не противоречат друг другу: выбрав правильную стратегию, можно, как это ни странно, решить их обе. Тому есть практические подтверждения: судя, например, по результатам анализа предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей, у компаний с лучшими показателями рентабельности инвестиций самые низкие затраты на техническое обслуживание и ремонты (см. схему 2). Причина проста: приложив усилия к тому, чтобы сделать техническое обслуживание прозрачным и предсказуемым, эти компании научились планировать и управлять издержками на него, а благодаря сокращению времени незапланированных простоев и увеличению надежности оборудования вырос КЭИО и, соответственно, производительность в целом.

В чем же заключается спасительный подход? Идеология ремонтов за свою долгую эволюцию преодолела три основные стадии — реагирующее обслуживание, плановое и минимизация дефектов (см. схему 3).

Реагирующее обслуживание — самый очевидный и распространенный, но в то же время самый «отсталый» подход. Тут главное — как можно быстрее устранить неисправность и вернуть оборудование «в строй». Если, скажем, на заводе практикуется такой подход, то постоянно ломающийся в одном

² В этой статье мы не рассматриваем стратегию передачи технического обслуживания на аутсорсинг по причине недостаточного количества независимых поставщиков такого рода услуг в России и рискованности аутсорсинга для предприятий, на которых постоянное и квалифицированное техобслуживание имеет определяющее значение для производственного процесса. (Прим. авт.)

КОНДИЦИОНЕР, ОХЛАЖДАЮЩИЙ ВОЗДУХ БЕЗ СКВОЗНЯКОВ

Концерн Zehnder Group — один из крупнейших европейских производителей отопительного оборудования — представил российскому рынку охлаждающий шкаф Zehnder COS. Основное отличие нового устройства для охлаждения воздуха от традиционных кондиционеров — отсутствие сквозняков при работе.

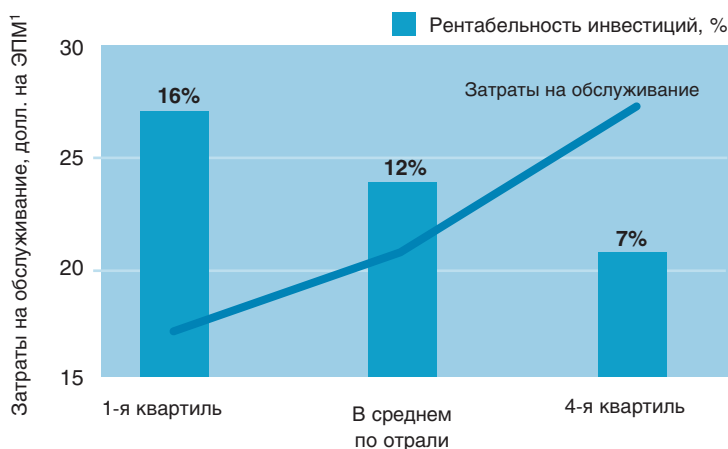
Прибор представляет собой теплообменник, расположенный в металлическом шкафу. Он состоит из полипропиленовых капиллярных труб, по которым течет холодная вода. Охлаждение происходит естественным путем по принципу гравитации. Теплый воздух, попадая в шкаф через верхнюю решетку, отдает тепло теплообменнику, охлаждается и опускается. Обратно в помещение прохладный воздух выходит через нижнюю решетку.

Среди преимуществ Zehnder COS — бесшумная работа и отсутствие в конструкции вентиляторов, что значительно снижает энергозатраты, сообщает пресс-служба ООО «Цендер ГмбХ». Охлаждающий шкаф компактен и легко встраивается в мебель и стены. Новый «кондиционер» несложно мыть, конструкция разработана таким образом, что при необходимости теплообменник можно вынимать из шкафа.

Zehnder COS поставляется практически готовым к работе. Его мощность — до 1000 Ватт. Срок службы — более 25 лет. Новое устройство подходит для переговорных, серверных, гостиничных номеров и спален. А отсутствие вибрации и постоянно поддерживаемые с помощью специального регулирующего устройства температура охлаждения и влажность делает Zehnder COS идеальным решением для винных погребов.

Концерн Zehnder Group — это группа заводов-производителей приборов отопления с центральным офисом в Швейцарии, основанная в 1895 г. В 1930 году Роберт Цендер изобрел и запатентовал первый в мире трубчатый радиатор. Концерн имеет более чем 60-летний опыт в производстве радиаторов, изготавливаемых серийно и под заказ по индивидуальным размерам, представленным клиентом. В настоящее время фирма имеет свои заводы в ряде европейских стран, а также в США и Китае, и является ведущим производителем

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ



¹ Эквивалент перерабатываемых мощностей

Схема 2. Эффективность нефтеперерабатывающих заводов и затраты на обслуживание

и том же месте насос будут раз за разом быстро чинить, не пытаясь детально разобраться в причинах повторяющихся сбоев.

Более дальновидное плановое обслуживание нацелено на предотвращение неисправностей и потому предполагает планово-профилактические ремонты. С тем же насосом на предприятии, где предпочитают плановое обслуживание, поступят иначе: заметив, что он ломается, например, каждые три месяца, его будут регулярно чинить до наступления предполагаемого срока выхода из строя. Такой подход экономически выгоден: для профилактического ремонта нужно гораздо меньше времени и ресурсов, чем для исправления непредусмотренных поломок, ведь в этом случае можно точно рассчитать потребность в запчастях и рабочей силе и спланировать время ремонтников так, чтобы оборудование простаивало как можно меньше.

Наконец, самый передовой из рассматриваемых подходов — минимизация дефектов — предполагает выявление глубинных причин выхода оборудования из строя и их устранение. Решение проблемы может привести к пересмотру технологического процесса (например, вообще будет устранена необходимость в насосе), конструкторским изменениям, замене материала, из которого изготовлено оборудование. Для минимизации дефектов требуется высокая квали-



Схема 3. Подходы к техобслуживанию

фикация ремонтников и операторов, а кроме того, их (а иногда и конструкторов) заинтересованность в реализации улучшений оборудования. Этот подход позволяет постоянно поднимать качество техобслуживания, искореняя причины поломок, что и объясняет его положительное воздействие на эффективность производства.

Детали преобразований

Вкратце, суть преобразований состоит в том, чтобы собрать объективную информацию о состоянии оборудования и наиболее частых простоях и поломках, найти и устранить их глубинные причины и организовать работу ремонтников и операторов оборудования так, чтобы количество простоев постоянно снижалось, то есть запустить цикл непрерывного совершенствования. Таким образом, процесс реформирования разделяется на несколько стадий: первоначальную диагностику, трансформацию, выбор стратегии и закрепление новых методов работы (см. схему 4).

Условия и особенности каждой компании уникальны, но мы не раз убеждались, что незачем проводить преобразования сразу в масштабах всего предприятия. Лучше сосредоточиться на нескольких производственных участках, так называемых областях прорыва, изменения на которых ощутимо отразятся на всем производственном процессе. Такая узкая направленность дает неоспоримое преимущество — она позволяет решить конкретные проблемы, сформировать у людей новые навыки, изменить их отношение к работе и проконтролировать ситуацию. Наведя порядок в самых проблемных областях, можно переходить на новые производственные участки.

Но как выявить проблемные области? Это одна из задач первого этапа преобразований, этапа диагностики. Цель диагностики — составить полную картину сложившейся на предприятии системы технического обслуживания, понять ее основ-



Схема 4. Этапы процесса преобразований

ные недочеты и оценить масштаб предстоящих перемен. Команда, проводящая преобразования, собирает сведения о том, простые какого оборудования чаще всего приводят к остановке всего производственного процесса, и определяет первые области прорыва. В результате у руководства должна появиться обширная информация: сколько простаивает то или иное оборудование, какая часть этого времени приходится на плановые простои, а какая — на аварийные, каковы основные причины сбоев, сколько времени при плановых простоях уходит на ремонтные работы, а сколько, например, на ожидание запасных частей или ремонтной бригады. Составить более или менее объективное представление о состоянии ремонтной сферы на восточноевропейских предприятиях — непростая задача, ведь информацию о простоях, ремонтах и состоянии оборудования, как правило, никто не собирает и не анализирует.

Затем наступает стадия трансформации и выбора стратегии. Именно на ней проводящая реформу команда, уже обладая всей необходимой информацией, решает задачу снижения количества простоев и усовершенствования практики техобслуживания.

В первую очередь анализируются причины основных сбоев в работе. Один из самых простых, но в то же время действенных способов выявления глубинных причин получил название «пять "почему"». Опыт показывает, что, задав пять вопросов о сути той или иной проблемы, можно добраться до ее глубинной причины (см. схему 5). Устранив ее, предприятию больше не нужно будет постоянно бороться с ее многочисленными последствиями. Идея непрерывного совершенствования заключается в том, чтобы регулярно анализировать причины возникающих проблем и стараться искоренять их, улучшая тем самым показатели деятельности, в данном случае — сокращая время простоев.

По результатам анализа причин составляется список работ для ремонтников и рабочий график для операторов, работающих на том или ином оборудовании, который бы гарантировал правильную эксплуатацию этого оборудования. В графике для операторов, в частности, указывается, когда нужно чистить, протирать и смазывать станки, проверять показания датчиков и т.д. Этот прием дает вполне ощутимый результат, поскольку значительное количество простоев на предприятиях бывшего СССР объясняется

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

«Пять "почему"»: анализ причин поломки клапанов гидропресса



Схема 5. Пример глубинного анализа проблемы на металлургическом предприятии: «пять "почему"»

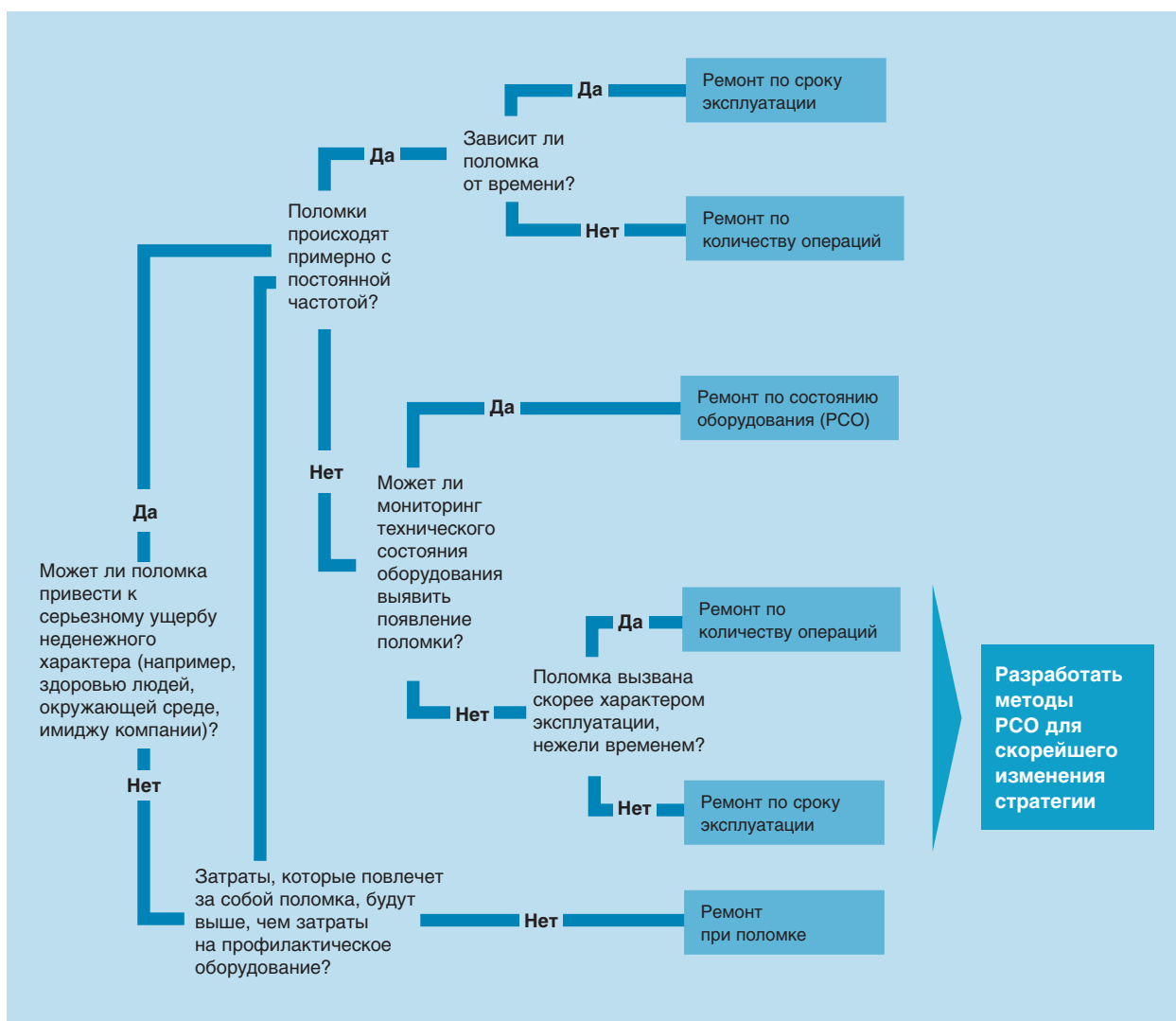


Схема 6. Пример определения стратегии обслуживания

ненадлежащей эксплуатацией оборудования. Таким образом, одновременно осуществляются и профилактика, и ремонт.

Когда работа над первыми проблемными участками завершена, то есть собрана статистика, искоренены основные проблемы и уменьшено количество простоев, можно начинать работу на второстепенных участках, простои на которых теперь стали самыми важными. Постепенно преобразования должны охватить все основные производственные участки.

После того как оборудование начинает работать более стабильно и прогнозируемо, наступает черед следующего этапа — формулировки стратегии техобслуживания для каждого типа оборудования. Проведя экономический анализ собранных данных, можно определить оптимальный принцип обслуживания того или иного агрегата или узла: скажем, «менять в случае поломок», «менять после определенного количества операций» и т.д. (см. схему 6). Например, если известно, что деталь выходит из строя примерно раз в полгода, но она очень дорого стоит и ее можно быстро заменить, то логично делать это лишь в случае поломки. Разработав стратегию обслуживания и замены важнейших узлов и деталей, компания значительно сократит финансовые и временные издержки на профилактику. В свою очередь, стратегия техобслуживания позволяет усовершенствовать систему обеспечения запасными частями. Сегодня в этой сфере зачастую царит хаос: многие предприятия не знают, сколько запчастей им нужно иметь в запасе, не установлены нормы их выдачи, из-за непредсказуемости поломок многие запчасти хранятся прямо в цехах. Все это приводит к неконтролируемым расходам и дополнительным задержкам при ремонтах. Добившись прозрачности в ремонтной деятельности, предприятие сможет создать осмысленную систему обеспечения запчастями и на основе четких экономических параметров определять, как часто менять запчасти, какие из них целесообразнее хранить на складе, а какие — заказывать по мере необходимости.

Наконец, чтобы обеспечить постоянное совершенствование, нужно провести мероприятия по закреплению новых навыков у сотрудников. Имеются в виду профессиональная подготовка сотрудников, семинары по обучению анализу глубинных причин проблем, формирование навыков совместной работы операторов и ремонтников. Важнейший фактор успеха преобразований — создание прозрачной системы управления эффективностью деятельности, позволяющей отслеживать результаты и мотивировать сотрудников.

Не стоит недооценивать важность работы с персоналом, ведь переход к новому принципу техобслуживания — это существенный культурный сдвиг. От привычек реагирующего обслуживания избавиться нелегко. За что обычно ценят ремонтников? За умение быстро запустить вышедшее из строя оборудование. Однако быстрый ремонт, который кажется логичным в традиционной культуре, на самом деле лишь закрепляет и усугубляет причину простоев: наверняка наспех исправленная поломка проявится вновь. Кроме того, в рамках традиционной культуры сами рабочие, как правило, не заботятся о сохранности оборудования, хотя ответственное и аккуратное отношение операторов к своим станкам увеличивает их надежность и срок службы. Воспитание такого отношения — трудная задача, и решить ее в одночасье невозможно.

Стоит отметить, что повышение эффективности технического обслуживания, как правило, позволяет уменьшать количество работников ремонтных служб. В то же время приоритетом подобных преобразований в России может быть увеличение коэффициента эффективности использования оборудования, а не оптимизация численности штата. Однако, если руководство предприятия считает сокращения оправданными, оно может за счет снижения количества аварийных простоев перевести персонал из дежурных смен в дневную, а затем, по мере стабилизации ситуации, сократить численность и дневного персонала.

стальных трубчатых и алюминиевых радиаторов отопления, конвекторов, потолочных панелей лучистого отопления; дизайн-радиаторов для ванных комнат, кухонь и прихожих.

Московское представительство концерна Zehnder Group открылось в 2003 году, в связи с ростом спроса в России на высококачественные приборы отопления для создания комфорта в доме, офисе и на предприятии. Среди радиаторов Zehnder есть модели, разработанные специально для России, которые можно подключать напрямую к системе горячего водоснабжения. Вся продукция прошла сертификацию в РФ.

www.nestor.minsk.by

НОВИНКА — ВЕНТИЛЯТОР HYBLADE™ ОТ EBM-PAPST

На Ганноверской ярмарке 2007 года немецкая компания ebm-papst представила новый вентилятор HyBlade™ с диаметром рабочего колеса 710 мм, с лопастями, которые выполнены из алюминия и полимерных материалов. Вентилятор отличается улучшенными шумовыми характеристиками и повышенным коэффициентом полезного действия.

Серии исследований, проведенные инженерами компании, показали, что сочетание таких разных материалов как алюминий и полимер обеспечивает надежную работу механизмов вентилятора и положительно влияет на его общую массу.

Вскоре на рынке ожидается пополнение ассортиментной линии вентиляторов серии HyBlade™ вентиляторами других типоразмеров диаметром от 500 до 910 мм.

По материалам
ООО «ЕБМ-ПАПСТ Украина»

В ПЕРМИ ОТКРЫЛАСЬ НОВАЯ ЛИНИЯ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ

4 июля в Перми состоялась церемония открытия линии производства теплоизоляционных материалов Aeroflex. Данную линию впервые в России открыло ООО «Управляющая компания «Альфа-Инвест», которое ранее занималось поставками данного вида теплоизоляции из-за рубежа.

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ



Схема 7. Изменение издержек при переходе от реагирующего обслуживания к плановому

Основная трудность

Намечая преобразование сферы техобслуживания и ремонтов, руководители предприятия должны отдавать себе отчет в том, что им предстоит тяжелая и долгая работа. Кроме того, такая программа не дает быстрого и ощутимого результата, хотя требует краткосрочного увеличения расходов, и это обстоятельство часто оказывается главным препятствием к запуску реформы.

Чем объясняется рост издержек? Дело в том, что преобразование ремонтной деятельности подразумевает масштабное планово-предупредительное обслуживание. Иными словами, наведение порядка после долгих лет неразберихи требует определенных вливаний. Расходы на техобслуживание будут расти, пока плановое обслуживание не начнет давать эффект и не позволит снизить общие издержки за счет сокращения трудозатрат и увеличения срока службы ключевых элементов оборудования (см. схему 7). Не стоит ждать быстрых улучшений и в том, что касается эффективности производства. КЭИО начинает расти только после того, как благодаря профилактическому обслуживанию снизится количество поломок. В среднесрочном же плане КЭИО снижается из-за более интенсивного планового обслуживания при прежнем количестве незапланированных отказов.

Впрочем, отсутствие быстрого результата не должно смущать руководителей. Во-первых, за постсоветское время крупные производственные предприятия в большинстве своем провели самые очевидные преобразования, и с каждым годом все сложнее найти сферу, реформирование которой даст немедленные ощутимые плоды.

Во-вторых, от уровня эффективности производственной деятельности предприятия все больше зависит его успех в конкурентной борьбе, поэтому реформу сферы техобслуживания нужно воспринимать как инвестиции в долгосрочную конкурентоспособность бизнеса. Только если руководители предприятий хорошо осознают это, будут постоянно участвовать в программе преобразований и контролировать ее ход, реформа будет иметь успех.

Передовые в производственном отношении компании рассматривают техническое обслуживание не как центр затрат, а как стратегически важную область для значительного повышения эффективности производства. Инерция и сопротивление переменам сильны, а результаты проявляются не сразу, но, наладив стабильность производственного процесса и снизив издержки на техобслуживание, компания может достичь значительных результатов. Есть несколько важнейших факторов успеха реформы сферы технического обслуживания. Это концентрация усилий на важнейших областях, установка четких целей и сроков преобразований и отслеживание хода реформы, активное участие руководства в формировании нового отношения к техобслуживанию и эксплуатации оборудования, инвестиции в обучение сотрудников и развитие новых навыков и создание системы управления эффективностью.

Авторы благодарят Дитмара Мюллера, эксперта Кёльнского офиса McKinsey, за помощь в подготовке статьи



МИРОВОЙ РЫНОК КОНДИЦИОНЕРОВ НОВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ

Мировой рынок кондиционеров устойчиво расширяется. Если в 2000 году объем рынка составлял около 41 млн изделий, то в 2006 году он, по ряду оценок, достиг 65 млн. Основная причина роста — быстрое развитие китайского рынка. В Европе спрос на кондиционеры удвоился из-за аномальной жары. Во многих странах, где прежде кондиционеры относились к предметам роскоши, теперь они рассматриваются как предмет первой необходимости. А вот рынки США и Японии оставались относительно стабильными.

Китай

В 1990-е годы объем китайского рынка кондиционеров не достигал и 3 миллионов изделий в год. В последующие годы он постоянно увеличивался. В 2000 году объем рынка превысил 10 млн изделий, а в 2004 году он уже достиг 20 млн — рынок кондиционеров Китая стал самым большим в мире. В 2006 году объем китайского рынка немного сократился по сравнению с рекордными уровнями 2004 и 2005 годов. Это объясняется издержками быстрого роста, ухудшением ситуации с электроснабжением и усилением контроля государства над слишком быстро растущим рынком недвижимости. Потребность в кондиционерах в стране оценивается в 29 млн изделий, а складские запасы — более чем в 5 млн.

Большинство китайских кондиционеров относятся к безвоздуховодным сплит-системам. Из них около 72% — настенные, остальные, в основном, — напольные. Процент

оконных и воздуховодных кондиционеров пренебрежимо мал. Доля тепловых насосов превышает 70%, а инверторные модели составляют (предположительно) около 5%.

В большинстве моделей используется хладагент R22. Нормативы энергетической эффективности в Китае только разрабатываются.

Практически все проданные в Китае кондиционеры произведены здесь же. Экспорт из Китая в 2006 году оценивается более чем в 25 млн изделий.

Китай, таким образом, становится основным поставщиком кондиционеров в мире. В последние годы рост производства в Китае приводит к падению цен и затовариванию, причем не только в Китае, но и в других странах, в том числе в европейских. Однако в 2005 году продажная цена начала расти. Это объясняется повышением цен на сырье, логистику, а также управленческим застоем в компаниях-производителях среднего размера. В стране идет очередной процесс формирования рынка — скупка и слияние компаний, а число продолжающих работать производителей сокращается. Из более чем 100 брендов в Китае останется, вероятно, меньше двадцати. Появляется продукция с повышенной добавленной стоимостью — кондиционеры с высокой энергетической эффективностью и изделия с дополнительными функциями, такими как очистка воздуха и другими. Начинается выпуск мульти-кондиционеров и VRF-систем.

Три крупнейших китайских производителя кондиционеров: Gree, Midea и Haier. По некоторым оценкам, в 2006 году каждая из этих трех компаний произвела 5—10 млн

РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

изделий, их общий выпуск составил около половины всех произведенных в Китае кондиционеров.

Gree, Midea и Haier намереваются расширять экспорт, что приведет к ожесточенной конкуренции с корейскими и японскими производителями на мировой арене. За первой тройкой идут другие китайские производители кондиционеров: Chigo, Aux, Galanz и Hisense/Kelon.

Иностранные производители кондиционеров также активно участвуют в китайском производстве, продажах и экспорте. Среди них Panasonic (Matsushita), LG, Samsung, Fujitsu General, Daikin, Mitsubishi Heavy Industries (MHI) и Hitachi.

Стоит особо отметить, что Китай — крупнейший поставщик не только готовой продукции, но и ключевых комплектующих и компонентов. Мощности Китая по производству роторных компрессоров, например, превышают сейчас 60 млн штук и из года в год увеличиваются. В Китае также производится большое количество моторов, теплообменников, управляющих блоков и измерительного оборудования.

США

США были крупнейшим рынком кондиционеров в мире, но в первые годы нового тысячелетия это место захватил Китай. В последние несколько лет объем рынка кондиционеров в США вырос и превышает 13 млн единиц. Это вызвано оживлением американской экономики, бурным ростом рынка недвижимости и сильной жарой летом. В 2006 году рынок оставался довольно активным, но продажи агрегатированных кондиционеров (канальные сплиты и крышные) несколько замедлились из-за низкой активности на рынке жилой недвижимости. Однако продажи оконных кондиционеров значительно возросли, и общий объем продаж (включая агрегатированные кондиционеры) имеет тенденцию к росту.

Рынок кондиционеров США существенно отличается от рынков других стран (популярностью на нем пользуются иные типы оборудования). Объем продаж оконных кондиционеров в США составляет 7—9 млн изделий, а продажи агрегатированных кондиционеров (канальные сплиты и крышные — американская специфика) — примерно 6—8 млн. При этом безвоздуховодных сплитов (настенных, напольных и др.), самых продаваемых в других странах, продается только 200 тыс. штук или даже меньше.

Почти все популярные в США агрегатированные кондиционеры выпускаются на американских предприятиях. Основные производители — Carrier, Trane, York, Lennox, Nordyne, Rheem/Ruud и Goodman. До сих пор не было случаев успешного участия иностранных компаний в этом сегменте рынка. Производство же оконных кондиционеров в США практически прекратилось. Они производятся сегодня в основном в Китае и Корее и продаются в США под марками американских производителей или под собственными марками изготовителей. Основные производители и бренды: Fedders, LG, Samsung, Electrolux, Whirlpool, Haier, Midea, Gree, Friedrich и GE.

На рынке безвоздуховодных кондиционеров (объем около 200 тыс. изделий) азиатские производители вступили в жесткую конкуренцию друг с другом.

С января 2006 года обязательная энергетическая эффективность сплитов и агрегатированных домашних кондиционеров мощностью менее 65 тыс. BTU была повышена на 30% (нормативы SEER 10 — SEER 13). Почти все оконные и многие агрегатированные кондиционеры используют хладагент R22. Сейчас уже стали появляться агрегатированные кондиционеры с хладагентом R410A, продаются они пока плохо из-за высокой цены. А начиная с 2010 года продажа новых моделей, использующих R22, будет запрещена.

Япония

Японский рынок бытовых кондиционеров стабилен, никаких существенных изменений не отмечено. Поставки в 2006 году составили, по оценкам, 7,4—7,5 млн изделий. Прогноз на 2007 год — те же 7,4 млн кондиционеров.

Спрос в Японии на полупромышленные кондиционеры, используемые в основном в офисах, начал показывать признаки роста во второй половине 2003 года. В 2004-м эта тенденция стала очевидна. Уже в 2005-м поставки составили рекордные 800 тыс. изделий. Объясняется это увеличением корпоративных инвестиций в строительство и оборудование. Спрос, вызванный необходимостью замены ранее установленных кондиционеров, составляет более 60% от общего спроса. По оценкам, сейчас в Японии насчитывается около 8 млн полупромышленных кондиционеров, установленных от 8 до 15 лет назад, поэтому в 2007 году ожидается продолжение относительно стабильного роста спроса.

В последние годы в стране среди поставляемых бытовых кондиционеров преобладали настенные сплиты (около 7 млн), поставки же оконных кондиционеров составляли только 120-130 тыс. изделий. Из всех продаваемых сегодня сплитов 98% приходится на тепловые насосы, причем почти все они относятся к инверторному типу и используют хладагент R410A. То есть особой популярностью в Японии пользуются экологичные бытовые кондиционеры с высокой энергетической эффективностью.

Среди полупромышленных кондиционеров 70% относятся к кассетному типу, 15% — потолочные, остальные — настенные и напольные. Большинство проданных полупромышленных кондиционеров предназначены для обычного коммерческого использования и относятся к безвоздуховодным сплит-системам (воздуховодные составляют только около 5% от объема продаж). Новые полупромышленные кондиционеры в основном используют хладагент R410A. Доля инверторных приборов превышает 60%.

Европа

Европейский рынок, быстро развивающийся последние пять лет, стал желанным объектом для азиатских производителей. Объем рынка кондиционеров во Франции, Германии, Греции, Италии, Испании, Великобритании и России увели-

чился с 2,4 млн изделий в 2000 году до 5,3 млн в 2004-м. На этот рост существенно повлияла рекордная жара 2003 года. Крупнейшими игроками европейского рынка выступают Италия и Испания, с объемами (после 2004 года) примерно 1,4—1,7 млн изделий, за ними следуют Франция, Греция и Великобритания — по 300—500 тысяч. Теперь к основным рынкам Европы добавился быстро растущий с февраля 2003 года рынок России, достигший сейчас 600—700 тысяч изделий в год.

Почти все продаваемые в Европе кондиционеры относятся к сплит-системам. Рынок оконных кондиционеров составляет всего около 140 тыс. штук. По оценкам, 85% сплитов относятся к тепловым насосам. Сейчас продаются, в основном, системы, использующие хладагенты R407C и R410A (в России, однако, по большей части используется R22).

В Европе все меньше производят кондиционеров, применяемых в жилом секторе. Продается много кондиционеров, сделанных в Китае и Корее. Японские компании также поставляют кондиционеры, произведенные в Китае и странах ASEAN (Таиланд и Малайзия). Исключение составляет Daikin, производящая кондиционеры в Чехии.

Значительное количество кондиционеров для коммерческого использования производится в Европе азиатскими компаниями: Hitachi — в Испании, Melco — в Великобритании, Daikin — в Бельгии, Sanuo — в Венгрии. В некоторых европейских странах имеется спрос на мобильные кондиционеры. Объем их продаж оценивается примерно в 500 тыс. изделий.

Другие крупные рынки

К другим крупным рынкам относятся:

- рынки объемом более 1 млн изделий: Корея, Индия, Бразилия, Саудовская Аравия;
- рынки объемом 0,5—1 млн изделий: Тайвань, Таиланд, Малайзия, Индонезия, Филиппины, Турция, Мексика, Австралия.

Технические тенденции развития кондиционеров

Бытовые кондиционеры

На японском рынке развернулась ожесточенная конкуренция между различными системами кондиционирования с широким спектром дополнительных функций. В обстановке, когда цены на обычные кондиционеры падают, производители стали выпускать более дорогие модели с множеством дополнительных функций и большей мощностью. Кроме того, производители повышают мощность кондиционеров с тепловыми насосами, использующимися для обогрева помещений зимой.

Большую популярность у покупателей получил один из кондиционеров Matsushita с функцией «робот автоматической очистки» (Auto Cleaning Robot).

Всегда популярны кондиционеры, не требующие сложных процедур по их очистке. Toshiba Carrier в ноябре 2006 года выпустила на рынок новую модель, очищающую не только фильтры, но и все внутреннее пространство прибора.

Melco выпустила на рынок новые модели, оснащенные системой «следящий за человеком» (Body-sensing Move-Eye), — дальнейшее развитие «подвижного глаза» (Move-Eye). Система «следящий за человеком» сканирует комнату, определяет местоположение человека и направляет воздушные потоки от внутреннего блока на него. Таким образом, система обеспечивает комфорт находящегося в помещении человека и в то же время снижает общий расход энергии. Компания также планирует повысить мощность кондиционеров по нагреву, с тем чтобы использовать их в качестве обогревателей.

Daikin в декабре 2006 года анонсировала новые изделия ряда 2007 года. Они также имеют функцию самоочистки. Дальнейшее развитие получила функция увлажнения воздуха без дополнительной подачи воды (чтобы не было пересы-

Как заявил на церемонии открытия директор компании «Аэрофлекс РП» Виктор Стариков, проект создания линии производства подобных материалов реализовывался в течение 5 лет. «В настоящее время мы работаем с 10 регионами России, среди них есть дилеры из Новосибирска, Казани, Уфы, Санкт-Петербурга», — сообщил Стариков.

Дальнейшие планы по развитию линии производства директор компании «Альфа-Инвест» Станислав Стариков называет амбициозными: «У нас в планах не только производство теплоизоляционных материалов, но и организация производства подобных машин, установка линий». По словам Старикова, за 2 следующих года планируется произвести 3 установки по производству данных материалов для их реализации в Казань, Сибирь и Подмоскovie.

Стоит, однако, отметить, что сам Стариков склонен оценивать новую линию производства с осторожностью: по его словам, возможно и увеличение объемов производства, но спрос на данную продукцию предложение пока не превышает. Мощность оборудования составляет от 2 до 4 тыс. погонных метров трубчатой изоляции в день. Объем вложений в создание производства составил около 1 млн долларов, сроком окупаемости названы 3 года.

<http://uralpolit.ru>

ВМЕСТО ЛЭП БУДЕТ «ПОДЗЕМКА»

Компания «Севкабель-Холдинг» запустила первую в России линию фирмы Mailefer по производству кабеля, рассчитанного на высокое напряжение — до 220 кВ. Использование нового типа кабеля позволит «уйти» от традиционных способов электропередачи — с помощью наземных сетей — и перейти к созданию подземных кабельных линий. Новая линия финско-швейцарской компании Mailefer по производству кабеля запущена сегодня на заводе ОАО «Севкабель-Холдинг» на Кожевенной линии. Выход на полную мощность к началу 2008 года позволит компании выпускать 300 м кабеля напряжением 10 кВ и 50 м кабеля напряжением от 110 до 220 кВ ежемесячно. Объем инвестиций в новую линию не раскрывается, но известно, что проект реализован в рамках инвестпрограммы компании до 2008 года, рассчитанной

21 <<

на 508 млн рублей. Потребности рынка составляют, по предварительным оценкам, около 800 км новых сетей в Санкт-Петербурге и около 1000 км — в Москве. Средняя стоимость 1 км такого кабеля — от 1,5 млн рублей. Как объясняют в компании «Севкабель-Холдинг», крупнейшие потенциальные потребители новой продукции в Северо-Западном регионе — проект «Балтийская жемчужина» и ЗАО «ЭФЕС», организующее строительство и инфраструктуру порта в Усть-Луге. Открытие новой производственной линии прошло под девизом «Снимем высокое напряжение!» Хозяева праздника старались всевозможными средствами объяснить присутствующим значимость нового проекта. «Нас окружают кабели, ими опутан весь мир!» — темпераментно объяснял Алексей Фризен, генеральный директор ОАО «Севкабель-Холдинг». — Как можно не придавать им значения?» В цехе № 17, где и установлено новое оборудование, актеры театра пластической драмы «Человек», показали интермедию «Укрощение энергии» — спектакль, требующий высочайшего профессионализма, разыгрывался под музыку heavy-metall. После того, как губернатор Санкт-Петербурга Валентина Матвиенко разрешила красную ленточку, гостей попросили переместиться на открытую площадку на берегу Финского залива, где и проходила пресс-конференция. Формат этого мероприятия тоже был весьма нестандартен — на сценической площадке, на фоне памятника промышленной архитектуры начала XX столетия, актеры пантомимы продемонстрировали свое прочтение «комедии масок». Выступления ораторов периодически прерывались на джазовые пятиминутки — музыку исполнял оркестр «Джазбэнд». Сами выступления отличались живостью и человечностью. «Мы получили этот завод в 1998 году в ужасающем состоянии — 80% оборудования никуда не годились, — пустился в воспоминания Геннадий Макаров, президент ОАО «Севкабель-Холдинг». — Представьте себе — пресс для цветного металла производства 1913 года. И таким было всё оборудование!» «Вы представьте себе. Сколько высвобождается земли по всей России, если все ЛЭП перенести под землю! — горячился еще один представитель генералитета компании, успевший основательно «снять напряжение». — Ведь это — миллионы и миллионы километров!» Изяслав Пешков, председатель Совета директоров веду-

>> 24

хания кожи, когда кондиционер используется зимой как нагреватель). Более эффективной стала функция осушения воздуха, в отличие от привычной функции DRY, которая присутствует практически у всех производителей.

Другие производители также особое внимание уделяют энергетической эффективности. Высококласные кондиционеры с высоким КПД становятся все более популярны. Начиная с октября 2006 года все производители обязаны указывать на изделиях коэффициент годовой производительности (Annual Performance Factor, APF).

Полупромышленные кондиционеры

Хотя сегмент полупромышленных кондиционеров в общем объеме рынка кондиционеров относительно невелик, в нем проявляются общие тенденции (те же, что и в сегменте бытовых кондиционеров). Все новые модели полупромышленных кондиционеров, выпущенные на рынок в 2006 году, переведены на хладагент R410A. В них используются инверторные моторы постоянного тока, а высокоэффективная работа достигается за счет управления скоростью моторов компрессора и вентилятора. Энергетическая эффективность повышается и за счет усовершенствования технологий в теплообменниках.

Существенно облегчился процесс установки. Производители упростили процесс замены старых полупромышленных кондиционеров на новые — они рискнули применить более легкие и компактные конструкции, увеличили допустимую длину трубопроводов хладагента (максимально используя трубопроводы уже установленных систем), усовершенствовали процесс удаления остатков старого хладагента и масла, упростили схему электропроводки управления.

Расширился диапазон температур наружного воздуха, при котором можно эксплуатировать кондиционеры. Melco, например, выпустила полупромышленный кондиционер для холодных районов, который может обогревать помещение при температуре наружного воздуха до -25°C. Это стало возможным за счет использования своего рода жидкого впрыска. В том же температурном диапазоне работают модели Daikin 2006 года. Toshiba Carrier анонсировала полупромышленный кондиционер на основе теплового насоса, обогревающий помещение при наружных температурах до -15°C.

Принят к использованию хладагент R410A. Как и в бытовых кондиционерах, во всех новых полупромышленных кондиционерах и VRF-системах, разработанных после 2004 года, может применяться хладагент R410A. Toshiba Carrier, начиная с прошлого года, перевела на R410A свои модели мощностью от 30 до 90 кВт. Все новые агрегатированные кондиционеры для промышленного использования также переводятся на использование R410A. Melco также выпустила в январе 2007 года модели агрегатированных промышленных кондиционеров 4—7 кВт (включая модели, использующие только наружный воздух), работающих на R410A. Hitachi применяет этот хладагент в агрегатированных кондиционерах для промышленного использования мощностью 4—20 кВт, выходящих на рынок в 2007 году. Для повышения энергетической эффективности в этих моделях применена инверторная система управления.

Компания Daikin недавно анонсировала VRV-систему "VRV III", в которой допускается прокладка трубопроводов между внутренними и внешними блоками на расстояние до 165 м. По вертикали максимально допустимое расстояние между внутренними и внешними блоками составляет 90 м. Допустимая общая длина трубопровода хладагента составляет 1000 м (если подключено более одного внутреннего блока). Всего к одной системе может быть подключено до 64 внутренних блоков с общей мощностью до 40 кВт. Управлять настройкой этой VRV-системы можно дистанционно, она имеет функцию сетевого сервера (и если установить новый контроллер, можно отслеживать работу до 128 групп/256 внутренних блоков).

*По материалам журнала «Мир климата»
www.mir-klimata.com*



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

ИСТОЧНИКИ АВТОНОМНОГО И РЕЗЕРВНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В последние годы в системах автономного и резервного электроснабжения промышленных и крупных коммунальных энергохозяйств все шире используются когенерационные установки электрической и тепловой энергии. К ним относятся:

- поршневые двигатели внутреннего сгорания с утилизаторами теплоты, в том числе газопоршневые установки;
- газотурбинные установки с теплофикационными теплообменниками или котлами-утилизаторами;
- паротурбинные установки с теплофикационным использованием тепла отработавшего пара;
- турбодетандерные агрегаты.

Установка вышеуказанного оборудования по производству дополнительной электрической и тепловой энергии на промышленных предприятиях на базе производственно-отопительной котельной принято именовать мини-ТЭЦ или малой энергетикой. Расширение доли малой энергетики наблюдается в различных странах Европы и мира.

Согласно Европейской ассоциации когенерации доля когенерации в производстве электроэнергии будет расти; прогноз на 2010 год можно увидеть на диаграмме (рис. 1).

Практика эксплуатации мини-ТЭЦ показала, что они хорошо работают как в автономном, так и в аварийном режиме работы, а также используются для покрытия длительных или пиковых нагрузок.

Мини-ТЭЦ применяются на нефте-, газоперерабатывающих и химических заводах; в стекольной, бумажной, машиностроительной промышленности; в текстильной

и пищевой отраслях; в крупных административных и торговых центрах и больницах.

Ниже приводятся принципиальные схемы и технические характеристики основных мини-ТЭЦ, применяемых на различных предприятиях России.

Основная масса производственных и производственно-отопительных котельных промышленных и муниципальных предприятий оборудованы паровыми котлами насыщенного или слабоперегретого пара на давление 1,4 МПа производительностью 10—25 т/ч.

Использование парового турбоагрегата в собственной котельной позволяет:

- значительно сократить количество закупаемой у предприятий РАО «ЕЭС России» электроэнергии, вплоть до полного самообеспечения;
- уменьшить величину заявленной мощности;
- полнее компенсировать реактивную мощность своих электроустановок, используя синхронный генератор турбоагрегата.

На рис. 2 представлена принципиальная схема мини-ТЭЦ с турбогенераторной установкой в производственно-отопительной котельной.

1. Паровые турбогенераторы (ТГУ) ОАО «КТЗ» (Калужский турбинный завод)

Блочные турбогенераторы предназначены для выработки электроэнергии с дальнейшим использованием отработавшего пара для технологических и отопительных нужд.

22 <<

щего отраслевого научного центра страны ВНИИ КП, президент Ассоциации «Электрокабель», объяснил, что его тост — третий, и поэтому «по обычаю энергетиков должен быть правильным» и предложил выпить за прекрасных дам. Как пояснили корреспонденту AINW.ru организаторы мероприятия (РГ «Шар»), «мы хотели совместить два понятия — «кабели высокого напряжения» и «человек». По их словам, при разработке концепции праздника было решено отталкиваться от нового слогана компании — «кабель высокого человеческого достоинства». Кстати, непривычный для Санкт-Петербурга высокий уровень организации праздника — были учтены все возможные и невозможные мелочи — позволяет надеяться на такое же тщательное внимание и к производственным вопросам.

ainw.ru

BOSCH ЗАПУСТИТ ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОИНСТРУМЕНТОВ В РОССИИ

Новый завод, расположенный в городе Энгельс Саратовской области, будет выпускать инструменты для профессионалов, основу ассортимента составят простые и надежные базовые модели, предназначенные для продажи как на территории России, Украины и Белоруссии, так и за рубежом, в основном в Европе. «Мы будем производить в России электроинструменты мирового качества. Это важный фактор, который должен послужить сигналом для других компаний, что России можно доверять», — считает полномочный представитель группы Bosch, генеральный директор компаний Bosch в России, Белоруссии и Украине Рене Шлегель. По словам регионального директора по продажам электроинструментов в России, Белоруссии и Украине компании «Роберт Бош» Фолькера Вельценбаха, на экспорт пойдет 80% производимой на российском заводе продукции.

В список возможных площадок для строительства завода была включена Украина, но, по словам Рене Шлегеля, из-за нестабильной политической ситуации в стране этот вариант был исключен. К 2008 году на предприятии будет создано около 200 рабочих мест. Общий объем инвестиций составит порядка 11 млн евро. К 2010 году планируется

>> 49

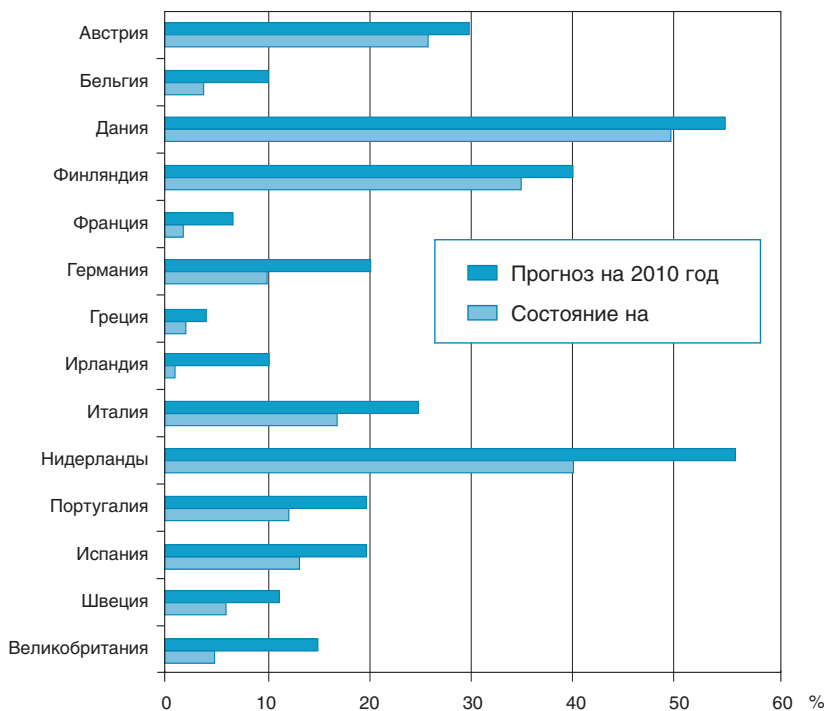


Рис. 1. Доля когенерационных систем малой мощности в общем объеме энергетики Европы

Конструктивно установки выполнены в виде компактных блоков 100% заводской готовности, состоящих из противодавленческой турбины, электрического генератора и редуктора, размещенных вместе со вспомогательным оборудованием на общей раме-маслобаке, и отдельно устанавливаемого оборудования.

В состав турбогенераторов входят циркуляционная система маслоснабжения, локальная гидродинамическая система автоматического регулирования и аварийной защиты турбины, система управления и защиты генератора. Задатчики регуляторов допускают ручное управление и обеспечивают прием электрических управляющих сигналов при дистанционном или автоматическом управлении установкой.

Турбогенераторы комплектуются синхронными генераторами типа СГ2 Сафоновского электромашиностроительного завода с выведенной силовой нейтралью и воздушным охлаждением.

Турбогенераторные установки характеризуются:

- высокой надежностью (период непрерывной работы не менее 5000 ч);
- длительным сроком службы (25 лет) и ресурсом (100 000 ч);
- значительным межремонтным периодом (не менее 5 лет);

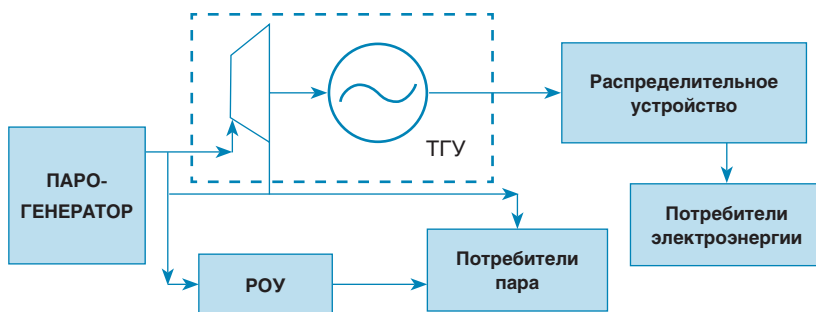


Рис. 2. Принципиальная схема мини-ТЭЦ в паровой котельной предприятия

- минимальным объемом монтажных и пуско-наладочных работ;
- малыми эксплуатационными затратами;
- простотой обслуживания и нетребовательностью к уровню подготовки обслуживающего персонала;
- умеренной ценой при коротком (1,5—2 года) сроке окупаемости;
- наличием системы послепродажного обслуживания.

Общий вид установки ТГУ (турбогенераторная установка) представлена на рис. 3.

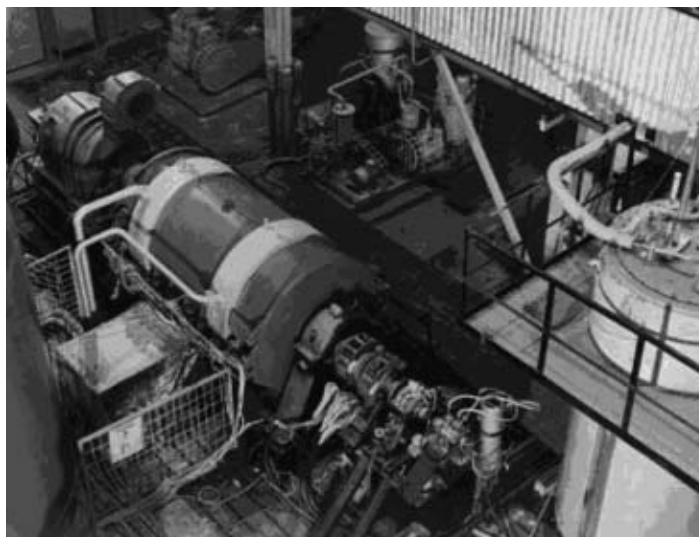


Рис. 3. Общий вид паровой турбогенераторной установки (ТГУ)

2. Паросиловая энергетическая установка ПВМ

ЗАО «Независимая энергетика»

Установка предназначена для производства электроэнергии в паровых, пароводогрейных отопительных, производственных и производственно-отопительных котельных, работающих на любом

Таблица 1.1

Технические характеристики турбогенераторов (основной ряд)

Номинальные характеристики (Рабочие диапазоны параметров)	Обозначение ТГУ		
	ТГ 0,5А/0,4 Р13/3,7	ТГ 0,6А/0,4 Р12/3,7	ТГ 0,7А/0,4 Р13/2
Мощность, кВт	500	600	750
Частота вращения, об/мин			
ротора турбины	8000	8000	8000
ротора генератора	1500	1500	1500
Параметры трехфазного тока			
напряжение, В	400	400	400
частота, Гц	50	50	50
Давление сухого насыщенного пара перед турбиной, МПа	1,3 (1,0 – 1,4)	1,2 (1,0 – 1,4)	1,3 (1,0 – 1,4)
Температура свежего пара, °С	$t_s^* - 250$	$t_s^* - 250$	$t_s^* - 250$
Абсолютное давление пара за турбиной, МПа	0,37 (0,3 – 0,5)	0,37 (0,3 – 0,5)	0,2 (0,15 – 0,3)
Расход пара, т/ч	13,2	16,5	14,3
Параметры охлаждающей воды			
температура, °С	25 (4 – 32)	25 (4 – 32)	25 (4 – 32)
расход, м ³ /ч	10 (10 – 15)	10 (10 – 15)	10 (10 – 15)
Масса турбогенератора, кг	8900	10700	10700
Масса поставляемого оборудования, кг	10200	12000	12000
Габариты турбогенератора, мм			
длина	4140	4240	4170
ширина	1980	1980	1980
высота	2270	2360	2360
t_s^* – температура насыщения при заданном давлении			

Таблица 1.2
Технические характеристики турбогенераторов с повышенным противодействием

Номинальные характеристики (рабочие диапазоны параметров)	Обозначение ТГУ		
	ТГ 0,5А/0,4 Р11/6	ТГ 0,6А/0,4 Р12/6	ТГ 0,7А/0,4 Р13/4
Мощность, кВт	500	600	750
Частота вращения, об/мин			
ротора турбины	8000	8000	8000
ротора генератора	1500	1500	1500
Параметры трехфазного тока			
напряжение, В	400	400	400
частота, Гц	50	50	50
Давление сухого насыщенного пара перед турбиной, МПа	1,1 (1,0 – 1,4)	1,2 (1,0 – 1,4)	1,3 (1,0 – 1,4)
Температура свежего пара, °С	$t_s^* - 250$	$t_s^* - 250$	$t_s^* - 250$
Абсолютное давление пара за турбиной, МПа	0,6 (0,5 – 0,7)	0,6 (0,5 – 0,7)	0,4 (0,3 – 0,5)
Расход пара, т/ч	27,5	28,4	21,1
Параметры охлаждающей воды			
температура, °С	25 (4 – 32)	25 (4 – 32)	25 (4 – 32)
расход, м ³ /ч	10 (10 – 15)	10 (10 – 15)	10 (10 – 15)
Масса турбогенератора, кг	8900	10700	10700
Масса поставляемого оборудования, кг	10200	12000	12000
Габариты турбогенератора, мм			
длина	4140	4240	4170
ширина	1980	1980	1980
высота	2270	2360	2360
t_s^* – температура насыщения при заданном давлении			

Таблица 1.3
Технические характеристики турбогенераторов с встроенным сетевым подогревателем

Номинальные характеристики (рабочие диапазоны параметров)	Обозначение ТГУ	
	ТГ 0,5А/0,4 Р11/6	ТГ 0,6А/0,4 Р12/6
Мощность, кВт		
электрическая	600	600
тепловая	5600	2800
Частота вращения, об/мин		
ротора турбины	8000	8000
ротора генератора	1500	1500
Параметры трехфазного тока		
напряжение, В	400	400
частота, Гц	50	50

Давление сухого насыщенного пара перед турбиной, МПа		1,3 (0,8 – 1,5)	2,8 (2,4 – 3,0)
Температура свежего пара, °С		$t_s^* - (191 - 310)$	$t_s^* - (350 - 380)$
Абсолютное давление пара за турбиной, кПа		60	60
Расход пара, т/ч		10	4,6
Параметры сетевой воды			
Давление, не более, МПа		1,6	1,6
температура, °С	на входе	45 (40 – 50)	45 (40 – 50)
	на выходе	80 (70 – 80)	80 (75 – 90)
расход, м ³ /ч		120	65
Параметры охлаждающей воды			
температура, °С		30 (15 – 35)	–
расход, м ³ /ч		30	–
Масса турбогенератора, т		16,0	16,0
Масса поставляемого оборудования, т		18,2	18,2
Габариты турбогенератора, мм			
длина		4600	4600
ширина		2850	2850
высота		2910	2910
t_s^* – температура насыщения при заданном давлении			

виде топлива и вырабатывающих пар давлением не ниже 6—13 атм любого качества, в том числе и насыщенного высокой влажности; она также применяется в качестве приводов силовых механизмов (насосов всех назначений, вентиляторов воздуха котлов, дымососов и т.п.).

Общий вид и схема установки представлены на рис. 3 и рис. 4.

Установка ПВМ представляет собой расширитель винтовой паровой (маркируется РПВ-02 М), являясь по существу безлопаточной компактной паровой турбиной с противодавлением. Она создана на базе корпуса, который содержит ведущий и ведомый роторы в виде шнеков (винтов). Роторы находятся в зацеплении через шестерни связи, исключаящие касание роторов друг с другом во время работы. Турбина оснащена встроенным редуктором, системой смазки, включая масляный бак, насос и цилиндрический маслоохладитель.

Пар (т. н. «острый») поступает через входной патрубок на корпусе во входные окна, расположенные с одного торца корпуса. Проходя по винтовому каналу между зубьями шнеков, пар, расширяясь, преобразует тепловую энергию в механическую, плавно вращая роторы. На конце вала редуктора укреплен муфта, с помощью которой вырабатываемая энергия передается обслуживаемому механизму. Т. н. «мятый» отработанный пар удаляется через выходные окна и патрубок, и поступает в технологический цикл производства и подогревателя воды в качестве греющей среды.

В случае выработки электроэнергии РПВ комплектуется электрогенератором (асинхронным или синхронным) и в этом случае маркируется как ПВМ-ЭГ.

Технические преимущества РПВ-02 М по сравнению с лопаточными турбинами и особенности работы:

- высокий внутренний КПД (η_{oi}) в широком диапазоне нагрузок;
- высокая эксплуатационная надежность при использовании пара любого качества, в том числе высоковлажного;
- высокий ресурс в виду отсутствия эрозийного и механического износа винтовых роторов, а также наличия механизма разгрузки упорных подшипников от чрезмерных осевых усилий;
- вращающиеся в противоположные стороны роторы обеспечивают уравновешенную работу машины и небольшие силовые воздействия на фундамент;
- малые габариты и вес обеспечивают возможность установки машины в существующем здании котельной без сооружения массивного фундамента;
- простота конструкции машины обеспечивает ее высокую ремонтпригодность и быструю замену изношенных деталей.

В качестве примера на рис. 5 показано использование установки ПВМ-200-ЭГ и преобразование существующей промышленно-отопительной котельной в мини-ТЭЦ для покрытия собственных нужд в электроэнергии и отопительной нагрузке.

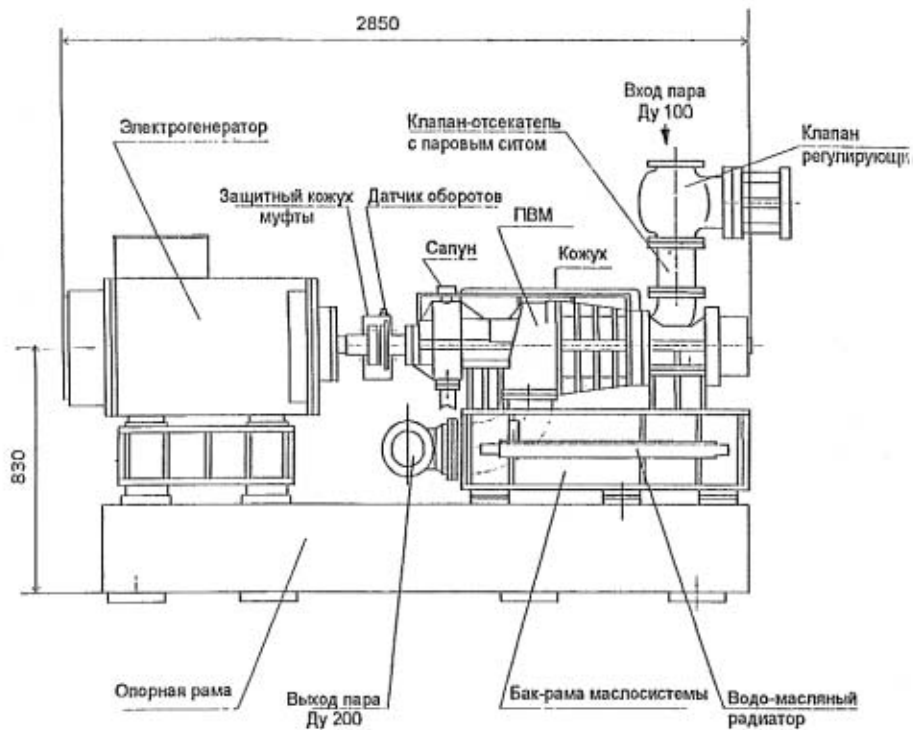


Рис. 4. Общий вид ТГУ с винтовой турбиной (ПВМ-ЭГ)

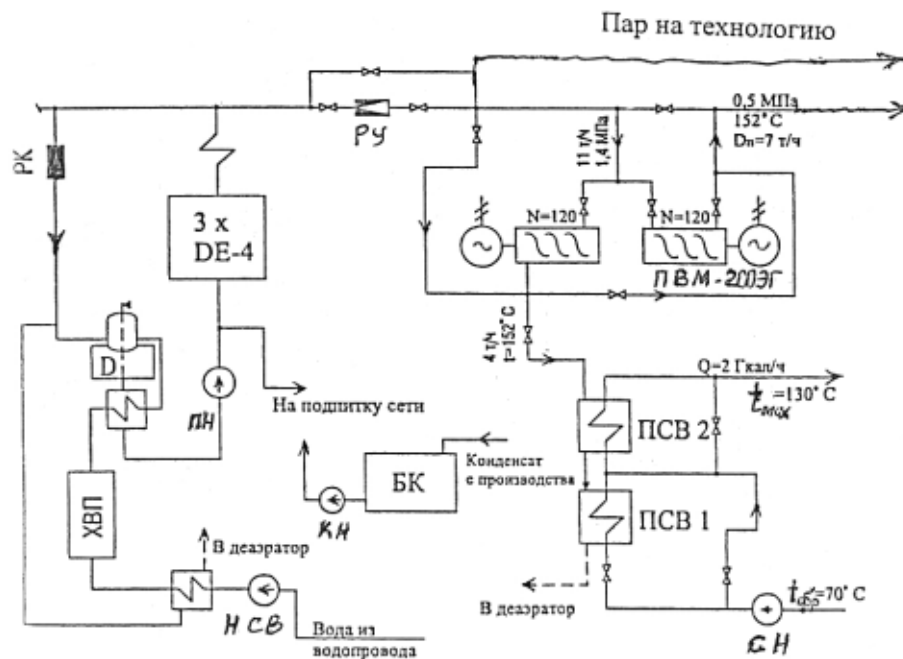


Рис. 5. Схема промышленно-отопительной котельной, реконструируемой в мини-ТЭЦ, с установками ПВМ-ЭГ. Условные обозначения:
 ДЕ-4 — паровой котел производительностью 4 т/ч, $P = 14 \text{ кгс/см}^2$ (три котла); РУ — редукционно-охлаждающая установка; ХВП — химводоподготовка; Д — деаэратор атмосферного типа; ПН — питательный насос; КН — конденсатный насос; БК — бак конденсатный; С.Н. — сетевой насос; НСВ — насос сырой воды; ПСВ1, ПСВ2 — подогреватели сетевой воды; РК — регулирующий паровой клапан

Таблица 2.1
Основные технико-экономические показатели РПВ-02 М

Располагаемая мощность РПВ-02 М	200 кВт
Номинальная мощность турбогенератора ПВМ-200-ЭГ	200 кВт
Давление пара на входе	14 – 6 кгс/см ²
Давление пара на выходе	5 – 1 кгс/см ²
Расчетный расход пара максимальный при Р _{вх} = 14 кгс/см ² и Р _{вых} = 5 кгс/см ²	6,0 т/ч
Расчетный внутренний КПД (η _{oi})	0,65 – 0,7
Число оборотов	1500 (3000) об/мин
Напряжение тока	380 В
Частота тока	50 Гц
Расчетный ресурс до капитального ремонта	30 000 ч
Габариты ПВМ-200-ЭГ, L × B × H	2,85 × 0,75 × 1,2 м
Вес с рамой	2,5 т
Расход охлаждающей воды	0,5 м ³ /ч
Температура воды	25 °С
Емкость маслобака	0,90 м ³
Сменяемость масла при нормальной эксплуатации	4600 час
Срок окупаемости – не более	0,9 – 1,5 лет

3. Газопоршневые агрегаты

В качестве привода для газопоршневых генерирующих установок используется четырехтактный двигатель внутреннего сгорания (ДВС), построенный по аналогу дизельного двигателя, т.е. камера сгорания двигателя рассчитана на такое же давление, что и в камере сгорания дизеля.

На практике применяют два типа газопоршневых двигателей:

- с искровым зажиганием (аналог автомобильного бензинового двигателя). Двигатели с искровым зажиганием могут работать на чистом газе (природный газ, био и другие газы);

- с воспламенением от сжатия (аналог автомобильного или судового дизеля), которые могут работать на дизельном топливе или природном газе (с добавлением 5 % дизельного топлива для облегчения воспламенения топливной смеси).

Вал двигателя жестко соединен с валом генератора, поэтому частота электрического тока на выводах генератора определяется скоростью вращения вала. Корректировка скорости вращения двигателя осуществ-

Таблица 3.1
Основные характеристики газопоршневых генераторов фирмы «Катерпилляр», серии G3500

Модель генераторной установки	G3512	G3516/B	G3516C/E	G3520C/E
Электрическая мощность (cosφ 0,8), кВт	770	1030/1145	1600	2000
Тепловая мощность, кВт	1000	1340/1489	2080	2530
Топливо	Природный газ, попутный газ, биогаз		Природный газ	Природный газ, биогаз
Отбор мощности на собственные нужды, кВт	30	30	40	50
Система утилизации тепла	в контейнере	в контейнере или на крышке	в отдельном контейнере	в отдельном контейнере
Расход природного газа при нагрузке 100 %, м ³ /ч	206	276/289	411	502
Транспортные размеры силового модуля, м				
длина	12,1			
высота	2,9			
ширина	2,45			
Ориентировочная масса силового модуля, т	25	35	30	35
Примечание. Масса силового модуля указана с учетом массы генераторной установки. Природный газ с низшей теплотворной способностью 35,6 МДж/м ³ . Габаритные размеры и масса силового модуля могут изменяться в зависимости от состава оборудования и требований заказчика.				

вляется за счет изменения момента на валу, т.е. за счет регулирования подачи топлива.

Современный российский рынок газопоршневых генераторов представлен достаточно широким спектром как импортных, так и отечественных производителей.

Среди иностранных производителей ГПУ следует отметить Caterpillar (США), DEUTZ AG (Германия), Cummins (США).

Следует отметить, что современные когенерационные установки с газопоршневым приводом имеют коэффициент использования топлива (полный КПД) порядка 80—85%. Это объясняется тем, что помимо механической мощности двигателя, идущей на вращение вала электрогенератора, в ГПУ используется и тепловая энергия. Отбор тепловой

мощности идет не только от выхлопных газов, имеющих температуру порядка 400—450 °С, но и от системы охлаждения двигателя (см. рис. 6).

Ниже представлены основные технические характеристики газопоршневых агрегатов DEUTZ, Caterpillar в электростанциях контейнерного исполнения, которые являются автономными постоянными и резервными источниками электроэнергии.

В состав основного оборудования входят:

- газовый мотор-генератор;
- модуль использования (утилизации) тепловой энергии;
- контейнер;
- система подачи топливного газа;

Таблица 3.2

Технические характеристики газопоршневых агрегатов DEUTZ ЗАО «Вадо инжиниринг»

	Тип двигателя	Мощность, кВт	Эл. КПД, %	Тепловая мощность, кВт, (Гкал/ч)	Общий КПД, %	Расход газа, м ³ /ч	Расход масла, г/кВт·ч	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг
Тип установки ТВГ	616V8K	350	36,9	442 0,38	85,3	96	0,3	3100	1300	2100	3750
	616V12K	525	37,7	642 0,552	85,4	142		4000	1400		
	616V16K	700	37,8	850 0,736	85,5	189		4400	1400	2200	5510
	620V16K	1050	40,2	1155 0,993	85,6	268		4700	1800	2650	8480
	620V20K	1400		1547 1330	85,8	357		5500			
Тип установки TCG	2016V12	600	40,8	556 0,478	79,9	150	0,3	3520	1450	2200	5100
	2016V16	800	41,2	753 0,647	81,2	198		4000			
	2020V12	1200	41,7	1229 1,057	84,4	294		4700	1750	2500	10500
	2020V16	1600	41,8	1638 1,409	85,8	392		5700			
	2020V20	2000	42	1972 1,696	84,7	486		6300			
	2032V12	3000	41,8	3088 2,655	85,9	737		7600	2700	3700	38800
	2032V16	4000	41,9	41,73 3,588	86,6	983		8700			

Таблица 3.3
Технические характеристики газовых мотор-генераторов
ООО «ВНИИГАЗ» (Московская область, пос. Развилка)

Тип двигателя	6ГЧ15/18	12ГЧ15/18
Расположение цилиндра	Рядное	V-образное
Номинальная мощность, кВт	100	200
Номинальная частота вращения, мин ⁻¹	1500	
Напряжение, В	400	
Род тока	Трехфазный переменный	
Частота тока, Гц	50	
Давление газа на входе в двигатель, бар	0,3 – 2,5	
Расход газа, м ³ /ч	35	70
Габаритные размеры, мм	2860 × 1300 × 1570	3275 × 1462 × 1645
Масса, кг	2300	3400
Время необслуживаемой работы, ч	500	
Ресурс работы до капремонта, ч	30 000	
Расход масла на угар, г/кВт	2	

- система автоматического дополнения масла в двигатель;
- электрооборудование;
- система управления.

Основные характеристики газопоршневых генераторов фирмы «Катерпилляр», серии G3500 с исходными условиями (табл. 3.1.):

- температура наружного воздуха — от — 60 °С до + 45 °С;
- относительная влажность воздуха — до 90 %;
- напряжение — 0,4/6,3/10,5 кВ;
- удельный расход масла — 0,426 г/(кВт·ч);
- топливо — природный газ с теплотворной способностью — 35,6 МДж/м³;
- число оборотов — 1500 об/мин.

Таблица 3.4
Технические характеристики газовых электроагрегатов типа АГ на базе дизелей Ярославского моторостроительного завода (ОАО «Электроагрегат», Курск)

Тип электроагрегата	АГ-60	АГ-100	АГ-200
Номинальная мощность, кВт	60	100	180
Род тока	Переменный, трехфазный		
Номинальное напряжение, В	400		
Номинальная частота, Гц	50		
Степень автоматизации	1		
Первичный двигатель	ЯМЗ-Г236М2 на базе дизеля	ЯМЗ-236ЯМЗ-Г238М2 на базе дизеля	ЯМЗ-238ЯМЗ-Г240 на базе дизеля ЯМЗ-240
Синхронный генератор	ГС-60	ГС-100	ГС-200
Вид топлива	Газы: природный, нефтяной, попутный, сжиженный, углеводородный, генераторный и другие		
Расход газового топлива в перерасчете на метан, м ³ /ч	19,5 – 22,5	28,0	62,0 – 64,0
Рекомендации по применению:	20		
● давление газа в газоподводящей магистрали, кПа, не менее	20		
● содержание серы в газе (по массе), % не более	0,15		
Ресурс до капитального ремонта, ч, не менее	12 000 – 14 000		
Габаритные размеры, мм:			
● длина	2200	2510	3500
● ширина	1000	1020	1200
● высота	1500	1500	2100
Масса, кг	1700	2050	4350

Газовые мотор-генераторы

Данные газопоршневые двигатели-генераторы предназначены для выработки электрической и тепловой энергии за счет сжигания в цилиндре поршневого двигателя внутреннего сгорания газообразного углеводородного топлива различного состава.

Они используются в качестве основного, резервного или аварийного источника электроснабжения для обеспечения собственных нужд предприятия и отдельных населенных пунктов.

Могут длительно и устойчиво работать как автономно, так и параллельно с другими идентичными по характеристикам электростанциями, в т.ч. и с промышленной сетью.

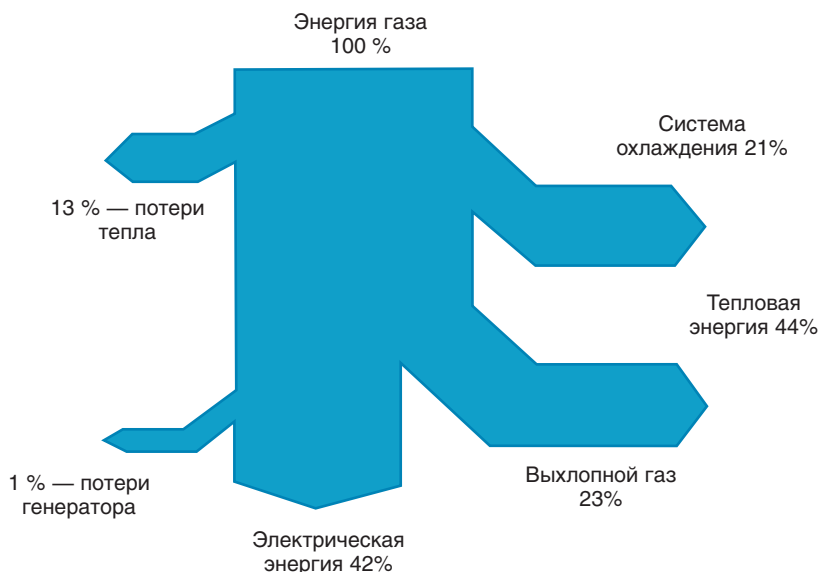


Рис. 6. Энергетическая диаграмма газопоршневого двигателя

Таблица 3.5

Газовые электрогенераторы ООО «Газовое энергетическое машиностроение», работающие на магистральном или сжатом газе, сжиженной пропанбутановой смеси, сжатых углеводородных смесях с метановым числом не ниже 30

Марка	АП-100Б	АП-200Б	АП-315Б
Мощность, кВт	100	200	315
Напряжение, В	400	400	400
Расход газа, м ³ /ч	30	75	115
Масса, кг	2300	3400	4000

Таблица 4.1

Основные характеристики газотурбинных электростанций ЗАО «Искра-Энергетика»

Параметр	ГТЭС-2,5	ГТЭС-4	ГТЭС-5	ГТЭС-6	ГТЭС-12	ГТЭС-16	ГТЭС-25
Электрическая мощность, кВт	2500	4000	5000	6000	12000	16000	25000
Напряжение, кВ / Частота, Гц	6,3 или 10,5 / 50						
КПД ГТУ, %, не менее (электр.)	21,4	24,0	26,0	27,0	34,5	37,0	40,0
КПД генератора, %, не менее	97						
КПД утил. теплообменником, %	48 – 60						
КПД с паровым котлом, %	72 – 87						
Вид топлива	природный газ, попутный нефтяной газ, жидкое топливо						
Расход топливного газа, нм ³ /ч	825	1160	1360	1560	2496	3104	4425
Давление топливного газа, кгс/см ²	12 – 16		18 – 22		24 – 32		
Температура топливного газа, °С	+5...+50						
Тепловая мощность, Гкал/ч	6,0	8,2	9,5	10,7	16,7	20,7	30,1
Уровень выбросов NOx/CO, мг/нм ³	50/100						
Уровень звуковой мощности, дБа	не более: при обслуживании – 80, на расстоянии 700 м – 45						
Ресурс до кап. ремонта, ч	25 000, по техническому состоянию – до 35 000						
Ресурс назначенный, ч	100 000, по техническому состоянию – до 120 000						

4. Газотурбинные установки

В последние годы в энергетике России для автономного электроснабжения газовых, нефтяных и др. месторождений широкое распространение получили газотурбинные электростанции мощностью 2,5—25 МВт.

5. Дизельные электрические установки

Известно, что дизельные двигатели давно применяются в качестве аварийных и автономных источников электроэнергии.

В последние годы получили широкое распространение отечественные и импортные дизельные электростанции мощностью от 4,5 до 15 МВт с применением автоматизированных малооборотных двухтактных крейцкопфных дизелей с турбонаддувом и электрогенераторов на напряжение 6 или 10 кВ, частотой переменного тока 50 или 60 Гц.

Данные дизельгенераторы стабильно работают на тяжелом топливе вязкостью до $700 \cdot 10$ Па·с при 50 °С, с содержанием серы до 5%.

Таблица 4.2

**Основные параметры газотурбинных энергетических установок ОАО «КМПО»
(Казанское моторостроительное производственное объединение)**

Наименование параметра	ГТЭУ-4	ГТЭУ-16	ГТЭУ-18	ГТЭУ-20
Мощность установки при выработке электрической энергии, МВт	4,0	16	18,0	20
Одновременно вырабатываемая тепловая мощность, Гкал/ч	6,0	20,0	28,0	32,0
Модель устанавливаемого газотурбинного приводного двигателя	НК-127СТ	НК-16СТ	НК-16-18СТ	НК-19СТ
Модель устанавливаемого электрического генератора	ТК-4-УХЛЗ	Т-16-23УЗ	ТС-20-2РУЗ	Т-25-23УЗ-Г
Наличие редуктора	С редуктором	Без редуктора		
Мощность газотурбинного приводного генератора, МВт	4,0	16,0	18,0	20,0
Электрический коэффициент полезного действия на выходах генератора при номинальной мощности, %, не менее	32	30	31	32
Расход топливного газа на номинальном режиме, $\text{нм}^3/\text{час}$, не более	1340,0	6100,0	6540,0	7060,0
Коэффициент использования топлива при номинальной мощности с учетом утилизации тепла, %, не менее	84,0			
Рабочее топливо	Природный газ по ГОСТ 21199-89			
Давление топливного газа на входе в двигатель, $\text{кг}/\text{см}^2$	25,0			
Частота вращения вала свободной турбины привода, об/мин	13000	3000		
Температура воздуха в контейнере термоблока, °С, не более	70,0			
Масла, применяемые для обеспечения работы двигателя	МС-8П ОСТ 38.01163-78			
Масла, применяемые для обеспечения работы генератора	Тп-22 ГОСТ 9972-74			
Безвозвратные потери масла при работе привода, $\text{кг}/\text{ч}$, не более	0,3	0,6	0,7	
Содержание вредных веществ в выхлопных газах				
оксидов азота, $\text{мг}/\text{м}^3$, не более	50			
оксидов углерода, $\text{мг}/\text{м}^3$, не более	50	150		
Уровень звуковой мощности на расстоянии 1 м от энергоблока, дБ, не более	80,0			
Номинальное напряжение на клеммах генератора, В	6300/10 500			
Ресурс до списания энергетической установки, ч	100 000			
Ресурс до первого капитального ремонта, ч	25 000	20 000	25 000	
Ресурс между капитальными ремонтами, ч	25 000	20 000	25 000	

Таблица 5.1

Технические характеристики малооборотных стационарных двухтактных двигателей для энергетических установок БКЗ «Брянский машиностроительный завод»

Наименование параметров	7L35MC-S	12L35MC-S	8L42MC-S	12L42MC-S	10K50MC-S	14K50MC-S	7K60MC-S	14K60MC-S
Расположение цилиндров	рядное							
Количество цилиндров*	7	12	8	12	10	14	7	9
Диаметр цилиндра, мм	350		420		500		600	
Ход поршня, мм	1050		1360		1370		1650	
Частота вращения, об/мин	214,3		187,5		176,5		150,0	
Средняя скорость поршня, м/с	8,5							
Среднее эффективное давление, бар	18,5							
Максимальная длительная мощность, кВт	4515	7740	8480	12 720	14 200	19 880	13 860	27 720
Удельный расход энергии								
жидкое топливо (мазут), г/кВт·ч	176		177		7560		174	
жидкое топливо и газ, кДж/кВт·ч	—		—		7560		7430	
Расход циркуляционного масла, г/кВт·ч	0,13		0,16		0,17		0,2	
Расход цилиндрического масла, г/кВт·ч	0,8 – 1,4							
Масса двигателя, кг	8400	14 400	15 800	24 400	32 780	44 590	37 550	70 600
Масса генератора (6,3 или 10,5 кВ), кг	3820	7000	9200	11 600	12 800	14 300	13 700	24 800
Примечания: * – Количество цилиндров двигателей уточняется по требуемой мощности; ** – Уточняется при поставке								

Они имеют возможность работы на любом газообразном топливе в двухтопливном режиме (не менее 8% нефтяного топлива) и обладают следующими преимуществами:

- выход электрической энергии составляет около 50% энергии сгоревшего топлива;
- возможность повышения полного КПД (КПД использования топлива) за счет утилизации отработавших газов;
- возможность эксплуатации без снижения эффективности в различных климатических условиях;
- срок службы агрегатов до 40 лет при выдаче электроэнергии в течение 8500 часов ежегодно.

В заключение заметим, что развитие малой энергетики России на базе создания мини-ТЭЦ с различными типами двигателей-генераторов является весьма актуальной и перспективной отраслью выработки электрической энергии, что обусловлено объективными причинами.

Приведенные в данной статье различные виды и типы двигателей-генераторов позволяют при необходимости

производить нужный выбор автономной и резервной установки.

Литература

1. Быстрицкий Г.Ф., Шилов С.В. Мини-ТЭЦ на базе отопительной котельной завода «Рубин». «Электрика», №7, 2001.
2. Быстрицкий Г.Ф., Киреева Э.А. Автономные источники электроснабжения предприятий. «Главный энергетик», №1, 2006, стр. 23—27.
3. Буров В.Д. Газотурбинные и газопоршневые энергетические установки малой мощности. «Горный журнал», 2004, специальный выпуск, стр. 87—89, 133.
4. Губич А.А. Применение газотурбинных двигателей малой мощности в энергетике. «Газотурбинные технологии», №6, 2001, стр. 30—31.
5. Салихов А.А., Фаткулин Р.М., Абрахманов Р.Р., Шаулов В.Ю. Развитие мини-ТЭЦ с применением газопоршневых двигателей в Республике Башкортостан. «Новости теплоснабжения», №11, 2003.



**Э. А. Киреева ,
профессор Института
повышения
квалификации «Нефтехим»**

НОВОЕ ИСПЫТАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ОТ КОМПАНИИ ISA

Итальянская компания ISA (Istrumentazioni Sistemi Automatici) S.R. L. уже более 65 лет специализируется на производстве диагностического и испытательного оборудования для проверки релейной защиты и автоматики. В России интересы компании представляет ЗАО «Чебоксарская электротехническая компания». Сейчас на нашем рынке представлены следующие продукты: многофункциональная испытательная система DRIS-6; многофункциональные универсальные системы T/3000, T/2000, T/1000; анализатор автоматических выключателей и микрометр СВА 1000 и испытательная система инъекции тока первичной обмотки КАМ. Рассмотрим это оборудование более подробно.

Универсальная малогабаритная, многофункциональная испытательная система DRIS-6 (рис. 1) для проверки реле, счетчиков электроэнергии, датчиков, счетчиков и измерений.

Функциональные возможности системы DRIS-6:

- обеспечивает высокую точность (стандартный вариант не хуже 0,1%);
- имеет 9 каналов тока и 4 канала напряжения, а также оперативное питание постоянным током;
- имеет порт USB и RS232;
- управление осуществляется с помощью портативного ПК или карманного компьютера.

Система DRIS-6 может проверять следующие типы реле: сопротивления, синхронизации, минимального (максимального) напряжения, направления мощности, воз-



Рис. 1

буждения, токовые обратного чередования фаз, контроля чередования фаз напряжения, от неполнофазного режима, максимального тока без выдержки времени, максимального тока с обратозависимой выдержкой времени, замыкания на землю, направленных МТЗ, защиты от асинхронного хода с контролем фазного угла, частоты, блокировки, дифференциальной защиты, направления напряжения, отключения, а также проверять устройства АПВ, измерять коэффициент мощности и симметрию напряжения.

Система имеет дополнительные внешние усилители: тока (трехфазный), тока и напряжения (трехфазный), напряжения (двухфазный), а также различные опции.

Дополнительные технические данные:

- независимая настройка выходов тока и напряжения;
- разрешение сигнала: 28 бит;
- ступенчатое или линейное изменение тока и напряжения;
- автоматическая защита от перегрузок, обратного питания, размыкания цепи, КЗ;
- рабочий цикл: непрерывный;
- масса системы — 18 кг;
- габариты 170 x 470 x 430 мм.

Многофункциональная универсальная компактная система T/3000 (рис. 2) для проведения эксплуатационных и пусконаладочных испытаний на подстанции.

Система предназначена для проверки следующего оборудования подстанции: измерительных трансформаторов тока и напряжения, силовых трансформаторов всех типов, реле защиты, счетчиков электроэнергии и датчиков.

Функциональные возможности системы T/3000:

- проверка первичным током;
- высоковольтные испытания (3000 В);
- наличие функции осциллографа и микрометра;
- генерация тока до 800 А и напряжения до 3000 В;
- имеет усилитель тока до 2000 А;
- большой графический дисплей, дополнительный термографический принтер;
- сохраняет результаты испытаний и уставок в локальной памяти;
- имеет интерфейс RS232 для связи с ПК;
- обеспечивает безопасность при проверке оборудования;
- имеет функции универсального измерительного прибора.

Система T/3000 включает в себя мощный универсальный измерительный прибор и фазометр с функциями осциллографа.

С помощью испытательной системы T/3000 можно проверять следующие типы реле: дистанционные, синхронизации, минимального (максимального) напряжения, мощности (активной, реактивной), минимального тока, токовые обратного чередования фаз, максимального тока без выдержки времени, от замыкания на землю, максимального тока с зависимой выдержкой времени, направленные максимального тока, направленные от замыкания на землю, частоты, скорости изменения частоты, направления напряжения, отключения, а также проверять устройства АПВ, измерять коэффициент мощности.

Виды испытаний для трансформаторов тока: коэффициента трансформации и нагрузки, режима тока; характеристики намагничивания, сопротивления обмотки или нагрузки; выдерживаемого напряжения; полярности по импульсам; режима напряжения.

Виды испытаний для трансформаторов напряжения: коэффициента трансформации, полярности, нагрузки на вторичной стороне, выдерживаемого напряжения.



Рис. 2

Виды испытаний для силовых трансформаторов: коэффициентов трансформации с учетом отпайки, сопротивления контактов переключающего устройства. Результаты испытаний могут сохраняться в локальной памяти (до 500 результатов), а затем их можно перенести на ПК с помощью ПО. Уставки, используемые при испытаниях, можно сохранять и затем вызывать из памяти. Память рассчитана на 10 уставок.

Меры обеспечения безопасности и защиты состоят из следующего:

- наличие предохранителя питающей сети;
- при включении питания контролируются основные компоненты микропроцессорной платы и оперативное напряжение питания;
- при обнаружении неполадки оператор получает предупредительное сообщение;
- наличие аварийных кнопок, при нажатии которых отключаются все основные выходы;
- генерация высоковольтного выхода осуществляется только при выборе (включении) клавиши подтверждения;
- имеется защита от перенапряжения у источника постоянного тока; кроме того выход автоматически сохраняется в нулевом состоянии после завершения проверки;
- выход переменного напряжения защищен от перегрузки и КЗ;
- источник постоянного напряжения защищен ограничителем тока;
- защиту имеют также: корпус, таймер, входы отключения и блок-контакты реле, источники переменного и постоянного напряжения.

Точность измерения по выходам переменного и постоянного тока и напряжения: $\pm 0,5\%$.

Точность измерения фазового угла: 1° .

Точность измерения частоты: 1 мГц.

Многофункциональная компактная универсальная испытательная система T/2000 для проверки трансформаторов.

Система предназначена для выполнения проверочных операций во время ввода подстанций в эксплуатацию

и их обслуживания, поскольку тестирует трансформаторы тока, напряжения и силовые трансформаторы. Кроме того, T/2000 включает в себя мощный универсальный измерительный прибор и фазометр с функциями осциллографа.

В отличие от системы T/3000 данная система не проверяет реле, остальные функциональные возможности систем T/3000 и T/2000 совпадают. Масса системы составляет 26 кг.

Меры обеспечения безопасности и защиты в системе T/2000 те же, что и в системе T/3000.

Испытательная компактная система проверки реле T/1000.

Система предназначена для тестирования следующих типов реле: сопротивления, синхронизации, минимального (максимального) напряжения, мощности (активной, реактивной), минимального тока, токовых обратного чередования фаз, максимального тока без выдержки времени, направленных максимального тока, направленных от замыкания на землю, частоты, скорости изменения частоты, дифференциальных, направления напряжения, отключения, а также проверки устройств АПВ, защит двигателя, тепловых защит, таймеров; для измерения коэффициента мощности и регулировки напряжения.

Функциональные возможности системы T/1000:

- проверка датчиков;
- хранение результатов тестирования и уставок в локальной памяти;
- осуществление синхронизации нескольких систем T/1000;
- имеет: фазовращатель и генератор частоты, функцию осциллографа для регистрации тока и напряжения, большой графический ЖК-дисплей, мощные выходы.

Система имеет также источники переменного тока и напряжения, постоянного напряжения, возможности ручной и полуавтоматической проверки, передачи результатов тестирования в ПК через интерфейс RS232; мощное ПО; возможности измерений тока, напряжения, углов и частоты.

Локальная память T/1000 хранит до 10 уставок, ее энергонезависимая память может сохранять до 500 результатов. Габариты системы — 380 x 300 x 240 (Ш x Г x В) в мм; масса — 19 кг.

Анализатор автоматических выключателей и микрометр CBA 1000 (рис. 3)

Установка предназначена для полного тестирования всех видов автоматических выключателей и представляет собой мощное устройство — анализатор времени выполнения и движения со встроенным микрометром 200 А постоянного тока для измерения сопротивления статических и динамических контактов. CBA 1000 созданы для безопасной и надежной работы в условиях шумных подстанций среднего (высокого) напряжения и электростанций.

Функциональные возможности установки CBA 1000:

- является анализатором движения и скорости;
- имеет 16 каналов синхронизации;

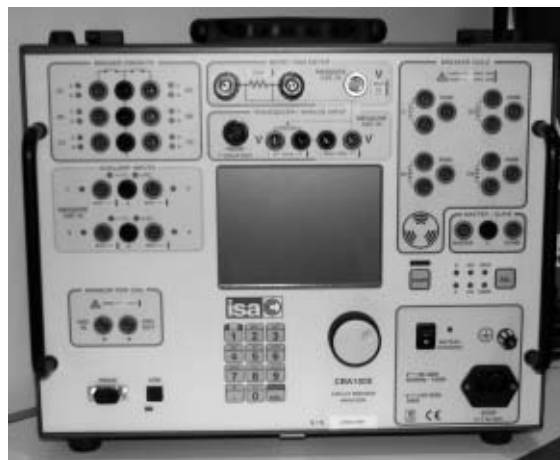


Рис. 3

- осуществляет управление до 4 катушек расцепления/замыкания;
- не требуется соединение с ПК (автономная функциональность);
- имеет большой графический ЖК-дисплей с высокой яркостью; внутреннее ЗУ, сохраняющее до 250 результатов тестирования и 64 планов испытаний; ПО для анализа и отчета и результатах тестирования.

Установка CBA 1000 может работать как от питающей сети постоянного или переменного тока, так и от внутренней перезаряжаемой батареи. Габариты установки — 400 x 300 x 240 мм; масса (с микрометром) — 10,5 кг.

Испытательная система инъекции тока первичной обмотки КАМ

Система КАМ предназначена для испытаний релейной защиты, низковольтных выключателей, трансформаторов тока, ввода установок в промышленную эксплуатацию, при реконструкции подстанций и электросетей.

Функциональные возможности системы КАМ:

- наличие высокого уровня выхода тока до 7000 А;
- мощность выхода до 35 кВА;
- имеет модульную конструкцию, цифровой таймер;
- испытывает на нагрев при длительной работе;
- питание системы: 230 В ± 15%; 50 (60) Гц.

Испытательная система КАМ представляет собой высоковольтную установку, состоящую из контрольного устройства и одного или двух внешних трансформаторов; может находиться в непосредственной близости к системе шин, что значительно снижает длину тестового кабеля.

Защита системы осуществляется с помощью термоманитного выключателя электросети; внутренние источники питания защищаются плавкими предохранителями; имеются: блокировки, а также тепловая защита трансформатора.

Габариты системы: 300 x 620 x 260 мм; масса — 37 кг.

Литература

1. Каталоги ЗАО «Чебоксарская электротехническая компания», 2007.



Т.В. Анчарова

АНАЛИЗАТОРЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Для принятия правильных решений необходимо постоянно иметь достаточно полную и достоверную информацию о контролируемом электрооборудовании. Для получения такой информации важно правильно выбрать, помимо диагностических средств, также методы и средства измерения. На смену классическим аналоговым средствам динамических измерений пришли цифровые, позволяющие осуществлять автоматизированный сбор и анализ информации.

Кроме традиционных и новых измерительных средств, контролирующих параметры эксплуатируемого электрооборудования, появилась необходимость определения условий его работы и, в первую очередь, качества электроэнергии — анализаторов — различных производителей и поставщиков.

1 Анализаторы качества электрической энергии и приборы комплексного контроля (поставщик: ЗАО «ПРИСТ»)

а) Анализаторы качества электрической энергии МТ-1010 предназначены для измерения мощности, тока, напряжения, частоты, энергии, фазового сдвига, гармонических искажений. Кроме того, они измеряют: параметры сигналов произвольной формы; постоянный, переменный, полный сигнал; активную, реактивную, полную мощность и энергию; коэффициент мощности, коэффициент гармоник и др.

б) Приборы комплексного контроля ПКК-57 и МЭТ-5080 представляют собой многофункциональные микропроцессорные анализаторы норм качества электрической энергии; приборы измеряют также параметры безопасности

однофазных (МЭТ-5080), трехфазных (ПКК-57) электрических сетей и параметры окружающей среды. Каждый из них представляет собой измерительную лабораторию.

Функциональные возможности приборов: измеряют ток, напряжение, частоту, активную, полную и реактивную мощности, коэффициент мощности; активную и реактивную энергию; параметры УЗО (АС, А — общего и селективного типа), полное сопротивление цепи «Ф-Ф», «Ф-Н», «Ф-З» (и вычисляют ожидаемый ток КЗ), сопротивление изоляции, заземления, проводимость грунта, целостность проводников заземления, токи утечки, температуру, влажность, освещенность, аномалии (импульсы перенапряжения от 10 мс, провалы напряжения, отклонение частоты, кратковременное перенапряжение); определяют правильность подключения и порядок чередования фаз, несинусоидальность напряжения и тока (до 49-й гармоники); проверяют целостность и измеряют сопротивление защитных проводников заземления и зануления током 10 А (ПКК-57); компенсируют сопротивление измерительных проводов. Приборы имеют внутреннюю память 2 Мб, интерфейс RS-232 с оптической развязкой, ЖК-дисплей с подсветкой, батарейное питание.

в) Анализаторы норм качества электрической энергии типов АКЭ-9032 и АКЭ-2020 выполняют полный анализ норм качества в одно- и трехфазных электрических сетях. Представляют собой микропроцессорные многофункциональные приборы, применяемые для оценки норм качества электроэнергии в однофазных (АКЭ-2020) и трехфазных (АКЭ-9032) электросетях, а также для измерения параметров окружающей среды.

Технические характеристики измерителей ПКК-57 и МЭТ-5080 в режиме анализа норм качества электроэнергии систем электроснабжения

Диапазон измерения напряжения, В	15—310 В; 310—600 В с погрешностью $\pm(0,5\% + 2 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения аномалии напряжения, В	15—310 В; 310—600 В с погрешностью $\pm(1\% + 2 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения тока, А	5—260 А; 260—1000А с погрешностью $\pm(0,5\% + 2 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения активной, реактивной и полной мощности, (Вт, ВАр, ВА)	0—999,9; 1—999,9 К; 1—999,9М; 1000—9999,9 М с погрешностью $\pm(1\% + 2 \text{ ед.сч.})$ + погрешность преобразователя
Диапазон измерения активной и реактивной энергии, (Вт·ч, ВАр·ч)	0—9999,9М (4 предела) с погрешностью $\pm(1\% + 2 \text{ ед.сч.})$ + погрешность преобразователя
Диапазон измерения $\cos\phi$	0,2; 0,5; 0,8 С погрешностью 0,6; 0,7; 1 (в град.)

Технические характеристики измерителей ПКК-57 и МЭТ-5080 в режиме тестирования параметров электробезопасности систем электроснабжения

Диапазон измерения целостности защитных проводников заземления, Ом	0,01—9,99 Ом; 10—99,9 Ом с погрешностью $\pm(2\% + 2 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения целостности проводников заземления, В	Тестовый ток: >10 А; 0,01—9,99 В с погрешностью $\pm(1\% + 2 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения сопротивления изоляции, Мом	0,01—1999 Мом с погрешностью $\pm(2\% + 2 \text{ ед.сч.})$ и $\pm(5\% + 2 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения сопротивления цепи «Ф-Ф», «Ф-Н», Ом	0,01—9,9 Ом; 10—199,9 Ом с погрешностью $\pm(5\% + 3 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения сопротивления цепи «Ф-З», Ом	0,01—19,9 Ом; 20—199,9 Ом; 200—1999 Ом с погрешностью $\pm(5\% + 3 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения сопротивления заземления, Ом	0,01—19,9 Ом; 20—199,9 Ом; 200—1999 Ом с погрешностью $\pm(5\% + 3 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения проводимости грунта	0,6—20—200—2000 Ом·м; 2—100—125 кОм·м с погрешностью $\pm(5\% + 3 \text{ ед.сч.})$

Возможности анализаторов и их функции:

- измерение напряжения (15—600 В; $-0,5\%$), тока (5—3000 А; $1,0\%$) частоты (47—63 Гц; $0,1\%$), мощности (активной, реактивной, полной) и энергии (активной, реактивной) и коэффициента мощности $\cos \phi$;
- детектирование аномалий напряжения от 10 мс (только АКЭ 9032);
- определение несинусоидальности напряжения и тока путем измерения их гармонических составляющих;
- измерение и/или регистрация температуры и влажности, освещенности (опционально);
- внутренняя память 2 Мб (автономная запись 63 параметра с интервалом считывания информации 15 минут — более 30 суток);
- интерфейс RS-232 с оптическим выходом + кабель подключения;
- батарейное питание (в комплекте сетевой адаптер для режима анализатора и дополнительных функций);
- ПО (CD) для анализа данных TopLink;
- масса: 1,2 кг

2. Анализаторы качества электрической энергии типа АПКЭ-1 (поставщик: Инженерная компания «Прософт-Системс»)

Анализаторы качества электрической энергии АПКЭ-1 предназначены для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением 0,38—750 кВ. Анализаторы работают как в автономном режиме, так и в составе информационно-измерительных систем или АСКУЭ. Анализаторы автоматически контролируют показатели качества электроэнергии (ПКЭ) и сопоставляют их с нормативными (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет непрерывно отслеживать отклонения от нормативных параметров, а, следовательно, предотвращать аварийные ситуации и тем самым существенно сокращать эксплуатационные расходы на оборудование, обеспечивая его работоспособность, надежность и долговечность. АПКЭ-1 представляют собой модульный IBM PC — совместимый аппаратно-программный комплекс,

Технические характеристики анализаторов АКЭ в режиме анализа норм качества электрической энергии 1Ф и 3Ф систем электроснабжения

Характеристики	Параметры	Значения	
		9032	2020
Напряжение	Диапазон измерений (автовыб.)	15...310 В	310...600 В
	Разрешение	0,2 В	0,4 В
	Погрешность	±(0,5 % + 2 ед.сч.)	
	Правильность подключения, чередование фаз	индикация: 8 цифровых комбинаций	
Аномалии напряжения (только АКЭ-9032)	Диапазон измерений (р/выбор)	15...310 В 30...600 В	—
	Погрешность измерения	±(1,0%+2 ед.сч)	—
	Интервал между выборками	10 мс	
Ток	Диапазон измерений (автовыб.)	5...260 А; 200...3000 А	
	Погрешность измерения	±(0,5 % + 2 ед.сч.)	
Измерение активной, реактивной, полной мощности	Диапазон измерений (Вт, ВАР, ВА)	0 Вт ... 999,9 МВт (3 предела)	
	Разрешение	0,1...0,1 К...0,1 М	
	Погрешность измерения	±(1,0%+2 ед.сч.+ погрешность преобразователя)	
Измерение активной, реактивной энергии	Диапазон измерений (Втч, ВАРч)	0...999,9 (3 предела)	
	Разрешение	0,1...0,1 К...0,1 М	
	Погрешность измерения	±(1,0%+2 ед.сч.+ погрешность преобразователя)	
Измерение коэффициента мощности (cos φ)	Диапазон измерений (град)	0,20...0,50...0,80	
	Разрешение	0,01	
	Погрешность измерения (град)	0,6...0,7...1,0	
Гармоники (напряжение и ток)	Диапазон измерений	от 0 до 49-й гармоники	
	Коэффициент гармонических искажений	0,99 %	
	Погрешность измерений	0...25 гарм 26...33 гарм 34...49 гарм	±(5%+2 ед.сч) ±(10%+2 ед.сч) ±(15%+2 ед.сч)
Общие данные	Разрешение	0,1 В / 0,1 А	
	Дисплей	Графический ЖКИ высокого разрешения (128×128), экран 73 мм×73 мм, монохромный с подсветкой	
	Внутренняя память (регистрация)	2 Мб	
	Внутренняя память (сохранение)	35 ячеек	
	Длина записи (63 параметра)	>30 суток при t дискр. 15 мин (автономная запись в режиме анализатора)	
	Условия эксплуатации	0°С ... 40°С, отн. влажность < 80 %	
	Напряжение питания	1,5 В × 6 (тип АА)	
	Габариты	225 × 165 × 105 мм	
	Масса	1,5 кг	

осуществляющий в режиме реального времени сбор, статистическую обработку, анализ, отображение, архивирование, хранение и передачу измерительной информации по интерфейсам RS-232 и Ethernet.

3. Портативные электроанализаторы AR.5

Портативные электроанализаторы AR.5 являются новейшей разработкой фирмы Circutor (поставщик: ЗАО «Энерготест»), намного опередившие аналоги по своим техническим характеристикам. Анализаторы имеют наименьшие массогабаритные параметры при наибольших функциональных возможностях: позволяют измерять и записывать в память напряжение, ток, частоту, мощность,

энергию, 49 гармоник напряжения и тока, коэффициент мощности и т.д.

При необходимости возможности прибора можно расширить, перепрограммировав его для измерения и регистрации дополнительных параметров: импульсов, пиков, провалов напряжения; дозы фликера; для анализа быстрых процессов, например, пуска асинхронных двигателей; токов утечки; для проверки электросчетчиков на месте.

Анализаторы имеют многофункциональный графический дисплей, что является их важной особенностью; позволяют просматривать формы синусоид токов и напряжений, одновременно отображать до 30 параметров в реальном времени, программировать анализаторы с помощью экранного меню.

Технические характеристики анализатора АПКЭ-1 (поставщик: Инженерная компания «ПРОСОФТ-СИСТЕМС»)

Количество входных аналоговых каналов, из них:	8
• для ввода напряжения	4
• для подключения датчиков тока	4
Частота дискретизации в канале при использовании восьми каналов (она увеличивается при уменьшении числа каналов), Гц	10000
Разрядность АЦП	16
Основная приведенная погрешность регистрации аналоговых сигналов, %	не более 0,4
Максимальный регистрируемый ток, А	≤ 10
Максимальное регистрируемое напряжение, В	≤ 500
Потребляемая мощность, Вт	не более 65
Вес прибора, кг	не более 10
Номинальный диапазон напряжения питания прибора, В:	
• переменного	~ 85 ... 264;
• постоянного	= 120 ... 370
Номинальный диапазон частот питающего напряжения, Гц	47 ... 440
Габариты: • блок электроники, мм	144 × 245 × 278
• выносной модуль измерения тока, мм	80 × 179 × 205
Наработка на отказ, ч	не менее 50000
Срок службы прибора, лет	10
Межповерочный интервал, лет	2

Технические характеристики анализаторов AR.5

Число фаз	3
Максимальное напряжение, В	500 (фазное)
Максимальный ток, А	20000 (с помощью токовых клещей)
Класс точности по току и напряжению	0,5
Класс точности по мощности и энергии	1,0
Устройство отображения	графический ЖК-дисплей
Связь с компьютером	порт RS232
Программное обеспечение	под Windows
Питание	220 В или встроенный аккумулятор 12В
Масса процессорного блока, кг	0,6

Технические характеристики анализатора ANALYST 3Q (поставщик: ООО «НПФ УНИВЕРСАЛПРИБОР»)

Диапазон рабочей температуры окружающей среды, °C	-10°C ...+50
Диапазон оптимальной температуры окружающей среды, °C	0°C ...+40
Габариты, мм	240 × 180 × 110
Вес, кг	1,7 (с аккумулятором)
Диапазон входных напряжений, В • при соединении «звезда» • при соединении «треугольник»	57 ... 480 100 ... 830
Погрешность измерения напряжения	±(0,5% показания + 10 единиц последнего разряда (е.п.р.))
Разрешение по напряжению, В	0,1
Номинальный токовый диапазон измерения, А	15/150/3000
Разрешение по току, А	1/0,1/0,01
Погрешность измерения тока	±(1,0% показания + 10 е.п.р.)
Номинальный диапазон измерения частоты, Гц	46 Гц...54 (56 Гц ... 64)
Разрешение по частоте, Гц	0,01
Погрешность измерения частоты	±(0,5% показания + 10 е.п.р.)
Диапазон измеряемых гармоник	1 ... 40
Номинальный диапазон измерения активной мощности, кВт	0 ... 35
Разрешение по мощности, Вт	1 ... 10
Погрешность измерения мощности	±(1,5% показания + 20 е.п.р.)
Диапазон измерения cos φ	0,0 ... 1,0
Разрешение по cos φ	0,001
Погрешность измерения cos φ	± 1 % полной шкалы
Разрешение по фазовому углу	0,1
Погрешность измерения фазового угла	±(1% показания + 20 е.п.р.)
Разрешение по пульсациям	0,01
Погрешность измерения пульсаций	±(5% показания + 10 е.п.р.)

Технические характеристики анализаторов модели 43В

Диапазоны измерения: • напряжения, В • тока • частоты, Гц • мощности • cos φ • коэффициента гармоник • сопротивления • емкости • пускового тока, А	5 ... 1250 50 А ... 50 кА 40 ... 70 250 Вт ... 1,56 ГВт 0,9 ... 1,0 1 ... 30 500 Ом ... 30 МОм 500 мкФ ... 50 нФ 1 ... 1000
Диапазон рабочих температур, °C	0 ... 50
Гарантия, лет	3

4. Портативные анализаторы качества электроэнергии трехфазных сетей ANALYST 3Q (фирма Lem Instruments)

Портативные анализаторы качества электроэнергии трехфазных сетей ANALYST 3Q представляют собой малогабаритные, простые в эксплуатации приборы, позволя-

ющие выводить на дисплей одновременно все параметры качества электроэнергии для быстрой диагностики исследуемой сети. Кроме того, анализаторы измеряют: активную, реактивную и полную мощности, cos φ, фазовый угол, активную и реактивную энергию, напряжение, ток, частоту.

5. Анализаторы качества электроснабжения Fluke 430 и Fluke 43 В.

Анализаторы качества электроснабжения Fluke 430 (для трехфазной сети) и Fluke 43 В (для однофазной сети) представляют новую серию приборов подобного назначения. Они дают возможность проведения анализа всех параметров и событий, связанных с энергоснабжением, быстрее, безопаснее и детальнее, чем когда-либо раньше.

Анализаторы качества электроснабжения для трехфазной сети Fluke 434 и Fluke 433 помогут найти, спрогнозировать, предотвратить или устранить неполадки в системах распределения энергии. Эти удобные портативные приборы обладают множеством новых функций, которые дают возможность быстро и безопасно обнаруживать неполадки.

Анализаторы серии Fluke 430 измеряют напряжение, ток, частоту, мощность, потребление мощности, дисбаланс, фликер, отображают гармоники, промежуточные гармоники, регистрируют такие события, как провалы и выбросы напряжения, переходные процессы для напряжений до 6 кВ, прерывания и быстрые изменения напряжения с разрешением до 5 микросекунд; каждое измерение автоматически записывается. Кроме того, можно мгновенно увидеть, какие параметры вышли за заданные границы, и переключиться на подробные записи событий и графики изменения параметров.

Анализаторы автоматически регистрируют до 40 провалов, выбросов, прерываний и переходных процессов. При возникновении события информация о форме колебаний напряжения и тока сохраняется для всех трех фаз и нейтрали, что дает возможность анализировать временные зависимости и проводить анализ причины и следствия.

Анализаторы позволяют одновременно измерять напряжение и ток на трех фазах и нейтрали; имеют высший класс безопасности, быстродействие и удобство в использовании; могут эксплуатироваться в тяжелых производственных условиях; обеспечивают семичасовую работу без зарядки батареи; хранят до 100 измерений, каждое из которых может содержать до 32 параметров, записанных за период, превышающий год, и до 50 изображений экрана.

Анализаторы Fluke 43В являются приборами для диагностирования качества электроснабжения и устранения

неисправностей в сети электроснабжения, а также сбоев общего характера в работе оборудования. Удобные в использовании благодаря меню, предоставляющему выбор различных режимов, они сочетают в одном приборе возможности анализатора качества электроснабжения, осциллографа на 20 МГц, мультиметра и регистратора данных.

Возможности анализаторов: измеряют пусковой ток, активную, реактивную и полную мощности, $\cos \varphi$, гармоники (до 51-ой) напряжения, тока и мощности, провалы и выбросы в циклическом режиме до 24 часов; автоматически регистрируют до 40 переходных процессов; вычисляют мощность и $\cos \varphi$ на трехфазных симметричных нагрузках; хранят в памяти до 20 изображений экрана. Как мультиметр, измеряют сопротивления, электропроводности, емкости, температуру. Как регистраторы, записывают два параметра в течение 16 дней, напряжение, ток, частоту, мощность, гармоники, а также все измерения осциллографа.

6. Регистраторы параметров качества электроэнергии «Парма РК3.01».

Регистраторы параметров качества электроэнергии «Парма РК3.01» (поставщик: ООО «Парма») устанавливаются на границе балансовой принадлежности энергоснабжающей организации и потребителя.

Область применения:

- контроль параметров электрической энергии на предприятиях промышленности и энергообъектах с целью оптимизации режимов и графиков энергопотребления (энергоаудит);

- сертификация электроэнергии, предназначенной для приобретения и использования гражданами;

- экспертизы качества электроэнергии, связанные с возможными искажениями по договорам энергоснабжения.

Регистраторы предназначены для автоматизации коммерческого и технического контроля показателей качества электроэнергии по ГОСТ 13109-97 в однофазных и трехфазных электрических сетях, с номинальными междуфазными напряжениями 380 В, непосредственно, и от 6 кВ и выше при использовании измерительных трансформаторов напряжения.

Технические характеристики регистраторов «Парма РК3.01»

Число входных каналов	3
Диапазон входных напряжений переменного тока, В	40 ... 456
Время непрерывной регистрации, час	170
Электрическая прочность изоляции между каналами, кВ, не менее	2
Напряжение питания регистратора, В	100 ... 240
Входное сопротивление регистратора, кОм, не менее	500
Габариты, мм	200×230×80
Диапазон рабочих температур, °С	-20 ... +50
Потребляемая мощность, ВА, не менее	10
Мощность, потребляемая по измерительным каналам, ВА, не более	1,5
Масса, кг, не более	1,5

Измеряемые параметры

Параметр	Пределы	Погрешность
Отклонение частоты, Гц	-1...+1 от $f_{ном}$	не более $\pm 0,02$
Установившееся отклонение напряжения, %	+/-15% Уном	не более $\pm 0,3\%$;
Коэффициент искажения синусоидальности кривой каждого фазного напряжения, KU, %	0% — 15%	не более $\pm 10\%$ для KU>1 и не более $\pm 0,1$ абс. погр. для KU <1%
Коэффициент n-ой гармонической составляющей каждого фазного напряжения KU(n), %	0% — 10%	не более $\pm 5\%$ для KU(n)>1% и не более $\pm 0,05\%$ абс. погр. для KU(n)<1 %
Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности, %	0% — 10% 0% — 10%	не более 0,3 % абс. погр.
Амплитудное значение напряжения в каждой из фаз	не более 440 В 0%— 10%	не более $\pm 0,3\%$ с абс.погр.
Глубина провала напряжения	10% — 100%	$\pm 0,5\%$ абс. погр.
Длительность провала напряжения	10 мс — 60 с.	± 10 мс. абс. Погр.
Коэффициент временного перенапряжения	1,1-2,5 отн. ед	$\pm 10\%$
Длительность временного перенапряжения	40 мс — 60 с	± 10 мс. абс.погр

Технические характеристики анализатора

Мощность, потребляемая по измерительным цепям, Вт, не более	0,3
Мощность, потребляемая по цепи электропитания, Вт, не более	5
Габариты, мм, не более	250x200x65
Масса, кг, не более	1,5
Наработка на отказ, час, не менее	8000

Регистраторы типа «Парма РК3.01» длительно хранят обработанную информацию (до 10 лет), что позволяет их применять на удаленных и необслуживаемых объектах.

7. Анализаторы качества электроэнергии «ППКЭ-1-150М».

Анализаторы качества электроэнергии «ППКЭ-1-150М» (поставщик: фирма «Энергаудит-2000») позволяют: осуществлять мониторинг показателей качества электроэнергии (ПКЭ); выявлять причины несоответствия ПКЭ ГОСТу 13109-97; проводить анализ причин выхода оборудования из строя, для принятия оптимальных решений конфигурирования сетей, оптимизации нагрузок и подключения нового оборудования; выполнить сертификацию электрической энергии.

Особенности анализаторов: достаточно просто интегрируются в систему управления качеством, поскольку имеют стандартный интерфейс RS 232; могут использоваться в качестве устройств коммерческого учета качества электроэнергии.

ППКЭ представляют собой 2-процессорную микроЭВМ с блоком гальванически развязанных аналого-цифровых преобразователей. Содержат энергонезависимую память (ЭНП), устройство сопряжения (по RS-каналу) с персональным компьютером и параллельный порт для выдачи информации на принтер и (или) подключения внешней памяти; имеет изолированные от корпуса прибора входы

для измерения сигналов напряжения в однофазной и трех- или четырехпроводной трехфазной электрической сети.

Возможности анализаторов:

- выводят измеряемую информацию в цифровой форме на дисплей и печатающее устройство;
- выводят результаты измерения и накопленной информации на любой IBM-совместимый персональный компьютер или передают ее с помощью модема;
- защищены от несанкционированного доступа к программному обеспечению;
- по окончании установленного времени измерений осуществляют печать обработанной информации в виде протокола; в любой момент времени могут распечатать на принтере текущие значения ПКЭ;
- обеспечивают сохранение информации во всех блоках памяти при перерывах питания; с помощью ЭНП обеспечивается хранение заданных нормально и предельно допустимых значений ПКЭ, а также режим автоматической их установки при повторных включениях.

Анализаторы выдерживают по входным цепям длительную (до 2-х часов) перегрузку напряжения (не более 3 Уном) и кратковременную (до 1с) — не более 1 кВ.

Литература

1, Киреева Э.А. Современные средства контроля и измерения в электроснабжении (Справочные материалы. Часть 1). — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2006.



**В.Н. Харечко,
Ю.В. Харечко**

О ТОКЕ ПРИКОСНОВЕНИЯ

В требования нормативных документов к низковольтным электроустановкам и к применяемому в них низковольтному электрооборудованию часто упоминают электрические токи, протекающие в различных проводниках при нормальных и аварийных условиях оперирования электроустановок. В четырнадцатой статье, посвященной разъяснению терминологии, применяемой в нормативных документах, устанавливающих требования к низковольтным электроустановкам и к низковольтному электрооборудованию, рассматривается понятие «ток прикосновения». Терминология адаптирована к электроустановкам зданий.

Ток прикосновения (для электроустановки здания) — электрический ток, протекающий через тело человека или животного, когда они касаются одной или нескольких частей электроустановки здания.

Ток прикосновения (для электрооборудования) — электрический ток, протекающий через тело человека или через тело животного, когда они касаются одной или более доступных частей электрооборудования при нормальных условиях.

В Международном электротехническом словаре¹ (МЭС) (в стандарте МЭК 60050-195 «Международный электротехнический словарь. Часть 195. Заземление и защита от поражения электрическим током» 1998 г. с поправкой 2001 г. [1, 2]) термин «ток прикосновения» определен следующим образом: электрический ток, протекающий через тело человека или через тело животного, когда оно касается одной или более доступных частей установки или оборудования.

В другой части МЭС — стандарте МЭК 60050-826 «Международный электротехнический словарь. Часть 826. Электрические установки» 2004 г. [3] термин «ток прикосновения» определен похоже: электрический ток, протекающий через тело человека или через тело животного, когда оно касается одной или более доступных частей электрической установки или электрического оборудования.

Процитированное определение рассматриваемого термина из стандарта МЭК 60050-195 использовано в стандартах МЭК 61140 «Защита от поражения электрическим током. Общие положения для установки и оборудования» 2001 г. [4], МЭК 60519-2 «Безопасность в электроннагревательных установках. Часть 2. Специальные требования для оборудования резистивного нагрева» 2006 г. [5] и МЭК 61558-1 «Безопасность силовых трансформаторов, блоков питания, стабилизаторов и подобных изделий. Часть 1. Общие требования и испытания» 2005 г. [6].

В стандарте МЭК 60990 «Методы измерения тока прикосновения и тока защитного проводника» 1999 г. [7] рассматриваемый термин определен на основе информации стандарта МЭК 60050-195: электрический ток через тело человека или через тело животного, когда оно касается одной или более доступных частей установки или оборудования.

В стандарте МЭК 60065 «Аудио-, видео- и аналоговая электронная аппаратура. Требования безопасности» 2005 г. [8] рассматриваемый термин также определен на основе информации стандарта МЭК 60050-195: электрический ток через тело человека, когда оно касается одной или более доступных частей.

¹ В состав Международного электротехнического словаря входит более 70 стандартов комплекса МЭК 60050, в которых даны определения около 20 000 терминов.

В стандарте МЭК 60950-1 «Информационное оборудование. Безопасность. Часть 1. Основные требования» 2005 г. [9] термин «ток прикосновения» определен так: электрический ток через тело человека, когда оно касается одной или более доступных частей. В примечании к определению термина указано, что ток прикосновения был ранее включен в термин «ток утечки».

В стандарте МЭК 60601-1 «Медицинское электрическое оборудование. Часть 1. Основные требования для базовой безопасности и важнейшие характеристики» 2005 г. [10] термин «ток прикосновения» определен следующим образом: ток утечки, протекающий от оболочки или от ее частей, доступных любому оператору или пациенту при нормальном использовании, исключая соединения пациента², до земли или до другой части оболочки через внешний путь иной, чем защитный заземляющий проводник. В примечании к определению термина указано, что смысл этого термина такой же, как термина «ток утечки оболочки» в первой и второй редакции этого стандарта. Термин был изменен для выравнивания с МЭК 60950-1 и отражения факта, что сейчас измерение применяется также к частям, которые обычно имеют защитное заземление.

В ГОСТ Р МЭК 61140 [11], который разработан на основе ранее действовавшего стандарта МЭК 61140 1997 г. [12], термин «ток прикосновения» определен следующим образом: «Электрический ток, протекающий через тело человека или животного при прикосновении к одной или более доступным частям электрооборудования или электроустановки в нормальных условиях или при наличии неисправности». Цитированное определение представляет собой достаточно точный перевод определения рассматриваемого термина из стандарта МЭК 61140 1997 г.

В ГОСТ Р МЭК 60065 [13], который разработан на основе ранее действовавшего стандарта МЭК 60065 1998 г., рассматриваемый термин имеет наименование «ток от прикосновения» и следующее определение: «Ток, проходящий через тело человека при прикосновении к одной или более доступным частям аппаратуры при нормальных рабочих условиях или при неисправностях».

В ГОСТ Р МЭК 60950 [14], который разработан на основе ранее действовавшего стандарта МЭК 60950³ 1999 г., термин «ток прикосновения» определен так: «Электрический ток, протекающий по телу человека, когда он прикасается к доступной части или частям оборудования». Примечание к определению этого термина уточняет, что «Ток прикосновения ранее входил в понятие «ток утечки»».

Цитированные определения рассматриваемого термина из стандартов МЭК характеризуют такой электри-

ческий ток, который может протекать через тело человека или животного, когда они касаются одной или нескольких доступных частей электроустановки или электрооборудования. В нормальном режиме электроустановки здания доступными частями являются проводящие части электрооборудования, которые не находятся под напряжением, например, открытые проводящие части, а также ими могут быть некоторые токоведущие части электрооборудования класса III, находящиеся под сверхнизким напряжением. В аварийном режиме электроустановки здания доступные части, например, открытые проводящие части, могут оказаться под напряжением, а также могут стать доступными токоведущие части, если в условиях единичного повреждения произошло повреждение оболочки электрооборудования. Для уточнения области использования термина «ток прикосновения» и корректировки его определения необходимо рассмотреть требования стандартов МЭК, в которых он использован.

Указанный термин применяют в стандарте МЭК 61140, который представляет собой базовый стандарт по безопасности. В этом стандарте изложены общие положения к обеспечению защиты от поражения электрическим током для электроустановок и электрооборудования. Стандарт МЭК 61140 предназначен для использования техническими комитетами МЭК при разработке новых стандартов и переработке действующих стандартов МЭК на электроустановки и на электрооборудование.

В п. 7.5.1 «Токи прикосновения» стандарта МЭК 61140 указано, что должны быть приняты меры для того, чтобы доступные части, когда их коснулись, не вызывали опасности, как обозначено в комплексе МЭК 60479⁴. Токи прикосновения должны быть измерены согласно стандарта МЭК 60990. Там, где позволяют дополнительный ток прикосновения при условиях повреждения, технические комитеты должны определенно идентифицировать в своих стандартах условия и разрешенный дополнительный ток.

В стандарте МЭК 60990, который также представляет собой базовый стандарт по безопасности, изложены требования к методам измерения токов прикосновения и токов защитного проводника. Стандарт МЭК 60990 предназначен для использования техническими комитетами МЭК, разрабатывающими стандарты на конкретные виды электрооборудования. Технические комитеты, руководствуясь требованиями стандарта МЭК 60990, формулируют требования в новых стандартах и вносят исправления в требования действующих стандартов на электрооборудование в части проведения его испытаний, связанных с измерениями токов утечки⁵. Однако широко распространенный термин

² Термин «соединение пациента» определен в стандарте МЭК 60601-1 следующим образом: индивидуальная точка на используемой части, через которую может протекать ток между пациентом и медицинским электрическим оборудованием при нормальном условии или условии единичного повреждения.

³ В 2001 г. стандарт МЭК 60950 1999 г. был заменен первой редакцией стандарта МЭК 60950-1 2001 г. В настоящее время действует вторая редакция стандарта МЭК 60950-1, датированная декабрем 2005 г.

⁴ В состав комплекса МЭК 60479 «Воздействия тока на людей и скот» входят две технические спецификации МЭК 60479-1 [15], МЭК 60479-2 [16] и два технических отчета МЭК 60479-3 [17], МЭК 60479-4 [18].

⁵ Току утечки посвящена статья [19].

«ток утечки» в стандарте МЭК 60990 был заменен терминами «ток прикосновения» и «ток защитного проводника». Рассмотрим требование этого стандарта более подробно.

В стандарте МЭК 60990 указано, что из обзора действий тока утечки были получены следующие выводы:

- основное беспокойство для безопасности касается возможного протекания вредного тока через тело человека (этот ток не обязательно равен току, протекающему через защитный проводник);

- установлено, что действие электрического тока на тело человека является до некоторой степени более сложным чем, предполагалось в течение разработки более ранних стандартов, в которых есть несколько реакций тела, которые следовало рассмотреть. Самыми значимыми реакциями для установленных пределов для непрерывных форм волны являются:

- ощущение;
- реагирование;
- отпускание;
- электрический ожог.

Каждая из этих четырех реакций тела имеет уникальный пороговый уровень, которые имеют существенные различия в характере изменения с изменением частоты электрического тока.

В прошлом стандарты на оборудование использовали два традиционных метода для измерения тока утечки. Или измеряли фактический ток в защитном проводнике, или использовали простой резисторно-конденсаторный многополюсник (представляющий простую модель тела). Ток утечки определяли как ток через резистор. В стандарте МЭК 60990 ток прикосновения предписано измерять с помощью специальных многополюсников, представляющих собой модель полного сопротивления тела человека. Методы измерения, рекомендованные для тока прикосновения, основаны на возможных воздействиях тока, протекающего через тело человека.

Стандарт МЭК 60990 предусматривает методы измерения для четырех реакций тела на электрический ток, отмеченных выше, используя более характерную модель тела, которая была выбрана для большинства общих случаев поражения электрическим током. В стандарте используется модель тела, аппроксимирующая полный контакт рука-рука или рука-нога в нормальных условиях. Для маленьких площадей контакта (например, контакта одним пальцем) адекватной может быть другая модель.

Из указанных реакций, ощущение, реагирование и отпускание связаны с пиковым значением тока прикосновения и изменяются с частотой. Традиционно, проблемы для поражения электрическим током имели дело с синусоидальными формами волны, для которых действующие значения измерений являются самыми удобными. Пиковые измерения являются более подходящими для несинусо-

идальных форм волны в тех случаях, когда ожидаются существенные значения тока прикосновения, но являются в равной степени подходящими для синусоидальных форм волны. Многополюсники, заданные для измерения токов ощущения, реагирования и отпускания чувствительны к частоте.

Электрические ожоги соотносят с действующим значением значения тока прикосновения, и они относительно независимы от частоты. Однако в тех случаях, когда электрические ожоги могут представить беспокойство, для оборудования требуется два отдельных измерения, одно при пиковом значении для поражения электрическим током и второе при действующем значении для электрических ожогов.

Стандарт МЭК 60990 устанавливает методы измерений для следующих электрических токов:

- постоянного тока или переменного тока синусоидальной или несинусоидальной формы волны, который может протекать через тело человека;
- электрического тока, протекающего через защитный проводник.

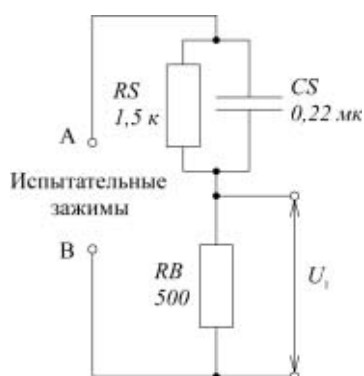
Однако эти методы не предназначены для измерения:

- токов прикосновения, имеющих продолжительность меньше чем 1 с;
- токов пациентов, как определено в стандарте МЭК 60601-1;
- переменного тока частотой ниже 15 Гц;
- переменного тока в комбинации с постоянным током, так как использование единственного многополюсника для комбинированного показания воздействий комбинированного переменного тока и постоянного тока не было исследовано;
- электрических токов свыше тех, которые выбраны в качестве пределов электрического ожога.

Требования стандарта МЭК 60990 применимы для всех классов оборудования, которые установлены в стандартах комплекса МЭК 60536⁶ (класс 0 — класс III).

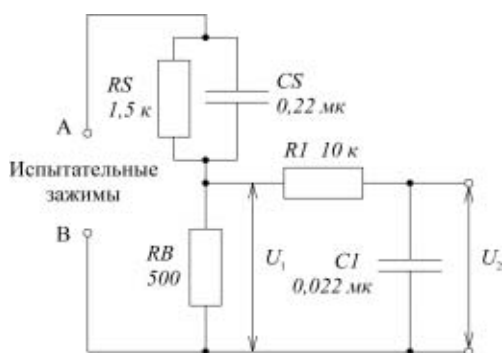
На рисунках 4—6 стандарта МЭК 60990 приведены схемы трех многополюсников (см. рис. 1—3 статьи), которые следует применять при измерениях токов прикосновения для различных реакций человека на электрический ток. Эти многополюсники предназначены для измерений токов прикосновения в диапазоне от 100 мкА (действующее значение)/140 мкА (пиковое значение) до приблизительно 10 мА (действующее значение)/14 мА (пиковое значение) для постоянных токов и переменных токов частотой до 1 МГц для синусоидальной или несинусоидальной форм волны. Ток прикосновения определяют расчетным путем как частное от деления соответствующего напряжения (U_1 , U_2 или U_3) на значение сопротивления RB , равное 500 Ом. Напряжения следует измерять вольтметром, который имеет входное сопротивление не менее 1 МОм, входную емкость

⁶ Стандарты МЭК 60536 и МЭК 60536-2, на основе которых были разработаны и введены в действие ГОСТ Р МЭК 536 [20] и ГОСТ Р МЭК 60536-2 [21], в 1999 г. были заменены Международной электротехнической комиссией стандартом МЭК 61140. То есть требования к электрооборудованию классов 0, I, II и III устанавливает действующий стандарт МЭК 61140 2001 г.



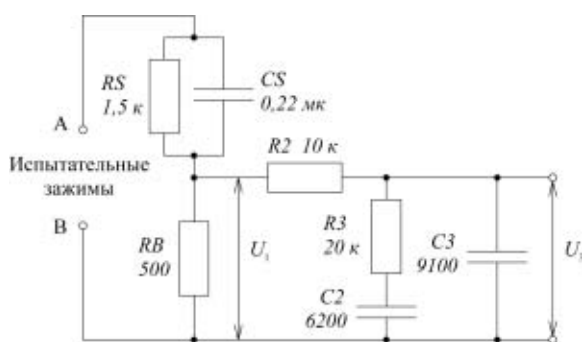
Невзвешенный ток прикосновения = $\frac{U_1}{500}$
(действующее значение)

Рис. 1. Измерительный многополюсник, невзвешенный ток прикосновения



Взвешенный ток прикосновения
(ощущение/реагирование) = $\frac{U_2}{500}$ (пиковое значение)

Рис. 2. Измерительный многополюсник, взвешенный ток прикосновения для ощущения или реагирования



Взвешенный ток прикосновения (отпускание) = $\frac{U_3}{500}$
(пиковое значение)

Рис. 3. Измерительный многополюсник, взвешенный ток прикосновения для отпускания

не более 200 пФ и частотный диапазон не менее чем от 15 Гц до 1 МГц.

При измерении токов прикосновения, которые могут вызвать электрические ожоги, должен быть использован измерительный многополюсник, схема которого приведена на рис. 1. С его помощью измеряют действующее значение невзвешенного (по частоте) тока прикосновения, равного $\frac{U_1}{500}$.

При измерении токов прикосновения, которые вызывают ощущение и реагирование, следует использовать измерительный многополюсник, схема которого приведена на рис. 2. С его помощью измеряют пиковое значение взвешенного по частоте тока прикосновения, равного $\frac{U_2}{500}$, учитывающего изменение полного сопротивления тела человека при изменении частоты электрического тока.

Измерение токов прикосновения, при которых возможно отпускание, следует выполнять с помощью измерительного многополюсника, приведенного на рис. 3. С его помощью измеряют пиковое значение взвешенного тока прикосновения, равного $\frac{U_3}{500}$. Причем этот многополюсник должен быть использован только, если неспособность отпускания является существенным учитываемым фактором, то есть если встречаются все следующие условия:

- имеющий место электрический ток является переменным током, и его предельное значение в стандарте на изделие больше чем 2,0 мА действующее значение или 2,8 мА пиковое значение;
- оборудование имеет часть, которую можно захватить рукой;
- ожидают, что будет трудно отпустить часть, которую можно захватить рукой, из-за протекания тока через кисть и руку.

В противном случае должен использоваться многополюсник рис. 2.

При измерении постоянных токов прикосновения, не имеющих пульсации⁷, может быть использован любой из этих многополюсников. Ток прикосновения равен $\frac{U_1}{500}$.

В стандарте МЭК 60990 установлены девять схем подключения однофазного и трехфазного электрооборудования, применяемые при измерениях токов прикосновения во время испытаний электрооборудования. Эти схемы моделируют функционирование электрооборудования в низковольтных электроустановках, соответствующих различным типам заземления системы. В качестве примеров на рисунках 4 и 5 статьи, которые соответствуют рисункам 6 и 11 стандарта МЭК 60990, приведены две схемы, моделирующие наиболее распространенные варианты подключения электрооборудования.

Измерения тока прикосновения выполняют между одновременно доступными частями и доступными частями и землей. Электрод зажима «А» измерительного многополюсника должен быть по очереди приложен к каждой

⁷ Если иначе не определено в стандарте на оборудование, постоянный ток без пульсации означает меньше чем десятипроцентную пульсацию полного размаха колебаний от максимума к минимуму.

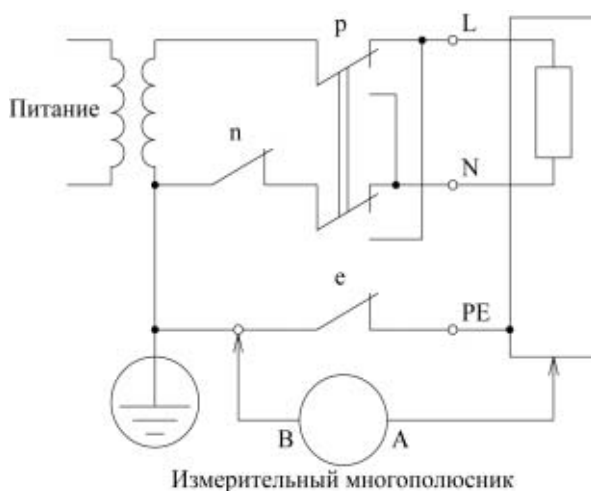


Рис. 4. Испытательная установка: однофазное оборудование в системе TN или TT с источником питания, соединенным в звезду

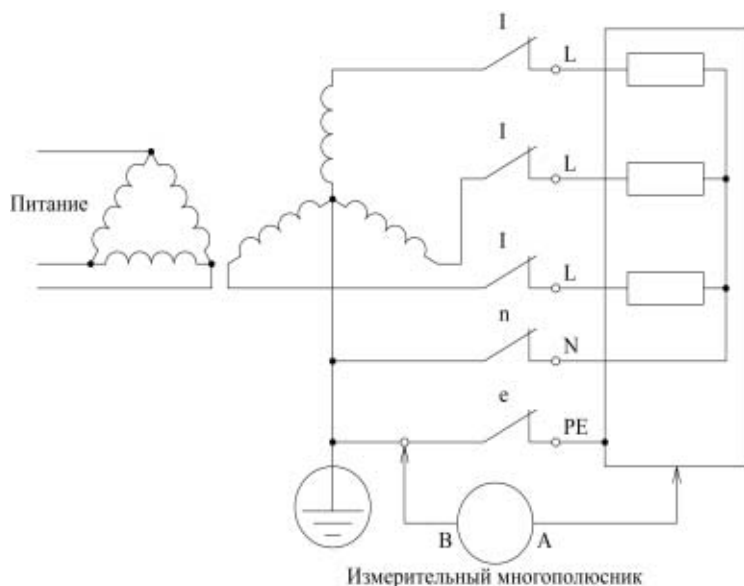


Рис. 5. Испытательная установка: трехфазное оборудование в системе TN или TT с источником питания, соединенным в звезду

доступной части и цепи. Для каждого приложения электрода зажима «А» электрод зажима «В» должен быть приложен к земле, затем по очереди приложен к другим доступным частям.

Испытательные электроды, которые присоединяют к испытательным зажимам «А» и «В» измерительного многополюсника, выполняют или в виде испытательного зажима, или в виде металлической фольги размером 100 × 200 мм, моделирующей кисть руки человека.

Измерения должны быть выполнены во всех надлежащих условиях нормального оперирования, которому соответствуют замкнутые испытательные выключатели «I», «n» и «e». Для однофазного электрооборудования дополнительно выполняют измерения при разных вариантах подключения линейного и нейтрального проводников, которые моделируют с помощью переключателя «р». Трехфазное электрооборудование испытывают с переключением фаз, однако исключая такое электрооборудование, оперирование которого зависит от фазирования.

выпускать более 1 млн электроинструментов в год. Производственные мощности расширяет и совместное предприятие Bosch und Siemens Hausgerate GmbH (BSH). В июне 2007 года в городе Стрельна под Санкт-Петербургом откроется новое производство холодильного оборудования. В строительство завода было инвестировано около 50 млн евро. На первом этапе на заводе планируется выпускать около 500 тыс. систем в год, которые в основном будут производиться для рынка России, Белоруссии и Украины. Консолидированный объем продаж компании Bosch на российском рынке в 2006 году увеличился на 31% и достиг 437 млн евро, с учетом неконсолидированных дочерних компаний рост составил 27% (до 554 млн евро). Основными генераторами роста стали подразделения электроинструментов и бытовой техники. В 2007 году компания Bosch ожидает двузначного роста объема продаж в России. Консолидированный объем продаж компании за 2006 год в Украине составил 65 млн евро (17% роста), в Белоруссии — 11 млн евро (нулевой прирост, объем продаж остался на уровне 2005 года). Число сотрудников Bosch в трех странах составило: в России — 1750 человек, в Украине — 120 человек, в Белоруссии — 20 человек. В 2007 году штат компании в регионе (Россия, Украина, Белоруссия) расширится в основном за счет создания новых рабочих мест на производствах электроинструментов в городе Энгельс и бытовой техники в Стрельне.

www.torgrus.com

КАБЕЛЬНЫЙ ЗАВОД «АЛЮР» ОСВОИЛ ВЫПУСК СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ NYM (NUM)

Кабельный завод ООО «Алюр» (Великие Луки) вышел на производственные мощности по выпуску кабелей силовых NYM (NUM).

Область применения: стационарная прокладка в осветительных и силовых сетях 300/500 В для эксплуатации в жилых, бытовых, административных и производственных помещениях. Возможна прокладка кабеля поверх штукатурки, в ней и под ней, в кирпичной кладке, в бетоне, трубах и каналах.

КОНСТРУКЦИЯ:

Токопроводящая жила — медная, круглой формы, 1 класса по ГОСТу 22483-77.

Для оборудования, имеющего защитное заземляющее присоединение или функциональное заземляющее присоединение, зажим «А» измерительного многополюсника присоединяют к заземляющему зажиму испытываемого оборудования. При испытаниях электрооборудования класса 0 и класса II защитный проводник игнорируют.

Измерение токов прикосновения выполняют также и в условиях некоторых повреждений. В частности, в стандарте предусмотрено выполнение измерений в условиях повреждения (обрыва) защитного проводника, подключенного к открытой проводящей части электрооборудования класса I, которое моделируют размыканием выключателя «е». Выполняют измерения в условиях повреждения (обрыва) нейтрального проводника, моделируемого размыканием выключателя «п», и линейных проводников, моделируемых размыканием выключателей «I». Для электрооборудования, которое предназначено для применения в низковольтных электроустановках, соответствующих типу заземления системы IT, измерение тока прикосновения выполняют в условиях замыкания линейного проводника системы питания на землю.

Все повреждения, перечисленные в стандарте, относятся только к системе питания и к низковольтной электроустановке и не происходят в испытываемом электрооборудовании, у которого измеряют ток прикосновения. То есть указанные повреждения не включают в себя повреждение изоляции токоведущих частей испытываемого электрооборудования.

Информация о воздействии электрического тока, протекающего через тело человека, из которой могут быть получены его предельные значения, содержится в технической спецификации МЭК 60479-1. Однако, несмотря на это, а также на то, что конкретизация или включение определенных предельных значений тока прикосновения не являются областью действия стандарта МЭК 60990, в этот стандарт было включено справочное приложение «D» «Выбор пределов тока». В указанном приложении приведены примеры пределов электрического тока и их выбора, которыми могут воспользоваться технические комитеты МЭК, когда они выбирают пределы тока прикосновения для конкретного электрооборудования. Рассмотрим примеры пределов электрического тока.

В стандарте МЭК 60990 отмечается, что предел тока фибрилляции желудочков не принят. Предполагается, что пределы, выбранные для токов прикосновения, будут значительно ниже порога для фибрилляции желудочков⁸. Приблизительное среднее пороговое значение тока отпускания⁹ установлено в технической спецификации МЭК 60479-1 равным 10 мА (действующее значение). Значение, равное 5 мА (действующее значение), охватило бы все взрослое население¹⁰. Порог реагирования¹¹, установленный в технической спецификации МЭК 60479-1 для низких частот (15—100 Гц), приблизительно равен 0,5 мА действующее значение или 0,7 мА пиковое значение для синусоидального тока.

В стандарте МЭК 60990 также отмечается, что ток прикосновения можно ощущать при очень маленьких его значениях таких, как несколько микроампер¹². Если этот ток не сопровождается непреднамеренным реагированием, которое могло бы привести к вредным последствиям, его не рассматривают в качестве опасного электрического тока. В стандартах МЭК 60065, МЭК 60950-1 и МЭК 60335-1¹³ для электрооборудования класса II установлено значение, равное половине порога реагирования — 0,25 мА (действующее значение). Пределы меньше 0,25 мА (действующее значение) определены для некоторых медицинских применений.

В приложении «D» стандарта МЭК 60990 содержатся также общие рекомендации по выбору пределов электрического тока, которые обычно выражают максимальными значениями постоянного тока и переменного тока на частотах до 100 Гц. Для электрооборудования с частями, которые можно захватить рукой, самым высоким предельным значением электрического тока является порог отпускания. Между порогами реагирования и отпускания, может появиться побочная опасность травмирования человека из-за его удивления или непроизвольного сокращения мышц. Однако в этом случае не ожидаются травмы, вызываемые протеканием электрического тока через тело человека. Когда для электрооборудования применяют предел отпускания такой электрический ток можно рассматривать в качестве допустимого в условиях единичного повреждения, представляющего собой, например, дефектное заземляющее соединение.

Пределы электрического тока реагирования и меньшие пределы используют для электрооборудования, для которо-

⁸ Термин «порог фибрилляции желудочков» определен в технической спецификации МЭК 60479-1 следующим образом: минимальное значение тока прикосновения через тело, который вызывает фибрилляцию желудочков.

⁹ Термин «порог отпускания» определен в технической спецификации МЭК 60479-1 следующим образом: максимальное значение тока прикосновения, при котором человек, удерживающий электроды, может выпустить из рук электроды.

¹⁰ В стандарте МЭК 60990 указано, что мужчины и женщины имеют средний порог отпускания соответственно 16 мА и 10,5 мА, а 99,5 процентов мужчин и женщин — соответственно 9 мА и 6 мА. Порог отпускания для детей ожидается быть ниже.

¹¹ Термин «порог реагирования» определен в технической спецификации МЭК 60479-1 следующим образом: минимальное значение тока прикосновения, который вызывает непроизвольное мышечное сокращение.

¹² В технической спецификации МЭК 60479-1 определен термин «порог ощущения»: минимальное значение тока прикосновения, который вызывает любое ощущение для человека, через которого он протекает.

¹³ В настоящее время действует стандарт МЭК 60335-1 «Бытовые и аналогичные электрические приборы. Безопасность. Часть 1. Общие требования» [22], датированный 2006 г. Вместо термина «ток прикосновения» в этом стандарте использован термин «ток утечки». Требования стандарта МЭК 60335-1 к измерению токов утечки соответствуют требованиям стандарта МЭК 60990 к измерению токов прикосновения.

го существует необходимость избегать непреднамеренного реагирования там, где в результате его могут происходить тяжелые последствия (например, падение человека с лестницы или падение электрооборудования). Предел электрического тока менее 0,25 мА действующее значение (0,35 мА пиковое значение) устанавливаются там, где пользователь особенно чувствителен или имеется опасность из-за экологических или биологических причин.

В стандарте МЭК 60990 также указано, что не установлено общепринятое предельное значение тока прикосновения, который во всех случаях не будет вызывать электрические ожоги. По данным исследований ожоги кожи начинают происходить при плотности электрического тока приблизительно от 300 мА/см² до 400 мА/см² (действующее значение). В стандарте МЭК 61010-1¹⁴ для аномальных условий использован предел, равный 500 мА (действующее значение).

Стандарт МЭК 60990, таким образом, предписывает проводить измерение токов прикосновения при нормальных условиях оперирования электрооборудования и в условиях некоторых повреждений, которые относятся только к системе питания и к низковольтной электроустановке и не происходят в испытываемом электрооборудовании.

В технической спецификации МЭК 60479-1 термин «ток прикосновения» использован при определении порогов ощущения, реагирования, отпускания и фибрилляции желудочков, которые устанавливают четыре характерные реакции организма человека на электрический ток, протекающий через его тело. В нормальных условиях, когда, прежде всего, отсутствуют повреждения изоляции токоведущих частей, человек не может прикоснуться к проводящим частям, находящимся под напряжением. Если такое прикосновение предусмотрено стандартами на конкретное электрооборудование, то ток прикосновения обычно не превышает порога реагирования. Следовательно, термин «ток прикосновения» в определениях термина «порог отпускания» и особенно термина «порог фибрилляции желудочков» подразумевает возникновение аварийного режима, когда, например, в результате единичного повреждения основной изоляции какой-либо токоведущей части электрооборудования класса 0 или класса I его открытые проводящие части, доступные прикосновению человека, оказались под напряжением.

В нормативной документации следует различать два разных тока прикосновения — ток прикосновения применительно к электроустановке здания и ток прикосновения применительно к электрооборудованию. Первый ток, в общем случае, представляет собой электрический ток, протекающий через тело человека или тело животного, когда они прикасаются к каким-то проводящим частям,

находящимся под разными электрическими потенциалами, и в нормальном, и в аварийном режимах электроустановки здания. Поэтому его можно определить так, как это сделано в стандартах МЭК 60050-195, МЭК 60050-826, МЭК 61140, с одним уточнением. В условиях единичного повреждения возможно прикосновение человека к проводящей части, которая в нормальных условиях не является доступной, но может оказаться доступной в условиях единичного повреждения. Например, человек может прикоснуться к неизолированной опасной токоведущей части, которая из-за повреждения оболочки оказалась доступной.

Второй ток представляет собой электрический ток, который протекает через тело человека или тело животного, когда они прикасаются к одной или нескольким доступным частям доброкачественного электрооборудования. Ток прикосновения электрооборудования можно определять только для нормальных условий, когда оно оперирует в условиях отсутствия повреждений. В противном случае, например, при единичном повреждении изоляции токоведущих частей электрооборудования, речь должна идти о токе замыкания на землю.

Ток прикосновения электрооборудования, как указано в стандартах МЭК 60990 и МЭК 60950-1, представляет собой частный случай тока утечки, который может протекать через тело человека или животного, прикоснувшихся к его доступным частям, например, к открытой проводящей части электрооборудования классов 0 и I, к изолирующему или проводящему корпусу электрооборудования классов II и III, к токоведущей части электрооборудования класса III.

Понятие «ток прикосновения» начали применять в стандартах МЭК, устанавливающих требования к некоторым видам электрооборудования в части нормирования его максимально допустимых токов прикосновения. Рассмотрим требования некоторых стандартов МЭК.

В стандартах комплекса МЭК 60950 «Информационное оборудование. Безопасность», который помимо стандарта МЭК 60950-1 2005 г. включает в себя стандарты МЭК 60950-21 2002 г., МЭК 60950-22 2005 г. и МЭК 60950-23 2005 г., изложены требования к информационному оборудованию¹⁵, в том числе, питаемому от электрической цепи или батареи с номинальным напряжением, не превышающим 600 В. Стандарты комплекса МЭК 60950 устанавливают требования, предназначенные уменьшить опасность возгорания, поражения электрическим током или травмирования оператора оборудования и неспециалиста, которые могут иметь соприкосновение с оборудованием, а также, когда это специально установлено требованиями, — обслуживающего лица.

В стандарте МЭК 60950-1, который содержит основные требования по обеспечению электрической безопасности,

¹⁴ В настоящее время действует стандарт МЭК 61010-1 «Требования безопасности для электрического оборудования для измерения, испытания и лабораторного использования. Часть 1. Общие требования» [23], датированный 2001 г.

¹⁵ К информационному оборудованию в стандарте МЭК 60950-1 относят, в том числе, следующее оборудование: калькуляторы, кассовые аппараты, электронные весы, копировальные машины, оборудование для подготовки и обработки данных, машины для уничтожения документов, факсимильное оборудование, машины для обработки почтовых отправок, модемы, АТС, автоответчики, телефонные аппараты, банкоматы, персональные компьютеры, графопостроители, принтеры, сканеры, визуальные дисплейные блоки и др.

отмечается, что поражение электрическим током возникает при его протекании через тело человека. Физиологическое воздействие, оказываемое на организм человека электрическим током, зависит от значения и продолжительности протекания электрического тока, пути, по которому он протекает через тело человека. Значение электрического тока зависит от величины применяемого напряжения, полного сопротивления источника питания и полного сопротивления тела человека, которое, в свою очередь, зависит от площади контакта, влажности в зоне контакта, применяемого напряжения и частоты электрического тока. Электрические токи, значением около половины миллиампера, могут вызвать непроизвольное реагирование здорового человека и быть косвенной причиной получения им травмы. Более сильные электрические токи могут иметь большее негативное воздействие на организм человека такое, например, как сильное сокращения мышц, приводящее к невозможности отпущения, ожоги или фибрилляция желудочков.

Все напряжения на проводящих частях электрооборудования в установленном режиме до 42,4 В переменного тока (пиковое значение) и до 60 В постоянного тока включительно не рассматривают в стандарте в качестве опасных для сухих помещений и площади контакта, эквивалентной

руке человека. Однако в стандарте специально указано, что все неизолированные части, которых касается человек или берет их рукой, должны быть под электрическим потенциалом земли или надлежащим образом изолированы.

Некоторое оборудование подключают к телекоммуникационным сетям, которые оперируют с сигналами (например, речь, вызывной сигнал), налагаемыми на установившееся напряжение питания постоянного тока, суммарное напряжение которых может превышать безопасные значения 42,4 В и 60 В. Среди обслуживающего персонала телефонных компаний распространена практика работать обнаженными руками с проводящими частями таких цепей. Это не приводит к серьезным травмам вследствие использования модулированного вызывного сигнала и ограничения площади контакта с неизолированными проводниками, обычно захватываемыми эксплуатационным персоналом. Тем не менее, зона контакта части, доступной пользователю, и вероятность касания частей должны быть в значительной степени ограничены, например, формой и расположением этих частей.

В стандарте МЭК 60950-1 приведены следующие основные причины, следствием которых может быть опасность травмирования человека, а также указаны примеры мер, направленных на уменьшение этой опасности:

Опасность может быть следствием:	Примеры мер снижения опасности:
Контакта с неизолированными частями, обычно находящимися под опасным напряжением ¹⁶ .	Предотвратить доступ пользователя к частям, находящимся под опасным напряжением, постоянными или съемными кожухами, защитными блокировками и т. п. Разрядить доступные конденсаторы, которые находятся под опасными напряжениями.
Пробоя изоляции между частями, обычно находящимися под опасными напряжениями, и доступными проводящими частями.	Предусмотреть основную изоляцию частей, находящимися под опасными напряжениями, и присоединение доступных проводящих частей и цепей к заземляющему устройству или предусмотреть между этими частями металлический экран, присоединенный к заземляющему устройству, или предусмотреть двойную изоляцию (усиленную изоляцию) между частями для того, чтобы пробой на доступную часть не происходил.
Контакта с цепями, присоединенными к телекоммуникационным сетям, напряжение которых превышает 42,4 В (пиковое значение) или 60 В постоянного тока.	Ограничить доступность и площадь контакта таких цепей и отделить их от незаземленных частей, к которым доступ не ограничивают.
Пробоя изоляции, доступной пользователю.	Изоляция, которая доступна для пользователя, должна иметь соответствующую механическую и электрическую прочность, чтобы уменьшить вероятность контакта с опасными напряжениями.
Тока прикосновения (тока утечки), протекающего от частей, находящихся под опасным напряжением, к доступным частям, или повреждения соединения защитного заземления. Ток прикосновения может включить в себя ток, обусловленный составляющими фильтра электромагнитной совместимости, присоединенного между первичными цепями ¹⁷ и доступными частями.	Ограничить ток прикосновения до определенного значения или обеспечить высокую сохранность соединения защитного заземления.

¹⁶ Под опасным напряжением в стандарте МЭК 60950-1 понимают напряжение, превышающее 42,4 В переменного тока (пиковое значение) или 60 В постоянного тока в цепи, которая не отвечает требованиям для цепи с ограничением тока или цепи НТС. Цепь с ограничением тока определена в стандарте как цепь, которая спроектирована и защищена так, что ток, протекающий в ней в нормальных условиях оперирования и в условиях единичного повреждения, не достигает опасного значения. Цепь НТС — цепь в оборудовании, для которой доступная площадь контакта ограничена и которая спроектирована и защищена так, что в нормальных условиях оперирования и при условиях единичного повреждения напряжение не превышает установленных предельных значений.

¹⁷ Термин «первичная цепь» определен в стандарте МЭК 60950-1 следующим образом: цепь, непосредственно присоединенная к питающей цепи переменного тока. Она включает, например, средства для присоединения к питающей цепи переменного тока, первичные обмотки трансформаторов, электродвигателей и других нагрузочных устройств.

В стандарте МЭК 60950-1 все информационное оборудование подразделяют на постоянно присоединенное оборудование и оборудование со штепсельным соединением типа А или типа В. Под постоянно присоединенным оборудованием в стандарте понимают оборудование, которое предназначено для присоединения к электропроводке электроустановки здания с помощью винтовых зажимов или других надежных средств. Оборудование со штепсельным соединением типа А представляет собой оборудование, которое предназначено для присоединения к питающей цепи через промышленную штепсельную вилку и штепсельную розетку¹⁸ или (и) неиндустриальное соединительное приспособление. Оборудование со штепсельным соединением типа В — оборудование, которое предназначено для присоединения к питающей цепи через промышленную штепсельную вилку и штепсельную розетку или (и) соединительное приспособление, соответствующие МЭК 60309¹⁹ или сопоставимому национальному стандарту²⁰.

Требования к измерениям токов прикосновения информационного оборудования изложены в п. 5.1 «Ток прикосновения и ток защитного проводника» стандарта МЭК 60950-1. Максимально допустимые значения тока прикосновения для указанного оборудования установлены в таблице 5А стандарта (см. табл. 1 статьи).

Пункт 5.1.7 рассматриваемого стандарта содержит требования к оборудованию, которое имеет ток прикос-

новения, превышающий 3,5 мА (действующее значение). Подобное оборудование, должно иметь главный защитный заземляющий зажим и представлять собой:

- стационарное постоянно присоединенное оборудование;
- стационарное оборудование со штепсельным соединением типа В;
- стационарное оборудование со штепсельным соединением типа А с единственным присоединением к питающей цепи переменного тока, оснащенное отдельным защитным заземляющим зажимом дополнительно к главному защитному заземляющему зажиму, если это имеет место. Инструкции по его монтажу должны установить, что этот отдельный защитный заземляющий зажим должен быть постоянно присоединен к заземляющему устройству;
- передвижное или стационарное оборудование со штепсельным соединением типа А для использования в помещении ограниченного доступа, с единственным присоединением к питающей цепи переменного тока, оснащенное отдельным защитным заземляющим зажимом дополнительно к главному защитному заземляющему зажиму, если это имеет место. Инструкции по монтажу должны установить, что этот отдельный защитный заземляющий зажим должен быть постоянно присоединен к заземляющему устройству;
- стационарное оборудование со штепсельным соединением типа А с одновременными многочисленными при-

Таблица 1

Максимальные токи прикосновения

Тип оборудования	Вывод «А» измерительного прибора, присоединенный к:	Действующее значение максимального тока прикосновения, мА
Все оборудование	Доступным частям и цепям, не присоединенным к заземляющему устройству защитного заземления	0,25
Ручное оборудование	Главному защитному заземляющему зажиму оборудования (если таковой имеет место)	0,75
Передвижное оборудование (иное, чем ручное, но включающее транспортируемое оборудование)		3,5
Стационарное оборудование со штепсельным соединением типа А		3,5
Все другое стационарное оборудование:		
не подпадающее под условия п. 5.1.7		3,5
подпадающее под условия п. 5.1.7		— ²¹
Примечание. Если измеряют пиковые значения тока прикосновения, максимальные значения получают умножением действующих значений таблицы на коэффициент 1,414.		

¹⁸ Требования к таким изделиям изложены в ГОСТ Р 51322.1, ГОСТ Р 51322.2.2, ГОСТ Р 51322.2.4, ГОСТ Р 51322.2.5 и ГОСТ Р 51322.2.6, датированных 1999 г., которые имеют общее наименование «Соединители электрические штепсельные бытового и аналогичного назначения».

¹⁹ В состав комплекса МЭК 60309 «Штепсельные вилки, штепсельные розетки и соединители для промышленного назначения» входят стандарты МЭК 60309-1 и МЭК 60309-2, датированные декабрем 2005 г., и МЭК 60309-4, датированный июнем 2006 г.

²⁰ В нашей стране действуют ГОСТ Р 51323.1, ГОСТ Р 51323.2 и ГОСТ Р 51323.3, датированные 1999 г., которые имеют общее наименование «Вилки, штепсельные розетки и соединительные устройства промышленного назначения».

²¹ Для этого оборудования в стандарте МЭК 60950-1 установлен максимальный ток защитного проводника, который не должен превышать пяти процентов тока линейного проводника при нормальных условиях оперирования.

соединениями к питающей цепи переменного тока, предназначенное быть использованным в помещении, имеющем уравнивание потенциалов (таком, как телекоммуникационный центр, специализированное компьютерное помещение или помещение ограниченного доступа). На оборудовании должен быть предусмотрен отдельный дополнительный защитный заземляющий зажим. Инструкции по его монтажу должны требовать выполнения следующих условий:

- электроустановка здания должна обеспечивать средства для присоединения к заземляющему устройству защитного заземления и оборудование присоединяют к этим средствам;

- обслуживающее лицо должно проверить действительно ли штепсельная розетка, от которой оборудование должно получать электроэнергию, обеспечивает присоединение к заземляющему устройству защитного заземления здания. В противном случае, обслуживающее лицо должно принять меры для монтажа защитного заземляющего проводника от отдельного защитного заземляющего зажима до защитного заземляющего провода в здании.

В стандарте МЭК 60950-1 приведены некоторые примеры национальных требований. В Финляндии, Норвегии и Швеции оборудование с током прикосновения более 3,5 мА может быть:

- стационарным оборудованием со штепсельным соединением типа А, которое:

- предназначено быть использованным в помещении ограниченного доступа, где применено уравнивание потенциалов, например, в телекоммуникационном центре;

- имеет меру предосторожности для постоянного присоединения защитного заземляющего проводника;

- обеспечено инструкциями для монтажа этого проводника обслуживающим лицом;

- стационарным оборудованием со штепсельным соединением типа В;

- стационарным постоянно присоединенным оборудованием.

В Дании указанное оборудование может быть только постоянно присоединенным оборудованием и стационарным оборудованием со штепсельным соединением типа В.

Рядом с присоединением оборудования, имеющего ток прикосновения более 3,5 мА (действующее значение), к питающей цепи переменного тока должен быть прикреплен один из следующих ярлыков, или ярлык с подобной формулировкой:

<p>ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ВЫСОКИЙ ТОК УТЕЧКИ НЕОБХОДИМО ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ СОЕДИНЕНИЕ ПЕРЕД ПРИСОЕДИНЕНИЕМ ПИТАНИЯ</p>	<p>ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ВЫСОКИЙ ТОК ПРИКОСНОВЕНИЯ НЕОБХОДИМО ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ СОЕДИНЕНИЕ ПЕРЕД ПРИСОЕДИНЕНИЕМ ПИТАНИЯ</p>
--	---

Требования к измерению тока прикосновения, приведенные в п. 5.1 стандарта МЭК 60950-1, основаны на аналогичных требованиях, изложенных в стандарте МЭК 60990. Ток прикосновения измеряют с помощью специальных многополюсников, моделирующих полное сопротивление тела человека. Принципиальная схема основного измерительного прибора заимствована из рис. 4 стандарта МЭК 60990 (см. рис. 2 статьи). Этим прибором измеряют значение напряжения U_2 в диапазоне частот от 15 Гц до 1 МГц. Значение тока прикосновения I_T в амперах вычисляют по формуле:

$$I_T = \frac{U_2}{500}$$

Возможно также применение альтернативного измерительного прибора, представленного на рис. 6, который был разработан для ранее действовавшего стандарта МЭК 60950. Однако его применение для измерения тока прикосновения менее предпочтительно, так как он дает менее точные измерения, чем основной измерительный прибор, если форма волны несинусоидальная и основная частота превышает 100 Гц.

Альтернативным измерительным прибором измеряют действующее значение тока прикосновения. Этот измерительный прибор состоит из магнитоэлектрического измерительного прибора M , имеющего диапазон измерений 0—1 мА, выпрямителя $D1-D4$ (диодного моста), двух дополнительных сопротивлений $R1$ и $RV1$, зашунтированных конденсатором C , уменьшающим чувствительность к гармоникам и другим частотам выше промышленной частоты. Причем должны быть обеспечены следующие численные значения характеристик при постоянном токе 0,5 мА: $R1 + RV1 + Rm = 1500 \text{ Ом} \pm 1 \%$ и $C = 150 \text{ нФ} \pm 1 \%$ или $2000 \text{ Ом} \pm 1 \%$ и $C = 112 \text{ нФ} \pm 1 \%$. Измерительный прибор должен также иметь диапазон измерений $\times 10$, который получают шунтированием обмотки измерительного прибора неиндуктивным резистором RS . Для обеспечения максимальной чувствительности прибора нужно нажать на кнопку S .

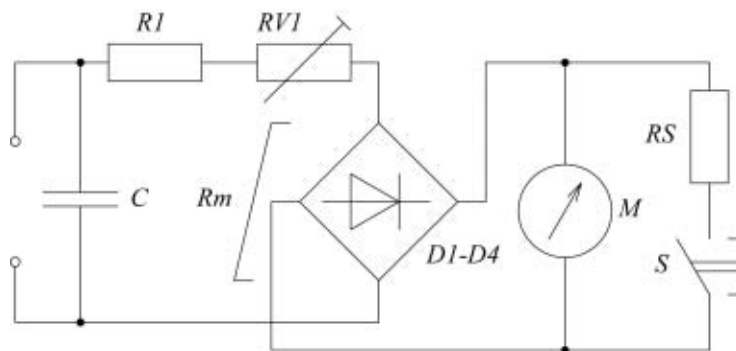
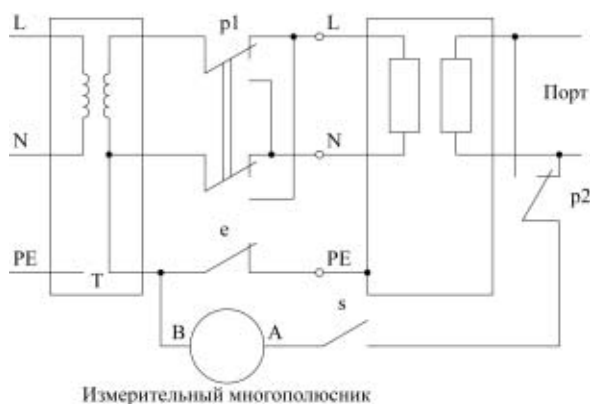
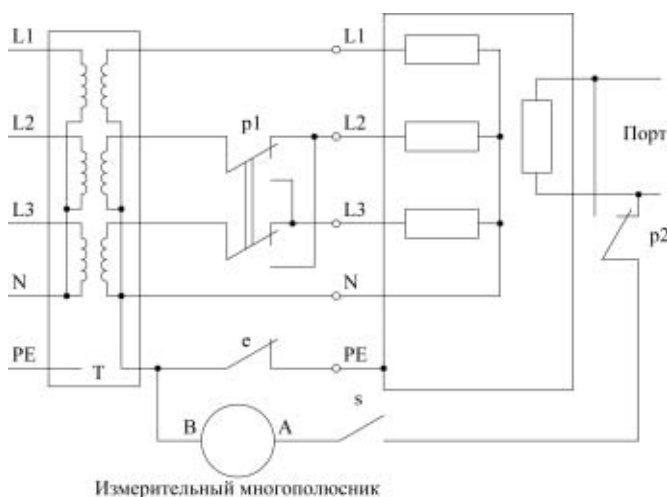


Рис. 6. Альтернативный измерительный прибор



Измерительный многополюсник

Рис. 7. Испытательная цепь для однофазного оборудования в системе TN или TT с источником питания, соединенным в звезду



Измерительный многополюсник

Рис. 8. Испытательная цепь для трехфазного оборудование в системе TN или TT с источником питания, соединенным в звезду

Для испытаний однофазного оборудования, которое применяют в системах TN или TT, имеющих источник питания, соединенный в звезду, используют испытательную цепь, приведенную на рис. 5А стандарта МЭК 60950-1, трехфазного оборудования — на рис. 5В (см. соответственно рис. 7 и 8 статьи). Эти схемы разработаны на основе рис. 6 и 11 стандарта МЭК 60990 (см. соответственно рис. 4 и 5 статьи). В случае применения информационного оборудования в низковольтных электроустановках, имеющих тип заземления системы IT или подключаемых к источнику питания, соединенному в треугольник, стандарт МЭК 60950-1 предписывает использовать другие испытательные цепи, отвечающие требованиям стандарта МЭК 60990.

Разделительный трансформатор, предназначенный для обеспечения защиты, необязательно применять при испытаниях. Порт оборудования (на рисунках — порт), предназначенный для его присоединения к телекоммуникационной сети, во время испытаний к указанной сети не присоединяют. Если однофазное оборудование подключают между двумя линейными проводниками, то его проверяют, используя трехфазную испытательную цепь такую, как на рис. 8.

Во время испытаний зажим «В» измерительного многополюсника присоединяют к заземленному (нейтральному) проводнику источника питания (см. рис. 7 и 8). Зажим «А» измерительного многополюсника присоединяют следующим образом. Для оборудования, имеющего защитное или функциональное заземляющее соединение, зажим «А» присоединяют через измерительный

выключатель «s» к главному защитному заземляющему зажиму оборудования, при этом выключатель «e» защитного заземляющего проводника разомкнут. Испытание также проводят на всем оборудовании, с зажимом «А», присоединенного через измерительный выключатель «s» к каждой незаземленной или непроводящей доступной части и каждой незаземленной доступной цепи, по очереди, при этом выключатель «e» замкнут. К непроводящей части зажим «А» измерительного многополюсника присоединяют с помощью металлической фольги 100 × 200 мм, которую накладывают на эту часть. Испытание фольгой имитирует контакт рукой.

Однофазное оборудование дополнительно проверяют при обратной полярности (переключатель «p1»). Трехфазное оборудование также испытывают при обратной полярности (переключатель «p1»), за исключением оборудования, чувствительного к последовательности чередования фаз.

Информационное оборудование генерирует в подключенных к нему телекоммуникационных сетях и кабельных распределительных системах токи прикосновения, которые стандарт МЭК 60950-1 ограничивает величиной, равной 0,25 мА (действующее значение). Проверку оборудования выполняют, используя испытательные цепи рис. 7 и 8.

В стандартах МЭК 60065 и МЭК 61558-1 также изложены требования к измерению тока прикосновения электронной аппаратуры и трансформаторов, которые сформулированы на основе требований стандарта МЭК 60990. Для электронной аппаратуры класса I стандартом МЭК 60065 установлено максимально допустимое значение тока прикосновения, равное 3,5 мА. Стандартом МЭК 61558-1 установлено максимально допустимое значение тока прикосновения, равное 0,5 мА для всех трансформаторов класса I и класса II, оснащенных штепсельной вилкой в соответствии с МЭК 60083²².

Для остальных трансформаторов стандарт нормирует максимальное значение тока защитного проводника.

Заключение. Приведенные выше значения максимально допустимых токов прикосновения различного оборудования целесообразно учитывать при проектировании электроустановок зданий. Особенно для тех электрических цепей, которые подключены к устройствам защитного отключения, чтобы исключить ложные срабатывания УЗО из-за больших токов утечки.

Поясним на примере. В электроустановке офиса групповые электрические цепи штепсельных розеток защищены УЗО типа А с номинальным отключающим дифференциальным током 30 мА. Сколько персональных компьютеров можно одновременно подключить к одной цепи?

Максимальное число одновременно работающих компьютеров в одной групповой электрической цепи должно быть таким, чтобы их суммарный ток утечки (ток прикосновения) не превышал номинальный неотключающий дифференциальный ток УЗО, который при пульсирующем постоянном токе равен 10,5 мА. Ток прикосновения персонального компьютера, который соответствует электрооборудованию класса I, не должен превышать 3,5 мА. Поэтому для гарантированного исключения ложных срабатываний УЗО, вызванных токами утечки, к одной групповой электрической цепи штепсельных розеток целесообразно подключать не более трех персональных компьютеров.

Литература

1. International standard IEC 60050-195. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock. First edition. — Geneva: IEC, 1998-08
2. International standard IEC 60050-195-am¹. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock. Amendment 1. — Geneva: IEC, 2001-01.
3. International standard IEC 60050-826. International Electrotechnical Vocabulary. Part 826: Electrical installations. Second edition. — Geneva: IEC, 2004-08.
4. International standard IEC 61140. Protection against electric shock. Common aspects for installation and equipment. Third edition. — Geneva: IEC, 2001-10.
5. International standard IEC 60519-2. Safety in electroheat installations. Part 2: Particular requirements for resistance heating equipment. Third edition. — Geneva: IEC, 2006-08.
6. International standard IEC 61558-1. Safety of power transformers, power supplies, reactors and similar products. Part 1: General requirements and tests. Second edition. — Geneva: IEC, 2005-09.
7. International standard IEC 60990. Methods of measurement of touch current and protective conductor current. Second edition. — Geneva: IEC, 1999-08.
8. International standard IEC 60065. Audio, video and similar electronic apparatus. Safety requirements. Edition 7.1. — Geneva: IEC, 2005-12.
9. International standard IEC 60950-1. Information technology equipment. Safety. Part 1: General requirements. Second edition. — Geneva: IEC, 2005-12.
10. International standard IEC 60601-1. Medical electrical equipment. Part 1: General requirements for basic safety and essential performance. Third edition. — Geneva: IEC, 2005-12.
11. ГОСТ Р МЭК 61140-2000. Защита от поражения электрическим током. Общие положения по безопасности, обеспечиваемой электрооборудованием и электроустановками в их взаимосвязи. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.
12. International standard IEC 61140. Protection against electric shock. Common aspects for installation and equipment. Second edition. — Geneva: IEC, 1997-11.
13. ГОСТ Р МЭК 60065-2002. Аудио-, видео- и аналоговая электронная аппаратура. Требования безопасности. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2002.
14. ГОСТ Р МЭК 60950-2002. Безопасность оборудования информационных технологий. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2002.
15. Technical specification IEC/TS 60479-1. Effects of current on human beings and livestock. Part 1: General aspects. Fourth edition. — Geneva: IEC, 2005-07.
16. Technical specification IEC/TS 60479-2. Effects of current on human beings and livestock. Part 2: Special aspects. Third edition. — Geneva: IEC, 2007-05.
17. Technical report IEC/TR 60479-3. Effects of current on human beings and livestock. Part 3: Effects of currents passing through the body of livestock. First edition. — Geneva: IEC, 1998-09.
18. Technical report IEC/TR 60479-4. Effects of current on human beings and livestock. Part 4: Effects of lightning strokes on human beings and livestock. First edition. — Geneva: IEC, 2004-07.
19. Харечко В.Н., Харечко Ю.В. О токе замыкания на землю, токе утечки и дифференциальном токе//Главный энергетик, 2007, № 7.
20. ГОСТ Р МЭК 536-94. Классификация электротехнического и электронного оборудования по способу защиты от поражения электрическим током. — М.: Изд-во стандартов, 1994.
21. ГОСТ Р МЭК 60536-2-2001. Классификация электротехнического и электронного оборудования по способу защиты от поражения электрическим током. Ч. 2. Руководство для пользователей по защите от поражения электрическим током. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2002.
22. International standard IEC 60335-1. Household and similar electrical appliances. Safety. Part 1: General requirements. Edition 4.2. — Geneva: IEC, 2006-09.
23. International standard IEC 61010-1. Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use. Part 1: General requirements. Second edition. — Geneva: IEC, 2001-02.
24. Technical report IEC/TR 60083. Plugs and socket-outlets for domestic and similar general use standardized in member countries of IEC. Fifth edition. — Geneva: IEC, 2006-04.

²² В настоящее время действует технический отчет МЭК 60083 «Штепсельные вилки и штепсельные розетки для бытового и подобного общего использования, стандартизированные в государствах — членах МЭК» [24], датированный апрелем 2006 г. Этот технический отчет содержит общую информацию о системах штепсельных вилок и штепсельных розеток бытового и подобного назначения, предназначенных для внутренней и наружной установки, с номинальным напряжением более 50 В до 440 В включительно, которые используют в странах — членах МЭК.

**Ваш успех – в точности
нашей информации**

 **elec.ru**

Электротехнический Рынок России и СНГ

**Электротехнический
рынок**



Рекламно-информационное издание

– специализированное издание
в сфере электротехники
<http://www.market.elec.ru/>



elec.ru

почтовый сервис mail.elec.ru

– отраслевой
почтовый сервис
<http://www.mail.elec.ru/>

TOPelec.ru

– рейтинг и каталог сайтов
по электротехнике
<http://www.top.elec.ru/>

GOelec.ru

– поиск по электро-
техническим сайтам
<http://www.go.elec.ru/>

YP
YELLOW PAGE

– желтая страница
электротехники
<http://www.ye.elec.ru/>

ООО «Элек.ру»

Тел./факс: +7 (81153) 3-92-80 (многоканальный)

E-mail: info@elec.ru Web: www.elec.ru



William L. Reeves,
президент Института
по исследованию
окружающей среды
(США)

КАК ИЗБЕЖАТЬ ПРОБЛЕМ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЛОВ

Сооружение котельных установок требует больших капитальных затрат. Надежность и удобство их эксплуатации часто имеет решающее значение для экономичности установки. Таким образом, весьма существенным фактором становится обучение обслуживающего персонала, поскольку нарушение нескольких установленных практических правил может привести к катастрофе. Наиболее распространенными причинами аварий котлов являются: взрыв топлива, понижение уровня воды, недостаток водоподготовки, загрязнение котловой воды, нарушение технологии продувки, несоблюдение регламента разогрева, механическое повреждение труб, сверхнормативное форсирование, хранение в неподходящих условиях, понижение давления до вакуума.

Взрыв топлива

Взрыв в топке — одна из опаснейших ситуаций при эксплуатации котлов. Причиной большинства взрывов является «перенасыщение топливом» горючей смеси или недостаточная очистка топки. Перенасыщение горючей смеси происходит в том случае, когда в топке накапливается несгоревшее топливо. В зависимости от средств регулирования горелок это может случиться в силу ряда причин, в том числе из-за сбоя регуляторов, колебаний давления топливopодачи, повреждения оборудования.

Многие случаи взрывов в топке имели место после перебоев в работе горелок. Например, если засорится топливная форсунка, некачественное распыливание вызывает нестабильность горения или отрыв пламени. При

последующем впрыскивании топлива для возобновления горения в топке повышается концентрация паров топлива. Накопление несгоревшего топлива может произойти и в том случае, если горелка долгое время работает при некачественном распылинии.

Повторное зажигание горелки после перебоя может воспламенить взрывоопасную смесь. На рис. 1 показана полностью разрушенная взрывом котельная установка.

Таким образом, вспышка несгоревшего топлива становится причиной взрыва. Этого можно избежать, соблюдая следующее простое правило: никогда не впрыскивать топливо в темную загазованную топку. Вместо этого необходимо отключить вручную все горелки и тщатель-



Рис. 1. Картина полного разрушения котельной установки как свидетельство опасности взрыва в топке

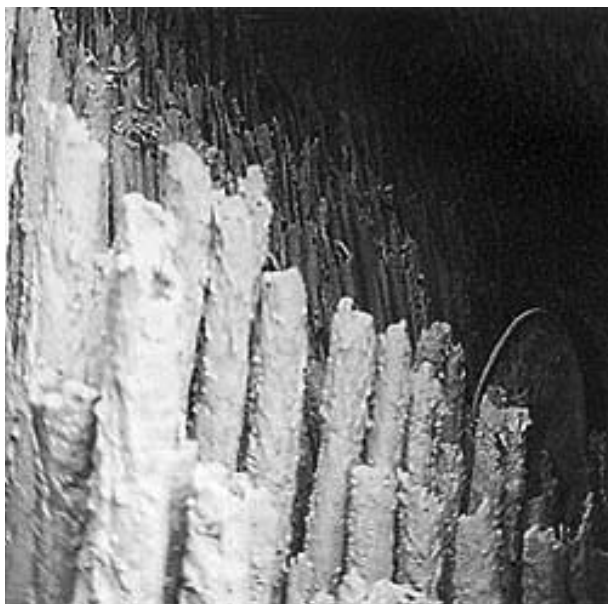


Рис. 2. Расплавление труб котла в результате перегрева при недостатке воды

но продуть топку воздухом. После того как это сделано и устранены неисправности с зажиганием, можно снова включить горелки.

Понижение уровня воды

При температуре свыше 427°C структура углеродистой стали изменяется — теряется ее прочность. Поскольку рабочая температура топки превышает 982°C, охлаждение котла водой в его трубах является тем фактором, который предупреждает аварию. При длительной работе котла с недостатком воды стальные трубы могут в буквальном смысле расплавиться, наподобие сгоревших свечек (рис. 2).

Чтобы уменьшить вероятность аварий по этой причине, необходимо предусматривать отключение котла при снижении уровня воды. Для этого могут использоваться датчики уровня воды прямого действия или поплавкового типа. При этом критическим звеном в системе является байпас пускового устройства, который обычно служит для проверки этого устройства. Байпас позволяет обслуживающему персоналу продуть засорившиеся секции, очищать их от шлама и накипи и имитировать аварийную ситуацию для проверки контура отсечки, не прерывая работу котла.

Недостатки водоподготовки

В процессе водоподготовки из воды удаляются ионы жесткости. Причиной образования накипи обычно является кальциевая или магниевая жесткость воды. Нарастание накипи в трубах может привести к их повреждению из-за перегрева. Тепло от труб котла отводится потоком протекающей воды, а накипь в трубах представляет собой слой

теплоизоляции, который ухудшает теплообмен. Если это длится достаточно долго, результатом может явиться местное прогорание труб.

Для предотвращения образования накипи содержание солей жесткости в котловой воде должно находиться в допустимых пределах. Требования к водоподготовке ужесточаются при повышении рабочей температуры и давления котельной установки.

Для котлов низкого давления обычно используют ионообменные установки, понижающие кальциевую и магниевую жесткость. Система умягчения воды показана на рис. 3. Для режимов с высоким давлением и температурой, характерных для котлов паротурбинных установок, необходима полная деминерализация воды, включающая удаление всех прочих примесей, например, силикатов. Если не удалять соединения кремния, они, испаряясь, смешиваются с водяным паром и могут образовывать осадок на оборудовании, например, на лопатках турбин.

Водоподготовка для котлов включает также обработку химреактивами. Эти реактивы связывают взвешенные частицы загрязнений и преобразуют их в шлам, который не образует осадка на поверхности и может быть удален при промывке котлов. Качество воды очень важно для продления срока службы котла. Недостаточная водоподготовка — это «разрушительная сила» для котла.

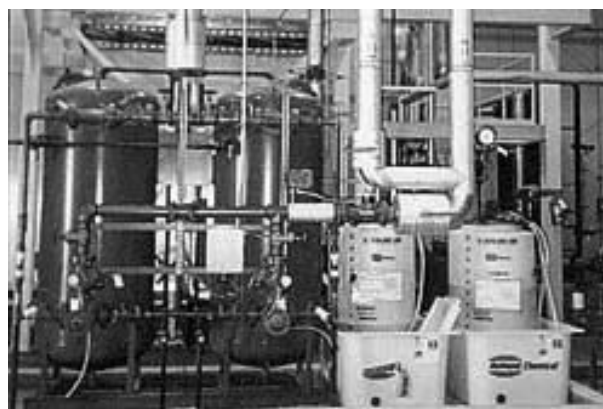


Рис. 3. Система умягчения воды цеолитом натрия

Загрязнение воды

Загрязнение воды котельных установок, представляющей собой смесь подпитки и обратного конденсата, — очень сложный вопрос. Этой проблеме и ее последствиям посвящены целые тома. Обычно в состав загрязнений входят кислород, смесь металлов и химикатов, масла и смолы.

Растворенный в воде кислород является постоянной угрозой целостности труб. Обычно котельная установка имеет нагреватель-деаэрактор для удаления кислорода из подпиточной воды. В котельных установках с рабочим давлением до 7000 кПа в резервуар деаэраатора обычно добавляют поглотитель кислорода — сульфит натрия. Он удаляет свободный кислород.

Таблица 1

Максимально допустимые концентрации примесей в котловой воде, рекомендуемые Американской ассоциацией изготовителей котлов

Рабочее давление барабана, кПа	Концентрация растворимых примесей, част./млн	Щелочность, част./млн	Содержание окиси кремния, SiO ₂ част./млн	Содержание взвешенных примесей, част./млн
0 — 2 100	3 500	700	150	15
2 107 — 3 150	3 000	600	90	10
3 157 — 4 200	2 500	500	40	8
4 207 — 5 250	1 000	200	30	3
5 257 — 6 300	750	150	20	2
6 307 — 7 000	625	125	8	1

Язвенная кислородная коррозия — один из наиболее опасных видов кислородной коррозии. Язва — это концентрированная коррозия на очень маленьком участке поверхности. Сквозная ржавчина на трубе может образоваться даже при небольшом распространении коррозии в целом. Из-за быстрых катастрофических последствий кислородной коррозии необходимо регулярно проверять работу деаэраторов и поглотителей кислорода и контролировать качество воды.

Своевременно необнаруженное загрязнение возвратного конденсата — это еще одна причина загрязнения котловой воды. Состав загрязнений может быть различным: от таких металлов, как медь и железо, до масел и производственных химикатов. Металлы, попадающие в воду, — это конструктивные материалы оборудования и конденсаторопроводов, а масла и производственные химикаты попадают из-за дефектов производственного оборудования или коррозионных утечек в теплообменниках, насосах, сальниковых уплотнениях и др.

Наибольший риск загрязнения воды связан с возможностью аварий технологического оборудования, из-за которых в котловую воду могут попасть в большом количестве опасные химикаты. Поэтому бережная эксплуатация котельной установки должна предусматривать постоянный мониторинг качества возвратного конденсата.

Попадание в воду ионообменных смол также может вызвать серьезное загрязнение котла. Это случается при повреждении внутренних трубопроводов или вспомогательной обвязки ионообменной установки. Очень дешевый и эффективный способ предотвращения этих явлений — установка смолуловителей на всех коммуникациях ионообменной установки. Смолуловители не только защищают котел, но и предотвращают в случае аварии потери ценного материала — ионообменных смол.

Загрязнение котловой воды может протекать как постепенное ухудшение или как мгновенная авария. Постоянное и качественное обслуживание позволит существенно снизить возможность неприятностей того и другого типа. Постоянный мониторинг качества котловой и подпиточной

воды позволяет не только накапливать статистические данные, но и своевременно предупреждать об опасном уровне загрязнений.

Несоблюдение технологии продувки

Концентрация взвешенных твердых примесей в котловой воде уменьшается при постоянной продувке системы и периодической промывке поддонов. Максимально допустимые концентрации примесей согласно нормам Американской ассоциации производителей котлов (АМВА) приведены в таблице. Превышение концентрации или иные загрязнения котловой воды создают такие проблемы, как нестабильность уровня воды в барабане или вспенивание. Эти явления могут стать причиной ложного срабатывания аварийной сигнализации уровня воды, уноса капельной влаги паром, загрязнения пароперегревателей.

Правильно спроектированная система продувки осуществляет мониторинг состояния котловой воды и поддерживает такую интенсивность продувки, которая обеспечивает допустимую концентрацию примесей. Периодическая промывка поддонов и грязевиков необходима для предотвращения накопления шлама. Продолжительная продувка секций, образующих экраны топки, может привести к их повреждению из-за перегрева, вызванного изменением естественной циркуляции воды. Вместо этого рекомендуется открывать вентили продувки этих секций всякий раз при отключении котла, до того как давление в системе упадет до атмосферного.

Нарушение регламента разогрева

Отступление от правил разогрева относится к числу сильнейших испытаний, которым подвергается паровой котел. Во время процедур пуска и остановки все оборудование испытывает серьезные нагрузки, поэтому здесь требуется более строгое соблюдение правил эксплуатации, чем при постоянной работе в расчетном режиме. Корректный регламент и поэтапное прохождение пусковых операций способствуют продлению срока службы оборудования и уменьшают вероятность аварии.

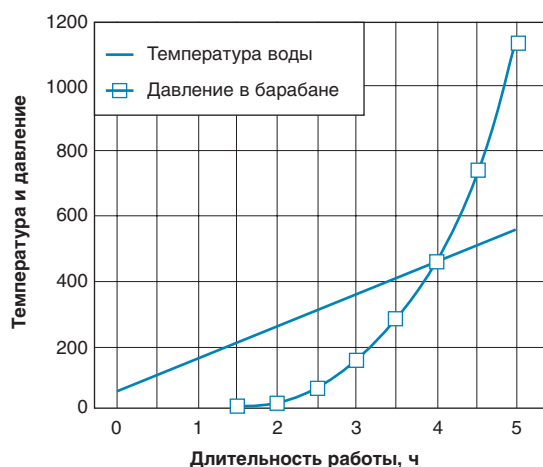


Рис. 4. Стандартный график разогрева типового котла

В конструкции типового котла используются различные материалы: сталь большой толщины для барабана, более тонкая — для труб, огнеупорные и теплоизоляционные материалы, массивные чугунные элементы. Скорость прогрева и охлаждения всех этих материалов различна. Ситуация осложняется, если материал подвергается в одно и то же время воздействию различных температур. Например, паровой барабан при нормальном уровне воды в нижней части контактирует с водой, а в верхней части сначала с воздухом, а затем с паром. При холодном старте вода нагревается очень быстро, так что нижняя часть барабана подвергается тепловому расширению раньше, чем верхняя часть, не соприкасающаяся с водой. Следовательно, нижняя часть барабана становится длиннее верхней, что приводит к его деформации. При серьезной деформации это явление называют «горбатый барабан», следствием его является образование трещин на трубах между паровым и шламовым барабанами.

Слишком быстрый разогрев при холодном старте чаще всего повреждает обмуровку котла. Обмуровка имеет низкую теплопроводность и поэтому прогревается медленнее, чем металл. Пока топка еще не прогрета, материал обмуровки поглощает влагу из воздуха. Медленный прогрев необходим для того, чтобы постепенно просушить обмуровку и не допустить вскипание влаги, вызывающее растрескивание кирпичей. Стандартный график разогрева типового котла (рис. 4) предусматривает повышение температуры воды не более чем на 55°C в час.

Механическое повреждение труб

Если посмотреть на котел в процессе сборки, можно заметить, что одинаковых элементов практически нет. В особенности это относится к трубам, составляющим экраны топки и секции конвективного нагрева. Повреждение единственной трубы ценой в несколько сот долларов может привести к аварийной остановке котлоагрегата миллионной стоимости.

Учитывая, что трубы промышленных котлов могут иметь толщину стенки 3 или 2 мм, становится ясно, как легко можно их повредить. Наиболее распространенные причины механического повреждения труб следующие:

- Удар острым предметом при изготовлении или сборке.
- Некорректная направленность продувки для удаления сажи (используется обдув топочных экранов паром для удаления с поверхности сажи, копоти, золы).
- Использование для сдува копоти влажного пара, что может вызвать коррозию труб.

Изоляция — поливинилхлоридный пластикат, расцветка жил в соответствии с DIN VDE 0250

Заполнитель — невулканизированная мелонаполненная резина

Наружная оболочка — неподдерживающий горение поливинилхлоридный пластикат

Благодаря внутренней оболочке (заполнитель из невулканизированной резиновой смеси) существенно упрощается разделка кабеля при монтаже, повышается гибкость и пожаробезопасность кабеля.

ООО «Алюр»

НОВОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ СИЛОВЫХ ШИН ДЛЯ НКУ 0,4 КВ

Компанией «Инжэлектромкомплект» разработано новое решение для изготовления распределительных систем силовых шин для НКУ 0,4 кВ, работающих в агрессивных климатических условиях. Специалисты «Инжэлектромкомплект» предложили нестандартное решение — использовать шинопроводы не из меди, а из импортных алюминиевых шин с защитным покрытием, устойчивым к воздействию агрессивной среды и неблагоприятных условий.

Шина изготовлена из сплава EN AW-6060T6, который идентичен сплаву АД31ЕТ1 — ГОСТ 15176—89 «Шины пресованные электротехнического назначения из алюминия и алюминиевых сплавов». В технологическом цикле при изготовлении импортной алюминиевой шины предусмотрено электрохимическое нанесение защитных покрытий: 1-й слой — цинк Ц — толщина 3 мкм, 2-й слой — медь М — толщина 3 мкм, 3-й слой — электрохимическое олово О-Ви толщина 3 мкм.

Покрытия исключают возникновение электрохимических процессов между парой алюминий-медь, связанных с образованием электродных потенциалов при соприкосновении чистых металлов. Также с помощью покрытий исключено негативное действие пленки окиси алюминия на переходное сопротивление контакта. В результате применения двух способов стабилизации контактного соединения (защитные покрытия и тарельчатая пружинная шайба) данное контактное соединение не требует выполнения периодической протяжки.

При проектировании новых котлов наибольшим «камнем преткновения» является попытка увеличить толщину стенки труб. Это связано с увеличением стоимости, однако, дает запас по надежности на механические повреждения. Кроме того, при изгибе труб толщина стенки уменьшается, при первоначально малой толщине на сгибе она может стать меньше допускаемой стандартом.

Опасность форсированного режима

Для многих производств увеличение выпуска продукции и оборота повышает рентабельность. Эта стратегия побуждает к эксплуатации всего оборудования на максимум производительности.

Эксплуатация котлов на режимах выше максимальной допустимой продолжительной нагрузки (MCR) долгое время была предметом дискуссий. В течение многих лет изготовители котлов рекомендовали для своего оборудования длительность пиковых нагрузок 110% MCR от 2 до 4 часов. При этом часто возникал вопрос: «Если котел может работать с нагрузкой 110% MCR в течение 4 часов, почему он не может так работать постоянно?» Ответить на этот вопрос не так просто.

Резервы надежности и безопасности вспомогательного оборудования котельной установки отнесены к определенной гарантированной нагрузке этих устройств. Эти резервы включают увеличение производительности и статического давления вентиляторов и насосов, расширенные возможности систем телеметрии и автоматики и т.п. Конструкторы паровых котлов должны иметь уверенность в том, что их возможности не ограничивает ни один из элементов вспомогательного оборудования. Обычно проектирование вспомогательных систем «с запасом» позволяет эксплуатировать котел при пиковых нагрузках более 110% MCR. При отсутствии ограничений со стороны вспомогательного оборудования интенсификация производства заставляет форсировать котлы (иногда очень сильно) в течение длительного времени.

Из-за физических ограничений в конструкции котла (размера топки и паропроводов) могут внезапно возникнуть серьезные проблемы, связанные с уменьшением теплоотдачи и падением давления пара, что снижает рабочую мощность котла. Есть и другие, не столь очевидные физические ограничения. Эти ограничения являются причиной ряда проблем, которые ассоциируются со значительным перегревом котла:

- Разрушение материала труб, обмуровки, газоходов от кратковременного или длительного перегрева.
- Эрозия труб, экранов, газоходов, золоочистителей.
- Коррозия стенок топки и труб пароперегревателей.
- Унос паром капельной влаги и твердых взвешенных частиц, становящихся причиной повреждения пароперегревателей, лопаток турбин и другого технологического оборудования.

Возникновение проблем, связанных с перегревом котла, существенно зависит от типа используемого топ-

лива. Проблемы эрозии обычно ассоциируются с твердым топливом: уголь, дрова, торф, горючие отходы производства и т.п., при сгорании которых образуется зола и шлаки. Независимо от вида топлива форсирование котла означает увеличение объема и скорости дымовых газов с соответственным увеличением (в квадратичной пропорции) давления набегающего потока газов, что оказывает влияние на процесс эрозии. Кроме того, могут возникать вихревые эффекты в хвостовых газоходах котла, что также приводит к локальной эрозии.

Конструкторы котлов скрупулезно просчитывают тепловые потоки на топочные экраны, перегородки, определяют температуру стенок труб, обмуровки и прочих поверхностей. Перегрев топки приводит к увеличению тепловых потоков и температуры обмуровки. Общий расход пара связан с определенной величиной циркуляционных потоков в трубах и перепадом давлений, обеспечивающим адекватный отвод тепла от поверхностей топки. Перегрев котла вызывает увеличение перепада давлений и изменение режима циркуляции. Под воздействием этих двух факторов существенно повышается температура стенок труб и перегородок. Эффект кратковременного или длительного воздействия высоких температур может выразиться в потере прочности металла труб.

Проблемы с коррозией возникают в случае контакта частиц твердого или жидкого топлива с поверхностью труб при высокой температуре. Кроме того, форсаж топки может вызвать распространение пламени на поверхность экранов, что также является причиной местной коррозии.

Большинство правильно сконструированных котлов-парогенераторов может эксплуатироваться при нагрузках свыше MCR в течение непродолжительного времени. Эксплуатация периферийного оборудования в пределах физических возможностей также не вызывает проблем. И наоборот, длительная эксплуатация в форсированном режиме свыше MCR может вызвать такие долговременные и дорогостоящие проблемы в обслуживании котлов, которые не проявляются при кратковременной перегрузке. Если интересы производства требуют форсирования парогенераторного оборудования, бизнес-решение должно основываться на сравнительном анализе доходов от интенсификации производства и удорожания эксплуатации оборудования.

Неправильное хранение

В результате небрежного хранения котла может начаться коррозия поверхностей как со стороны газов, так и со стороны воды. Коррозия на газовой стороне случается, если в котле ранее использовалось сернистое топливо. В топке имеются такие участки поверхностей, с которых невозможно полностью удалить золу во время обычной продувки. Наиболее уязвимы в этом зазоры между трубами и перегородкой на входе в барабан и зазоры между трубами и обмуровкой. Когда котел разогрет, коррозия обычно не угрожает, так как влага на поверхностях не при-

существует. Однако во время остановки зола и поверхности обмуровки абсорбируют влагу, а спустя некоторое время начинается коррозия. Локализованная язвенная коррозия может быть весьма серьезной, это можно обнаружить при простукивании по изменившемуся «звучанию» труб.

Теплое хранение — это один из способов избежать коррозии на газовой стороне. Такие методы, как использование шламового барабана в качестве обогревателя или продувка теплоносителем от работающего котла, обычно достаточны для того, чтобы поддерживать температуры поверхностей труб выше точки росы кислотных растворов. Другим способом, используемым для малых котлов, является сухое хранение. При этом входные отверстия котла уплотняются абсорбентом-осушителем, и затем в котел дувается азот.

Срыв в вакуум

Конструкция котлов рассчитана на работу под избыточным давлением, но не предусматривает возможности вакуума (падения давления ниже атмосферного). Возникновение вакуума возможно при остановке котла. По мере охлаждения котла происходит конденсация пара и понижается уровень воды, что приводит к снижению давления, возможно, ниже атмосферного. Вакуум в котле приводит к утечкам через развальцованные концы труб, так как они рассчитаны на уплотнение избыточным давлением. Избежать этой проблемы можно приоткрыв вентиляционное отверстие в паровом барабане в то время, когда там еще имеется избыточное давление.

Меры предосторожности

Вот некоторые практические рекомендации, позволяющие избежать проблем при эксплуатации котлов:

- Чаще смотреть на пламя, чтобы своевременно заметить неполадки с горением.
- Определить причину погасания горелки, прежде чем предпринимать многочисленные попытки повторного зажигания.
- Перед зажиганием горелок тщательно очистить топку. Это особенно важно, если в топку пролилось жидкое топливо. Продувка позволит удалить избыток горючих газов до того, как их концентрация станет взрывоопасной. Если есть сомнения — необходима продувка!
- Проверять работу оборудования водоподготовки, убедиться, что качество воды соответствует нормам для данной температуры и давления. Притом, что абсолютным критерием является нулевая жесткость воды, необходимо соответствие нормативам для рабочих параметров котла. Никогда не использовать необработанную воду.
- Регулярная промывка тупиковых участков водяного контура, водоохладителей и т.п. во избежание накопления шлама в этих зонах, что влечет за собой повреждение оборудования. Никогда не останавливать циркуляцию воды.

- Контролировать наличие свободного кислорода в воде на выходе из деаэраторов, рабочее давление деаэраторов, температуру воды в баке-аккумуляторе (соответствие температуре насыщения). Необходима постоянная продувка деаэратора для удаления неконденсируемых газов.

- Постоянный мониторинг качества возвратного конденсата для обеспечения немедленного слива в канализацию при загрязнении конденсата в результате аварии технологического оборудования.

- Постоянная продувка котла для обеспечения качества котловой воды в пределах нормы, периодическая промывка барабана-грязевика (проконсультироваться со специалистом по водоподготовке). Не продувать поверхности топки во время работы котла.

- Проверять поверхности котла со стороны воды. Если есть признаки отложения накипи, отрегулировать водоподготовку.

- Регулярно проверять внутренние поверхности деаэратора на предмет коррозии. Это очень важно по соображениям безопасности, так как деаэратор может проржаветь насквозь. В этом случае в деаэраторе произойдет бурное вскипание воды, и вся котельная заполнится острым паром.

- Стандартный график разогрева котла (рис. 4) предусматривает для обычных котлов рост температуры воды не более чем на 55°C в час. После длительной эксплуатации котлов на минимальной нагрузке разогрев нередко протекает с превышением указанной скорости. Следовательно, для поддержания нормального темпа разогрева нужно предусматривать в стартовом режиме работу горелок с перерывами.

- Убедиться в том, что обслуживающий персонал котельной понимает опасность механического повреждения тонкостенных труб. Поощрять рабочих сообщать о каждом случайном повреждении, чтобы своевременно их устранять.

- Если производственная необходимость вынуждает форсировать котлы, регулярно проводить оценку потенциального воздействия перегрузки и доводить ее до сведения руководства.

- Когда котел отключается на длительное время, поддерживать его в теплом состоянии. Заполнять азотом при охлаждении для предотвращения попадания воздуха и кислорода внутрь котла во время хранения, использовать сульфат натрия для поглощения кислорода из котловой воды. Если котел хранится в сухом состоянии, наряду с заполнением азотом поместить в барабаны абсорбент влаги.

- Обеспечить открывание вентиляционного отверстия в паровом барабане при падении давления ниже 136 кПа.

*Перепечатано с сокращениями
из журнала ASHRAE
Перевод с английского О. П. Булычевой*



**Л. А. Городцов,
FG Wilson (Engineering) Ltd.,
С.-Петербург,
А. В. Тоток, И. В. Аколлер,
ООО «Электросистемы»**

АВТОНОМНАЯ ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЯ НЕПРЕРЫВНОГО ЦИКЛА

Электростанция для рыбоперерабатывающего завода в Салехарде позволила организовать полностью автономное обеспечение предприятия электрической и тепловой энергией с высокой степенью надежности.

В настоящее время Салехард — это город с острым энергодефицитом. Энергоснабжение промышленных объектов и городской инфраструктуры обеспечивают дизельгенераторная и газотурбинная (недавно введенная в эксплуатацию) электростанции, мощностей которых явно недостаточно для растущего потребления электрической и тепловой энергии.

Заказчиком теплоэлектростанции (ТЭС) выступило ООО «Салехардский комбинат» (ЯНАО). Генподрядчиком и генпроектировщиком по строительству ТЭС была выбрана фирма «Электросистемы» — официальный дилер компании FG Wilson (Engineering) Ltd., С.-Петербург.

Перед тем как принять решение о создании собственной электростанции, заказчиком был сделан полный экономический расчет стоимости подключения к энергосистеме и собственного производства энергии. За последний вариант были как аргументы экономической эффективности, так и надежности в обеспечении электрической и тепловой энергией.

ТЭС создана на базе газопоршневых установок PG750В производства фирмы FG Wilson (Engineering) Ltd.,



Великобритания. Они работают в когенерационном цикле и являются единственным источником электроснабжения и основным источником теплоснабжения нового предприятия. Для бесперебойного снабжения потребителей теплом и горячей водой (90...65 °С) в составе ТЭС используется водогрейная котельная модульного исполнения с котлом UNIMAT UT4 компании Loos International.

Экономика проекта

Установленная электрическая мощность газопоршневой установки составляет 1500 кВА, дизель-генераторной — 500 кВА. Напряжение на клеммах генераторных

установок — 0,4 кВт. Тепловая мощность утилизации газопоршневой установки — 1770 кВт, котельной, работающей в пиковом режиме, — 1000 кВт.

Согласно расчетам, удельные капитальные затраты по основному генерирующему оборудованию составили \$800 за 1 кВт электрической мощности. Удельные затраты при выполнении работ под ключ (проектирование, поставка, монтаж, пусконаладочные работы, сдача объекта в эксплуатацию) — \$1250 за кВт электрической мощности. Себестоимость производства электрической энергии составила 0,56 р/кВт. ч; тепловой — 173,5 р/Гкал.

Среднегодовые эксплуатационные затраты (топливный газ, смазочное масло, заработная плата, ЗИП, техническое обслуживание, отчисления на социальное страхование, инфляция) планировались из расчета \$144 тыс. Экономия от эксплуатации автономного источника энергии должна составить \$430 тыс. в год (85% электрическая и 15% тепловая энергия).

Предполагаемый срок окупаемости капитальных затрат на строительство энергоблока составит три с половиной года (простой срок), дисконтированный, при ставке сравнения 8%, — 3 года 8 месяцев.

Состав теплоэлектростанции

В ТЭС (фото) входят функционально взаимосвязанные сооружения в контейнерном исполнении:

- газопоршневая электростанция, состоящая из двух полностью смонтированных блоков (ЭГПК 600.3 — «Север 45» №1 и №2) с установками PG750B номинальной мощностью по 600 кВт (750 кВА). Они поставлены с системой полной утилизации тепловой энергии (тепло снимается с рубашки двигателя и выхлопных газов) и возможностью параллельной работы между собой;
- резервная дизельная электростанция (ЭДК400.2 — «Север 20») электрической мощностью 400 кВт;
- модульная котельная (МКУ 1000.2 — «Север 40») на базе котла UNIMAT UT4 тепловой мощностью 1000 кВт (0,86 Гкал. ч) с комбинированной горелкой RGL 7/1D исп. ZMD фирмы Weishaupt (Германия);
- низковольтное комплектное распределительное устройство (МНКУ 1600.2 — «Север 25»);
- газораспределительный пункт, включающий две линии редуцирования давления топливного газа. Установки PG750B оснащены газопоршневыми двигателями серии 4012TESI LC производства фирмы Perkins. Их изготовление началось в 1995 году, и с тех пор двигатели этого типа постоянно модернизируются с целью снижения уровня выбросов вредных веществ. Внедряются новые электронные системы управления, продолжаются работы по повышению надежности. В настоящее время наработка до капитального ремонта двигателей этой серии составляет не менее 48000 мото-часов.

Для проекта в Салехарде были выбраны 12-цилиндровые V-образные двигатели с рабочим объемом 45,8 л и степенью сжатия 9,5. Они имеют электронные системы

управления подачей газозвушной смеси в цилиндры двигателя и зажиганием.

Кроме стандартного режима управления зажиганием, электронная система имеет такую функцию, как корректировка штатного угла опережения зажигания при возникновении детонации. Это может проявляться при резком набросе или сбросе большой нагрузки на энергоустановку, а также при изменении состава газа (с возможным снижением его метанового индекса). Двигатели этого типа отличаются высокой надежностью, что является важным условием при их эксплуатации в отдаленных регионах.

В данном проекте применены низковольтные четырехполюсные синхронные генераторы LL7014P напряжением 400 В (производство фирмы Leroy Somer, Франция) и частотой вращения 1500 об/мин.

Описание ТЭС

Теплоэлектростанция состоит из отдельных контейнерных блок-модулей. Они были специально разработаны для эксплуатации в северных условиях (до -50°C).

Контейнер представляет собой цельнометаллическую сварную конструкцию в водонепроницаемом исполнении, с металлическим настилом пола. Боковые и торцевые стенки контейнера изготавливаются из специального гнутого профиля толщиной 1,5...2 мм с вертикальным расположением гофр, обшивка крыши — из 2 мм штампованного профиля с поперечным расположением гофр. Для утепления контейнера используется базальтовая или минеральная вата толщиной 100 мм.

В зависимости от назначения и исполнения в корпусе контейнера предусмотрены воздушные клапаны приточно-вытяжной вентиляции, двери и монтажные проемы, выхлопной газоход, а также технологические проемы и отверстия для подключения внешних коммуникаций (силовые и контрольные кабели, заправка и слив ГСМ, вентиляция, кондиционер и др.).

Изготовление контейнеров и пакетирование оборудования в них осуществляло ООО «Электросистемы» (С.-Петербург). На объект были поставлены блок-модули



Фото ТЭС (слева направо): «пиковая» котельная, генераторные установки PG750B и резервный дизель-генератор. На переднем плане — контейнер с НКУ

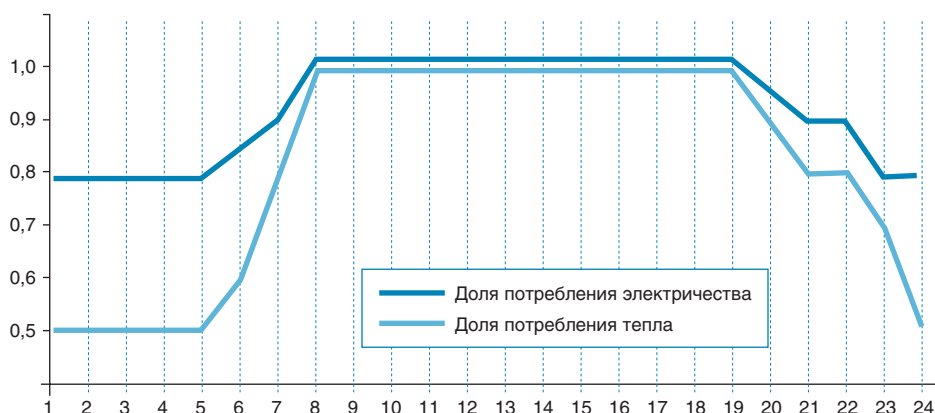


Рис. Среднее долевое потребление энергии в течение суток

заводской готовности и смонтированы на подготовленную фундаментную площадку. Монтаж оборудования был сведен к внешней обвязке инженерных систем блокомодулей и подключению их к системе наружного газоснабжения, а также к системам тепло- и электроснабжения рыбоперерабатывающего завода. Данное проектно-инженерное решение позволило сократить общие сроки строительства ТЭС.

Газопоршневые установки оснащены цифровыми панелями управления серии 6200 производства фирмы FG Wilson (Engineering) Ltd. Панели этого типа допускают автоматическую синхронизацию между собой до 8 энергетических установок различной мощности — для работы как на общую, так и на разделенные нагрузки. При этом возможен не только удаленный мониторинг параметров отдельных установок и всей ТЭС, но и управление энергоагрегатами и системой.

Теплоэлектростанция полностью автоматизирована (3-я степень автоматизации, ГОСТ 1422880). Система дистанционного управления включает подсистему мониторинга, расположенную в отдельном помещении производственного здания.

Тепловая схема ТЭС предусматривает общую автоматизированную параллельную работу систем утилизации тепловой энергии от газопоршневых агрегатов и котельной. Для этого применена четырехтрубная система с независимым подключением к источнику теплоснабжения:

- горячее водоснабжение с резервированием по теплообменному оборудованию;
- система отопления и вентиляции с коэффициентом запаса по площади теплообмена 1,5.

Расчетные электрические нагрузки для энергоблока составляют 665 кВт, диапазон изменения нагрузки находится в пределах от 180 до 1150 кВт. Максимальные тепловые нагрузки: отопление — 0,6 Гкал. ч; вентиляция — 0,53 Гкал. ч; горячее водоснабжение — 0,48 Гкал. ч. График потребления тепловой (во время отопительного сезона) и электрической энергии в течение суток представлен на рис.

Как видно из графика, рыбоперерабатывающий комбинат — предприятие непрерывного производственного цикла, и гарантированное энергоснабжение для технологического процесса здесь необходимо круглосуточно.

Среднегодовые коэффициенты электрической и тепловой загрузки энергоблока составляют 0,622 и 0,547 соответственно. Коэффициент использования электрической мощности установки 0,634; тепловой — 0,554.

Как показывают цифры, оборудование имеет высокую степень резервирования как по электрической, так и по тепловой мощности. Резервная дизельная электростанция, входящая в состав энергоблока, повышает надежность системы в целом.

Дизель-генераторная установка (ДГУ) мощностью 400 кВт обеспечивает резервирование пиковых нагрузок завода и собственных нужд ТЭС в случае аварии или во время обслуживания газопоршневых установок. При наружных температурах ниже -10°C для надежного и гарантированного запуска ДГУ и приема нагрузки через 10 секунд в контейнере всегда поддерживается плюсовая температура. Двигатель дизель-генераторной установки имеет систему автоматического подогрева охлаждающей жидкости.

Особенности проекта

Проект выполнен под ключ в относительно короткие сроки. Это комплексное решение проблемы снабжения отдельного промышленного объекта электрической и тепловой энергией с применением рационального сочетания разнотипного энергетического оборудования: когенерационных установок на базе газопоршневых электроагрегатов, котельной и резервного дизель-генератора.

Достоинством подобного рода проектов является взвешенный учет особенностей потребителей электрической и тепловой энергии, а также условий эксплуатации оборудования на Крайнем Севере. Несмотря на рекордно низкие температуры прошедшей зимы, генераторные установки обеспечили бесперебойную выработку электроэнергии и тепла для предприятия. К настоящему времени они имеют наработку более 3000 часов.



ВЫБОР СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ЗДАНИЯ

Качество продукции, выпускаемой предприятием, во многом зависит от надлежащего уровня производства. Реализация технологических процессов требует определённых параметров внутреннего воздуха. Для создания нужных параметров служат такие инженерные системы, как вентиляция, кондиционирование, отопление и пр. В задачу отопления входит поддержание требуемой температуры внутреннего воздуха в холодный период года.

Проектные решения при создании инженерных систем промышленных зданий очень сильно зависят от специфики конкретного производства, поэтому важную роль в этом процессе играет технологическая часть проекта. Помощь профессионалов в этом вопросе будет весьма кстати. Специалисты выполняют все необходимые расчёты, обоснуют принятые решения, подберут оборудование и т.д.

Выбор вида системы отопления зависит от наличия того или иного источника тепла, технологии производства, технико-экономического обоснования. Рассмотрим этот вопрос подробнее.

Водяное отопление

Источником тепла для системы отопления могут служить сети центрального теплоснабжения, либо местная котельная. Центральным элементом котельной является сам котёл необходимой мощности. Современные котлы, в зависимости от конструкции, могут работать на газе, твёрдом и жидком топливе, а также могут быть электрическими.

От наружных тепловых сетей вода подаётся с более высокими температурой и давлением, чем необходимо для системы отопления. Для трансформации параметров воды до нужных значений обустраивается тепловой пункт.

По трубопроводам системы отопления вода поступает в отопительные приборы. В производственных помещениях в качестве отопительных приборов обычно используются радиаторы, а также регистры из гладких труб. Традиционно часто применяются также ребристые или гладкие трубы. Для разводки системы радиаторного отопления могут быть использованы различные трубы: стальные, металлопластиковые, полиэтиленовые.

Для сокращения энергетических затрат система отопления производственных помещений функционирует в нерабочее время в режиме дежурного отопления для поддержания температуры внутреннего воздуха на уровне $+10^{\circ}\text{C}$ (если это не противоречит технологии производства).

Паровое отопление

Иногда на промышленных предприятиях в качестве теплоносителя применяется водяной пар. Такая система имеет свои достоинства и недостатки. К достоинствам можно отнести:

- возможность быстрого нагревания помещений при подаче пара в отопительные приборы и столь же быстрое их охлаждение при выключении подачи пара;
- сокращение капитальных вложений и расхода металла вследствие уменьшения размеров отопительных приборов и трубопроводов;

- возможность отопления зданий любой этажности, так как столб пара не создаёт значительно повышенного гидростатического давления в нижней части системы.

Можно сказать, что такая система отопления более пригодна, чем водяная, для периодического обогрева помещений (например, для дежурного отопления).

Однако эксплуатационные недостатки системы парового отопления весьма ощутимы. К ним можно отнести:

- невозможность регулирования теплоотдачи отопительных приборов, т.к. нельзя регулировать расход пара;

- постоянно высокая температура (100°C и выше) поверхности теплопроводов и отопительных приборов, что вызывает разложение оседающей органической пыли;

- увеличение бесполезных потерь паропроводами, когда они проложены в неотапливаемых помещениях;

- шум при действии системы, особенно после возобновления работы после перерыва;

- короткий срок службы паропроводов по сравнению с трубопроводами водяного отопления, т.к. при перерывах в подаче пара паропроводы заполняются воздухом, что усиливает коррозию их внутренней поверхности.

Паровое отопление может устраниваться в производственных помещениях без выделения пыли и аэрозолей или с выделением негорючей и неядовитой пыли, негорючих и не поддерживающих горение газов и паров.

Воздушное отопление

Воздушное отопление промышленных помещений может быть центральным и местным.

При применении центральной системы воздушного отопления могут быть обеспечены подвижность воздуха, благоприятная для нормального самочувствия людей, равномерность температуры помещения, а также смена и очистка воздуха.



Воздух нагревается в воздухонагревателях вентиляционных установок до температуры выше внутренней температуры помещений и по воздуховодам попадает в помещения. Там нагретый воздух смешивается с окружающим воздухом и охлаждается до его температуры. Надо отметить, что из-за сравнительно малой теплоёмкости воздуха, его необходимое количество для отопления достаточно велико, что ведёт к необходимости применения воздуховодов большого сечения.

Для сокращения энергозатрат основная часть забираемого из помещения воздуха очищается в фильтрах, вновь нагревается и подаётся снова в помещения (рециркуляция). При этом наружный воздух подаётся в количестве не менее санитарных норм. Если в процессе производства выделяются вредные или пахучие вещества, то применение рециркуляции весьма проблематично. В этом случае для экономии энергетических ресурсов можно использовать системы утилизации теплоты вытяжного воздуха (например, теплообменник с промежуточным теплоносителем или рекуператор).

При местном воздушном отоплении воздухонагреватель находится в самом помещении (воздушно-отопительные агрегаты, тепловые пушки). Местные системы работают на полной рециркуляции, т.е. обрабатывают внутренний воздух и не обеспечивают приток наружного воздуха.

Электрическое отопление

Если рабочие места с пребыванием людей расположены на малой части площади производственного помещения, то для создания теплового комфорта на рабочих местах можно использовать инфракрасные тепловые излучатели. Также эти приборы можно использовать в складских помещениях.

Для сокращения тепловых потерь в производственных помещениях над воротами, дверьми и технологическими проёмами устанавливаются воздушно-тепловые завесы. Завесы могут быть водяными или электрическими; в последнее время на рынке появились также широкоструйные завесы, не требующие нагрева воздуха.

По материалам www.topclimat.ru



**Георгий Литвинчук,
ген. директор
«Литвинчук Маркетинг»**

РОССИЙСКИЙ РЫНОК АВТОМАТИКИ ДЛЯ СИСТЕМ КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ И ВЕНТИЛЯЦИИ

Российский рынок автоматики для кондиционирования и вентиляции еще очень молод. Он сформировался в середине 1990-х годов, с первыми массовыми поставками в Россию импортного оборудования для систем вентиляции, которое нуждалось в современной автоматике. Поэтому неудивительно, что на рынке систем автоматического управления сформировались те же самые сегменты, что и на рынке вентиляционного оборудования. Причем в каждом сегменте лидируют совершенно разные поставщики и производители.

Первый сегмент — это автоматика для систем центрального кондиционирования воздуха, представленная в основном оборудованием для автоматизации работы АНУ (чиллеры поставляются полностью укомплектованными). До 1998—1999 годов сегмент автоматики для систем центрального кондиционирования воздуха был практически полностью занят продукцией компании Honeywell.

Второй сегмент — это автоматика для модульных систем вентиляции, представляющих собой конструктор из отдельных элементов. К ним относятся вентиляторы, калориферы, фильтры, шумоглушители и решетки, собираемые в единую систему с помощью воздуховодов. Изначально на этом сегменте рынка доминировала продукция компании Regim, поставляемая в том числе под OEM-

брендами. К ним относится, например, бренд Systemair, в те годы известный как Kanalfakt.

Третий сегмент — это автоматика для систем пожарной вентиляции. Данный сегмент рынка представлен приводами для огнезадерживающих клапанов и клапанов дымоудаления. Вплоть до 2004 года на рынке пожарных клапанов существовало фактически два производителя — ВИНГС-М и Файер, причем оба использовали приводы Belimo. Такая ситуация была обусловлена тем, что сертифицировать импортные и новые отечественные клапаны в пожарном ведомстве было невозможно.

Сегодня сегментация рынка автоматики проявляется уже не так явно, однако определенные приоритеты все же сохранились. Более того, именно дифференцированный подход к анализу рынка автоматики является ключом к пониманию структуры и динамики российского рынка автоматики для HVAC.

Всю используемую в России автоматику можно условно разделить на два уровня. Первый — это автоматика, минимально необходимая для работы климатического оборудования. В таблице она обозначена желтым цветом. Второй уровень — это автоматика, необходимая для включения систем HVAC в BAS (Building Automation Systems) здания. В таблице она обозначена голубым цветом. В 99% случаев эта автоматика используется с системами центрального

61 <<

Алюминиевая шина является хорошей альтернативой медной шине по техническим и экономическим характеристикам. Использование алюминиевого шинпровода, предложенное «Инжэлектромкомплект», может широко применяться:

- на промышленных предприятиях, где производственный процесс характеризуется загрязнениями и воздействием агрессивных сред;
- как альтернатива медному шинпроводу для снижения стоимости электрооборудования на объектах промышленного и гражданского строительства.

ООО «Инжэлектромкомплект»

ШКАФЫ XL3 4000 ОТ LEGRAND ОБЕСПЕЧИВАЮТ НАИВЫСШИЙ ИНДЕКС ОБСЛУЖИВАНИЯ

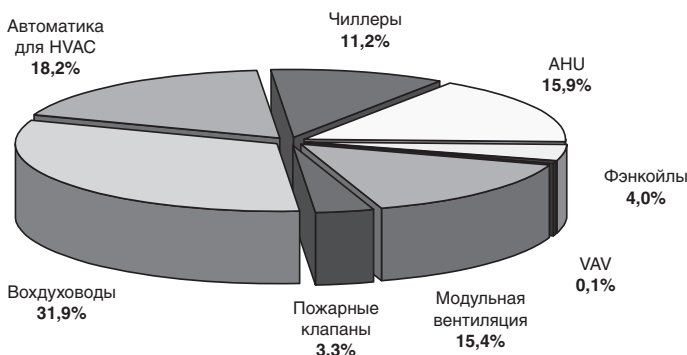
Французская компания Legrand, один из мировых лидеров по созданию высокотехнологичного электрооборудования, расширила предложение по шкафам серии XL3, которая теперь ориентирована и на те сферы применения, где требуется оперативность обслуживания электроустановки и запрещено ее полное отключение. Это такие сферы как промышленность, банковское дело, медицина.

Система внутреннего разделения в шкафах серии XL3 позволяет производить изменения номинала аппарата защиты, изменение конфигурации, добавление отходящей линии без отключения распределительных шин от питания с полной безопасностью для обслуживающего персонала. Разделение на отсеки системы НКУ XL3 производится в соответствии с ГОСТом Р 51321.1—2000.

Благодаря оптимизированной системе внутреннего разделения, а также за счет сочетания преимуществ шкафов XL3 4000 и аппаратов DPX и DMX выкатного исполнения, достигается самый высокий индекс обслуживания IS 333 шкафов XL3 4000. Индекс обслуживания, или эксплуатационный индекс, не регламентируется стандартом, а скорее рекомендуется. Заказчик самостоятельно может определить необходимый индекс, исходя из условий применения шкафа.

Трехзначный эксплуатационный индекс характеризует электрощит с точки зрения безопасности эксплуатации, оперативного доступа и изменения схемы

>> 71



* Стоимость оборудования (включая пожарные клапаны) приведена без стоимости автоматики

Российский рынок HVAC оборудования в 2005 г. (доли оборудования* в ценах для конечного заказчика).

кондиционирования, тогда как модульные системы вентиляции и пожарные клапаны практически не диспетчеризируются.

Из таблицы хорошо видно, что доля систем автоматики для систем центрального кондиционирования воздуха стабильно держится на уровне 36% от общей емкости рынка автоматики для HVAC. При этом внутри данного сегмента растет доля автоматики, которая используется для включения оборудования HVAC в BAS, а львиная доля оборудования, используемого для автоматизации систем центрального кондиционирования, по-прежнему приходится на АНУ.

Комплект автоматики для АНУ обычно стоит от **1500 до 3500** — в зависимости от начинки и производительности установки, причем этот сегмент рынка наиболее привлекателен для ведущих мировых производителей автоматики для HVAC.

Таблица

Структура рынка автоматики для HVAC по сегментам климатического рынка в дилерских ценах, в млн евро. Учитывается только стоимость оборудования

		2003	2004	2005
Сегмент №1	АНУ	11,1	15,0	19,5
	Фэнкойлы	1,2	1,6	1,8
	АВО	0,2	0,2	0,3
	Чиллеры	0,1	0,1	0,2
	VAV	0,0	0,0	0,0
	Оборудование для диспетчеризации*	5,2	8,8	12,0
Итого центральные системы		17,8	25,7	33,9
Сегмент №2	Модульные системы вентиляции	20,0	31,4	43,2
Сегмент №3	Пожарные клапаны	11,3	13,9	16,5
Итого		49,2	71,0	93,6

* Диспетчеризируется в основном оборудование систем центрального кондиционирования

70 <<

Сегмент автоматика для пожарных клапанов занимает существенную долю рынка, однако его вес уменьшается. С 2003 по 2005 год его доля сократилась с 23 до 18% объема рынка. Необходимо учитывать, что автоматика, используемая в этом сегменте рынка, — это более чем на 3/4 электромеханические приводы пожарных клапанов.

И наконец, самый большой и быстрорастущий сегмент рынка — это автоматика для модульных систем вентиляции, которые стали весьма востребованными в последнее время. Так, при необходимости обеспечить приток до 5000 м³/ч это оборудование оказывается намного дешевле АНУ. С 2003-го по 2005 год доля автоматика для модульных систем вентиляции в общем объеме продаж автоматика для HVAC увеличилась с 41 до 46%! Такое положение вещей, характерное, скажем, для Скандинавии, но крайне нетипичное для Европы в целом, придает определенную специфику российскому рынку автоматика.

Во-первых, автоматика для модульных систем вентиляции несколько проще и дешевле, чем для АНУ. В среднем, комплект автоматика на одну приточную систему данного класса стоит порядка 800. В частности, при использовании электрического калорифера, что присуще модульным системам вентиляции, могут применяться два простейших контроллера — регуляторы нагрева и скорости вентилятора. В случае применения водяного калорифера могут использоваться простейшие контроллеры.

Во-вторых, доминирование автоматика для модульных систем вентиляции дает весьма специфическое соотношение контроллеров и сенсоров. На один контроллер, включая регуляторы нагрева и скорости вращения вентилятора, приходится всего два сенсора.

В-третьих, при такой структуре рынка доли различных производителей имеют весьма непривычный вид. Причина очевидна. Дистрибьюторы, продающие модульные системы вентиляции, одновременно являются и основными поставщиками автоматика для этого оборудования. Поэтому они нередко используют автоматика, выпускаемую производителями вентиляционного оборудования (прежде всего регуляторы скорости) и предлагаемые ими OEM-продукты.

*По материалам исследования
российского рынка автоматика для HVAC*

(например, ввода резерва). Заданный уровень IS можно достичь, используя различные приспособления и технические решения. Шкафы XL3 характеризуются высоким индексом обслуживания — вплоть до IS 333.

Летом 2007 года компания Legrand издала руководство по выполнению внутреннего разделения в шкафах XL3. В руководстве подробно описаны все виды разделения НКУ перегородками или ограждениями и порядок их монтажа, приведена таблица монтажа горизонтальных перегородок, указаны соответствующие комплекты разделения для автоматических выключателей DMX и многое другое.

Legrand

LIEBERT NXF: УСПЕШНОЕ ПРОДОЛЖЕНИЕ ЛИНЕЙКИ ИБП ОТ EMERSON NETWORK POWER

Компания Emerson Network Power объявила о планируемом запуске производства системы бесперебойного электропитания Liebert NXF. Запуск производства намечен на сентябрь 2007г.

Серия NXF является продолжением уже успешно зарекомендовавшей себя линейки NX. Данная модель ИБП пришла на смену всем хорошо знакомым ИБП Hinet 3x1. Новые ИБП NXF обладают всеми достоинствами своих предшественников из серии NX, и будут представлены в 3 вариантах мощности: 10 kVa, 15 kVa и 20 kVa с фазностью 3x1 (три фазы — вход, одна — выход).

Системы ИБП серии Liebert NX настолько надежны, что обеспечивают полную безопасность важнейших систем и приложений даже в самых требовательных отраслях, например в сфере транспорта. Например, компания Spanish Administrador de Infraestructuras Ferroviarias (оператор испанской сети железных дорог) пользуется решениями Liebert NX для защиты систем управления 22-километровым тоннелем Гвадарама. Это самый длинный тоннель в Испании; в нем проходит ветка высокоскоростного железнодорожного сообщения между Мадридом, Севильей и Вальядолидом.

Решения Emerson Network Power обеспечивают значительную экономию средств за счет того, что они рассчитаны на широкий диапазон входного напряжения и выдерживают значительные

>> 73



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

ПОДБОР ПРОМЫШЛЕННЫХ ВОДООХЛАДИТЕЛЕЙ ДЛЯ ТЕРМОПЛАСТАВТОМАТОВ И ЭКСТРУДЕРОВ

Время от времени специалисты по подбору холодильного оборудования сталкиваются с необходимостью долго и нудно повторять заказчику, что же им, собственно нужно знать, для подбора водоохладителя промышленного технологического оборудования, будь то термопластавтомат или экструдер, либо что-нибудь подобное.

Действительно, часто звонит заказчик с просьбой подобрать водоохлаждающую машину для своего оборудования, но при этом затрудняется ответить на вопросы, которые сразу же возникают у холодильщика. Причем нередко возникает ситуация, что человек, покупающий холодильную машину, может подумать, что над ним просто издеваются, задавая какие-то «дурацкие» вопросы. В силу того, что по телефону смысл этих вопросов объяснить довольно тяжело, то сейчас мы попробуем в краткой и понятной форме изложить эти вопросы и объяснить, а зачем собственно они задаются и что за ними стоит.

Прежде всего, нам необходимо понять, что тепло, которое необходимо отвести от оборудования, не «берется ниоткуда».

Первый вопрос, который часто задают инженеры по продажам холодильного оборудования это — какая холодопроизводительность вам нужна, и какая температура жидкости должна быть на входе вашего оборудования? Ответить на этот вопрос могут только люди, которые

очень хорошо представляют себе, а что такое, собственно, холодопроизводительность и какая, черт побери, разница, какая температура воды (или другой охлаждающей жидкости) должна быть?! Что из этого следует? Только то, что первый вопрос — «Какая холодопроизводительность вам нужна?» неуместен хотя бы потому, что большая часть клиентов впадает в ступор!

Часто холодильное оборудование приобретается в связи с переходом от охлаждения проточной водой к системе оборотного водоснабжения, которая экономически более целесообразна и окупается в течение года. Тогда для определения холодопроизводительности (мощности) холодильной установки достаточно будет назвать температуру воды входящей в оборудование и температуры на выходе, а также расход воды. Обычно замерить эти данные несложно и этих данных уже достаточно для определения наиболее важного параметра при подборе водоохладителя — холодопроизводительности.

Если таких данных нет? Оборудование только заказали, его еще никто не видел, оно скоро прибудет для инсталляции, и к его прибытию должны быть поставлены холодильные машины. Что делать? Каждый, кто обслуживает термопластавтоматы прекрасно знает, сколько бутылок выдувает его машина в единицу времени. Часто можно встретить запрос вида — «Подберите водоохладитель



на машину, производительностью 1500 бут/час». И все! К сожалению, этих данных катастрофически недостаточно! Что можно сделать в этом случае? К счастью, сколько пластмассы (масса в единицу времени) проходит через машину, знают почти всегда, а также температура входа пластмассы в пресс-форму и температура на выходе. Этих данных также будет достаточно для довольно точного определения необходимой холодопроизводительности. Правда, в этом случае просто необходимо также знать потребляемую мощность на нагреве. Это необходимо для проверки результата расчета по температуре

пластмассы. Если, например, в результате такого расчета мы получаем холодопроизводительность 5 кВт, а потребляемая мощность автомата — 25, то тут явно что-то не так! Все-таки 25 кВт мы берем от сети, что-то идет на полезную работу (и это лишь малая часть от потребляемой мощности), остальное — это нагрев.

Следующий важный фактор — это температура воды на входе в охлаждаемый аппарат (лазер, экструдер и т.п.). Почему это так важно? Одна и та же холодильная машина обладает разной холодопроизводительностью в зависимости от той температуры воды, которую необходимо достичь, т.е. водоохладитель может работать в разных режимах. Здравый смысл подсказывает, что если нужно сильнее охладить жидкость, тем это тяжелее сделать, и тем более мощная установка необходима.

Допустим мы определили мощность установки, которая нам нужна. Вроде все? Нет. В каком она должна быть исполнении? Кстати вопрос, которым тоже можно «шокировать» неподготовленного клиента. К чему задается такой вопрос? Это связано с тем, куда девать это тепло, которое со столь мучительным трудом мы отбирали от воды. Вариантов исполнения водоохладителя бывает два: с выносным конденсатором и моноблочное. При моноблочном исполнении тепло выбрасывается непосредственно в том месте, где стоит водоохладитель. Тут нужно учесть некоторые факторы: сколько тепла мы выбрасываем, как организована вентиляция помещения и размеры помещения. Если тепловой выброс данной конкретной тепловой установки в данном конкретном помещении с такими размерами и вентиляцией приведет к устойчивому повышению температуры в цехе, ТО ТАКАЯ СИСТЕМА РАБОТАТЬ НЕ БУДЕТ. Для решения этой задачи имеется два пути: первый — это организовать дополнительную вентиляцию, либо же выбрать второй тип исполнения водоохладителя — «с выносным конденсатором». Тогда конденсатор монтируется на улице, и все тепло выбрасывается за пределами помещения. Однако для такого варианта следует предусмотреть систему зимнего пуска — дополнительный набор клапанов и ресивер для хладагента, позволяющих запустить машину при отрицательной температуре воздуха на улице.

По материалам ООО «Вактех»

71 <<

перегрузки без переключения на аккумулятор. Это продляет ресурс аккумулятора, снижает стоимость обслуживания и риск выхода ИБП из строя.

Справка:

Компания Emerson Network Power™ — подразделение корпорации Emerson™, лидирующий мировой производитель и поставщик высокотехнологичных систем электропитания постоянного и переменного тока; систем прецизионного кондиционирования воздуха; интегрированных, комплексных адаптивных решений в области энергетики, инженерии, информационных технологий: для обеспечения непрерывности средств мобильной и фиксированной связи, построения центров обработки данных, и «критичных» приложений вашего бизнеса. Признанные продуктовые бренды Emerson Network Power: Liebert, Asco, Knurr.

MAS Elektronik

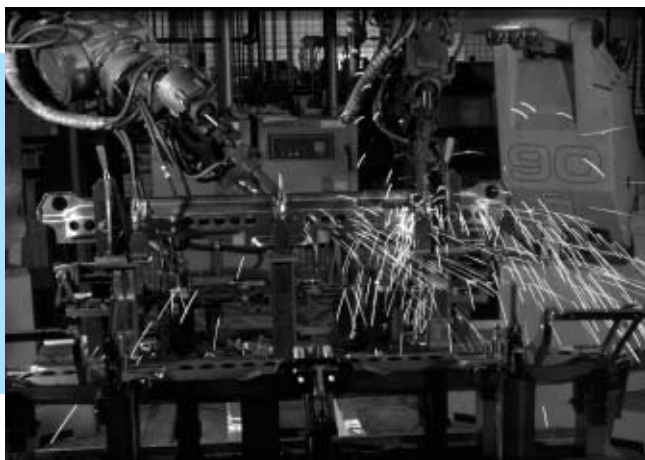
МОЩНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДЛЯ РОССИЙСКОГО РЫНКА

На российский рынок поступили две новые электростанции Honda EM 10000 и ET 12000. Эти модели относятся к самому мощному классу бензиновых станций с широким спектром применения.

Использовать их можно в бытовых или промышленных целях и даже в аварийных ситуациях! Сочетание эффективной генераторной части и надежного 4-тактного двигателя Honda GX 620 позволило достичь малой массы, компактных размеров и низкого потребления топлива.

Приборная панель электростанций русифицирована, имеется защита от перегрева и датчик уровня масла. Агрегаты оснащены легко снимаемым пластиковым кожухом. У станций есть узкий корпус и централизованная приборная панель на узкой стороне, что позволяет экономить место при установке. Максимальная мощность машин — 9/11кВа, номинальная мощность — 8/10 или 2,7 x 3 кВа, емкость топливного бака — 30,8л, продолжительность автономной работы — 6,1 ч, уровень шума — 101 дБ, вес — 150кг, размеры — 973 x 552 x 637мм. Данные разработки являются адаптированными для российского рынка версиями американских мини-электростанций.

<http://www.mastercity.ru/>



В.А. Янсюкевич

МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

Область применения

Настоящий документ разработан для электротехнического персонала электролабораторий, проводящего работы по испытанию трансформаторного масла. Рекомендации настоящей методики распространяются на работы по испытанию трансформаторных масел любого вида, предназначенного для электрооборудования всех классов напряжений.

Подготовка трансформаторного масла является наиболее сложной и трудоемкой операцией всего процесса монтажа маслonaполненного оборудования.

В трансформаторах мощностью несколько киловольт-ампер для отвода тепла от обмоток и магнитопровода достаточна поверхность активной части. По мере увеличения мощности трансформатора потери энергии в нем возрастают приблизительно пропорционально его массе или кубу линейных размеров. Следовательно, потери в трансформаторе возрастают значительно быстрее, чем увеличивается конструктивно получающаяся поверхность охлаждения.

Начиная с некоторой величины мощности эта поверхность оказывается недостаточной для обеспечения постоянной оптимальной температуры при работе трансформатора.

Эффективным средством отвода тепла является трансформаторное масло. Согласно существующим нормам, допускается превышение температуры верхних слоев масла над температурой окружающей среды на 60°C. Средний перегрев масла составляет примерно 45°C.

Для увеличения поверхности теплоотдачи, баки трансформаторов делают волнистыми или снабжают специальными трубчатыми радиаторами.

Во время работы трансформатора его изоляция подвергается длительному воздействию электрического поля и высокой температуры. Электрическая прочность всей изоляции определяется электрической прочностью наиболее нагруженного масляного канала; наиболее нагруженным является канал, прилегающий к обмоткам, в нем имеет место увеличение напряженности поля у углов провода, реек прокладок и в других местах.

Из вышеизложенного следует, что трансформаторное масло служит одновременно электроизоляционным материалом и теплоотводящей средой. В соответствии с назначением, а также для длительной и безопасной работы маслonaполненного оборудования трансформаторное масло должно обладать следующими качествами:

- Быть хорошим диэлектриком, т.е. иметь высокое значение пробивного напряжения и низкое и стабильное значение тангенса угла диэлектрических потерь.

- Иметь достаточную подвижность и хорошую теплопроводность, небольшую величину кислотного числа, высокую температуру вспышки, низкую температуру застывания, способность в условиях эксплуатации длительное время сохранять свои первоначальные свойства (стабильность).

Старение трансформаторного масла в первую очередь проявляется как окисление его кислородом воздуха, что влечет увеличение кислотного числа, появление кислой реакции водной вытяжки и на последней стадии выпадение осадка.

Трансформаторное масло изготавливается из нефти. Химический состав сырья и способ изготовления масла определяет его химический состав и эксплуатационные свойства. Кроме нефтяных трансформаторных масел воз-

можно изготовление синтетических жидких диэлектриков на основе хлорированных углеводородов и кремнийорганических жидкостей.

Трансформаторное масло изготавливается из фракций нефти, которые выкипают при 300-400 °С при атмосферном давлении, для получения осуществляют перегонку нефти под вакуумом, в результате чего происходит деление на фракции (одна из фракций — мазут). Трансформаторное масло состоит из нафтеновых, парафиновых и ароматических углеводородов. Кроме того, масло содержит небольшое количество серы, кислорода, азота, органических кислот и их солей. Содержание углерода в нефтях колеблется от 82 до 87%, водорода от 11 до 14%, содержание азота и кислорода обычно не превышает десятых долей процента. Для удаления смол, серы и других вредных примесей дистиллят сначала обрабатывают крепкой серной кислотой, затем нейтрализуют щелочью, промывают водой и просушивают горячим воздухом. После дальнейшей очистки получается привычное трансформаторное масло.

Наибольшей химической стабильностью обладают ароматические углеводороды, которые придают маслу его свойство. Однако тяжелая ароматика ухудшает диэлектрические свойства трансформаторного масла (повышает tgδ), увеличивает его гигроскопичность и в процессе эксплуатации вызывает старение масла и выпадение обильных осадков.

Парафины являются хорошими диэлектриками и характеризуются малой химической активностью, но если в нефтях содержится более 1,5% парафина, то для получения трансформаторного масла с достаточно низкой температурой застывания парафины приходится удалять (депарафинизация). Чтобы придать маслу необходимые эксплуатационные свойства, при изготовлении его из масляных дистиллятов удаляют непредельные углеводороды, азотистые соединения, тяжелую ароматику, твердые парафины и ряд смолистых и сернистых соединений.

Объект испытания

Одним из основных показателей, характеризующих изоляционные свойства трансформаторных масел в практике их применения, является их электрическая прочность:

$$E = U_{пр} / H,$$

где

$U_{пр}$ — пробивное напряжение;

H — расстояние между электродами.

Электрическая прочность тщательно очищенного масла значительно превосходит электрическую прочность газов и приближается к прочности твердых диэлектриков. В однородном электрическом поле при разрядном напряжении между электродами вначале возникают отдельные самоугасающие искры. При дальнейшем повышении напряжения возникновение искр учащается и, наконец, наступает устойчивый пробой при достаточной мощности источника в виде дуги.

Пробивное напряжение прямо не связано с удельной проводимостью, но, так же как и она, весьма чувствительна к присутствию примесей. При малейшем изменении влажности жидкого диэлектрика и наличии в нем примесей (так же как и для проводимости) резко уменьшается электрическая прочность. Изменения давления, формы и материала электродов и расстояния между ними влияют на электрическую прочность. В то же время эти факторы на электропроводность жидкости не оказывают влияния.

Если приложенное к диэлектрику напряжение постепенно повышать, то при достижении определенной величины сопротивление диэлектрика сразу упадет до нуля. Это критическое напряжение, при котором диэлектрик становится проводником, определяет электрическую прочность масла (кВ/см). Напряжение, при котором происходит пробой масла в стандартном разряднике, называется пробивным напряжением (кВ). Чистое сухое трансформаторное масло независимо от его химического состава имеет достаточно высокое пробивное напряжение (более 60кВ).

Повышение прочности с повышением температуры от 0 до 70 °С связывают с удалением из масла влаги, переходом ее из эмульсионного состояния в растворенное и уменьшением вязкости масла.

Растворенные газы играют большую роль в процессе пробоя. Еще при напряженности электрического поля, более низкой, чем пробивная, отмечается образование на электродах пузырьков. С понижением давления для недегазированного масла прочность его падает. Пробивное напряжение не зависит от давления в случаях:

- а) тщательно дегазированных жидкостей;
- б) ударных напряжений (каковы бы ни были загрязнение и газосодержание жидкости);
- в) больших давлений [около 10 МПа (80—100 ат)].

Об изучении зависимости пробивного напряжения масла от содержания в нем воды описано во многих работах. Эта зависимость количественно существенно различается у разных авторов. Было показано, что пробивное напряжение масла определяется не общим содержанием воды, а концентрацией ее в эмульсионном состоянии.

Влага может находиться в масле в трех состояниях: с растворенном виде, в виде эмульсии (под микроскопом в масле видны шарики диаметром 2—10 мкм) и в виде отстоя на дне резервуара.

Молекулярно растворенная вода мало влияет на электрическую прочность трансформаторного масла. Вместе с тем даже малые доли процента эмульсионной воды значительно снижает его электрическую прочность. Это объясняется тем, что под действием электрического поля шарики эмульсионной воды поляризуются и вытягиваются вдоль силовых линий, образуя проводящий мостик, по которому и происходит разряд при значительно более низких напряжениях.

Образование эмульсионной воды и снижение электрической прочности имеют место в масле, содержащем растворенную воду, при резком снижении температуры или относительной влажности воздуха, а также при пере-

Таблица 1

Влияние некоторых продуктов на проводимость и электрическую прочность масла

Исходный продукт	Состояние продукта в масле	Удельная электрическая прочность	Электрическая проводимость
Низкокипящие (вода, уксусная кислота, метиловый и этиловый спирты и др.) В малой концентрации В большой концентрации	Истинный раствор Эмульсия, невидимая невооруженным глазом	Не влияют Повышают	Не влияют Снижают
Высококипящие (олеиновая, пальмитиновая, стеариновая и другие кислоты, высшие спирты)	Истинный раствор	Не влияют	Не влияют
Высококипящие (мыла, смолы, нейтральные асфальтогеновые кислоты, растворимый осадок и др.)	Коллоидный раствор	Повышают	То же

мешивании масла за счет десорбции воды, адсорбированной на поверхности сосуда.

При замене стекла в сосуде полиэтиленом снижается количество эмульсионной воды, десорбированной при перемешивании масла с поверхности, и соответственно повышается прочность его. Масло, осторожно слитое из стеклянного сосуда (без перемешивания), обладает высокой электрической прочностью. В этой же работе описано влияние на прочность масла концентрации и состояния я нем кислот, спиртов, мыл и других продуктов его старения.

Качественная оценка полученных данных представлена в табл. 1. Из этих данных следует, что полярные вещества низко- и высококипящие, образуя в масле истинные растворы, практически не оказывают влияния на удельную проводимость и электрическую прочность; вещества, образующие в масле коллоидные растворы или эмульсии с очень малым размером капель (являющиеся причиной электрофоретической электропроводности), если они имеют низкую температуру кипения, снижают, а в случае если их температура кипения высока, практически не влияют на прочность.

Несмотря на огромный экспериментальный материал, следует констатировать, что до сих пор нет единой общепризнанной теории пробоя жидких диэлектриков применительно даже к условиям длительной экспозиции напряжения.

Пробой в жидких диэлектриках, загрязненных примесями при длительной экспозиции напряжения, представляет собой по существу завуалированный газовый пробой.

Особенно резкое уменьшение разрядных напряжений происходит при наличии в масле гигроскопических загрязнений — волокон бумаги, картона, пряжи, значительно облегчающих образование проводящих мостиков (как в случае с эмульсионной водой).

Имеются три группы теорий: 1) тепловые, объясняющие образование газового канала как результат кипения самого диэлектрика в местах локальной повышенной неоднородности поля (пузырьки воздуха и пр.) [6.17] или действия теплоты, выделяющейся от трения дрейфующих в поле ионов [6.18]; 2) газовые, по которым источником пробоя являются пузыри газа, адсорбированные на электродах или растворенные в масле; 3) химические, объясняющие

пробой как результат химических реакций, протекающих в диэлектрике под действием электрического разряда в пузыре газа. Общим в этих теориях является то, что пробой масла происходит в паровом канале, образованном за счет испарения самого жидкого диэлектрика.

Выдвинута гипотеза, согласно которой паровой канал образуют низкокипящие примеси, в случае если они вызывают повышенную проводимость.

Под воздействием электрического поля примеси, содержащиеся в масле и образующие в нем коллоидный раствор или микроэмульсию, втягиваются в зону между электродами и дрейфуют в направлении поля. Значительное количество теплоты, выделяющейся при этом вследствие низкой теплопроводности диэлектрика, расходуется на нагрев самих частиц примеси. Если эти примеси являются причиной высокой удельной проводимости масла, то при низкой температуре кипения примесей они испаряются, образуя при достаточном содержании их «газовый канал», в котором и происходит пробой.

Центрами парообразования могут служить пузыри газа или пара, образующиеся под воздействием поля (в результате явления электрострикции) за счет растворенных в масле примесей (воздух и другие газы, а также возможно, низкокипящие продукты окисления жидкого диэлектрика).

Пробивное напряжение масел зависит от наличия в них связанной воды. В процессе вакуумной сушки масла наблюдаются три этапа: I — резкого повышения пробивного напряжения, соответствующий удалению эмульсионной воды, II — в котором мало изменяется пробивное напряжение и остается на уровне около 60 кВ в стандартном пробойнике, в это время удаляется растворенная и слабо связанная вода, и III — медленного повышения пробивного напряжения масла за счет удаления связанной воды.

Поскольку для формирования разряда в масле требуется значительное время, разрядное напряжение промежутков в масле зависит от скорости подъема напряжения: чем быстрее растет напряжение, тем при большем его значении произойдет пробой. В связи с этим скорость подъема переменного напряжения во время испытаний регламентирована в пределах 1—2кВ в секунду на всем протяжении испытания (до пробоя).

Таблица 2

Показатели качества свежих трансформаторных масел

Показатель	Марки масел и номера нормативных документов										Номер стандарта на метод испытаний
	ГК ТУ 38.101.1025-85	ВГ ТУ 38.401.978-93	Т1500 ГОСТ 982-80	Т1500У ТУ 38.401 58107-94	ТКп ТУ 38.401 5849-92	ТСп ТУ 38.401 830-90	ТСп ГОСТ 10121-76	СА ТУ 38.401.1033-95	АГК ТУ 38.101.1271-89	МВТ ТУ 38.401.927-92	
1. Вязкость кинематическая, мм/с не более при: — 50°C — 30°C	9 1200	9 1200	8 1600	11 1300	9 1500	9 1300	9 1300	8,5 1200	5 800	3,5 150	ГОСТ 33-82
2. Кислотное число, мг КОН на 1 г масла не более	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	ГОСТ 5985-79
3. Температура вспышки в закрытом тигле, °C не ниже	135	135	135	135	135	135	150	140	125	95	ГОСТ 6356-75
4. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	—	—	нет	нет	нет	нет	нет	—	—	нет	ГОСТ 6307-75
5. Содержание механических примесей	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	ГОСТ 6370-83
6. Температура застывания, °C, не выше	-45	-45	-45	-55	-45	-45	-45	-45	-60	-65	ГОСТ 20287-9
7. Зольность, %, не более	—	—	—	—	—	0,005	0,005	—	—	—	ГОСТ 1461-75
8. Натровая проба, оптическая плотность, баллы, не более	—	—	0,4	—	0,4	0,4	—	—	—	—	ГОСТ 19296-73
9. Прозрачность при 5°C	—	—	прозрачно	—	—	прозрачно	прозрачно	—	—	—	ГОСТ 982-80
10. Испытание коронного воздействия на пластинки из меди	выдерживает	выдерживает	выдерживает	выдерживает	выдерживает	—	—	выдерживает	выдерживает	выдерживает	ГОСТ 2917-76
11. Тангенс угла диэлектрических потерь, % не более	0,5	0,5	0,5	0,5	2,2	1,7	1,7	0,5	0,5	0,5	ГОСТ 6581-75
12. Стабильность против окисления: — масса летучих кислот на 1 г масла, не более; — содержание осадка % массы, не более; — кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более	0,04 0,015 0,1	0,04 0,015 0,1	0,05 отсутствие 0,2	0,05 отсутствие 0,2	0,008 0,01 0,01	0,05 отсутствие 0,1	0,05 отсутствие 0,1	0,15 0,015 0,15	0,04 отсутствие 0,1	0,04 отсутствие 0,1	ГОСТ 981-75
13. Стабильность против окисления, ч	150	120	—	—	—	—	—	120	150	150	МЭК 1125-92
14. Плотность при 20°C, кг/м ³ , не более	895	895	885	885	900	895	895	895	895	—	ГОСТ 3900-85
15. Цвет, единицы ЦНТ, не более	1	1	1,5	1,5	—	1	1	1	1	—	ГОСТ 20284-74
16. Содержание серы, %, не более	—	—	—	0,3	—	0,6	0,6	0,3	—	—	ГОСТ 19121-73
17. Содержание ионола (АГИДОЛ-1), %, не менее	0,25	0,2	0,4	—	—	—	—	—	—	—	РД 34.43.105-89
18. Внешний вид	Чистое, прозрачное, свободное от видимых загрязнений, воды, частиц, волокон										

Таблица 3

Требования к качеству свежих масел, подготовленных к заливке в новое электрооборудование

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
		Предназначенного к заливке	После заливки в электрооборудование	
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование: До 15кВ включительно	30	25	
	До 35кВ включительно	35	30	
	От 60 до 150кВ	60	55	
	От 220 до 500кВ	65	60	
	750кВ	70	65	
2. Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г, не более	Электрооборудование до 220кВ включительно свыше 220кВ	0,02	0,02	
		0,01	0,01	
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не менее	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	135	135	При применении арктического масла (АГК) или масла для выключателей (МТВ) значение данного показателя определяется по таблице 2
4. Влагосодержание по ГОСТ 7822-75, % массы, не более, ГОСТ 1547-84 (качественно)	Трансформаторы с плёночной или азотной защитой, герметичные Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла Электрооборудование, при отсутствии требований изготовителей	0,001(10)	0,001(10)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом
		0,002(20)	0,0025(25)	
		Отсутствие	Отсутствие	
5. Содержание механических примесей: ГОСТ 6370-83 %, не более, РТМ 34.70.653-83	Электрооборудование до 220кВ включительно Электрооборудование свыше 220кВ до 750кВ	Отсутствие	Отсутствие	
		0,0008 (9)	0,0010 (10)	
6. Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 6581-75, %, не более	Силовые и измерительные трансформаторы до 220кВ включительно Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220кВ, маслонаполненные вводы 110кВ и выше	1,7	2,0	Проба масла дополнительной обработке на подвергается
		0,5	0,7	
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75	Электрооборудование всех видов и классов напряжения	отсутствие	отсутствие	
8. Температура застывания по ГОСТ 20287-91, °С не выше	Электрооборудование, залитое арктическим маслом	-60	-60	
9. Газосодержание, %, не более	Трансформаторы с плёночной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	0,1	-(1,0)	
10. Стабильность от окисления по ГОСТ 981-75: кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла, не более; — содержание осадка, % массы, не более	Силовые и измерительные трансформаторы от 110 до 220 кВ включительно Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220кВ, маслонаполненные вводы 110кВ и выше	0,1	—	Условия процесса: 120°С, 14 ч, 200 мл/мин O ₂
		0,01		
		В соответствии с требованиями стандарта на марку масла		

Определяемые характеристики

1. Контроль качества трансформаторных масел при приеме и хранении

Поступающая на предприятие партия масла должна быть подвергнута лабораторным испытаниям.

Нормативные значения показателей качества для свежего масла в зависимости от его марки приводятся в табл. 2. Таблица составлена на основании требований действующих ГОСТ и ТУ к качеству свежих масел на момент разработки настоящей методики.

1.1 Контроль трансформаторного масла после транспортирования.

Из транспортной емкости отбирается проба масла в соответствии с требованиями ГОСТ 2517—85. Проба трансформаторного масла подвергается лабораторным испытаниям по показателям качества 2, 3, 4, 11, 12, 14, 18 из табл. 2.

Показатели качества 2, 3, 4, 14, 18 определяются до слива масла из транспортной емкости, а 11 и 12 можно определять после слива масла.

Показатель 6 должен дополнительно определяться только для специальных арктических масел.

1.2. Контроль трансформаторного масла, слитого в резервуары.

Трансформаторное масло, слитое в резервуары маслохозяйства, подвергается лабораторным испытаниям по показателям качества 2, 3, 4, 18 из таблицы 2, сразу после его приема из транспортной емкости.

1.3. Контроль трансформаторного масла, находящегося на хранении. Находящееся на хранении масло испытывает-

ся по показателям качества 2, 3, 4, 5, 11, 12, 14, 18 из таблицы 2, с периодичностью не реже 1 раза в 4 года.

1.4. Расширение объема контроля.

Показатели качества масла из таблицы 2, не указанные в пунктах 1.1—1.3, определяются в случае необходимости, по решению технического руководителя предприятия.

2. Контроль качества трансформаторных масел при их заливке в электрооборудование

2.1 Требование к свежему трансформаторному маслу.

Свежие трансформаторные масла, подготовленные к заливке в новое электрооборудование, должны удовлетворять требованиям табл. 3.

2.2. Требования к регенерированному или очищенному маслам.

Регенерированные или (и) очищенные масла, а также их смеси со свежими маслами, подготовленные к заливке в электрооборудование после его ремонта, должны удовлетворять требованиям табл. 4.

3. Контроль качества масел при их эксплуатации в электрооборудовании

3.1 Объем и периодичность испытаний.

Объем и периодичность проведения испытаний масла соотносятся с требованиями испытаний конкретного оборудования, нормативные значения показателей качества приведены в табл. 5.

На основании полученных результатов лабораторных испытаний определяют две области его эксплуатации:

Таблица 4

Требования к качеству регенерированных и очищенных масел

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
		Предназначенного к заливке	После заливки в оборудование	
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование:			
	До 15кВ включительно	30	25	
	До 35кВ включительно	35	30	
	От 60 до 150кВ	60	55	
	От 220 до 500кВ	65	60	
	750кВ	70	65	
2. Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г, не более	Силовые трансформаторы до 220кВ включительно	0,05	0,05	
	Измерительные трансформаторы до 220кВ включительно	0,02	0,02	
	Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220кВ до 500кВ	0,02	0,02	
	Силовые и измерительные трансформаторы свыше 500кВ	0,01	0,01	
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не менее	Силовые трансформаторы до 220кВ	130	130	При применении арктического масла (АГК) или масла для выключателей (МТВ) значение данного показателя определяется по таблице 2
	Силовые трансформаторы до 750кВ	135	135	

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
		Предназначенного к заливке	После заливки в оборудование	
4. Влагосодержание по ГОСТ 7822-75, % массы, не более, ГОСТ 1547-84 (качественно)	Трансформаторы с плёночной или азотной защитой, герметичные Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла Электрооборудование, при отсутствии требований изготовителей	0,001(10)	0,001(10)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом
		0,002(20)	0,0025(25)	
		Отсутствие	Отсутствие	
5. Содержание механических примесей: ГОСТ 6370-83 %, не более, РТМ 34.70.653-83	Электрооборудование до 220кВ включительно Электрооборудование свыше 220кВ до 750кВ	Отсутствие	Отсутствие	
		0,0008 (9)	0,0010 (10)	
6. Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 6581-75, %, не более	Силовые трансформаторы до 220кВ включительно Измерительные трансформаторы до 220кВ включительно Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220кВ до 500кВ Силовые и измерительные трансформаторы свыше 500кВ	5	6	Проба масла дополнительной обработке на подвергается
		1,5	1,7	
		1,5	1,7	
		0,5	0,7	
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75	Электрооборудование всех видов и классов напряжения	Отсутствие	Отсутствие	
8. Температура застывания по ГОСТ 20287-91, °С, не выше	Электрооборудование, залитое арктическим маслом	-60	-60	
9. Газосодержание, % не более	Трансформаторы с плёночной защитой, герметичные маслonaполненные вводы	0,1	-(1,0)	
10. Стабильность от окисления по ГОСТ 981-75: — кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла, не более; — содержание осадка, % массы, не более	Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 кВ	0,2	—	Условия процесса: 130°С, 30 ч, 50 мл/мин O ₂
		Отсутствие	—	
11. Содержание серы по ГОСТ 19121-73, %, не более	Электрооборудование: До 220кВ включительно Свыше 220кВ до 500кВ Свыше 500 до 750кВ	0,6	0,6	
		0,35	0,35	
		0,3	0,3	

● Область «нормального состояния масла» (интервал от предельно допустимых значений после заливки масла в электрооборудование, приведенных в табл. 3, столбец 4, и до значений, ограничивающих область нормального состояния масла в эксплуатации, приведенных в табл. 5, столбец 3), когда состояние качества масла гарантирует надежную работу электрооборудования и при этом достаточно минимально необходимого контроля показателей 1—3 из табл. 5 (сокращенный анализ).

● Область «риска» (интервал от значений, ограничивающих область нормального состояния масла, приведенных в табл. 5, столбец 3, до предельно допустимых значений

показателей качества масла в эксплуатации, приведенных в табл. 5, столбец 4), когда ухудшение даже одного показателя качества масла приводит к снижению надежности работы электрооборудования и требуется более учащенный и расширенный контроль для прогнозирования срока его службы и (или) принятия специальных мер по восстановлению эксплуатационных свойств масла с целью предотвращения его замены и вывода электрооборудования в ремонт.

3.2. Расширение испытания трансформаторного масла.

Необходимость расширения объема испытаний показателей качества масел и учащения периодичности контроля

Таблица 5

Требования к качеству эксплуатационных масел

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
		Предназначенного к заливке	После заливки в оборудование	
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование: До 15кВ включительно До 35кВ включительно От 60 до 150кВ От 220 до 500кВ 750кВ	30 35 60 65 70	25 30 55 60 65	
2. Кислотное число по ГОСТ 5985—79, мг КОН/г, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	0,1	0,25	
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не менее	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные вводы	Снижение более чем на 5°С в сравнении с предыдущим анализом	125	
4. Влагосодержание по ГОСТ 7822-75, % массы, не более ГОСТ 1547-84 (качественно)	Трансформаторы с плёночной или азотной защитой, герметичные Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла Электрооборудование, при отсутствии требований изготовителей	0,0015 (15) — отсутствие	0,0025 (25) 0,0030 (30) отсутствие	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом
5. Содержание механических примесей: ГОСТ 6370-83 %, не более, РТМ 34.70.653-83	Электрооборудование до 220кВ включительно Электрооборудование свыше 220кВ до 750кВ	Отсутствие 0,0020 (11)	Отсутствие 0,0030 (12)	
6. Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 6581-75, %, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, высоковольтные вводы: 110—150кВ 200—500кВ 750кВ	8/12 5/8 2/3	10/15 7/10 3/5	Проба масла дополнительной обработке на подвергается Норма tgδ при 70°С факультативна
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75	Силовые трансформаторы, герметичные высоковольтные вводы, герметичные измерительные трансформаторы до 750кВ Негерметичные высоковольтные вводы и измерительные трансформаторы до 500кВ	0,014 0,030	— —	
8. Содержание расворимого шлама, %, массы, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные высоковольтные вводы, свыше 110кВ		0,005	
9. Газосодержание, % не более	Трансформаторы с плёночной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	2	4	
10. Содержание фурановых производных, % от массы, не более (в том числе фуранола)	Трансформаторы и вводы свыше 110кВ	0,0015 (0,001)	-	Определение данного показателя производится хроматографическим методом

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

определяется решением технического руководителя предприятия.

3.3. Требования к трансформаторным маслам, доливаемым в электрооборудование.

Трансформаторные масла, доливаемые в электрооборудование в процессе эксплуатации, должны удовлетворять требованиям табл. 5, столбец 3.

Условия испытаний и измерений

Работы по испытанию пробивного напряжения трансформаторного масла производятся в сухом помещении.

Перед испытанием трансформаторное масло необходимо выдержать в течение 4 часов при температуре помещения для его прогрева. После прогрева масло заливается в испытательную установку и испытывается с соблюдением всех мер безопасности.

После залива масла в испытательную емкость необходимо дать ему отстояться в течение 15—20 минут, и только после этого начинать испытание.

Средства измерений

Испытание пробивного напряжения масла производится в условиях производства на установке АИИ-70.

Конструкция стандартного пробойника масла прибора АИИ-70 представлена на рис. 1. Пробойник располагается в специальной ванне, к электродам подводится испытательное напряжение. При достижении определенной величины напряжения между электродами возникает разряд, который и считается пробоем диэлектрика.

Технические данные АИИ-70:

Напряжение питающей сети — 127 или 220В.

Частота — 50Гц.

Наибольшее вторичное переменное напряжение — 50кВ.

Наибольшее вторичное выпрямленное напряжение — 70кВ.

Номинальный выпрямленный ток — 5мА.

Выходная минутная мощность — 2кВА.

Длительная мощность — 0,5кВА.

Для испытания трансформаторного масла также применяется аппарат АИМ-80 (рис. 2).

АИМ-80 предназначен для определения пробивного напряжения трансформаторного масла и других жидких диэлектриков в автоматическом режиме.

Технические данные АИМ-80:

Напряжение питающей сети — 220В.

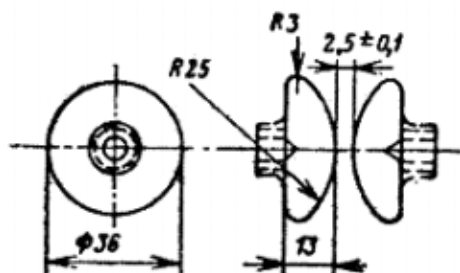


Рис. 1. Размеры и конструкция электродов стандартного пробойника масла

Частота питающей сети — 50Гц.

Наибольшее вторичное напряжение — 80кВ.

Объем измерительной ячейки — 400 см³.

Наибольшая потребляемая мощность — 0,5кВА.

Масса аппарата — 35кг.

Внешний вид пробойника аппарата АИМ-80 представлен на рис. 3. Для определения пробивного напряжения пробойник заполняется жидкостью до отметки на корпусе и устанавливается в аппарат (рис. 4).



Рис. 2. Установка АИМ-80

Порядок проведения испытаний и измерений

Испытание производится в условиях стационарной установки, в которой высокое напряжение отделено от места оператора (испытателя) с помощью сплошного или сеточного ограждения.

Пробой масла на аппарате АИИ-70:

Оператор (испытатель) наливает испытуемое масло в фарфоровую емкость для испытания и устанавливает ее в контакты АИИ-70. Перед испытанием масло необходимо выдержать в емкости в течение 15—20 минут для удаления пузырьков газа, которые могли попасть в масло во время налива. Надев резиновые перчатки и встав на диэлектрический коврик, оператор (испытатель) плавно повышает напряжение до пробоя. В процессе поднятия напряжения необходимо постоянно производить отсчет по прибору для определения предела пробоя. Напряжение необходимо поднимать плавно со скоростью примерно 1—2кВ в секунду, от скорости повышения напряжения сильно зависит величина пробивного напряжения. После пробоя необходимо сделать перерыв на 10 минут для осаждения образовавшихся частиц нагара с электродов на дно емкости. Если

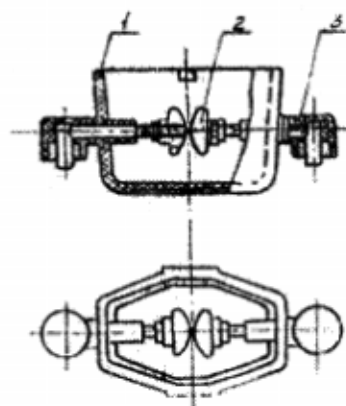


Рис. 3. Внешний вид пробойника аппарата АИМ-80



Рис. 4. Пробойник АИМ-80 с маслом

используются электроды плоской формы, их необходимо очистить от нагара с помощью входящей в комплект металлической пластины, толщина которой зависит от расстояния между электродами (искрового промежутка).

Испытание производится шесть раз с записью каждого пробивного напряжения. Результирующим считается среднее значение из шести испытаний.

Пробой трансформаторного масла на аппарате АИМ-80:

Испытуемое мало заливается в емкость для испытаний, предварительно необходимо этим же маслом ополоснуть стенки емкости и электроды один—два раза для удаления остатков старой пробы и гари с электродов и стенок емкости.

Заполненную емкость (пробойник) устанавливают на штатное место в аппарат (рис. 4). До начала испытания масло должно отстояться в течение 15—20 мин. для удаления пузырьков воздуха, который мог попасть в него при переливании.

Внешний вид полностью подготовленного аппарата АИМ-80 представлен на рис. 5. Для начала испытаний необходимо закрыть крышку аппарата и включить аппарат поворотом ключа в замке аппарата (при условии, что аппарат включен в сеть).

Оператор (испытатель) начинает испытание с нажатия кнопки с обозначением стрелки (красная кнопка рис. 5). Прибор начинает автоматически увеличивать напряжение до пробоя, причем при пробое стрелка вольтметра останется на значении напряжения пробоя, если не нажата кнопка «U».

Зафиксировав величину пробоя по прибору, оператор нажимает кнопку «U←», после чего прибор автоматически снижает напряжение до нуля. Если до начала испытания была нажата кнопка «U», то прибор автоматически снизит напряжение до нуля после пробоя.

Обработка данных, полученных при испытаниях

После проведения шести пробоев производится расчет среднего значения из всех шести показаний. Средняя величина считается действительным значением.

Все данные, полученные при проведении испытаний, заносятся в протокол и рассматриваются на их соответствие нормам НТД.

Меры безопасности при проведении испытаний и охрана окружающей среды

К проведению испытаний 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. Массовые испытания материалов и изделий (средства защиты, различные изоляционные детали (в том числе изоляторы перед установкой), 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 1000В. Дверь, ведущая в часть установки, имеющую напряжение выше 1000В, должна быть снабжена блокировкой, обеспечивающей снятие напряжения с испытательной схемы в случае открытия двери и невозможность подачи напряжения при открытых дверях. На рабочем месте оператора должна быть предусмотрена отдельная световая, извещающая о включении напряжения до и выше 1000В, и звуковая сигнализация, извещающая о подаче испытательного напряжения. При подаче испытательного напряжения оператор должен стоять на изолирующем ковре.

При испытании трансформаторного масла работнику, проводящему испытание, а также лицам, находящимся в помещении испытательной установки, положено спецмолок для нейтрализации вредного воздействия паров, выделяемых маслом в процессе испытания.

Работы по переливанию масла необходимо выполнять с особой осторожностью для избежания разлива и загрязнения помещения.

Запрещается использование открытого огня при проведении работ с маслом для избежания возгораний. В непосредственной близости с местом проведения испытаний необходимо иметь средства пожаротушения.



Рис. 5. АИМ-80 перед включением



**И. Н. Ковалев,
К. Т. Н.,
доцент ИУБиП,
Ростов-на-Дону**

К ВОПРОСУ ОБ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДВУХТАРИФНЫХ СЧЕТЧИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Необходимость одновременно решать вопросы энергосбережения, причиной которых стала чрезмерная энергорасточительность, и проблему дефицита электрической мощности, связанную с высокой степенью изношенности оборудования электростанций, объясняет стремление оптимизировать суточные графики распределения электрической нагрузки за счет применения двухтарифных электросчетчиков. В статье предлагается вариант методики расчета экономической эффективности реальной энергосистемы, полученной в результате введения двухставочных тарифов.

Установка двухтарифных электросчетчиков позволяет напрямую стимулировать потребителей к экономному режиму использования электроэнергии и косвенно ведет к выравниванию суточных графиков нагрузки.

Для повсеместной замены старых электросчетчиков на новые двухтарифные нужно решить следующие вопросы: кто должен устанавливать новые счетчики, которые существенно дороже традиционных (примерная стоимость 3—4 тыс. руб.); станет ли введение двухставочного тарифа достаточным стимулом к установке нового счетчика; при проведении установки счетчиков энергоуправлением или некоторым посредником как оценить достигаемый экономический эффект в энергосистеме и какова возможность

извлечения инвестором дополнительного дохода от мероприятия; по какой методике можно оценить эффективность инвестиций в более дорогие двухтарифные счетчики. Отметим, что перенимать существующий зарубежный опыт нужно с большой осторожностью, учитывая ментальную особенность отечественных бытовых потребителей.

От сглаживания суточных графиков распределения электрических нагрузок будут получены, по крайней мере, два положительных эффекта:

- снижение потерь электроэнергии в сетях, учитывая их квадратичную зависимость (согласно закону Джоуля-Ленца) от ординат графика (интегральный эффект);
- снижение максимума активной мощности энергосистемы, что позволит уменьшить требуемую мощность новых электростанций или отсрочить их пуск, временно повышая пропускную способность сети в период пиковых нагрузок (локальный эффект).

Снижение потерь электроэнергии в сетях очевидно, и дело лишь в методике количественной их оценки. Однако на практике получение прибыли от этого эффекта весьма затруднительно. Тем не менее, такая оценка необходима.

Снижение максимума активной мощности энергосистемы зависит от единичных мощностей планируемых новых электростанций, абсолютных значений параметров суточных графиков нагрузок, их соотношения и достигаемой возможности снижения максимума электрической нагруз-

ки энергосистемы. Вероятность достижения локального эффекта выше в более мощной энергосистеме, поскольку в ней единичные мощности станций относительно меньше.

Рассмотрим возможную методику количественной оценки эффективности первого фактора — снижения потерь электроэнергии в результате выравнивания суточных графиков.

В основе предлагаемого алгоритма лежит интегральное представление суточных графиков электрических нагрузок энергосистемы в виде некоторой модели ее годового графика нагрузки. Модель представляет линейную **упорядоченную диаграмму ординат графика (УД)**, начиная с максимальной величины нагрузки SM и заканчивая минимальной — S_m , при общей продолжительности рассматриваемого периода $T = 8760$ ч (рис.). Как показал опыт, такая линейная модель хорошо аппроксимирует реальную упорядоченную диаграмму всех ординат графика электрических нагрузок районных подстанций. Некоторая «размытость» вопроса состоит в выборе двух указанных расчетных ординат модели, характеризующих размах нагрузок в годовом разрезе. Здесь приходится усреднять ординаты графика в интервалах максимального и минимального изменения нагрузок. Однако операция такого усреднения обычна для электрической сети. Так, учитывая ее тепловую инерционность, усреднение применяется повсеместно при выборе сечений линий и мощностей силового оборудования (исключение делается лишь для релейной защиты). В рассматриваемом случае также не следует использовать кратковременные пики нагрузки, относящиеся, например, к нескольким необычно холодным дням, и кратковременные провалы нагрузок. В качестве величины SM принимаем максимум нагрузки энергосистемы в зимний среднестатистический день (усредненный, например, за два часа), а в качестве величины S_m — минимум нагрузки в летний среднестатистический день.

Таким образом, рассматриваемая модель может быть задана двумя величинами: либо SM и S_m , либо SM и коэффициентом размаха графика $s = SM/S_m$. Очевидно, что аналогичные модели для активной и реактивной мощности будут мало отличаться по форме от модели для полной мощности, хотя соотношения между максимальными и минимальными величинами будут несколько иными. Но это практически не влияет на полученные ниже выводы.

Эффект, получаемый от снижения потерь электроэнергии в сетях, определяется разницей между величиной потерь в исходном режиме нагрузок и соответствующей величиной в режиме выравнивания нагрузок, где благодаря использованию двухтарифных электросчетчиков потребители в целях экономии собственных средств (тариф на электроэнергию в ночные часы в 4—5 раз ниже дневного) используют бытовые приборы в ночное время.

Электрические потери на нагрев в проводниках определяются эффективной, условно постоянной нагрузкой $S_{\text{эф}}$. В случае принятой модели графика годовые потери электроэнергии в исходном режиме нагрузок пропорциональны величине:

$$\Delta W = S_{\text{эф}}^2 T = SM^2 (1 + s + s^2)(T/3) \quad (1)$$

После выравнивания графика нагрузки возникнет новая линейная УД, при новых значениях $SM_1 < SM$ и $s_1 > s$ (рис.), отвечающих меньшему размаху УД и меньшим потерям электроэнергии ΔW_1 . Искомый экономический эффект будет определяться разницей величины ΔW и ΔW_1 , соответствующей новым значениям SM_1 и s_1 . Относительное снижение потерь рассчитать нетрудно.

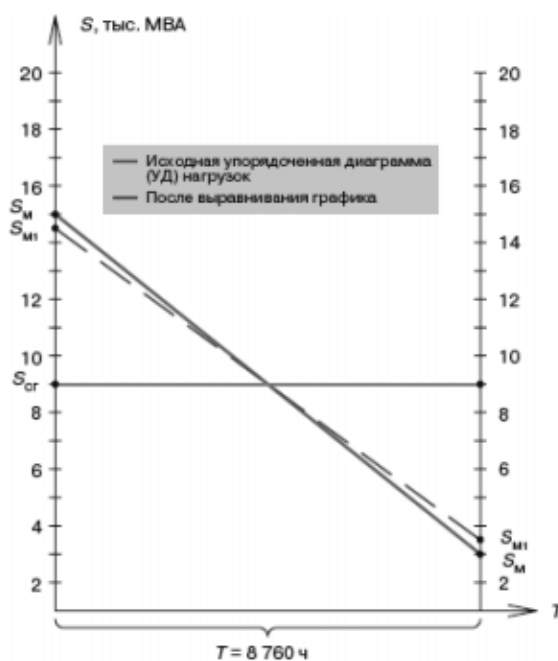
Приведенная на рис. диаграмма нагрузок в исходном режиме (красная линия) отвечает энергосистеме с годовым полезным электропотреблением

$W = 80$ млрд кВт·ч и среднегодовой полной мощностью около 9 тыс. МВА. Размах УД определяется следующими величинами: $S_M = 15$ тыс. МВА, $S_m = 3$ тыс. МВА и, соответственно, $s = 0,2$. Предположив, что выравнивание графика нагрузки позволит снизить максимальную мощность на 500 МВт, т.е. на 3,3%, оценим в денежном выражении выгоду, ожидаемую от каждого положительного эффекта — снижения годовых потерь электроэнергии и уменьшения установленной мощности электростанций.

Значения параметров УД в режиме выравнивания нагрузок: $S_{M1} = 14,5$ тыс. МВА, $S_{m1} = 3,5$ тыс. МВА и $s_1 = 0,24$. Относительное снижение потерь рассчитаем согласно (1) и получим:

$$\Delta \delta W^* = 1 - \Delta W_1 / \Delta W = 0,02 \quad (2)$$

Остается экономически оценить снижение потерь равное 2%. Предположив, что потери в сети рассматриваемой энергосистемы и в распределительных сетях составляют 15% от полезно отпущенной электроэнергии, получим



Модель годового графика электрической полной нагрузки энергосистемы

$\Delta W = 12$ млрд кВт·ч. Снижение потерь на 2% в энергетическом эквиваленте составит $\Delta \delta W = 240$ млн кВт·ч/год. При тарифе $\beta \approx 1,5$ руб./кВт·ч, экономический эффект от снижения потерь в сетях энергосистемы составит **СС = 360 млн руб./год.**

Перейдем к определению экономической эффективности от второго возможного позитивного фактора — снижения максимальной активной мощности энергосистемы. Согласно нормативно-методическим материалам [1], удельная стоимость тепловой станции приблизительно равна 30 тыс. руб./кВт. Однако практика строительства за последние годы показала, что величина удельной стоимости колеблется в интервале 30—60 тыс. руб./кВт в зависимости от единичной мощности станции и ее типа. Взяв для расчета среднее значение удельной стоимости, получим, что стоимость замещаемой мощности электростанций в 500 МВт приблизительно равна $C_{\Delta P} = 20$ млрд руб.

Сопоставляя C_{δ} и $C_{\Delta P}$, можно сделать вывод, что эффект от снижения потерь электроэнергии в сетях при выравнивании суточных графиков нагрузки электропотребления незначителен по сравнению с эффектом от возможного снижения установленных мощностей электростанций. Величина получаемого эффекта от снижения мощностей электростанций зависит от соотношения суммарной мощности энергосистемы и возможной дополнительной единичной мощности электростанции. В рассматриваемом случае это может быть, например, парогазовый блок ПГУ мощностью 450 МВт.

Среднее электропотребление в стране равно 7 тыс. кВт·ч/чел. [2]. В соответствии с этим, примерная численность населения, обслуживаемого рассматриваемой энергосистемой при $W = 60$ млрд кВт·ч (80 млрд кВА·ч), составит 10 млн чел. Предположив, что каждая семья установит двухтарифный счетчик, необходимое количество последних можно оценить в 3 млн штук. При цене счетчика примерно 3 тыс. руб. общая их стоимость будет около 10 млрд руб., что более чем в два раза меньше достигнутой экономии инвестиций C_{δ} . Определение эффективности в данном случае сводится к простому сравнению величин инвестиций в установку двухтарифных счетчиков бытовым потребителям и в строительство электростанций для получения дополнительных мощностей, от которых можно отказаться в результате выравнивания суточных графиков электрических нагрузок.

Рассмотрим специфику необходимых денежных потоков в зависимости от их назначения. Наличие двухтарифных счетчиков выгодно населению, в первую очередь — малообеспеченному. Однако низкая платежеспособность последнего — серьезное препятствие для установки новых измерительных приборов за счет бытовых потребителей. Но установка двухтарифных электросчетчиков не только помогает решить проблему оптимизации электрического баланса в часы пиковых нагрузок, что очень выгодно крупным энергосистемам, и приносит им значительную дополнительную экономию. Из расчетов, приведенных выше, видно, что экономический эффект от снижения потребной

мощности электростанций в два с лишним раза перекрывает затраты на установку двухтарифных счетчиков. Поэтому инвестором в проведении замены старых счетчиков на новые вполне может стать энергосистема, параллельно выполняя социальный заказ Правительства на повышение благосостояния низкооплачиваемого населения.

Если предположить, что установка счетчиков в жилищно-коммунальном секторе будет определяться только экономическими соображениями, следует определить срок окупаемости каждого счетчика в семейном бюджете. Не располагая соответствующей статистикой, предположим, что каждая семья в среднем будет пользоваться «ночным» тарифом в течение двух часов в сутки (с учетом потребления электроэнергии после 23:00 по обычному графику), что в год составит около 700 ч. Разница между дневным и ночным тарифами — примерно 1 руб., т.е. экономия от использования электроэнергии в ночное время в течение года получится равной $\Delta C \approx 700$ руб. При стоимости счетчика 3 тыс. руб. срок окупаемости составит около четырех лет. Дисконтировать ежегодные будущие дополнительные доходы не имеет смысла, учитывая неизбежное повышение тарифов для достижения уровня мировых цен на электроэнергию. Поскольку срок службы новых счетчиков составляет не один десяток лет, их установка весьма выгодна для потребителей ЖКС.

Выводы

1. Применение двухтарифных счетчиков электроэнергии ведет к выравниванию суточных графиков нагрузок и позволяет получить два положительных технико-экономических эффекта: снижение потерь электроэнергии в сетях и возможное уменьшение суммарной мощности электростанций.

2. Оценочные расчеты показывают, что эффект от снижения потерь невелик и трудно реализуем в виде прибыли энергокомпания. Эффект от уменьшения мощности электростанций реален для относительно мощных энергосистем и величина соответствующих инвестиций значительно превышает суммарные затраты, необходимые на внедрение двухтарифных счетчиков.

3. Реальным инвестором в деле установки двухтарифных счетчиков бытовым потребителям может стать энергокомпания, поскольку технико-экономический эффект от обоих рассмотренных факторов сосредоточен именно в ее сетях.

4. Установка двухтарифного счетчика заведомо целесообразна для семейного бюджета, поскольку срок их окупаемости в несколько раз короче срока службы.

Литература

1. Нормативно-методические материалы по выполнению «Ежегодного анализа и прогноза развития ЕЭС и ОЭС России на десятилетний период». М.: ОАО «Энергосетьпроект», 2001.

2. Россия в цифрах. 2005: Крат. стат. сб./Росстат. М., 2005.



О.В. Жаднов,
заместитель главного инженера,
ООО «Нижегородтеплогаз»,
Нижний Новгород

ОПЫТ ОПТИМАЛЬНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ

Повременный российский рынок оборудования и материалов для объектов коммунальной теплоэнергетики насыщен предложениями от различных отечественных и зарубежных производителей: есть хорошие котлы, отличные горелки, замечательные теплообменники, насосы, трубопроводные системы, водоподготовка, автоматика и даже комплектные блочно-модульные котельные заводского изготовления.

Однако нередки случаи, когда созданные на основе добротного и качественного оборудования системы теплоснабжения работают плохо — ненадежно и неэффективно. Встречаются совсем уж вопиющие ситуации, когда потребители тепла замерзают после замены старой котельной на новую; современные высокоэффективные котлоагрегаты выходят из строя после 1—2 отопительных сезонов; водоподготовка вместо защиты от накипи и коррозии наносит вред оборудованию; новые пластинчатые теплообменники загрязняются быстрее старых — кожухотрубных; новые, как правило — высокоскоростные, насосы выходят из строя гораздо чаще старых — тихоходных; дорогостоящие системы автоматического регулирования фактически не используются и т.д. При внимательном рассмотрении причины подобного положения дел могут обнаруживаться на всех этапах жизни системы теплоснабжения: исходные данные (задание) на проектирование, проект, строительно-монтажные работы (СМР), пуско-наладка, эксплуатация; а также во всех ее звеньях: котельная, тепловая сеть (ТС), потребители тепла.

Причем специфика функционирования объектов теплоснабжения такова, что большая часть ошибок и недочетов проектировщиков и монтажников обнаруживаются в лучшем случае — на этапе пуско-наладки, а в худшем — на 1—2 году эксплуатации. К этому времени деньги за оборудование, проект и СМР уже давно заплачены, котельная сдана надзорным и инспектирующим органам, а доказать вину недобросовестных разработчиков или строителей в плохой работе системы теплоснабжения практически невозможно. В результате эксплуатационный персонал остается один на один со всеми проблемами и вынужден решать их самостоятельно. Как показывает практика, значительная доля причин, вызывающих ненадежную и неэффективную работу котельного оборудования и трубопроводов ТС, лежит в плоскости водоподготовки и водно-химического режима (ВХР). В настоящей статье даны рекомендации по оптимизации технологических схем, водоподготовки и ВХР водогрейных отопительных котельных, основанные на 7-летнем опыте ООО «Нижегородтеплогаз» в разработке, строительстве и эксплуатации более 50 систем теплоснабжения от газовых отопительных котельных коммунального комплекса Дзержинска и Сергача Нижегородской области

Задачи и методы ВХР отопительных котельных

Можно отметить следующие характерные причины неудовлетворительного качества котловой и сетевой воды на многих отопительных котельных:

- превышение норм качества исходной водопроводной воды (высокая жесткость, повышенное содержание соединений железа и др.);

- вынос загрязнений (продукты коррозии железа, глина, песок) из внутренних систем отопления (ВСО) зданий и трубопроводов ТС в начальный период и в процессе отопительного сезона (ОС) из-за несоблюдения технических требований по содержанию и подготовке ВСО к ОС, аварийных отключений зданий со сливом теплоносителя;

- отсутствие, неисправность, неправильная эксплуатация, работа в непроектных режимах систем химводоочистки (ХВО) и деаэрации; незаконный водоразбор сетевой воды жителями;

- сверхнормативные утечки в ветхих ТС и ВСО. Задача обеспечения надежной, безопасной и

- эффективной работы оборудования и трубопроводов всех звеньев системы теплоснабжения в течение расчетного ресурса без повреждения их элементов вследствие отложения накипи, шлама и коррозии металла должна решаться за счет следующих основных методов:

- внедрение эффективных водоподготовительных установок и мероприятий по ВХР котлов, оборудования и ТС; применение рациональных технологических схем котельных; применение материалов, устойчивых к коррозии и накипеобразованию.

Одноконтурная или двухконтурная схема?

Несмотря на относительную простоту технологических процессов, в секторе водогрейных отопительных котельных небольшой мощности (до 20 МВт) встречается большое многообразие технологических (тепловых) схем котельных. Не обсуждая в рамках данной статьи их достоинства и недостатки, заметим, что все схемы подразделяются на две группы: одноконтурные и двухконтурные по отоплению.

В одноконтурных котельных в котлах и ТС циркулирует один и тот же теплоноситель — сетевая вода, в двухконтур-

ных — котловой контур отделен от ТС через теплообменники поверхностного типа (рис.).

Подавляющая часть водогрейных отопительных котельных в России — одноконтурные, котельные с двухконтурной схемой появились и получили широкое распространение сравнительно недавно (вторая половина 1990-х гг.). Их распространению предшествовало появление на отечественном рынке малогабаритных пластинчатых теплообменников (ПТО) и водогрейных котлов жаротрубно-газотрубной конструкции, что вовсе не случайно.

ПТО благодаря своим малым габаритам могут размещаться на небольших площадях, что крайне актуально для блочно-модульных котельных и при реконструкции существующих одноконтурных котельных в двухконтурные.

Опыта эксплуатации котельных с водогрейными жаротрубными котлами до 1990-х гг. в нашей стране практически не существовало, поскольку такие котлы (по непонятным причинам) не выпускались отечественной промышленностью. После того, как начались закупки жаротрубных котлов за границей, и ряд отечественных котлостроительных заводов срочно наладили их выпуск, котлы данного типа начали активно устанавливаться на строящихся и реконструируемых объектах малой теплоэнергетики вместо стальных водотрубных и морально устаревших чугунно-секционных котлов. Причем, согласно сложившемуся стереотипу и в целях экономии, при проектировании в основном применялась одноконтурная схема. А поскольку низкое качество сетевой воды, отсутствие или нерабочее состояние водоподготовки на коммунальных отопительных котельных — это типичное явление, значительное количество новых жаротрубных котлов очень быстро вышло из строя из-за отложения накипи на трубах, трубных досках и скопления шлама в нижней части корпуса котла. Причина более высокой аварийности жаротрубных котлов при работе на жесткой и загрязненной сетевой воде, по сравнению с водотрубными и чугунно-секционными котлами, очевид-

Таблица

Применение одноконтурной и двухконтурной схем при строительстве и реконструкции котельных

Характеристика системы теплоснабжения	Типы котлов в новой (реконструируемой) котельной	
	жаротрубные	водотрубные
Автономная котельная для теплоснабжения одного или нескольких новых зданий	О	О
Тепловые сети (ТС) и внутренние системы отопления (ВСО) выполнены из материалов, устойчивых к коррозии (полимерные трубы, алюминиевые радиаторы)	О	О
ТС и ВСО стальные, находятся в исправном техническом состоянии, на старой котельной качество сетевой воды соответствовало норме	О или Д	О
ТС и ВСО стальные, находятся в ветхом состоянии, на старой котельной не работала ХВО и деаэрация, гидравлический режим теплосетей не налажен, опрессовка, промывка и другие мероприятия по подготовке внутренних систем отопления к отопительному сезону долгое время не проводились	Д	Д или О

Примечание: О — одноконтурная; Д — двухконтурная

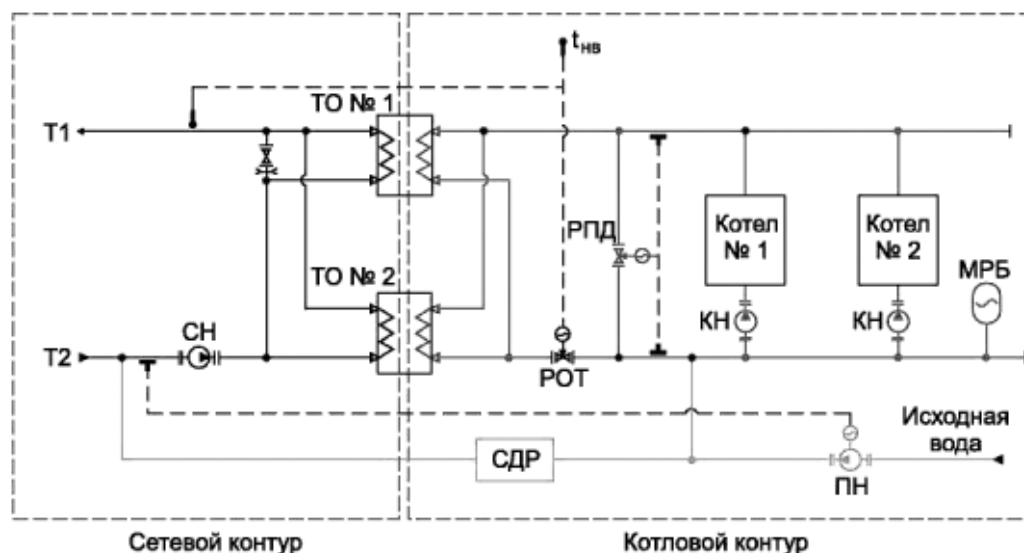


Рис. 1. Технологическая схема двухконтурной котельной: РОТ — регулятор отопления; РПД — регулятор перепада давления; КН — котловой насос; МРБ — мембранный расширительный бак; ТО — теплообменник; СН — сетевой насос; ПН — подпиточный насос; СДР — система дозирования реагента

на — это низкая скорость воды в межтрубном пространстве (естественная циркуляция), наличие застойных зон. При отсутствии налаженного химического контроля загрязнение поверхности нагрева водотрубного котла можно обнаружить по увеличению гидравлического сопротивления, жаротрубного — только путем вскрытия и визуального осмотра.

Таким образом, распространение двухконтурных котельных, несмотря на их более высокую стоимость по сравнению с одноконтурными, обусловлено стремлением проектировщиков и эксплуатационников защитить котлы и оборудование котельной от негативного воздействия теплоносителя сетевого контура, соответствие которого нормам качества котловой воды для водогрейных котлов в реальных условиях эксплуатации обеспечить весьма затруднительно.

Учитывая вышеизложенное, можно примерно определить область применения одноконтурной и двухконтурной схем при строительстве и реконструкции отопительных котельных (таблица).

К вышесказанному необходимо добавить, что для котельных мощностью 20 МВт и выше применение двухконтурных схем часто становится неоправданным из экономических соображений (высокая стоимость теплообменников и другого дополнительного оборудования), впрочем, этой границей обычно исчерпывается и диапазон применения котлов жаротрубной конструкции.

Водоподготовка и ВХР котлового контура двухконтурных котельных

При двухконтурной схеме первоначальное заполнение котлового контура должно производиться химочищенной

умягченной водой (допускается — недеаэрированной). При этом не обязательно иметь на котельной стационарную установку ХВО, достаточно передвижной. Как показывает практика, при исправной работе всех систем котлового контура подпитка практически не требуется, что обеспечивает отсутствие накипеобразования и коррозии на поверхностях нагрева котлов. Возьму на себя смелость утверждать, что первостепенное значение здесь имеет даже не качество воды, использованной при первоначальном заполнении котлового контура, а ее незаменимость в процессе эксплуатации. Простой расчет показывает, что, например, при заполнении контура емкостью 20 м³ не умягченной водопроводной водой питьевого качества с карбонатной жесткостью 6,0 г-экв/м³ на поверхности нагрева котлов максимально может образоваться 6 кг накипи (в расчете на CaCO₃), что эквивалентно толщине ее слоя порядка 0,015 мм.

Нормы качества котловой воды жаротрубных котлов. В последнее время, по мере накопления опыта эксплуатации жаротрубно-газотрубных водогрейных котлов в нашей стране, появились публикации, в которых конструкторы и эксплуатационники жаротрубных котлов бьют тревогу. Смысл опасений сводится к следующему.

Норма жесткости котловой воды для водогрейных котлов с температурой нагрева воды до 115°С (700 мкг-экв/л), установленная «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» изначально для водотрубных котлов (жаротрубные промышленностью не выпускались), неприменима для современных жаротрубных, которые имеют ряд принципиальных отличий от водотрубных: плотность теплового потока к жаровой трубе и поворотной камере в 3—4 раза выше (за счет этого зна-



чительно снижены габариты и масса котлов); естественная циркуляция воды в котле (в водотрубных котлах скорость воды в десятки раз выше ($>1,0$ м/с)); на поверхности жаровых труб, поворотной камеры, а также газотрубных пучков в местах их крепления на трубной доске первой поворотной камеры наблюдается пристенное кипение, интенсивность которого резко увеличивается при эксплуатации котлов с давлением ниже рабочего (для котлов с максимальной температурой нагрева воды до 115°C рабочее давление обычно составляет $6\text{--}8$ кгс/см 2).

«Наличие кипения на поверхности труб, с одной стороны, обеспечивает их надежное охлаждение, с другой — способствует накипеобразованию при наличии в котловой воде солей жесткости. Как показали расчеты котла КВ-Г-4,0—115Н один миллиметр накипи при высоких тепловых потоках в жаровой трубе увеличивает температуру стенки на $100\text{--}120^{\circ}\text{C}$. При толщине накипи 3 мм и более температура металла достигает уже 500°C и более, при этом углеродистая сталь теряет свою прочность, на жаровых трубах появляются вздутия, трубные решетки поворотной камеры коробятся, а трубы газотрубных пучков перегорают [1]».

На основании расчетов и практического опыта для обеспечения безнакипного режима работы котла в [1] рекомендуется ужесточить норму жесткости котловой воды для водогрейных жаротрубных котлов, установив ее как для паровых котлов — $15\text{--}20$ мгк-экв/л, а при эксплуатации котлов с давлением на уровне $6,0$ кгс/см 2 — возможно ограничиться жесткостью до 100 мгк-экв/л.

Опыт нашего предприятия полностью подтверждает необходимость ужесточения норм. На объектах ООО «Нижегородтеплогаз» в течение 6 отопительных сезонов безаварийно эксплуатируется более 70 современных жаротрубных котлов отечественных и зарубежных заводов-изготовителей. Все котельные — с двухконтурной схемой, разделение контуров осуществляется через пластинчатые теплообменники. Умягченная вода в котловые контуры была залита в 2001—2002 гг. и с тех пор практически не заменялась. В 2002 г. указанием главного инженера установлена норма жесткости котловой воды для жаротрубных котлов — не более 200 мгк-экв/л. Фактическая жесткость

котловой воды на объектах составляет $50\text{--}150$ мгк-экв/л, давление в котлах в различных эксплуатационных режимах $3,5\text{--}8,0$ кгс/см 2 . Вода стабильна, имеет повышенный $\text{pH}=8,5\text{--}9,5$ и, как показал внутренний осмотр котлов, практически не образует отложений. Необходимо заметить, что ежегодных плановых внутренних осмотров жаротрубных котлов с полным сливом котловой воды мы не делаем, т.к. на предприятии налажен регулярный (1 раз в неделю) химконтроль качества исходной, сетевой и котловой воды. Вскрытие и визуальный осмотр поверхности нагрева жаровой трубы и дымогарных труб котла с водяной стороны производится выборочно (не более 2—3 котлов за сезон), если в течение ОС имели место случаи длительной работы отдельных котлов с жесткостью более 200 мгк-экв/л. Случаи превышения нормы жесткости котловой воды имели место в основном по причине неисправности (разрыва мембраны) мембранных расширительных баков (МРБ), являющихся основным элементом системы компенсации температурных расширений теплоносителя котлового контура.

Требования к системе компенсации температурных расширений (СКТР) теплоносителя котлового контура. Как обеспечить незаменимость воды в котловом контуре в процессе эксплуатации?

Для этого необходимо проанализировать причины, вследствие которых вода истекает из замкнутого контура, после чего требуется его подпитка (при отсутствии на котельной стационарной автоматической установки ХВО подпитка осуществляется водопроводной водой). Причины следующие: утечки из контура; слив при ремонтных работах; недостаточный объем или неисправность МРБ; неправильная эксплуатация СКТР и системы котлового контура в целом.

Утечки легко устранить, ремонтные работы неизбежны, поэтому рассмотрим вопросы правильной эксплуатации СКТР во взаимосвязи с конструкцией и режимами работы котлового контура.

Стабилизация давления и компенсация температурных расширений теплоносителя в котловом контуре обычно осуществляется закрытыми МРБ с эластичной мембраной, сделанной из специальной термостойкой резины. МРБ при помощи трубопровода непосредственно присоединяются к всасывающему коллектору циркуляционных насосов котлового контура (точка минимального давления).

Правильно функционирующая СКТР должна обеспечивать отсутствие потерь теплоносителя из внутреннего контура котельной (вследствие сброса воды через предохранительные клапаны котлов или вынужденного слива в дренаж вручную), обусловленных изменением давления в контуре при циклических колебаниях средней температуры котловой воды в пределах расчетных значений.

При кажущейся простоте задача подбора МРБ представляет значительный интерес. Минимальный расчетный объем МРБ ($V_{\text{ч}}$) определяется следующим образом:

$$V_{\text{расч}} = \Delta V / K_{\text{зан}}, \quad (1)$$

$$\Delta V = V_{\kappa} \left[\left(\rho_{\text{хол}} / \rho_{\text{гор}} \right) - 1 \right], \quad (2)$$

$$K_{\text{зап}} = (P_{\text{макс}} - P_{\text{нач}}) / (P_{\text{макс}} + 1), \quad (3)$$

где

ΔV — приращение объема воды в контуре при изменении ее средней температуры от минимального ($T_{\text{хол}}$) до максимального ($T_{\text{гор}}$) расчетного значения, л;

$K_{\text{зап}}$ — максимальный коэффициент заполнения объема МРБ водой при нормальном режиме работы котельной;

V_{κ} — водяной объем котлового контура, л;

$\rho_{\text{хол}}, \rho_{\text{гор}}$ — плотность воды соответственно при температуре $T_{\text{хол}}, T_{\text{гор}}$, кг/л;

$P_{\text{макс}}$ — максимальное давление (избыточное) в контуре в точке подключения МРБ при нормальном режиме эксплуатации (для схемы, показанной на рис. 1, $P_{\text{макс}}$ определяется как разность рабочего давления котлов и заданного перепада давления на коллекторах котлов), кгс/см²;

$P_{\text{нач}}$ — начальное давление (избыточное) воздуха в газовой полости МРБ (для максимального использования компенсирующей способности МРБ $P_{\text{нач}}$ должно быть равно статическому давлению в котловом контуре $P_{\text{ст}}$), кгс/см².

При выборе баков следует, прежде всего, руководствоваться не выбором фирмы-производителя и ценового диапазона, а назначением и условиями эксплуатации (рабочее давление корпуса бака, диапазон температур эксплуатации, эластичность и износостойкость мембраны при циклических нагрузках). Достаточно подробные рекомендации по выбору МРБ приведены в обзоре [3].

При определении объема МРБ по формулам (1—3) необходимо обращать внимание на полученный коэффициент заполнения МРБ водой, который не должен превышать некоторого максимально допустимого значения ($K_{\text{зап}}^{\text{доп}}$), определяемого свойствами мембраны данной модели бака (в процессе заполнения водой мембрана сначала полностью расправляется, затем несколько растягивается за счет своей эластичности). Именно превышение $K_{\text{зап}}^{\text{доп}}$ в условиях эксплуатации, по нашему мнению, является основной причиной довольно частых поломок МРБ с разрывом дорогостоящей мембраны (стоимость сменной мембраны для разборного бака емкостью 700—800 л составляет более 20 тыс. руб.).

На практике, для создания запаса прочности мембраны необходимо, чтобы фактический коэффициент заполнения МРБ не превышал:

$$K_{\text{зап}} = \Delta V / V_{\text{факт}} \leq 0,8 K_{\text{зап}}^{\text{доп}}. \quad (4)$$

Поэтому, если рассчитанное по формуле (3) значение $K_{\text{зап}} \leq 0,8 K_{\text{зап}}^{\text{доп}}$, то в формулу (1) подставляется полученное значение, в противном случае $K_{\text{зап}}$ принимается равным $0,8 K_{\text{зап}}^{\text{доп}}$. К сожалению, большинство фирм-производителей МРБ прямо не указывают $K_{\text{зап}}^{\text{доп}}$ в сопроводительной технической документации на бак (необходимо специально запрашивать). По имеющейся у нас информации, допус-

тимый коэффициент заполнения (коэффициент использования) $K^{\text{п}}$ для различных МРБ, применяемых в системах отопления, изменяется в пределах 0,5—0,7.

Если объем МРБ определен правильно, это само по себе не гарантирует исключения случаев повреждения мембран. Разрыв мембраны может произойти при потере герметичности газовой полости бака, например, вследствие повреждения nipples для подкачки воздуха или постепенной диффузии газов через мембрану в водяную полость бака. Поэтому при эксплуатации необходимо периодически (примерно 1 раз в месяц) проверять начальное давление воздуха в каждом баке. Проверка может производиться двумя способами: с отключением и сливом воды из бака, а также без слива воды из бака — путем расхолаживания контура при закрытой подпитке до температуры, при которой давление воды в точке подключения баков упадет ниже $P_{\text{нач}}$. Второй способ предпочтительнее, т.к. не требует последующей подпитки контура.

Наладка СКТР заключается в создании стартовых условий для работы системы компенсации, а именно: в процессе первоначального прогрева контура необходимо при достижении минимальной расчетной средней температуры в контуре ($T_{\text{хол}}$) установить давление в контуре в точке подключения МРБ равное $P_{\text{нач}}=P_{\text{ст}}$. Для этого необходимо подпитать контур или слить часть воды в дренаж.

ВХР тепловых сетей и оборудования сетевого контура котельной

Деаэрация. Основным методом защиты стальных трубопроводов ТС от внутренней коррозии в настоящее время является деаэрация подпиточной воды в термических (атмосферных и вакуумных) противоточных деаэраторах. Несмотря на то, что технология термической деаэрации достаточно хорошо отработана, создание эффективных деаэрационных установок (ДУ) для обработки подпиточной воды систем отопления и, в особенности, горячего водоснабжения на ЦТП и водогрейных отопительных котельных малой и средней мощности представляет собой довольно сложную технико-экономическую проблему. Существуют следующие трудности и ограничения:

1. ДУ, особенно вакуумные, сложны в наладке и эксплуатации (тепловые схемы ДУ по насыщенности оборудованием, средствами контроля и регулирования сравнимы с остальной котельной). Поэтому для их обслуживания требуется высококвалифицированный персонал и отлаженная система эксплуатации, которые зачастую отсутствуют на предприятиях коммунального комплекса.

2. В отопительных котельных, не имеющих паровой технологической нагрузки и мазутного хозяйства, присутствие паровых котлов не оправдано. Следовательно, в них возможно применение только вакуумных деаэраторов. Котлы в таких котельных обычно устанавливаются с низкими параметрами — максимальной температурой нагрева воды до 115°C (или даже 95°C).

Поэтому эксплуатация вакуумных деаэраторов здесь, как правило, осуществляется в наименее эффективном режиме — «холодной» деаэрации, т.е. без подачи греюще-

го агента (пара или перегретой воды) в барботажную ступень. Однако известно, что при использовании серийных струйно-барботажных деаэраторов типа ДВ в таком режиме приемлемое качество деаэрации (концентрация кислорода ниже 50 мкг/кг, отсутствие свободной углекислоты) не обеспечивается в принципе [6]! Это в полной мере касается и применения вакуумных ДУ для подготовки горячей воды в ЦТП крупных закрытых систем централизованного теплоснабжения, где температура сетевой воды в летний и переходный период ОС не превышает 70°C.

3. Как показано в [5], даже при безупречной работе деаэрационных установок с низким остаточным содержанием кислорода — 20 мкг/кг, его концентрация в ТС (вследствие присосов атмосферного воздуха, аэрации воды в баках, проскоков недеаэрированной воды в аварийных режимах и т.п.) редко бывает ниже 50 мкг/кг. Такой концентрации кислорода в сочетании с содержащимися в природных водах сульфатами и хлоридами достаточно для возникновения отдельных очагов локальной коррозии стали трубопроводов ТС. Поэтому, согласно [4], деаэрацию необходимо дополнять коррекционной обработкой сетевой воды: повышением рН до 9,5—10, добавлением ингибиторов коррозии, что существенно усложняет водоподготовку. Особенно трудно себе представить дозирование подщелачивающего реагента, например NaOH, в систему ГВС на ЦТП или небольшой автоматической котельной.

Наибольшие сложности возникают при использовании серийных вакуумных деаэраторов типа ДВ для обработки воды систем ГВС. В этих установках деаэрация заведомо осуществляется в малоэффективном режиме «холодной» деаэрации, т.к. даже при наличии греющего агента в виде химочищенной перегретой котловой (или сетевой) воды экономически не оправдано смешивать эту воду с необработанной водой ГВС. Как уже отмечалось, в режиме «холодной» деаэрации полное удаление растворенного CO_2 не достигается в принципе, а более или менее удовлетворительная десорбция кислорода (до концентраций 50—100 мкг/кг) может обеспечиваться лишь в узком диапазоне нагрузок деаэратора — примерно 30—50% от номинальной [5]. Следовательно, для обеспечения стабильной работы ДУ в постоянном режиме нужны баки-аккумуляторы ГВС, которые резко усложняют и удорожают установку. Помимо высокой стоимости их сооружения и эксплуатации они требуют отчуждения больших земельных участков, и, кроме того — являются источником вторичной аэрации деаэрированной воды кислородом воздуха. В итоге круг замыкается, и мы приходим примерно к следующей статистике: при отсутствии вакуумной деаэрации стальные оцинкованные трубы ГВС служат 3—5 лет, а при ее наличии — всего лишь 5—7 лет.

5. Вакуумные ДУ требуют много места для их размещения, колонки вакуумных деаэраторов и охладители пара должны устанавливаться на высоте более 10 м от уровня воды в баке-аккумуляторе, для чего требуется строительство специальных этажей, в результате — их техническое обслуживание и ремонт затруднены, оборудование подвергается атмосферному воздействию и т.д.

6. Вакуумные ДУ сложно автоматизируются, требуют точного поддержания определяющих параметров (температура и расход деаэрируемой воды, греющего агента, рабочей воды, пара), вмешательства обслуживающего персонала при значительном изменении режима эксплуатации. Для получения устойчивого антикоррозионного эффекта необходима бесперебойная работа установки в течение всего года, должен быть налажен непрерывный контроль качества деаэрации (необходим автоматический кислородомер с функцией электронного самописца).

Таким образом, типовые вакуум-деаэрационные установки на основе деаэраторов ДВ плохо вписываются в «образ» современной отопительной котельной, которая представляется в виде компактного здания, плотно «упакованного» простым и надежным оборудованием, работающим в автоматическом режиме — без постоянного обслуживающего персонала.

К сожалению, компактных блочных ДУ, полностью пригодных для использования в небольших автоматических отопительных котельных, в настоящее время на российском рынке не представлено. Автору статьи известна лишь одна попытка — в начале 1990-х гг. ОАО «Нижегородский машиностроительный завод» удалось наладить выпуск блочной водоподготовительной установки (ВПУ) производительностью до 3 т/ч, которая совмещала в себе три функции: вакуумной деаэрации, системы дозирования реагента-антинакипина (ОЭДФ) и поддержания давления в ТС в автоматическом режиме. Указанными ВПУ в основном комплектовались мобильные теплоцентрали ТМА, производимые тем же заводом по программе конверсии. В установке использовалась струйная деаэрационная колонка вертикального типа (диаметр корпуса — 480 мм, высота — 1800 мм), размещенная непосредственно в котельной (отбор воды из колонки осуществлялся гидрозелеваторм). В числе ее недостатков: ограниченная производительность, высокая сложность технологической схемы, морально устаревшая элементная база (громоздкие кожухотрубные теплообменники, запорная и регулирующая арматура, насосы), архаичная релейная автоматика. По отзывам наладчиков и эксплуатационников, данная установка могла устойчиво работать в диапазоне нагрузок 1—1,5 т/ч в полуавтоматическом режиме при условии грамотного обслуживания специализированным персоналом. Впоследствии завод прекратил выпуск этих установок, поскольку в ТМА было применено дозирование комплексона ОЭДФ-Zn, обеспечивающего антикоррозионный эффект.

В заключение хочется высказать собственное мнение в адрес широко рекламируемых как последнее чудо техники прямоточных струйных аппаратов «КВАРК» и «АВАКС». Крайне интересная полемика по данному вопросу развернулась между д. т.н., профессором Ульяновского государственного технического университета Шарашовым В.И. и производителями новых конструкций деаэраторов на страницах журнала «Энергосбережение и водоподготовка» №3, 4 за 2006 г.

Технико-экономическая целесообразность использования щелевых деаэраторов «КВАРК» в водогрейных ото-

пительных котельных с низкими параметрами (до 115°C), особенно для ГВС, очень сомнительна по одной простой причине — указанные деаэраторы удаляют растворенный кислород до приемлемого уровня (ниже 50 мкг/кг) только при температуре нагрева воды свыше 100°C. Если речь идет о ГВС, то деаэрируемую воду надо сначала нагреть до 100°C, затем охладить до температуры 60°C, для чего нужны дорогостоящие теплообменники. Обойтись без бака-аккумулятора ГВС также не удастся, поскольку диапазон регулирования нагрузки деаэратора ДЩ (40—120% от номинальной) недостаточен для отслеживания суточных изменений водоразбора ГВС. С учетом вышеуказанных особенностей ДУ на основе деаэратора ДЩ получится очень сложная и дорогая, ее трудно автоматизировать.

По поводу печально известного изделия под названием «АВАКС» должен сообщить, что наше предприятие на собственном опыте убедилось в его полной неработоспособности как деаэратора. В 2003 г. мы, купившись на рекламу в авторитетных научно-технических изданиях, приобрели данный аппарат производительностью 20 т/ч. На него возлагались очень большие надежды, поскольку согласно паспортных данных деаэратор «АВАКС» практически не имел недостатков! Особенно подкупали малые габариты, низкая температура деаэрируемой воды (от 60°C) и возможность размещения на высоте 1 м от уровня воды в деаэраторном баке. На основе этих деаэраторов в принципе можно было бы создать мечту любого теплоэнергетика — типоряд блочных ДУ заводской готовности, достаточно простых и надежных для того, чтобы ими можно было комплектовать водогрейные отопительные котельные малой и средней мощности. Пробраз подобной установки нами был смонтирован на одной из котельных в Нижнем Новгороде. Установка предназначалась для обработки подпиточной воды систем ГВС и отопления. Проектом были учтены все требования завода-изготовителя деаэратора, предусматривалась полная автоматизация установки и возможность работы деаэратора в режиме рециркуляции.

Продолжавшиеся 1,5 года испытания «АВАКСа» оказались безуспешными. Испытания проводились во всем диапазоне нагрузок, при различных температурах воды (60°C) и давлении перед деаэратором. Вакуум перед эжектором поддерживался не менее 0,9 кгс/см². Определение остаточной концентрации кислорода осуществлялось двумя методами: автоматическим кислородомером МАРК-403/2 и химическим анализом (по метиленовому голубому). При исходной концентрации кислорода в холодной воде 8—10 мг/кг, на выходе из деаэратора мы получали минимум 1,5—3,5 мг/кг в зависимости от температуры воды. Неоднократно приезжавшие на объект представители завода-изготовителя не смогли дать вразумительных объяснений по поводу неработоспособности аппарата.

В начальный период испытаний «АВАКСа» произошел курьезный случай: в одной из первых серий опытов кислородомер стал устойчиво показывать желаемые 0,05 мг/кг и даже менее. После выяснилось, что импульсная линия к проботборнику (длина — 5 м) была сделана из черной

стальной трубы Ду15, а поскольку требуемый расход воды при работе кислородомера очень мал (0,3—0,6 л/мин), почти весь кислород по пути от деаэраторного бака к прибору расходовался на окисление стенок трубки. При этом общее время нахождения воды в трубке составляло всего лишь около 3 мин! Увеличив расход воды через импульсную линию в несколько раз (слив в дренаж перед кислородомером), удалось обнаружить «обман». В последствии трубка была заменена на нержавеющую.

Последний опыт, поставивший жирный «крест» на нашем «АВАКСе», заключался в том, что мы его попросту демонтировали и на его место поставили отрезок стальной трубы подходящей конфигурации. Дросселирование осуществлялось задвижкой. Концентрация кислорода на выходе из деаэраторного бака при этом не изменилась!

Проанализировав полученные результаты и сопоставив их с таблицей растворимости кислорода в воде при различной температуре (при атмосферном давлении и температуре воды 60°C — это 4,7 мг/кг, при 80°C — 1,5 мг/кг) можно заключить, что «АВАКС» вообще не является деаэратором в общепринятом смысле слова, поскольку практически не удаляет кислород, находящийся в растворенном состоянии на субмолекулярном уровне. По сути он является лишь газоотделителем, т.е. организованно и весьма эффективно (за доли секунды) отделяет микропузырьки газа, выделившиеся в объеме воды после дросселирования ее через лопаточный завихритель, установленный на входе в аппарат. Простое нагревание воды, находящейся под избыточным давлением, и последующее ее дросселирование в открытый бак дает аналогичный эффект. Тем не менее, представляется целесообразным рассмотреть вопрос об использовании аппаратов данного типа перед термическим вакуумным деаэратором в качестве 1 ступени.

На основании вышеизложенного мы не можем рекомендовать деаэрацию в качестве основного метода защиты от внутренней коррозии ТС отопления и ГВС на отопительных котельных.

Литература

1. Васильев А.В. Особенности водного режима при эксплуатации современных жаротрубных водогрейных котлов//Новости теплоснабжения. 2002. № 4. С. 50—52.
2. Жаднов О.В. Пластинчатые теплообменники — дело тонкое//Новости теплоснабжения. 2005. № 3. С. 39—53.
3. Захаренко-Березянская Ю. Обзор рынка мембранных расширительных баков для систем отопления и ГВС/Электронный журнал С.О. К., 26 января 2006 г. (www.c-o-k.com.ua).
4. Методические указания по водоподготовке и водно-химическому режиму водогрейного оборудования и тепловых сетей. РД 34.37.506—88.
5. Балабан-Ирменин Ю.В., Липовских В.М., Рубашов А.М. Защита от внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей. — М.: Энергоатомиздат, 1999.
6. Шаратов В.И. Подготовка подпиточной воды систем теплоснабжения с применением вакуумных деаэраторов. — М.: Энергоатомиздат, 1996.



М. А. Кулага

СРЕДСТВА СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

1. Общие сведения

Большинство электрических устройств наряду с активной мощностью потребляют и реактивную мощность.

Наличие реактивной мощности приводит к необходимости использовать более крупные трансформаторы и кабели, чем это нужно при активной нагрузке, кроме того, сокращается срок службы используемого оборудования, на 30—60% возрастают суммы платежа за потребляемую электроэнергию.

Так, для обеспечения нормальной работы асинхронных двигателей, трансформаторов и другого электрооборудования необходима реактивная (емкостная) мощность. При этом следует помнить об условности толкования реактивной мощности, которая является очень удобной характеристикой для анализа режимов в цепях синусоидального тока. Реактивная мощность идет на создание магнитного и электрического полей.

Источниками реактивной мощности являются генераторы электростанций, кабельные и воздушные линии разных напряжений, а также устанавливаемые в электрических сетях компенсирующие устройства. Наиболее распространенными компенсирующими устройствами на промышленных предприятиях являются конденсаторные батареи.

Компенсация реактивной мощности является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности электроустановок

промышленных предприятий с одновременным повышением качества электроэнергии непосредственно в сетях предприятий.

Чем ниже коэффициент мощности $\cos \varphi$ при одной и той же активной нагрузке электроприемников, тем больше потери мощности и падение напряжения в элементах систем электроснабжения. Поэтому всегда следует стремиться к получению наибольшего значения $\cos \varphi$.

Ниже рассмотрены некоторые из наиболее перспективных конденсаторных установок.

2. Конденсаторные установки КРМ-0,4; КРМ-6; КРМ-10 (ОАО «ПО Элтехника»)

а) Установки КРМ-0,4 имеют следующие преимущества по сравнению с другими установками аналогичного действия в результате использования:

- трехфазных, сухих, силовых конденсаторов немецкой фирмы ELECTRONICON, обладающих способностью к самовосстановлению после пробоя в диэлектрике; конструкция диэлектрика обеспечивает не только восстановление своих свойств после пробоя, но и экологическую безопасность, незначительные диэлектрические потери;
- контроллеров фирм ELECTRONICON или LOVATO, обеспечивающих автоматическое регулирование $\cos \varphi$, сигнализацию при неисправностях и недопустимых откло-

нениях параметров электрической сети, контроль содержания в сети высших гармоник тока и напряжения;

- контакторов с контактами опережающего включения и токоограничивающими резисторами для ограничения коммутационных токов, увеличивающими срок службы конденсаторов.

Установки КРМ-0,4 предназначены для автоматического регулирования коэффициента мощности в распределительных электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 400 В.

Технические характеристики установок КРМ-0,4

Номинальное напряжение, В	400
Наибольшее рабочее напряжение, В	450
Номинальная мощность, квар	35...600 (1200)
Количество ступеней регулирования мощности	4...12
Степень защиты	IP21
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В	110; 220
Вид климатического исполнения	УХЛ4

б) Модернизированные установки КРМ-6 (10), поставляемые в унифицированных корпусах ячеек КСО-6 (10)-Э1 «Аврора», хорошо зарекомендовали себя при эксплуатации.

Модернизированные установки КРМ, оснащенные трехпозиционными разъединителями с функцией заземления кабельной линии и конденсаторной батареи, имеют следующие **преимущества** перед установками подобного назначения:

- использование разъединителя с многоуровневой системой блокировок повышает безопасность эксплуатации установки и упрощает работу оперативного персонала;

- модульный принцип построения позволяет наращивать мощность установки от 450 до 3150 квар путем добавления новых ячеек;

- поперечное расположение основного оборудования и использование трехфазных конденсаторов значительно снизило массогабаритные параметры установки;

- комплектация установок высоковольтными конденсаторами фирмы ZEZ SILKO, использование электродов конденсаторов, изготовленных из металлизированной полипропиленовой пленки, пропитанной специальной жидкостью, которая не содержит токсичных веществ, имеет хорошие электрические свойства и легко поддается биологической утилизации. Конденсаторы имеют встроенные разрядные резисторы.

Установки компенсации реактивной мощности КРМ-6 и КРМ-10 предназначены для повышения $\cos \varphi$ в электрических распределительных сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 6 и 10 кВ.

Технические характеристики КРМ-6 и КРМ-10

Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12
Номинальная мощность, квар	450...3150
Ток электродинамической стойкости, кА	12,5
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В	220
Степень защиты	IP21

Конденсаторные установки напряжением 6 и 10 кВ применяют на промышленных предприятиях, обладающих разветвленными распределительными сетями 6 (10) кВ.

Определение оптимальной мощности, вида компенсации и местоположения установки КРМ обеспечивает максимальный экономический эффект при соблюдении всех технических условий нормальной работы электрических сетей и приемников электроэнергии (баланса реактивной мощности, поддержания напряжения в узлах распределительной сети предприятия в установленных пределах).

Опыт эксплуатации установок КРМ-0,4; КРМ-6; КРМ-10 показал, что действительная экономия потребляемой электроэнергии практически прямо пропорциональна компенсируемой реактивной мощности.

3. Конденсаторные установки типов УКМ58; УКМ70 (ЗАО «Электроинтер»)

Акционерное общество «Электроинтер» является известным в России производителем всей номенклатуры комплектных конденсаторных установок, отличающихся качеством и надежностью. Это гарантирует:

- высокую точность заданного коэффициента мощности при реактивных нагрузках широкого диапазона;

- поддержание оптимального режима компенсации реактивной мощности (КРМ) в зависимости от нагрузки;

- избирательное включение ступеней конденсаторных батарей;

- полную адаптацию к реальным условиям.

а) Комплектные регулируемые конденсаторные установки навесного исполнения типа УКМ58 предназначены

Технические характеристики установок типа УКМ58 (навесных)

Номинальная мощность, квар	10... 80
Номинальное напряжение, кВ	0,4; 0,66
Номинальный ток, А	14...116
Ток 1,43 ИНОМ для выбора сечения кабеля, А	21...165
Сечение медного кабеля для ввода, мм ²	3×4...3×70
Габариты, мм	440×270×700
Температура окружающего воздуха, °С	-40...+40
Степень защиты	IP21, IP44

для повышения cos φ электроустановок путем автоматического регулирования реактивной мощности. Электронный регулятор управляется микропроцессором. Установки оснащены экологически безвредными конденсаторами современной конструкции.

б) Комплектные регулируемые конденсаторные установки модульного исполнения типа УКМ58. Отличительными особенностями этих установок являются: современный дизайн, использование лучших отечественных и импортных комплектующих, применение на вводе выключателя-разъединителя, а также автоматической системы охлаждения вентилятором, медных шин.

Технические характеристики установок типа УКМ58 (модульных)

Номинальная мощность, квар	100... 603
Номинальное напряжение, кВ	0,4; 0,66
Номинальный ток, А	145...871
Ток 1,43 ИНОМ для выбора сечения кабеля, А	207...1246
Сечение медного кабеля для ввода, мм ²	3×70...6×(3×95)
Габариты, мм	425×425×960... 800×800×2000

Остальные характеристики такие же, как у комплектных регулируемых конденсаторных установок, приведенных в пункте (а).

Технические характеристики установок типа УКМФ58

Номинальная мощность, квар	25...600
Номинальное напряжение, кВ	0,4
Номинальный ток, А	36...867
Ток 1,43 ИНОМ для выбора сечения кабеля, А	52...1240
Сечение медного кабеля для ввода, мм ²	3×16...4×(3×150)
Габариты, мм	425×425×1200... 2400×800×2000

в) Комплектные регулируемые конденсаторные установки для работы в сетях с повышенным содержанием высших гармоник типа УКМФ58. Конденсаторы в каждой ступени установок защищены индуктивным трехфазным реактором, который не пропускает в конденсаторную установку гармоники с частотой выше 180 Гц (5, 7, 11, 13 и др.). В автоматическом режиме регулятор обеспечивает поддержание cos φ в пределах 0,8...0,98.

Остальные характеристики такие же, как у комплектных регулируемых конденсаторных установках, приведенных в пункте (а).

г) Комплектные конденсаторные установки типа УКМ70 низкого напряжения, регулируемые предназначены для повышения коэффициента мощности электроустановок промышленных предприятий и распределительных сетей, а также для автоматического регулирования мощности. Применяемый электронный регулятор, управляемый

Таблица 1

Технические характеристики установок типа УКМ70

Тип	Мощность, квар	Количество ступеней	Мощность ступеней	Ток, А	Сечение медного кабеля для ввода, мм ²	Масса, кг
УКМ 70-0,4-50-1 0-УЗ	50	5	1x10+2x20	72	3x50	170
УКМ 70-0,4-75- 15-УЗ	75	5	1x15+2x30	108	3x100	175
УКМ 70-0, 4-1 00-20-УЗ	100	5	1x20+2x40	144	3x100	210
УКМ 70-0,4-1 12, 5-1 2, 5-УЗ	112,5	9	1x12,5+4x25	161	3x100	115
УКМ 70-0,4-1 50-25-УЗ	150	6	2x25+2x50	216	3x150	235
УКМ 70-0,4-200-25-УЗ	200	8	2x25+3x50	289	2x(3x185)	280
УКМ 70-0,4-225-25-УЗ	225	9	1x25+4x50	325	2x(3x185)	300
УКМ 70-0,4-250-25-УЗ	250	10	2x25+4x50	361	2x(3x240)	330
УКМ 70-0,4-275-25-УЗ	275	11	1x25+5x50	398	2x(3x240)	340
УКМ 70-0,4-300-25-УЗ	300	12	2x25+5x50	433	2x(3x240)	350
УКМ 70-0,4-350-25-УЗ	350	14	2x25+6x50	498	3x(3x150)	370
УКМ 70-0,4-400-50-УЗ	400	8	2x25+7x50	579	3x(3x185)	430
УКМ 70-0,4-500-50-УЗ	500	10	2x25+9x50	755	3x(3x240)	550
УКМ 70-0,4-550-50-УЗ	550	11	2x25+10x50	810	3x(3x240)	590

микропроцессором, обеспечивает соблюдение требуемого коэффициента мощности с большой точностью и в широком диапазоне компенсируемой реактивной мощности. Установки оснащены экологически безвредными конденсаторами современной конструкции.

Отличительной особенностью конденсаторных установок типа УКМ 70 для российского рынка является использование наиболее современных, импортных и отечественных комплектующих. По заказу изготавливают УКМ 70 со степенью защиты IP21 и IP54 с автоматическим охлаждением вентилятором.

Технические характеристики установок типа УКМ70

Номинальное напряжение	400 В
Частота	50 Гц
Температура окружающего воздуха	от -10 °С до +45 °С
Степень защиты	IP21, IP54
Конденсаторы	типа КПС

4. Модули для размещения комплектных конденсаторных установок (ООО «Усть-Каменогорский конденсатор»)

Модули для размещения комплектных конденсаторных установок предназначены для размещения в них конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности на напряжение 0,4; 6,3; 10,5 кВ. Модуль представляет собой металлический утепленный контейнер, что позволяет использовать конденсаторные установки в различных климатических условиях, оперативно вводить в строй обо-

рудование, существенно сократить затраты на монтажные и пуско-наладочные работы.

Условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха: от -60 до +45°С;
- высота над уровнем моря: не более 1000 м,
- окружающая среда не взрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металл и изоляцию.

Установки в модуле размещают вдоль продольной оси.

Внутреннее помещение модуля оборудовано освещением, штатными системами отопления и вентиляции, которые в автоматическом режиме поддерживают необходимый температурный режим. При необходимости модуль может оборудоваться системами охранной и пожарной сигнализации, автоматическими огнетушителями. Потребление электроэнергии на собственные нужды не превышает 6 кВт и зависит от климатического исполнения и габарита модуля. В контейнере предусмотрено 2 двери (основная и технологическая). Модуль, при монтаже на объекте, может устанавливаться на эстакаду.

Установки конденсаторные на напряжение 6—10 кВ размещают по одной в модуле, а установки на напряжение 0,4 кВ — до пяти в одном модуле, со шлейфовой разводкой кабелем по три установки (с двумя вводами в модуль).

В модуле предусмотрен ввод кабелем снизу тремя алюминиевыми кабелями сечением до 240 мм².

Литература

1. Катогагипроизводителей, 2005—2006 гг. Киреева Э. А., Григорьев В. В., Миронов В. А., Чохонелидзе А. Н. Электрооборудование и электрооборудование цехов. — М.: Энергоиздат, 2003.

Таблица 2

Технические характеристики модулей

Параметры	Типы установок, размещаемых в модуле				
	УКМ63-0,4-(50-600) УЗ	УКЛ56(57)М-6,3(10,5)-450 УЗ	УКЛ56(57)М-6,3(10,5)-900 УЗ	УКЛ56(57)М-6,3(10,5)-1350 УЗ	УКЛ56(57)М-6,3(10,5)-1800 УЗ
Номинальное напряжение установки, U ном, кВ	0,4	6,3(10,5)			
Наибольшее рабочее напряжение	1,1 УНОМ				
Номинальная мощность установки, кВАр	50-600	450	900	1350	1800
Ток электродинамической стойкости, кА	40	51			
Род тока	Переменный трехфазный				
Напряжение питания цепей управления и вспомогательного оборудования установки и модуля, В	220				
Степень автоматизации установки	регулируемая	нерегулируемая			
Степень защиты установки	IP21	IP-32			
Климатическое исполнение модуля	УХЛ1				
Габаритные размеры модуля, не более, мм: длина, ширина, высота	2300 2600 2800	2300 2600 2800	2800 2600 2800	3500 2600 2800	3500 2600 2800
Масса, (модуль + установка), кг, не более	2700	2700	2900	3900	4300



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.

CONTENTS №9/2007

WORD OF THE EDITOR

NEWS OF POWER

PROBLEMS AND SOLUTIONS

Competitive repair

THE MARKET AND PROSPECTS

The world market of conditioners. New tendencies

ELECTROFACILITIES

Sources of independent and reserve electrosupply

The new test equipment from company ISA

Analyzers of quality of electric energy

About touch current

HEAT SUPPLY

How to avoid problems at operation of boilers

Independent thermal power station for the works of a continuous cycle

Choice of system of heating of an industrial building

AIR SUPPLY

Russian market of automatics for central airs and ventilation

REFRIGERATING MACHINERY

Selection of industrial water-coolers for automatic thermoplastic machine and extruder

DIAGNOSTICS AND TESTS

Technique of test of transformer oil

ECONOMY AND MANAGEMENT

On economic efficiency of two-tariff counters of the electric power

EXCHANGE OF EXPERIENCE

Experience of the optimum organization of a water-chemical mode of heating boiler-houses of small and average capacity

ENERGY SAVING

Means of reduction of losses of the electric power and increase of efficiency of electroinstallations

BOOK SHELF

РАСЦЕНКИ НА РАЗМЕЩЕНИЕ РЕКЛАМЫ В ЖУРНАЛАХ НП ИД «ПАНОРАМА»

Формат	Размеры, мм	Стоимость, цвет	Стоимость, ч/б
2-я обложка	205 x 285 — обрезной	30 000	—
3-я обложка		25 000	—
4-я обложка	210 x 295 — дообрезной	35 000	—
Полоса		20 000	10 000
1/2	102x285/205x142	12 000	6000
1/3	68x285/205x95	8000	4000
1/4	102x142/205x71	6000	3000
1/8	51x142 /102x71	3000	1500
1/16	51x71	1400	700

Все цены указаны в рублях, НДС не облагается (упрощенная система налогообложения).

СКИДКИ:

- за кратность публикаций — 2-3 (5%), 4-6 (10%), 7-9 (15%), 10 и более (20%);
- рекламным агентствам — 15%.

УСЛОВИЯ ОПЛАТЫ И РАЗМЕЩЕНИЯ:

- предоплата 100%;
- макет должен соответствовать техническим требованиям, применяемым для публикации материалов в журналах ИД «Панорама».

ПОДПИСКА

ПОДПИСКА

ПОДПИСКА

ПОДПИСКА