

## РЕКЛАМА — ДВИГАТЕЛЬ ТОРГОВЛИ

**К**аждый из нас, видимо, не раз убеждался в справедливости вышесказанного.

Вообще, как я понимаю, отношение к рекламе у нас по жизни неоднозначное. Особенно у телезрителей. Многих она раздражает, но вот, просматривая в вагоне СВ хороший фильм, я понял, что мне не хватает рекламы! Причина житейская: если надо выйти, но просмотр прерывать не хочется — рекламная пауза — самое то.

Или представим, что мы работаем на комбинате, производящем соки «Тонус». Услышав по ТВ рекламу сока («Надо, чтобы тонус был в тебе»), думаю, мы испытаем некую гордость: «Вот, о нашем соке говорят».

...В июле прошлого года на семейном совете мы постановили, что моя супруга и младший сын поедут отдохнуть за границу; они еще не были за рубежом, а год выдался хороший, но напряженный и хлопотный.

Самим такую поездку организовать, мы понимали, сложно. Но нам в почтовый ящик время от времени попадал бесплатный — но очень красивый — журнал о путешествиях одной известной турфирмы, которая, как оказалось, находилась недалеко от места, где мы живем, и еще было два или три отделения. Загранпаспортов у нас не было, но турфирма, как выяснилось, оказывала и такую услугу. И вот, предварительно созвонившись, жена и сын поехали в ближайшее отделение.

Толчеи в фирме не было. Это и понятно: индивидуальные туры — продукт недешевый. Супруга и сын обсудили с менеджером маршрут, уточнили условия и порядок оплаты, взяли договор на оказание услуг и приехали домой. Как человек более опытный, я решил его изучить. Меня удивило, что договор о далеко не копеечных услугах содержал всего пару страниц. В первых его строках было сказано: мы предоставляем (или продаем — не помню точно) туристический продукт, его состав указан ниже. Но я не раз и не два проштудировал договор, а состава этого самого «турпродукта» так и не нашел! Читаю дальше: транспортные услуги «в состав турпродукта не входят». Что за ерунда? А как добираться? Нет, можно, конечно, в билетные кассы пойти, но хотелось не этого...

Возможно, это была просто не очень удачная формулировка, и билеты фирма нам бы купила. Но договор есть договор. А там — «не входят».

Знаете, уж очень шокирующей была разница между глянцевым журналом, издаваемым фирмой, и этим договором в два листка с противоречивым содержанием статей.

В итоге с этой фирмой было решено не работать. А с какой? Время-то идет.

...Надо сказать, что газета «Московский комсомолец», которую я тогда достаточно регулярно читал, еженедельно выходила с приложением о малом бизнесе. И вот, открывая очередной номер газеты, на последней полосе вкладыша нахожу статью Олега Николаевича Долгих — директора туристической фирмы «Юнион-Экспресс».

Рассказывая о работе своей фирмы, он подчеркивал: желания клиентов для нее закон. Хотите, чтобы к самолету, в котором прибыла ваша «драгоценная» на отдых, принесли букет ее любимых цветов — нет проблем. Скажите только, какие, какого цвета и сколько. Ну и многое другое в том же духе.

В газете не было ни телефона, ни e-mail, но с помощью рунета мы быстро отыскали это турагентство. О фирме было сказано, что она работает недавно — около года — но является правопреемником другого, старого и хорошо зарекомендовавшего себя турагентства. Выяснили, что его финансовым покровителем является ЗАО «Страховая группа «УралСиб» — очень серьезная организация.

Супруга с сыном поехали в офис «Юнион-Экспресс». Их встретили вежливо, отнеслись по-деловому. Я посмотрел привезенный договор на оказание туруслуг: другое дело! Восемь-десять страниц. Указаны и содержание турпродукта, и обязательства, и, конечно, трансфер.

Договор мы подписали, внесли аванс, отдали документы для получения загранпаспортов — все было сделано четко, в срок.

И вот уже Шереметьевский аэропорт, и Италия — Неаполь, затем остров Искья (он рядом с островом Капри, но поуютнее — так нам посоветовали в турфирме). Отдых в лучшем отеле (о нем недавно писал один серьезный «глянец»). Затем на «мерсе» в Рим, прогулки по Вечному городу, опять лучший отель, самолет Alitalia и — Москва. Восемнадцать дней пролетели незаметно.

Супруга и сын не забыли в благодарность купить и привезти в турфирму маленькие сувениры. Они были не просто довольны отдыхом, а потрясены.

... У журналистов рекламная статья, которая как бы и не рекламная, называется «джинсой». Но не будь этой «джинсы» в газете — не знаю, был бы у моей семьи такой замечательный и, главное, хорошо организованный отдых.

Ну а моя статья, читаемая вами, тоже «джинса»? Да. Но это и рассказ, и настоящий рекламный материал о туристической фирме «Юнион-Экспресс». Мы, журналисты, тоже недаром хлеб кушаем.

Адрес турфирмы «Юнион-Экспресс»: 119021, Россия, г. Москва, ул. Льва Толстого, дом 7, центральный вход, 1 этаж, домофон 911.

Телефон: + 7 495 720 20 40.

Адрес в интернете: <http://www.union-express.ru>

...Интересно, поможет ли этот материал отдохнуть кому-то так же хорошо, как в сентябре 2007 года отдохнула моя семья? Очень надеюсь.

И последнее. Дорогой читатель, а вы не хотите, чтобы рекламные материалы (можно и «джинсу») о товарах и услугах ваших фирм, предприятий и организаций появились в журналах ИД «Панорама» ([www.panor.ru](http://www.panor.ru))? Ведь помимо журнала, который вы сейчас читаете, Издательский дом выпускает еще более 100 изданий. Кроме того, информируя потенциальных подписчиков, «Панорама» рассылает до полумиллиона красочных буклетов: «Промышленность» (80 тыс. адресов), АПК (25 тыс. адресов) и т.д. Там тоже может быть ваша реклама!

А ведь реклама — это ...

Удачи!

*Искренне Ваш  
Кирилл Москаленко, бизнесмен*

# СОДЕРЖАНИЕ

ЖУРНАЛ  
**«ГЛАВНЫЙ  
ЭНЕРГЕТИК» №3**

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  
электропитания Карачаево-Черкесской  
государственной технологической академии

**А.Г. Харитон** – д.т.н., профессор, ректор  
Международной Академии информатизации

**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 распространяется через каталог  
ОАО «Агентство «Роспечать» и каталог  
русской 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](mailto:glavenergo@mail.ru)

<http://glavenergo.promtransizdat.ru>



СОЮЗ ИЗДАТЕЛЕЙ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ПЕЧАТИ

Подписано в печать 28.02.2008  
Формат 60x88/8. Бумага офсетная.  
Усл. печ. л. 13. Заказ №

## СЛОВО ИЗДАТЕЛЯ 1

Реклама — двигатель торговли 1

## НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ 4

## ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА 10

Владимир Калаущенко: «Мы более смело будем  
вести сбытовую политику — делая ставки  
на российские регионы» 10

## ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ 12

Проблема организации рационального потребления  
электроэнергии в промышленном оборудовании 12

## РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ 15

Обзор современных анализаторов качества  
электрической энергии 15

## ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО 22

Заземляемые трансформаторы напряжения  
для АИИСКУЭ 22

Средний ремонт трансформаторов 27

Устройства плавного запуска —  
разгонники как альтернатива частотному регулированию 34

Устройства защитного отключения, выпускаемые для  
электроустановок жилых зданий 38

## ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ 54

Учет расхода воды, газа и пара на крупных  
производственных предприятиях 54

Акустические противонакипные устройства «Акустик-Т» 56

Диагностика теплотрасс 61

## ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ 65

Потребители электрической энергии — центробежные  
вентиляторы и компрессоры 65

Компрессоры — критерии выбора и эксплуатации  
(Окончание) 74

# ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК №3/2008

## ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

78

Методика измерения сопротивления изоляции с помощью мегаомметра

78

## ВОПРОС — ОТВЕТ

86

## КНИЖНАЯ ПОЛКА

95

## ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

97

Сокращение срока возврата инвестиций за счет использования современных ресурсосберегающих технологий химводоподготовки

97



*Уважаемые читатели!*

*С уважением,  
главный редактор журнала Сергей Леонов*

## **ВСЕРОССИЙСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ ПРОЙДЕТ В МОСКВЕ 1— 4 АПРЕЛЯ**

Комиссия Совета Федерации по естественным монополиям утвердила дату проведения Всероссийского энергетического Форума «ТЭК в XXI веке». Ставший уже традиционным, Форум пройдет в Москве 1—4 апреля 2008 года.

Как сообщили REGIONS.RU/«Новости Федерации» в пресс-службе верхней палаты российского парламента, это мероприятие Комиссия по естественным монополиям проведет совместно с Оргкомитетом Форума уже в шестой раз. В проекте программы 9 тематических «круглых столов» и Пленарное заседание в Государственном Кремлевском дворце.

Среди вопросов, вынесенных на обсуждение, значатся перспективы реформы коммунальной энергетики, проблемы переработки углеводородов, развитие газовой отрасли, российского энергомашиностроения, проблемы экологии и использование возобновляемых источников энергии, вопросы недропользования, развитие информационных технологий в ТЭК России. Отдельный «круглый стол» будет посвящен обсуждению «Схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 года».

«В основе организации мероприятий форума — принципы сотрудничества и многостороннего диалога между представителями всех ветвей власти, крупнейших компаний и предприятий ТЭК, научных и общественных кругов, — заявил первый зампреда Комиссии по естественным монополиям Валентин Межевич. При этом, заметил сенатор, мы исходим из приоритетности общегосударственных задач, изложенных в текстах ежегодных посланий президента России.

Принципиальный момент в организации Форума — привлечение к его мероприятиям представителей регионов. По предварительным дан-

ными, свои официальные делегации на Форум уже намерены направить как минимум 20 субъектов Федерации. «Совет Федерации — палата регионов, и для нас очень важно организовать конструктивный диалог федерального центра и территорий», — подчеркнул Межевич. По мнению сенатора, региональная составляющая особо важна при обсуждении территориального размещения стратегических объектов ТЭК.

Результатом мероприятий Форума «ТЭК в XXI веке» станут рекомендации по дальнейшему развитию топливно-энергетического комплекса России. Организаторы отмечают, что итоговые документы Форума традиционно закладываются в проекты законодательных актов, становятся основой важных государственных решений в вопросах развития ТЭК России.

Regions.ru

## **В ПЕРВОМ КВАРТАЛЕ 2008 ГОДА ЗАВЕРШИТСЯ ПЕРВЫЙ ЭТАП РЕКОНСТРУКЦИИ ТЭЦ ФГУП «ПО УРАЛВАГОНЗАВОД»**

За неделю до наступления 2008 года энергетики производственного объединения «Уралвагонзавод» выполнили годовой план по производству товарной продукции. Потребителям предоставлено электроэнергии, сжатого воздуха, технологического пара, мазута и горячей воды на 1,2 млрд руб. Только электроэнергии заводская ТЭЦ выработала более 500 млн кВт/ч, что почти на 10 % больше, чем в прошлом году. В систему ОАО «Свердловэнерго» продано 127 млн кВт/ч на сумму более чем 85 млн руб. При этом стоимость одного кВт/ч, произведенного на УВЗ, в два раза дешевле, чем у «Свердловэнерго» и составляет 56 коп.

Сегодня на Уралвагонзаводе активно внедряются современные

технологии. А значит, теплоэлектроцентраль должна обеспечивать производство достаточным количеством энергоносителей. Коренная реконструкция, первый этап которой завершается в первом квартале 2008 года, позволяет это сделать. К этому времени начнет работать новый турбогенератор, который установили на месте старого, отработавшего почти 70 лет. Всего на ТЭЦ шесть турбогенераторов, новый — самый мощный в 35 МВт. Он будет действовать в связке с запущенным в мае котлом высокого давления паропроизводительностью 220 т/с при температуре перегретого пара 545 °С и давлением пара в 110 атм. Для обеспечения работы котла и турбогенератора — первого пускового комплекса — на ТЭЦ было заменено электротехническое оборудование, КИП и автоматики, наращены мощности по химводочистке.

ADVIS.RU

## **РОССИЯ УВЕЛИЧИЛА В 2007 ГОДУ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ НА 2,3%**

Электростанции РАО «ЕЭС России» в декабре 2007 года увеличили выработку электроэнергии на 6 % по сравнению с аналогичным периодом 2006 года — с 68,2 до 72,3 млрд кВт ч. Об этом говорится в сообщении компании. Объем электропотребления в стране, несмотря на то, что температура наружного воздуха в декабре была в среднем на 3,7 ° выше среднеголетнего уровня, вырос на 5,1 %, говорится в отчете.

Наибольший прирост электропотребления в декабре был отмечен в Читинской (20,3 %) и Чеченской (14,5 %) энергосистемах; в Республике Хакасия этот показатель достиг рекордной отметки — почти 30 %. В Московской и Ленинградской энергосистемах объем потребленной электроэнергии увеличился на 8,2 % и 6,4 % соответственно.



Объем электропотребления в стране, по предварительным данным, составил 985,2 млрд кВт ч, что на 2,3% больше, чем в 2006 году.

Газета.ru

## **НАСОСНАЯ «ЭНЕРГОМАШ» ПОЗВОЛИТ РЕШИТЬ ОДНУ ИЗ ПРОБЛЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ХАБАРОВСКА**

Продолжаются работы по строительству подкачивающей насосной станции (ПНС) «Энергомаш» на перемычке от тепломагистрали «Северо-восточная» до тепломагистрали «ТЭЦ-1 — город» в Хабаровске.

Уже готово помещение трансформаторной подстанции. Строители практически завершают строительство машинного зала. Полностью строительство планируется завершить к началу отопительного сезона 2008—2009 г.

Генеральным подрядчиком строительства является Хабаровская ремонтно-строительная компания, дочернее предприятие ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» (ОАО «ДГК»). Заказчик строительства — Хабаровская теплосетевая компания (ХТСК), филиал ОАО «Дальневосточной генерирующей компании».

Напоминаем, что ПНС «Энергомаш» — первая из подкачивающих насосных станций, которая строится за последние 5 лет. Всего в Хабаровске и Хабаровском районе 16 насосных станций, находящихся на балансе ХТСК.

Новая ПНС призвана, в первую очередь, обеспечить теплоснабжение жилых домов по переулку Холмскому в Хабаровске. Однако введение в эксплуатацию ПНС на указанном участке тепловых сетей одновременно значительно улучшает параметры теплоносителя повышает качество и надежность теплоснабжения всей центральной части Хабаровска.

Строительство ПНС обойдется ХТСК в 250 млн руб., однако эти затраты позволят значительно повысить качество теплоснабжения в городе, а также вести строительство новых объектов в центре Хабаровска, сообщили в пресс-службе филиала ХТСК ОАО «ДГК».

<http://deita.ru>

## **КРАСНОЯРСКИЙ «ГЕОКЛИМАТ» ОСВОИЛ ПРОИЗВОДСТВО СЕРТИФИЦИРОВАННЫХ ПРИТОЧНЫХ УСТАНОВОК**

Красноярское ООО «Геоклимат» освоило производство сертифицированных приточных установок. По словам коммерческого директора холдинга «Сибросс» Владимира Якименко, в структуру которого входит «Геоклимат», на предприятии производятся приточные установки с одноименным названием, серии «Геоклимат».

Они позволяют осуществлять фильтрацию, нагрев, рециркуляцию, шумоглушение воздуха и поддерживать искусственный климат с заданными параметрами в гражданских и промышленных зданиях. «Преимущество наших приточных установок — оптимальная цена и минимальные сроки поставки заказчику, оперативное гарантийное и сервисное обслуживание», — сказал он. С момента получения сертификата на данную продукцию специалисты компании установили около 40 приточных установок с мощностью подачи воздуха от 10 до 50 тыс. куб. м в час. Оборудование уже установлено в ряде предприятий Кемеровской, Омской, Томской, Новосибирской областей, Республики Хакасия и Красноярского края.

«Геоклимат» входит в состав холдинга «Сибросс» и занимается поставкой и монтажом оборудования систем отопления, водоснабжения, канализации. Является официальным уполномоченным предста-

вителем по поставке центральных приточных установок REMAK, IMP KLIMAT, вентиляционного оборудования OSTBERG, SYSTEMAIR, прецизионных кондиционеров LIEBERT HIROSS, высокоинтеллектуальных систем кондиционирования VRV DAIKIN, кондиционеров DAIKIN, MITSUBISHI HEAVY, HITACHI, LG, SAMSUNG, сотрудничает с проектными организациями и мастерскими с целью внедрения в проектные решения технических новинок климатического рынка. Холдинг «Сибросс» осуществляет проектирование, комплектацию, поставку, монтажные и пуско-наладочные работы, сервисное и техническое обслуживание, подготовку сметной документации по системам вентиляции и кондиционирования воздуха на территории Красноярского края и России.

[www.newslab.ru](http://www.newslab.ru)

## **ПГ «ГЕНЕРАЦИЯ» ИЗГОТОВИТ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЗАО «ГАВАНЬБУНКЕР»**

Промышленная группа «Генерация» приступила к производству паровой котельной УKM-5 ПМ для ЗАО «Гаваньбункер» (г. Советская Гавань Хабаровского края). Стоимость работ по договору составляет более 11 млн руб., срок поставки оборудования — апрель 2008 года.

Паровая котельная установка УKM-5 ПМ производительностью 5 т пара в час предназначена для слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн для дальнейшей перевалки топлива на танкеры и бункеровки морских судов. Котельная будет изготовлена в блочно-модульном исполнении на базе 2 паровых котлов Е-2,5-0,9 М производства ОАО «Монастырищенский машиностроительный завод» (входит в группу компаний, работающих под брендом ПГ «Генерация»). Проектом предусмотрена возможность увеличения производительности котельной до 10 т пара

в час за счет поставки дополнительных блоков.

Этот заказ является продолжением давнего сотрудничества ПГ «Генерации» и предприятия Хабаровского края. В сентябре 2003 года ПГ «Генерация» уже поставляла для ЗАО «Гаваньбункер» подобную блочно-модульную котельную установку УКМ-5 ПМ. В июле 2006 года в рамках реконструкции этой котельной был изготовлен дополнительный блок с котлом Е-2,5-0,9 М, после чего производительность котельной установки возросла до 7,5 т в час.

Портал машиностроения

## НА «ОРЕНБУРГ-ЭНЕРГОНЕФТИ» ВНЕДРЯЕТСЯ НОВАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА

В ООО «Оренбургэнергонефть» ТНК-ВР внедряется новая информационная система. По словам Сергея Лазарева, заместителя генерального директора ООО «Оренбургэнергонефть» по качеству, работу по внедрению информационной системы управления надежностью энергооборудования (ИСУНЭ) на предприятии ведет московская компания «Микротест». «Реализация проекта ИСУНЭ началась с обучения, — продолжает Сергей Николаевич. — Сотрудники фирмы провели презентацию проекта для руководителей отделов и служб, топ-менеджеров предприятия и представителей заказчиков, рассказали и показали наглядно, как система будет работать, каковы ее преимущества. На данном этапе формируется база данных, в которую вносятся все технические характеристики оборудования, подготавливаются справочники и каталоги, закупается оснащение для организации связи, которая должна объединить все сетевые районы и подразделения предприятия. Создать систему планируется до середины текущего

года. ИСУНЭ позволит сделать работу энергетиков более эффективной и качественной».

«Новости Оренбурга»

## НА НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ «НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗА» ЗАВЕРШЕНА ЧАСТЬ РАБОТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ГАЗОПОРШНЕВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

На газопоршневых электрических станциях (ГПЭС) на Холмистом и Чатылкинском месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» (дочернее предприятие ОАО «Газпромнефть») завершены строительные работы.

Заместитель начальника управления энергоснабжения ОАО «Ноябрьскнефтегаз» Василий Мироненко сообщил, что в данный момент на месторождения осуществлен завоз различного оборудования: газопоршневых электрических установок, блоков подготовки газа, кабельной продукция и т.д. В январе-феврале на электростанциях будут производиться электромонтажные и пусконаладочные работы. Согласно плану объекты планируется сдать в эксплуатацию в начале апреля 2008 года. Василий Мироненко также подчеркнул, что газопоршневые электрические станции планируется с первого дня эксплуатации «поставить под нагрузку», т.е. новые ГПЭС полностью будут обеспечивать месторождения необходимой энерго мощностью, сообщили Накануне. RU в службе по связям с общественностью «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаза».

Строительство газопоршневых электростанций упростит систему энергообеспечения месторождений, так как в качестве источника поступления энергии будет использоваться попутный нефтяной газ. Благодаря чему в ОАО «Ноябрьскнефтегаз» ожидается снижение затрат на выработку электроэнергии в несколько раз. Более того, утилизация ПНГ благоприятно скажет-

ся и на экологии региона. Отметим, что на сегодняшний день «жизнь» на объектах самых отдаленных месторождений ОАО «Ноябрьскнефтегаз» поддерживают временные автономные электростанции, которые работают на дизельном топливе. В дальнейшем, эти станции перейдут в резерв.

Накануне.ru

## «В 2007 ГОДУ ЧЕРМК «СЕВЕРСТАЛЬ» ДОСТИГ РЕКОРДНОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫХ ИСТОЧНИКАХ

По информации А.Кручина, экономический эффект от увеличения собственной генерации составил более 180 млн руб. Суммарная выработка собственной электроэнергии на всех источниках составила 3092,6 млн кВтч., тем самым по сравнению с 2006 годом предприятие увеличило покрытие потребностей в электроэнергии на 1,8%. «В 2007 году за счет роста производства электростали, в частности выхода на проектную мощность шахтной печи №2 ЭСПЦ металлургический комбинат увеличил энергопотребление. Вместе с тем, по покрытию своих потребностей за счет собственной генерации предприятие приблизилось к ранее достигнутому периоду 2004—2005гг.», — подчеркнул генеральный директор.

Рост собственной генерации достигнут за счет реализации комплексной программы энергосбережения — инвестиционных и организационных мероприятий, ремонтной программы, что в итоге способствовало бесперебойной работе собственных электростанций.

Наибольший вклад в достижение максимальной выработки внесли крупнейшие генерирующие подразделения — ТЭЦ-ПВС и ТЭЦ-ЗВС-2. В частности, старейшее подразделение ТЭЦ-ПВС (в эксплуатации с 1954 года) по выработке электроэнергии показало лучший результат за последние двадцать лет. В связи

с проведением 50-суточного капитального ремонта энергоблока чуть снизился общий объем выработки на ТЭЦ-ЭВС-2, вместе с тем, в прошлом году станция достигла максимальной средней рабочей мощности за весь период эксплуатации с 1986 года.

Рост выработки собственной электроэнергии обеспечен за счет более полной утилизации вторичных ресурсов. Так, утилизационная станция ТСЦ в 2007 году достигла наивысшей производительности за 26 лет с момента пуска. Приблизилась к рекордному уровню генерация электроэнергии на газовых утилизационных бескомпрессорных турбинах — ГУБТ, которые вырабатывают электроэнергию за счет энергии колошниковога газа на доменных печах. В 2007 году эксплуатировались ГУБТ-25, работающая в комплексе ДП №5 и ГУБТ-12, которая была пущена в строй в июне 2007 г. и до конца года выведена на параметры, соответствующие режиму ДП № 4.

Wobla.ru

## **ЗАО «ИНТЕРТЕХЭЛЕКТРО» ВВЕЛО В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПС «ПИВОВАР» В МОРДОВИИ**

Инженерно-строительная компания «Интертехэлектро», входящая в группу компаний «Интертехэлектро — Новая генерация», завершила строительство и успешно ввела в эксплуатацию подстанцию «Пивовар» напряжением 110/6 кВ в юго-западной части Саранска (Республика Мордовия). 6 июля 2006 г. по результатам открытого одноэтапного конкурса был заключен договор между ОАО «Мордовэнерго» и ЗАО «Интертехэлектро» о выполнении «подключ» работ по ПС «Пивовар», включающих в себя разработку проектно-сметной документации, заказ и поставку оборудования и материалов, строительные-монтажные работы, монтаж и испытание оборудования, а также пусконаладочные работы. Подписан акт приемки объекта в эксплуатацию, напоминает департамент

информационной политики ООО «Интертехэлектро — Новая генерация». ПС «Пивовар» предназначена для бесперебойного электроснабжения крупного предприятия — Саранского филиала пивоваренной компании ОАО «САН ИнБев», но в перспективе к подстанции будут подключены городские потребители. Необходимость строительства данного объекта вызвана стремительным ростом выпуска продукции предприятия, расширением мощностей, в том числе возведением сопутствующих производств, при острой нехватке действующего электросетевого оборудования. Новый объект позволит не только создать новые производственные мощности в юго-западной части Саранска и обеспечить надежное электроснабжение местного населения, но и в целом повысит системную надежность электросетевого комплекса Республики Мордовия. Проект, по сообщению ОАО «Мордовэнерго», является одним из наиболее важных для развития республики, поскольку способствует расширению инфраструктуры, созданию новых рабочих мест, увеличению налоговых поступлений в региональный бюджет. На подстанции «Пивовар» установлены два трансформатора типа ТРДН-25000/110У1 с устройством автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (ОАО «Запорожский трансформаторный завод»); комплектно-трансформаторная подстанция производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит»-ТМ Самара». На напряжении 110 кВ принята схема «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». На напряжении 6 кВ — две одиночные, секционированные выключателями, системы шин. Для питания собственных нужд ПС установлены два трансформатора ТМГ-СЭЩ мощностью 160 кВА. Для компенсации емкостных токов и ограничения перенапряжений установлены защитные резисторы, присоединяемые к шинам 6 кВ подстанции посредством нейтралеобразующих устройств. ЗРУ-6 кВ и ОПУ (общеподстанционный пункт управления) расположены в модульном здании

производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит»-ТМ Самара». На ПС «Пивовар» смонтированы 3 ячейки РУ-110 кВ и 26 ячеек — РУ-6 кВ. Релейная защита и автоматика элементов подстанции выполнена на микропроцессорных устройствах производства ООО «АВВ Автоматизация». Отметим, что подстанция необслуживаемая, все ее элементы заведены на устройства телемеханики.

www.eprussia.ru

## **ПОДСТАНЦИЯ В ПОЛНОМ ОБЪЕМЕ ОБЕСПЕЧИТ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ КОМБИНАТ НЕОБХОДИМОЙ МОЩНОСТЬЮ**

Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» — Магистральные электрические сети (МЭС) Центра — ввел в эксплуатацию четвертый автотрансформатор 500/110/10 кВ мощностью 250 МВА на подстанции 500 кВ Радуга в Нижегородской области. Согласно сообщению МЭС Центра, стоимость работ составила 26,5 млн руб. В результате трансформаторная мощность энергообъекта возросла с 750 до 1 тыс. МВА. Ввод в эксплуатацию нового автотрансформатора позволит осуществить присоединение к сетям ОАО «ФСК ЕЭС» крупного промышленного потребителя — нового литейно-прокатного комплекса ОАО «ОМК-Сталь». Присоединение, запланированное на февраль 2008 года, в полном объеме обеспечит металлургический комбинат необходимой мощностью. Кроме того, ввод в работу автотрансформатора повысил надежность электроснабжения потребителей юго-западной части Нижегородской области, в частности — городов Выкса, Кулебаки, Навашино и Муром, где проживают 285 тыс. чел., отмечено в сообщении. Также для осуществления технологического присоединения металлургического комбината на подстанции смонтированы и поставлены под напряжение новые ячейки производства фирмы АВВ, которые обеспечат электроснабжение комбината.

троснабжение нового промышленного предприятия по линиям электропередачи 110 кВ Сталь-1 и Сталь-2. Ранее в рамках расширения подстанции 500 кВ Радуга на энергообъекте был установлен автотрансформатор мощностью 250 МВА, реконструировано открытое распределительное устройство (ОРУ) 500 кВ, установлены шесть дополнительных выключателей 500 кВ, произведено расширение ОРУ 110 кВ. Разрезана и заведена на подстанцию южная цепь линии электропередачи 500 кВ Арзамасская — Владимирская. Подстанция 500 кВ Радуга, расположенная на юго-западе Нижегородской области, введена в эксплуатацию в 1960 году. В 2006 году ОАО «ФСК ЕЭС» было принято решение о расширении энергообъекта, с увеличением трансформаторной мощности на 500 МВА, для обеспечения технологического присоединения нового литейно-прокатного комплекса ОАО «ОМК-Сталь», построенного в двух километрах от подстанции.

[www.nta-nn.ru](http://www.nta-nn.ru)

## ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ И РЕКОНСТРУКЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ СУХИЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Это встроенные и отдельно стоящие трансформаторные и распределительные подстанции в Москве и Московской области. В частности, проведена реконструкция 4 РП и ТП, установлено 5 отдельно стоящих ТП и 1 РТП, смонтированы 4 ТП и 4 РТП. Среди них — территория международного университета в Одинцовском районе, торгово-складской комплекс ООО «Терминал Девелопмент» и коттеджный поселок в Красногорском районе Московской области, крупный центр по продаже автомобилей в городе Химки, а также новые корпуса ФГУП «Московский эндокринный завод» и комплекс зданий «Культурный центр Русской

старины» в Москве. Заказчиками комплексных работ по электроснабжению офисных и торговых зданий стали ОАО «Банк внешней торговли», ООО «Европейская Риэлторская Компания», ООО «ИНСТРОЙГРУП», ЗАО «Оборонпродкомплект» и другие. При строительстве новых подстанций и реконструкции существующих использовались сухие трансформаторы с литой изоляцией производства завода «Трансформер» и низковольтное оборудование производства и поставки ООО «Сборочный завод «Электромодуль».

[Advis.ru](http://Advis.ru)

## ЭНЕРГЕТИКИ ВНЕДРЯЮ ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Эти подстанции являются ответственными узлами питания в Екатеринбурге. Работы проведены в рамках реализации производственной программы. «Мы начали внедрять такие устройства около трех лет назад, — говорит начальник СРЗАИ Иван Орлов. — Установка новых защит значительно повысит надежность работы подстанций, которые снабжают электроэнергией микрорайоны Вторчермета, Пионерского поселка и Птицефабрики. Это станет возможным благодаря существенному сокращению времени, которое необходимо для автоматического отключения оборудования в случае его повреждения. Быстрая локализация очага повреждения позволит сохранить оборудование распределительного устройства от масштабного повреждения и обезопасить оперативно-диспетчерский персонал, который может находиться на подстанции в момент аварии». Подобные защиты установлены на подстанциях «Отрадная» и «Бархотка». Современное устройство защиты от дуговых замыканий выполнено с использованием цифровых технологий, что позволит снизить затраты в эксплуатации оборудования при сохранении высокой надежности работы.

Затраты на установку составили порядка 2,3 млн рублей. Подобные

работы по монтажу современных защит от дуговых замыканий на ряде действующих подстанций будут продолжены в 2008 году.

[www.eesk.ru](http://www.eesk.ru)

## НПО «САТУРН» ЗАВЕРШИЛО ИСПЫТАНИЯ ГАЗОТУРБИННОГО АГРЕГАТА ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЖКХ

НПО «Сатурн» успешно завершило приемочные межведомственные испытания опытного образца энергетического газотурбинного агрегата ГТА-8РМ на базе газотурбинной теплоэлектростанции ГТЭС-12 (Рыбинск).

По результатам испытаний приемочная межведомственная комиссия установила соответствие технических характеристик опытного образца энергетического газотурбинного агрегата ГТА-8РМ требованиям Технического задания и конструкторской документации. В состав Приемочной межведомственной комиссии вошли представители «Нефтегаз-Экспертизы», ВНИИГАЗа, Якутскэнерго, Управления по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Ярославской области, администрации Рыбинска и др.

Энергетические газотурбинные агрегаты ГТА-8РМ (электрической мощностью 8 МВт, тепловой мощностью 17,1 Гкал) рекомендованы к производству в «Сатурн-Газовые турбины» и дальнейшему применению по их прямому назначению — для энергоснабжения объектов нефтегазовой промышленности, энергоемких промышленных предприятий, предприятий жилищно-коммунального хозяйства.

НПО «Сатурн» — ведущая двигателестроительная компания, специализируется на разработке, производстве и сервисном обслуживании газотурбинных двигателей для военной и гражданской авиации, кораблей Военно-морского флота, энергогенерирующих и газоперекачивающих установок.



«Сатурн-Газовые турбины» — дочерняя компания НПО «Сатурн» — интегратор и комплексный поставщик наземного энергетического оборудования для Газпрома, «ЕЭС России», ЖКХ, муниципальных образований, энергоемких промышленных предприятий, нефтегазовых компаний.

## «Металлоснабжение и сбыт»

### «КОМИЭНЕРГО» ВЫХОДИТ НА МЕЖДУНАРОДНЫЙ УРОВЕНЬ ПО ОХРАНЕ ТРУДА

В текущем году в ОАО «АЭК «Комиэнерго» планируется внедрить систему менеджмента профессиональной безопасности и сохранения здоровья персонала в соответствии с требованиями международного стандарта OHSAS 18001:1999.

Как сообщили ИА «Росбалт-Север» в пресс-службе МРСК Северо-Запада, цель данного нововведения — повышение уровня безопасности, оценка рисков, снижение вероятности травматизма на объектах компании.

Одним из инструментов внедрения системы станет создание в «Комиэнерго» службы психофизиологической надежности персонала. В ее функции будут входить организация профилактической работы по предупреждению производственного травматизма, профзаболеваний и работы по улучшению труда, проведение психологических и социально-психологических исследований, периодических профилактических осмотров, мониторинг здоровья работников компании.

Всего на мероприятия по охране труда и технике безопасности в 2008 году «Комиэнерго» планирует затратить более 40 млн руб. Это на 8 млн руб. больше показателя прошлого года.

Основная часть средств будет направлена на приобретение специальной одежды, устойчивой к электрической дуге, средств индивидуальной защиты и проведение медицинских осмотров персонала. Также внимание будет уделяться вопросам обучения,

подготовки и переподготовки персонала, плановым и внеплановым проверкам знаний правил и инструкций, рабочих мест сотрудников.

ОАО «АЭК «Комиэнерго» является распределительной сетевой компанией и входит в зону ответственности МРСК Северо-Запада. 1 июля 2006 года состоялась государственная регистрация компаний, выделенных из ОАО «АЭК «Комиэнерго» в результате реформирования: ОАО «Коми региональная генерирующая компания», ОАО «Магистральная электрическая сеть Республики Коми», ОАО «Коми энергосбытовая компания».

Основные виды деятельности — передача и распределение электрической энергии по сетям, не относящимся к ЕНЭС (единой национальной электрической сети); оказание услуг по присоединению потребителей к электрическим сетям (технологическое присоединение). «АЭК «Комиэнерго» имеет пять филиалов: Воркутинские электрические сети, Печорские электрические сети, Центральные электрические сети, Сыктывкарские электрические сети, Южные электрические сети.

АЭК «Комиэнерго» ежегодно осуществляет передачу около 5 млрд кВт ч электроэнергии потребителям Республики Коми. Протяженность электрических сетей составляет 22 тыс. 176 км. Стоимость основных средств ОАО «АЭК «Комиэнерго» на 1 июля 2006 года составляла 4 млрд 279 млн руб.

Открытое акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Северо-Запада» является 100% дочерней компанией РАО «ЕЭС России», зарегистрировано в декабре 2004 года. В зоне ответственности ОАО «МРСК Северо-Запада» находятся распределительные сетевые компании: ОАО «Псковэнерго», ОАО «Новгородэнерго», ОАО «Карелэнерго», ОАО «Архэнерго», ОАО «Колэнерго», ОАО «АЭК «Комиэнерго», ОАО «Вологдаэнерго». Уставный капитал МРСК на момент учреждения составляет 10 млн руб. и разделен на 100 млн обыкновенных акций. Основная задача компании — транспорт и распределе-

ние электроэнергии, технологическое подключение потребителей к сети.

По итогам 2006 года полезный отпуск электроэнергии по сетям энергокомпаний в зоне ответственности МРСК Северо-Запада составил 58,3 млрд кВт ч. При объеме общего отпуска в сеть 65,6 млрд кВт ч объемы потерь электроэнергии составили 7,3 млрд кВт ч (11,2% от общего отпуска). Объемы потерь электроэнергии не превысили установленных нормативов.

Росбалт

### СОЮЗ ДВУХ ЛИДЕРОВ

Группа «Борец» входит в Союз производителей нефтегазового оборудования и является одним из крупнейших в России заводов, специализирующихся на разработке и производстве нефтепромыслового оборудования. Завод «Борец» стал первым предприятием в России, наладившим серийное производство погружных насосов для добычи нефти, начав производство в начале 1950-х годов. Вертикальный электродвигатель ВАОВ-500-2У2 был разработан, изготовлен и испытан в кратчайшие сроки. Алюминиевую обмотку в роторе заменили на меднопаяную, изменили обмотку статора и подшипниковые узлы, увеличили количество труб в воздухоохладителе. Это позволило повысить мощность и надежность агрегата без значительного увеличения массогабаритных характеристик, с сохранением присоединительных размеров. Обе машины будут работать в составе секционных агрегатов для системы поддержания пластового давления с погружными центробежными насосами. Вертикальные асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором серии ВАОВ, выпускаемые ООО «ХК «Привод», предназначены для привода шурфовых насосов поддержания пластового давления и опорных насосов магистральных нефтепроводов.

www.eprussia.ru

# ВЛАДИМИР КАЛАУЩЕНКО: «МЫ БОЛЕЕ СМЕЛО БУДЕМ ВЕСТИ СБЫТОВУЮ ПОЛИТИКУ — ДЕЛАЯ СТАВКИ НА РОССИЙСКИЕ РЕГИОНЫ»

*Основной производственной базой Холдинговой компании «ЭЛЕКТРОЗАВОД» (МОСКВА) является производственный комплекс «Электрозавод», сформированный на базе Московского НПО «Электрозавод». О перспективах развития компании и о текущей модернизации завода в Москве мы побеседовали с директором по развитию Холдинга, генеральным директором ОАО «ПК ХК «Электрозавод»» Владимиром Калаущенко.*

*— Расскажите коротко о программе модернизации производственных мощностей холдинга.*

— На данный момент мы реализуем 4 проекта: модернизация ОАО «ПК ХК ЭЛЕКТРОЗАВОД» (Москва); строительство трансформаторного завода (Уфа); модернизация завода «Электроаппарат» (Уфа); реконструкция опытно-экспериментальной базы ОАО «ВИТ» (Украинский институт трансформаторостроения) (Запорожье).

*— Не могли бы вы поподробнее рассказать о перевооружении московского завода?*

— Сегодня завершается полная модернизация и реконструкция базового производства в Москве с использовани-

ем оборудования ведущих фирм из Швейцарии, Италии и Германии. Технологические возможности завода уже обеспечивают производство силовых трансформаторов мощностью до 630 МВА на класс напряжения до 500 кВ и шунтирующих реакторов до 300 МВАР на класс напряжения до 1150 кВ. На предприятии существенно увеличены производственные мощности и установлено новое оборудование ведущих производителей: приобретена линия поперечного раскроя электротехнической стали шириной до 1000 мм, проведена замена двух 100-тонных кранов и завершена полная модернизация двух 250-тонных кранов, введены в эксплуатацию специальные транспортные средства на воздушной подушке грузоподъемностью до 400 т фирмы. Уже работают 2 вакуум-сушильных шкафа для сушки активных частей трансформаторов в парах керосина. Заводом приобретены 3 станда для сборки остовов трансформаторов грузоподъемностью до 250 т. Введен в эксплуатацию исследовательско-испытательный комплекс, оснащенный автоматизированным оборудованием фирмы «Хейфели» (Швейцария), что обеспечивает проведение в полном объеме испытаний трансформаторов и реакторов вплоть до класса напряжений 1150 кВ.

**— Объем работ впечатляет, а когда завод планирует завершить все пусконаладочные работы и выйти на проектную мощность?**

— Мы ориентируемся на конец 2 квартала 2008 года, к этому сроку вся модернизация производственного комплекса будет завершена. Важно отметить, что все монтажные работы проходят параллельно с непрерывным производством основной продукции завода. По сути, завершение реконструкции позволит нам создать на базе московского завода два производственных комплекса — новый комплекс по производству сверхмощных трансформаторов и модернизированный по выпуску трансформаторного оборудования средней и малой мощности. Все это приведет к увеличению объема выпуска продукции более чем в 2 раза. К 2009 г. объемы производства на московском заводе достигнут 17 500 МВА.

**— Параллельно с модернизацией московского завода Холдинг строит новое предприятие в Башкирии, в какой стадии строительства находится объект в Уфе?**

— Основные строительные работы в Уфе близятся к завершению. В Башкирии скоро начнет работу современный завод по производству силовых трансформаторов на напряжение до 220 кВ единичной мощностью до 200 МВА и распределительных трансформаторов 6—10 кВ, с объемом выпуска до 30 тыс. мегавольтампер в год. На предприятии внедрены прогрессивные, экологичные технологии, многие из которых недавно начали применяться ведущими мировыми производителями и до сих пор не использовались в России.

**— Почему именно в Башкирии решено возвести новый завод?**

— На выбор площадки для строительства повлияло несколько факторов — это благоприятный инвестиционный климат в республике и очень выгодное географическое положение города. Необходимо подчеркнуть, что Уфимский трансформаторный завод станет вторым предприятием нашей компании в Башкирии. В 2004 году в состав холдинга вошел Уфимский завод «Электроаппарат», продукция которого дополняет номенклатуру выпускаемого компанией электрооборудования: коммутационная техника, комплектные распредустройства, комплектные трансформаторные подстанции. Сегодня на предприятии без остановки выпуска продукции идет широкомасштабная реконструкция, монтируется новое уникальное оборудование, автоматизированные технологические линии, осваиваются новые технологические процессы.

**— Зачем Холдингу опытно-экспериментальное производство в Запорожье — компания планирует активно работать в Украине?**



Современный облик ЭЛЕКТРОЗАВОДА в Москве

— Инвестированный в институт капитал позволяет нашей компании заниматься проведением фундаментальных исследований, разрабатывать и производить опытные и промышленные образцы, отрабатывать технологию и запускать в производство на предприятиях, входящих в Холдинг. Уже сегодня «ВИТ» (Украинский институт трансформаторостроения) для «ЭЛЕКТРОЗАВОДА» разработал новую серию двухобмоточных трансформаторов 110 кВ и разрабатывает новую серию трехобмоточных трансформаторов на класс напряжения 110 кВ.

**— Одним из приоритетных направлений работы Холдинга является сервисное обслуживание объектов энергетики, расскажите об этой сфере деятельности компании?**

— Сервисное обслуживание структурно входит в состав производственного комплекса. Основные функции этого блока — доставка и монтаж всего оборудования, которое производится Холдингом. В состав «ЭЛЕКТРОЗАВОДА» недавно вошло новое сервисное предприятие НИЦ ЗТЗ-СЕРВИС (Украина), которое специализируется на диагностике и выполнении ремонта трансформаторного оборудования. На его базе мы планируем создать новое направление по оказанию услуг нашим потребителям.

**— Подводя итог модернизации предприятий холдинга, что бы вы отметили в первую очередь?**

— Безусловно, общий объем инвестиций. Они уже составили около 7 млрд руб. До 2010 года мы планируем вложить еще 3 млрд руб. Изменения затронут не только производственные линии завода, но и маркетинг, кадровую политику. Несмотря на то, что уже сегодня загруженность производственных мощностей наших предприятий близка к 100%, мы более смело будем вести сбытовую политику — делая ставки на российские регионы.



**А. В. Клевцов,**  
генеральный директор-главный  
специалист,  
ЗАО «НПП «АКИС», Тула

## ПРОБЛЕМА ОРГАНИЗАЦИИ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ПРОМЫШЛЕННОМ ОБОРУДОВАНИИ

*Как известно, в условиях нынешнего роста цен на энергоносители, перед потребителями электроэнергии стоит задача снижения энергоемкости выпускаемой продукции и услуг. К 2010 году при ожидаемом увеличении объема произведенного ВВП на 87%, планируется обеспечить рост внутреннего потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) всего на 10%. Такой разрыв в темпах роста ВВП и потребления ТЭР предлагается покрыть снижением энергоемкости ВВП к 2010 году на 70%. Из-за роста издержек на энергоснабжение и активного давления государства на потребителей ТЭР предприятия вынуждены принимать срочные меры по повышению энергоэффективности производства.*

Изначальным и фундаментальным шагом в решении этой задачи следует считать Федеральный закон об энергосбережении от 10 апреля 1996 года, в котором обозначены основы государственного управления энергосбережением, включающие в себя:

- основные принципы управления энергосберегающими мероприятиями;
- эффективное использование энергетических ресурсов;
- проведение энергетических обследований предприятий и организаций;
- тщательный учет потребляемых энергетических ресурсов;

- проведение статистических наблюдений за потреблением энергетических ресурсов и их эффективным использованием.

Устоявшийся и широко применяемый в настоящее время термин «энергосбережение» трактуется ГОСТом Р 51387-99 как «реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических мер, направленных на эффективное использование топливно-энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии». В этой связи существуют и в определенной мере реализуются три основных направления работы в области энергосбережения:

- экономия и оптимизация расхода первичного топлива, используемого в отраслях топливно-энергетического комплекса, в том числе и для выработки электрической энергии;
- совершенствование средств и методов учета потребления энергетических ресурсов, включая эффективный контроль потребления электрической энергии;
- снижение потерь всех видов электрической энергии на этапах выработки, передачи, преобразования и использования как в технологической, так и в коммунально-бытовой сфере.

Несмотря на масштабность и актуальность проблем в области энергосбережения в целом, необходимость проведения работы в таком конкретном и очевидном направлении, как оптимизация потребления электрической энергии (ОПЭ) в технологическом оборудовании, не вызывает сом-



нений. Определяющими предпосылками для скорейшего решения проблемы ОПЭ являются:

- введение жестких условий во взаимоотношениях между энергоснабжающими структурами РАО «ЕЭС России» и непосредственными потребителями — промышленными предприятиями;
- высокий процент износа технологического оборудования промышленных предприятий (до 80%) практически всех отраслей, за исключением газовой и нефтяной, прямо влияющий на уровень электропотребления;
- наличие развитой и опробованной технической базы как основы для создания моделей и алгоритмов управления уровнем электропотребления;
- появление сравнительно недорогих интеллектуальных средств управления: программируемых реле и контроллеров, промышленных компьютерных систем, автономных программируемых приводных устройств и т.д.;
- достигнутый высокий уровень в области приводной техники, особенно в секторе регулируемого электропривода;
- отдаленные перспективы для большинства промышленных предприятий в плане коренной реконструкции собственного производства, в ходе которой можно было бы эффективно решать вопросы реального снижения электропотребления.

Конечная цель и смысл ОПЭ в тезисном выражении: тратить электроэнергию нужно ровно столько, сколько необходимо для полноценного технологического процесса при достижении минимума потерь. Заметим, что оптимизация технологического процесса с целью достижения минимума потребляемой электрической энергии предмет другой обширной и не менее значимой темы.

Общее содержание работ по оптимизации потребления электроэнергии представляется в следующем:

1. Разработка теоретических основ для создания специальных режимов работы электрооборудования технологических установок.
2. Создание моделей и алгоритмов оптимизации уровня потребления электроэнергии для определенных групп технологического оборудования.
3. Разработка, внедрение инженерных решений и технических средств, позволяющих снизить потребление электроэнергии в технологическом оборудовании.
4. Модернизация технологического оборудования в части электротехнических устройств и аппаратов с целью потышения полезного использования электроэнергии и сокращения потерь.
5. При согласовании с условиями технологического процесса, оптимизация установленной мощности силового оборудования с целью снижения уровня электропотребления, а следовательно и повышение технико-экономических показателей производства.

В настоящее время практически не существует системы общетеоретических методов, нашедших практическое выражение в создании и внедрении конкретных инженерных решений в области оптимизации потребления электрической энергии в промышленном технологическом оборудовании.

Причинами этого являются:

1. Пока сравнительно низкий, экономически необоснованный уровень тарифов на электроэнергию, действующий на территории России, а следовательно, отсутствие остроты проблемы, связанной с долей стоимости потребляемой электроэнергии в себестоимости производимой продукции.
2. Отсутствие средств у значительной части предприятий, не относящихся к военно-промышленному и газонефтяному комплексам, необходимых для проведения даже частичной реконструкции и обновления оборудования.
3. Практическое отсутствие системы опробованных методов проведения энергоаудита технологического оборудования, результаты которого могли бы стать основой для создания и внедрения конкретных инженерных решений, позволяющих снизить уровень потребления электроэнергии.
4. Слабая заинтересованность соответствующих государственных и коммерческих структур в вопросах целевого финансирования научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ (НИОКР), направленных на решение данной проблемы.
5. Незавершенность процессов приватизации и структурной перестройки практически во всех сферах промышленного производства.

Вполне очевидно, что отправной точкой для проведения работ по ОПЭ является эффективный и достоверный энерготехнологический аудит, основными составляющими которого являются:

- обследование и анализ состояния электротехнического оборудования технологических установок;
- поиск и подготовка исходных данных для формирования технического задания на разработку мероприятий по оптимизации и снижению электропотребления по каждой технологической установке;
- определение режимов реального электропотребления технологических установок;
- оценка состояния технологического оборудования на предмет необходимости, объема и способа реконструкции или ремонта;
- оформление отчета о проведении энерготехнологического аудита.

Независимо от условий проведения энерготехнологического аудита, для полноценного обследования состояния электротехнического оборудования и определения уровня электропотребления технологических установок необходима эксплуатационная документация завода-изготовителя, в частности, паспорт, техническое описание и инструкция по эксплуатации. В случае наличия неполного комплекта документации либо ее полного отсутствия, попутно производятся уточнения и восстановление отсутствующей информации, необходимой не только специалистам по аудиту, но и техническому персоналу. Безусловно, при проведении аудита возникает масса проблем организационного и технического характера, связанных в конечном итоге с общим состоянием конкретного производства и отношением определенных должностных лиц к данной

проблеме. Следует отметить проявление истинной заинтересованности и откровенной лояльности к проведению обследования технологического оборудования на предприятиях, имеющих организационно-правовой статус в виде закрытого акционерного общества. К основным вопросам, затрудняющим в общем плане проведение энерготехнологического аудита, стоит отнести:

- сложности с запуском технологической установки в штатном режиме с целью оценки уровня электропотребления;
- отсутствие заводской эксплуатационной технической документации;
- очень часто низкий уровень квалификации обслуживающего технического персонала;
- значительный физический износ оборудования технологических установок;
- отсутствие «истории» эксплуатационного ремонта, связанного с заменой элементов, узлов и агрегатов, отличающихся от комплектации завода-изготовителя;
- не совсем полное и четкое представление руководителей технологических и эксплуатационных служб о целях и содержании работ по энерготехнологическому аудиту, противоречивость в действиях большинства руководителей государственных предприятий и открытых акционерных обществ в стремлении снизить энергоемкость своего производства, с откровенным нежеланием не допускать специалистов аудиторских фирм к обследованию, по сути состояния технологического оснащения производства, тем самым «не выносить сор из избы».

Возможна и другая организация работ по оптимизации и снижению уровня электропотребления, которая в принципе уже проводится как на ряде предприятий с энергоемким производством как составляющая в деле модернизации конкретных технологических установок и, как бы естественным образом, «вписывающаяся» в рамки организационных и финансовых проблем. В этом случае, на волне масштабной, либо частичной реконструкции, независимо от формы собственности предприятия, есть реальная возможность осуществить конкретные технические решения по снижению уровня электропотребления в технологическом оборудовании.

Приведем примерный состав работ, ранее выполненных на ряде предприятий:

1. При работе с энергоемкой технологической установкой, находящейся в эксплуатации:

- тщательное обследование состояния силового электрооборудования и средств управления установкой;
- в случае отсутствия эксплуатационной документации, восстановление ее, особенно в части электротехнического оборудования;
- проведение замеров и определение реального уровня электропотребления в штатных режимах работы установки (агрегата);
- рассмотрение вариантов и анализ возможности снижения уровня электропотребления;
- моделирование и проверка технических решений;
- технико-экономическая оценка возможных вариантов и выбор конкретного решения.

2. При проектировании технологической установки (линии):

- рассмотрение технического задания;
- в качестве субподрядного исполнителя для проектно-конструкторской организации, участие в выборе электротехнической комплектации и разработке технических решений, направленных на оптимизацию потребления электроэнергии;
- проведение пуско-наладочных работ и непосредственное внедрение;
- оценка эффективности технических решений в плане экономии электроэнергии и расчета удельного электропотребления.

В заключение необходимо отметить еще одно обстоятельство, касающееся статуса проводимых мероприятий по снижению потребления электроэнергии, именно при данном подходе, когда основная цель — не совершенная отчетность и разработка рекомендаций, характерные для классического энерготехнологического аудита, а реальное и осязаемое сокращение количества электроэнергии на конкретном производственном цикле. В соответствии с законодательной и нормативной документацией, действующей на территории РФ на 01.01.2005 г. (Федеральный закон «Об энергосбережении» от 3 апреля 1996 года № 28-ФЗ, постановление Правительства Российской Федерации от 2 ноября 1996 года № 1087 «О неотложных мерах по энергосбережению», Временное положение Минэнерго РФ от 27 сентября 1996 года «О проведении энергетических обследований организаций», ГОСТР 51541-99 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей.», ГОСТР 51379-99 «Энергосбережение. Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов»), право на проведение энерготехнологического аудита и энергетического обследования для разработки энергетического паспорта имеют органы государственного надзора и организации-энергоаудиторы. При наличии у организации-энергоаудитора всех необходимых разрешений, лицензий и сертификатов отчет по энерготехнологическому аудиту будет являться официальным документом, годным, скажем, для рассмотрения межхозяйственных споров в арбитражном суде. Безусловно, легитимность и официальный статус обследований просто необходимы, если объектом мероприятий по энергоаудиту являются системы энергоснабжения и распределения электроэнергии в производственной инфраструктуре предприятия. Работа по обследованию конкретного технологического оборудования на предмет оптимизации электропотребления находится в плоскости модернизации производственных мощностей и носит характер опытно-конструкторской работы, результаты которой могут и не оформляться с позиций официального статуса, а использоваться только для повышения эффективности производства и минимизации энергоемкости выпускаемой продукции. Договорные обязательства, единственное, что может устанавливать какие-то рамки в проведении такой работы по обоюдному согласию заказчика и исполнителя.

Э. А. Киреева

## ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ АНАЛИЗАТОРОВ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

*Современная диагностика решает такие важные задачи, как определение технического состояния электрооборудования, предупреждение аварий, повышение эффективности ремонтов и снижение числа необоснованных разборок электрооборудования, а также оценку его остаточного ресурса, в первую очередь того электрооборудования, которое отработало свой нормативный срок. Но кроме измерительных средств, контролирующих состояние и параметры эксплуатируемого электрооборудования, необходимы средства, определяющие условия работы этого электрооборудования, влияющие на его технические характеристики, в том числе и на нормативный срок службы. К ним относятся, например, современные анализаторы качества электрической энергии, пока еще не так часто встречающиеся в электролабораториях. Дело в том, что существенная часть сбоев и неполадок современного оборудования, систем контроля, автоматики и управления связана с отклонениями качества электроэнергии. Причем, подобные сбои, отказы и поломки могут выглядеть как «беспричинные», а, следовательно, непредотвратимые. Применяемые в этих случаях источники бесперебойного питания не всегда являются 100%-ной гарантией от неполадок, а самое*

*главное — не дают представления о причине внештатных ситуаций. С помощью измерителей качества электроэнергии можно определить, насколько фактические показатели качества электроэнергии отличаются от нормируемых, и принять необходимые меры. Что же сегодня предлагают производители анализаторов?*

ЗАО «ПРИСТ» предлагает следующие модели анализаторов и приборов комплексного контроля.

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 (фото 1) 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.



**Фото 1. ПКК-57**

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 порядка 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-232S с оптической развязкой, ЖК-дисплей с подсветкой, батарейное питание.

в) Анализаторы норм качества электрической энергии типов АКЭ-9032 и АКЭ-2020 выполняют полный анализ качества электроэнергии в 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; 310... 600 с погрешностью $\pm(0,5\% + 2 \text{ ед. сч.})$
Диапазон измерения аномалии напряжения, В	15...310; 310...600 с погрешностью $\pm(1\% + 2 \text{ ед. сч.})$
Диапазон измерения тока, А	5...260; 260...1000 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 φ	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; 10...99,9 с погрешностью $\pm(2\% + 2 \text{ ед. сч.})$
Диапазон измерения целостности проводников заземления	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 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; 10... 199,9 с погрешностью $\pm(5\% + 3 \text{ ед. сч.})$
Диапазон измерения сопротивления цепи «Ф-З», Ом	0,01...19,9; 20...199,9; 200...1999 с погрешностью $\pm(5\% + 3 \text{ ед. сч.})$
Диапазон измерения сопротивления заземления, Ом	0,01... 19,9; 20... 199,9; 200... 1999 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), энергии (активной, реактивной) и коэффициента мощности;
- 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).

Анализаторы имеют:

- внутреннюю память 2 Мб (автономная запись 63 параметров 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.



## Технические характеристики анализаторов АКЭ

Характеристики	Параметры	Значения	
В режиме анализа норм качества электрической энергии 1Ф и 3Ф систем электроснабжения			
		9032	2020
Напряжение	Диапазон измерений (автовыб.) Разрешение Погрешность Правильность подключения, чередование фаз	15...310 В 310...600 В 0,2 В 0,4 В $\pm(0,5\% + 2 \text{ ед. сч.})$ индикация: 8 цифровых комбинаций	
Аномалии напряжения (только АКЭ-9032)	Диапазон измерений (р/выбор) напряжений, В Погрешность измерения Интервал между выборками	15...310; 30...600 $\pm(1,0\% + 2 \text{ ед. сч.})$ 10 мс	- -
Ток	Диапазон измерений (автовыб.) тока, А Погрешность измерения	5...260; 200...3000 $\pm(0,5\% + 2 \text{ ед. сч.})$	
Измерение активной, реактивной, полной мощности	Диапазон измерений (Вт, ВАР, ВА) Разрешение Погрешность измерения	0 Вт... 999,9 МВт (3 предела) 0,1 0,1 К 0,1 М $\pm(1,0\% + 2 \text{ ед. сч.} + \text{ погрешность преобразователя})$	
Измерение активной, реактивной энергии	Диапазон измерений (Втч, Варч) Разрешение Погрешность измерения	0... 999,9 (3 предела) 0,1 0,1 К 0,1 М $\pm(1,0\% + 2 \text{ ед. сч.} + \text{ погрешность преобразователя})$	
Измерение коэффициента мощности (cos φ)	Диапазон измерений (°) Разрешение (°) Погрешность измерения (°)	0,200,500,80 0,01 0,6 0,7 1,0	
Гармоники (напряжение и ток)	Диапазон измерений Коэффициент гармонических искажений Погрешность измерений Разрешение	от 0 до 49-й гармоники 0,99% 0...25 гарм 26...33 гарм 34...49 гарм $\pm(5\% + 2 \text{ ед. сч.}) \pm(10\% + 2 \text{ ед. сч.}) \pm(15\% + 2 \text{ ед. сч.})$ 0,1 В/0,1 А	
Общие данные	Дисплей Внутренняя память (регистрация), Мб Внутренняя память (сохранение), ячейки Длина записи (63 параметра) Условия эксплуатации Напряжение питания Габариты, мм Масса, кг	Графический ЖКИ высокого разрешения (128×128), экран 73 мм×73 мм, монохромный с подсветкой 2 35 более 30 суток при t дискр. 15 мин (автономная запись в режиме анализатора) 0°C... 40°C, отн. влажность, менее 80% 1,5 В × 6 (тип АА) 225 × 165 × 105 1,5	

**Инженерная компания «ПРОСОФТ-СИСТЕМС»** предлагает анализаторы качества электрической энергии АПКЭ-1, предназначенные 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 ГОСТом 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, осуществляющий в режиме реального времени сбор, статистическую обработку, анализ, отображение, архивирование, хранение и передачу измерительной информации по интерфейсам RS-232 и Ethernet.

Портативные электроанализаторы AR.5 являются новейшей разработкой **фирмы Circutor** (поставщик: ЗАО «Энерготест»). Они намного опередили аналоги по своим техническим характеристикам.

Анализаторы имеют наименьшие массогабаритные параметры при наибольших функциональных возможностях: позволяют измерять и записывать в память напряже-



**Фото 2. ANALYST 3Q**

ние, 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. Они позволяют просматривать формы синусоид токов и напряжений, одновременно отображать до 30 параметров в реальном времени, программировать анализаторы с помощью экранного меню и др.

Портативные анализаторы качества электроэнергии трехфазных сетей ANALYST 3Q (фото 2) (фирма Lem Instruments) представляют собой малогабаритные, простые в эксплуатации приборы, позволяющие выводить на дисплей одновременно все параметры качества электроэнергии для быстрой диагностики исследуемой сети. Кроме того, анализаторы измеряют: активную, реактивную и полную мощности, cos, фазовый угол, активную и реактивную энергию, напряжение, ток, частоту.

Анализаторы качества электроснабжения Fluke 430 (фото 3) (для трехфазной сети) и Fluke 43 В (для однофазной сети) представляют новую серию приборов подобного назначения компании Fluke. Они дают возможность про-

## Технические характеристики анализаторов 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	10 000
Разрядность АЦП	16
Основная приведенная погрешность регистрации аналоговых сигналов, не более, %	0,4
Максимальный регистрируемый ток, не более, А	10
Максимальное регистрируемое напряжение, не более, В	500
Потребляемая мощность, не более, Вт	65
Вес прибора, не более, кг	10
Номинальный диапазон напряжения питания прибора, В:	
● переменного	~ 85... 264;
● постоянного	= 120... 370
Номинальный диапазон частот питающего напряжения, Гц	47... 440
Габариты, мм:	
● блок электроники	144 × 245 × 278
● выносной модуль измерения тока	80 × 179 × 205
Наработка на отказ, не менее, ч	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	20 000 (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
Вес процессорного блока, кг	0,6

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

Диапазон рабочих температур окружающей среды, °C	-10...+50
Диапазон оптимальной температуры окружающей среды, °C	0...+40
Габариты, мм	240 × 180 × 110
Вес, кг	1,7 (с аккумулятором)
Диапазон входных напряжений, В	
• при соединении «звезда»	57... 480
• при соединении «треугольник»	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...54 (56... 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.)

ведения 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



Фото 3. Fluke 430

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, быстрое действие 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. Анализаторы удобны в использовании благодаря меню, предоставляющему выбор различных режимов,

сочетают в одном приборе возможности анализатора качества электропитания, 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 мощности и  $\cos$  на трехфазных симметричных нагрузках; хранят в памяти до 20 изображений экрана. Как мультиметр, измеряют сопротивление, электропроводности, емкости, температуру. Как регистраторы записывают два параметра в течение 16 дней, напряжение, ток, частоту, мощность, гармоники, а также все показания осциллографа.

Регистраторы параметров качества электроэнергии «Парма РК3.01» (поставщик: ООО «Парма») устанавливают 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;

- экспертиза качества электроэнергии, связанная с возможными искажениями по договорам энергоснабжения.

Регистраторы предназначены для автоматизации коммерческого и технического контроля показателей качества электроэнергии по ГОСТу 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.

Регистраторы типа «Парма РК3.01» длительно хранят обрабо-

## Технические характеристики анализаторов модели 43В

Диапазоны измерения: <ul style="list-style-type: none"> <li>● напряжения, В</li> <li>● тока</li> <li>● частоты, Гц</li> <li>● мощности</li> <li>● <math>\cos \varphi</math></li> <li>● коэффициента гармоник</li> <li>● сопротивления</li> <li>● емкости</li> <li>● пускового тока, А</li> </ul>	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, °С	0... 50
Гарантия, лет	3

## 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 более	10
Мощность, потребляемая по измерительным каналам, ВА, не более	1,5
Масса, кг, не более	1,5

танную информацию (до 10 лет), что позволяет их применять на удаленных и необслуживаемых объектах.

Анализаторы качества электроэнергии «ППКЭ-1-150М» (поставщик: фирма «Энергияудит-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 232C; могут использоваться в качестве устройств коммерческого учета качества электроэнергии.

ППКЭ представляют собой 2-процессорную микро-ЭВМ с блоком гальванически развязанных аналогоцифровых 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; имеют изолированные от корпуса прибора входы для измерения сигналов напряжения в однофазной и трех- или четырехпроводной трехфазной электрической сети.



## Измеряемые параметры

Параметры	Пределы	Погрешность
Отклонение частоты, Гц	— 1...+1 от $f_{ном}$	не более $\pm 0,02$
Установившееся отклонение напряжения	от -15% от $U_{ном}$ до +15% $U_{ном}$	не более $\pm 0,3\%$ ;
Коэффициент искажения синусоидальности кривой каждого фазного напряжения, $K_U, \%$	0... 15	не более $\pm 10\%$ для $K_U > 1$ и не более $\pm 0,1$ абс. погр. для $K_U < 1 \%$
Коэффициент n-ой гармонической составляющей каждого фазного напряжения $K_{U(n)}, \%$	0... 10	не более $\pm 5\%$ для $K_{U(n)} > 1 \%$ и не более $\pm 0,05\%$ абс. погр. для $K_{U(n)} < 1 \%$
Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности, %	0... 10	не более 0,3% абс. погр.
Амплитудное значение напряжения в каждой из фаз, В	не более 440	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.	$\pm 10$ мс. абс. погр.
Коэффициент временного перенапряжения	1,1... 2,5 отн. ед	$\pm 10\%$
Длительность временного перенапряжения	40 мс... 60 с	$\pm 10$ мс. абс. погр.
Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности, %		
Частота появления провалов напряжения		

Возможности анализаторов:

- выводят измеряемую информацию в цифровой форме на дисплей и печатающее устройство;
- выводят результаты измерений и накопленной информации на любой IBM-совместимый персональный компьютер или передают ее с помощью модема;
- имеют защиту от несанкционированного доступа к программному обеспечению;
- 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 обеспечивают хранение заданных нормально и предельно допустимых значений ПКЭ, а также режим автоматической их установки при повторных включениях.

## Технические характеристики анализаторов

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

Анализаторы выдерживают по входным цепям длительные (до 2 часов) не более 3  $U_{ном}$  и кратковременные (до 1с) не более 1 кВ перенапряжения.



Ю. В. Матюнина  
Э. А. Киреева

## ЗАЗЕМЛЯЕМЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ АИISKУЭ

**Д**остоверность и оперативность учета электрической энергии становится все более актуальной задачей как для предприятий энергетики, так и для конечных потребителей. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета энергии и мощности (АИISKУЭ) позволяют:

### Предприятиям энергетики:

- автоматизировать обмен данными с субъектами ФОРЭМ (в том числе, и с оператором ФОРЭМ);
- автоматизировать расчеты с потребителями и субъектами ФОРЭМ;
- добиться повышения достоверности и оперативности учета электрической энергии;
- обеспечить автоматизированный контроль технического состояния электроэнергетических систем;
- реализовать различные схемы управления распределением энергии и мощности между потребителями;
- повысить эффективность работы предприятия.

### Крупным потребителям:

- добиться повышения достоверности и оперативности учета электрической энергии;
- реализовать различные схемы управления распределением энергии и мощности на предприятии с целью уменьшения затрат;
- снизить (часто в несколько раз) оплату за потребляемую энергию и мощность;

- автоматизировать расчеты с поставщиком энергии и мощности (энергокомпанией).

### Конечным потребителям:

- добиться повышения достоверности и оперативности учета электрической энергии;
- снизить (часто — существенно) оплату за потребляемую энергию и мощность за счет повышения точности измерений и расчетов;
- автоматизировать расчеты с поставщиком энергии и мощности (энергокомпанией).

По своей сути задача состоит в точном измерении количества потребленной или переданной энергии и мощности (возможно, с учетом суточных, зонных или других тарифов), обеспечении возможности хранения этих измерений (например, в течение месяца, года и т.д.) и доступа к этим данным для произведения расчетов с поставщиком/потребителем.

Кроме того, важной составляющей является возможность анализа потребления (передачи) энергии и мощности. Иногда анализ режимов потребления за месяц-два позволяет обнаружить существенные просчеты в организации работы предприятия с точки зрения потребления электроэнергии.

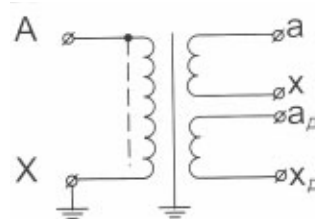
Поэтому к электрооборудованию, входящему в состав АИISKУЭ, предъявляются жесткие требования и в частности к ТН.

Ниже в качестве примера приведены сведения о ТН, выпускаемых ОАО «СЭТТ».

## а) ЗНОЛ. 06

Трансформаторы изготавливаются в климатическом исполнении «У» или «Т» категории размещения 3 по ГОСТу 15150. Допускается использование трансформаторов обоих исполнений при температуре окружающего воздуха в токопроводе или КРУ до +65°C при нагрузке трансформаторов не более чем номинальной мощностью класса точности 0,5.

Рабочее положение — любое.

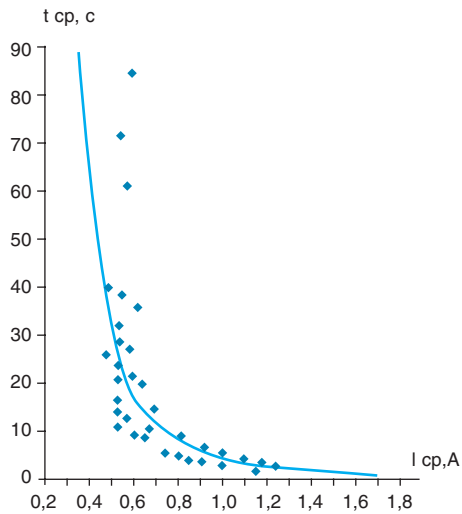


**Рис. 1. Принципиальная электрическая схема трансформатора ЗНОЛ. 06**

**Таблица 1**

### Технические данные

Наименование параметра	Нормы для типов						
	ЗНОЛ.06-6		ЗНОЛ.06-10	ЗНОЛ.06-15	ЗНОЛ.06-20	ЗНОЛ.06-24	ЗНОЛ.06-27
Класс напряжения, кВ	3	6	10	15	20	24	27
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	3,6	7,2	12	17,5	24	26,5	30
Номинальное напряжение первичной обмотки, В	3000/√3 3300/√3	6000/√3 6300/√3 6600/√3 6900/√3	10000/√3 10500/√3 11000/√3	13800/√3 15750/√3	18000/√3 20000/√3	24000/√3	27000/√3
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, В	100/√3 или 110/√3						
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	100/3 или 100 Или 110/3 или 110						
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А, в классе точности:							
0,2	15	30			50		
0,5	30	50			75		
1,0	50	75			150		
3,0	150	200			300		
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки в классе точности 3,0, В·А	150	200			300		
Предельная мощность вне класса точности, В·А	250	400			630		
Схема и группа соединения обмотки	1/1/1—0-0						
Номинальная частота, Гц	50 или 60						
Испытательное напряжение, кВ:							
— одноминутное промышленной частоты	24	32	42	55	65	75	80
— грозового импульса полного	40	60	75	95	125	150	170
— грозового импульса срезанного	50	70	90	115	150	175	200

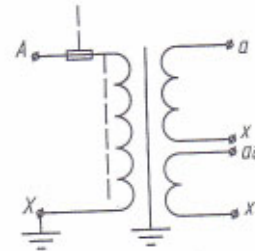


**Рис. 2. Ампер-секундная характеристика защитного предохранительного устройства с резистором С2-33-Н-0.25 13 Ом для трансформаторов ЗНОЛП в качестве плавкой вставки**

**б) ЗНОЛП (со встроенным защитным предохранительным устройством)**

Трансформаторы изготавливаются в климатическом исполнении «У» и «Т» категории размещения 2 по ГОСТУ 15150.

Рабочее положение — любое.



**Рис. 3. Принципиальная электрическая схема трансформатора ЗНОЛП**

**Таблица 2**

Наименование параметра	Значения для типа	
	ЗНОЛП-6	ЗНОЛП-10
Класс напряжения, кВ	6	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2	12
Номинальное напряжение первичной обмотки, В	6000/√3; 6300/√3 6600/√3 6900/√3	10 000/√3 10 500/√3 11 000/√3
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, В	100/√3 или 110/√3	
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	100/3 или 100 или 110/3 или 110	
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А, в классе точности:		
0,2	30	50
0,5	50	75
1,0	75	150
3,0	200	300
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки в классе точности 3, В · А	200	300
Предельная мощность вне класса точности, В · А	400 630	
Схема и группа соединения обмотки	1/1/1—0-0	
Номинальная частота, Гц	50 или 60	
Сопротивление резистора в составе предохранительного защитного устройства, Ом	13	
Номинальное мощность резистора, Вт	0,25	
Испытательное напряжение, кВ:		
— одноминутное промышленной частоты	32	42
— грозового импульса полного	60	75
— грозового импульса срезанного	70	90
Масса, кг	32±1,5	32±1,5

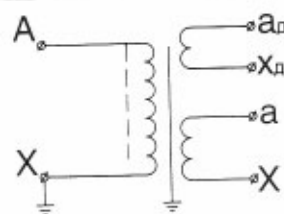


## в) ЗНОЛ

Трансформаторы предназначены для наружной установки и изготавливаются в климатическом исполнении «УХЛ» и «Т» категории размещения 1 по ГОСТу 15150.

Длина пути утечки — III по ГОСТу 9920.

Рабочее положение — вертикальное.



**Рис. 4. Принципиальная электрическая схема трансформатора ЗНОЛ**

**Таблица 3**

### Технические данные

Наименование параметра	ЗНОЛ-3	ЗНОЛ-6	ЗНОЛ-10
Класс напряжения, кВ	3	6	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	3,6	7,2	12
Номинальное напряжение первичной обмотки, В	3000/√3 3300/√3	6000/√3, 6300/√3 6600/√3, 6900/√3	10 000/√3 10 500/√3
Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	100/√3 или 110/√3		
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	100/3 или 100 или 110/√3 или 110		
Номинальная мощность с коэффициентом мощности активно-индуктивной нагрузки 0,8, В·А, в классе точности:			
0,2	15	30	50
0,5	30	50	75
1,0	50	75	150
3,0	150	200	300
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки с коэффициентом мощности активно-индуктивной нагрузки 0,8, в классе точности 3, В·А	150	200	300
Предельная мощность вне класса точности, В·А	250	400	630
Схема и группа соединения обмотки	1/1/1—0-0		
Номинальная частота, Гц	50 или 60		
Испытательное напряжение, кВ:			
— одноминутное промышленной частоты	24	32	42
— грозового импульса полного	40	60	75
— грозового импульса срезанного	50	70	90
Масса, кг, max	42		

## г) ЗНОЛЭ-35

Трансформаторы изготавливаются в климатическом исполнении «УХЛ» и «Т» категории размещения 2.1 по ГОСТу 15150.

Рабочее положение — любое.



**Рис. 5. Схемы трансформаторов ЗНОЛЭ**

Технические данные

Наименование параметра	Значения для типа	
Класс напряжения, кВ	35	27
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	30
Номинальное напряжение первичной обмотки, В	$35\,000/\sqrt{3}$	27 500
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, В	$100/\sqrt{3}$	100
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	$100/3$	127
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А, в классе точности: 0,2 0,5 1,0 3,0	10 или 15 60 120	150 300 600
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки в классе точности 3.0, В · А	100	400 (вне класса точности)
Предельная мощность вне класса точности, В · А	1000	
Схема и группа соединения обмотки	1/1/1-0-0	
Номинальная частота, Гц	50 или 60	
Испытательное напряжение, кВ: – одноминутное промышленной частоты – грозового импульса полного – грозового импульса срезанного	95 190 220	80 170 200
Масса, кг	60	

## НОВОСТИ

### В ЧУВАШИИ ОТКРОЕТСЯ ЗАВОД ПО ПРОИЗВОДСТВУ ПЕЛЛЕТ

В Ибресинском районе Чувашии на предприятии «Реал-бизнес-лес» планируется начать производство биотоплива, говорится в сообщении администрации района.

Установка, монтаж линии и начало производства биотоплива планируется в начале II квартала 2008 года.

В целях использования низкосортной древесины и отходов деревообработки, создания новых рабочих мест, дополнительного поступления средств в доходную часть местного бюджета предприятием ООО «Реал-бизнес-лес» с помощью администрации района продолжается освоение производства древесного и активированного угля и древесных гранул (пеллет) — биотоплива. Производство угля является перспективным и находит широкое применение в цветной металлургии, медицине, предприятиях ЖКХ, в быту.

В настоящее время на предприятии занято более 20 рабочих мест. Численность работающих планируется довести до 100 человек, и выпускать уголь и биотопливо до 3 тыс. т на сумму 15 млн руб. в год.

Отметим, что на две трети территории Ибресинского района занимают леса. С завершением газификации населенных пунктов района остается востребованной до 30 тыс. куб. м в год дровяной, низкосортной древесины и отходов деревообработки.

[www.rosbalt.ru](http://www.rosbalt.ru)

### В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ ЗАРАБОТАЛА УСТАНОВКА, ВЫДЕЛЯЮЩАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ЗА СЧЕТ СВОЕЙ МОЩНОСТИ

29 декабря 2007 года на территории Приморской котельной ГУП «ТЭК Санкт-Петербурга» вступила в строй первая установка для выработки электроэнергии за счет собственной тепловой мощности.

Как сообщили в пресс-службе правительства Санкт-Петербурга, губернатор города Валентина Матвиенко, присутствовавшая на запуске новых турбогенераторов, подчеркнула, что этот проект «можно назвать «пионерским», т.к. подобных ему в городе еще не было».

По данным пресс-службы, котельная потребляет много электричества, особенно зимой, когда нагрузка на сети достаточно высокая. Предполагается, что теперь она полностью обеспечит себя электроэнергией, а по окончании отопительного сезона сможет поставлять излишки электричества другим потребителям.

Напомним, в настоящее время в зоне работы Приморской котельной проживает около 600 тыс. петербуржцев.

[www.regnum.ru](http://www.regnum.ru)



## СРЕДНИЙ РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ

**С**редний ремонт трансформаторов включает организационные и технические мероприятия, вскрытие трансформатора, осмотр и мелкий ремонт активной части, деталей и сборочных единиц трансформатора.

В сравнении с текущим этот вид ремонта отличается объемом и сложностью работ. Согласно действующим нормам капитальный ремонт трансформаторов напряжением 110 кВ производится в первый раз в большинстве случаев после 12 лет эксплуатации. Применяя более совершенные способы диагностики, сроки проведения первого капитального ремонта можно пересматривать в сторону увеличения сверх 12 лет. В каждом конкретном случае изменение сроков капитального ремонта принимается после рассмотрения состояния трансформатора и необходимого обоснования.

Капитальный ремонт трансформатора производится, как правило, со вскрытием активной части, но без ее разборки. Необходимость подпрессовки обмоток является основной причиной периодического вскрытия активной части. Объясняется это тем, что в качестве основной твердой изоляции в конструкции трансформатора используется электрокартон с большой усадкой (около 10%). При отсутствии автоматической подпрессовки в процессе эксплуатации обмотки трансформатора распрессовываются и, следовательно, теряют или снижают свою электродинамическую стойкость. Поэтому для предупреждения деформаций обмоток под воздействием токов КЗ обмотки хотя бы 1 раз в течение срока службы трансформатора подвергаются подпрессовке.

Кроме того, необходимость вскрытия может быть вызвана некоторыми дефектами активной части, кото-

рые появляются с течением времени. К таким дефектам следует отнести следующие: старение масла и зашламливание активной части, увлажнение изоляции, ослабление прессовки магнитопровода, ухудшение изоляции между элементами магнитопровода (шпильками, ярмовыми балками и др.), ослабление крепления изоляционных барьеров обмоток и междуфазной изоляции, ослабление крепления отводов, излом изоляции отводов, износ механических деталей РПН; старение уплотняющих материалов, течи масла, разрушение покрытия внутренних поверхностей бака, разрушение опорной изоляции, (пяты-кольцо) прессующих винтов прессующего устройства обмоток, ослабление разъемных контактных соединений, корродирование поверхности, разрушение узла установки ввода и дефекты вводов напряжением до 500 кВ и выше, требующих их замены со сливом масла из бака трансформатора, повреждение схемы заземления магнитопровода и элементов прессующего устройства обмоток.

Вскрытие активной части трансформатора налагает требования в отношении увлажнения изоляции: чтобы уложиться в сроки проведения ремонта (разные у трансформаторов разного класса изоляции), проводится прогрев трансформаторов.

Капитальный ремонт без разборки активной части включает в себя перечень операций, выполняемых на узлах (элементах) трансформаторов в определенной технологической последовательности.

### **Организация ремонта трансформатора**

В подготовку к ремонту трансформатора входят работы по проверке и комплектованию технической документации,

инструмента, приспособлений, оборудования, материалов и ремонтных площадок. В зависимости от вида ремонта, его сложности и особенностей, условий и места проведения определяется объем подготовительных работ и обеспечение ремонта необходимой технической документацией: эксплуатационной, заводской и ремонтной, разрабатываемой ремонтной организацией (проект организации работ, проект реконструкции или модернизации, ППР).

Приемка в ремонт трансформатора оформляется актом. Трансформатор сдают в ремонт полностью в рабочем состоянии со всей технической, ремонтной и эксплуатационной документацией, а также с комплектом необходимых для ремонта запасных частей, деталей, материалов, инвентарной оснастки и оборудования для выполнения ремонта.

Выдача трансформатора из ремонта оформляется актом с передачей заказчику отчетной технической документации, протоколов испытаний и измерений.

## Условия пребывания активной части трансформатора на воздухе

Началом осмотра активной части считается:

- для трансформаторов, транспортируемых с маслом начало слива масла;
- для трансформаторов, транспортируемых без масла, вскрытие крышки или любой заглушки.

Осмотр активной части или капитальный ремонт считается законченным с момента герметизации бака или начала

вакуумирования перед заливкой маслом. Кратковременное вскрытие какой-либо заглушки и установка термометра для измерения температуры при прогреве не учитываются при определении продолжительности пребывания активной части на воздухе.

Вводимые в эксплуатацию трансформаторы до 35 кВ включительно осматриваются в соответствии с действующими заводскими инструкциями. Трансформаторы 35 кВ, проходящие капитальный ремонт, и все трансформаторы 110—750 кВ при монтаже и капитальном ремонте осматриваются в соответствии с указаниями, приведенными ниже.

Температура активной части в процессе всего периода разгерметизации должна превышать температуру точки росы окружающего воздуха (на ремонтной площадке) не менее чем на 5°C и во всех случаях должна быть не ниже 10 °C. Если естественные условия окружающей среды не обеспечивают этого требования, то трансформатор перед осмотром следует нагреть. Температура активной части в процессе осмотра определяется любым термометром (кроме ртутного), устанавливаемым на верхнем яреме.

Вскрытие предварительно прогретой активной части трансформатора, должно производиться при устойчивой ясной погоде без осадков.

Продолжительность работ, связанных с разгерметизацией бака, не должна превышать значений, приведенных в табл. 1. Если время осмотра превышает указанное в таблице, но не более чем в 2 раза, должна быть проведена контрольная подсушка трансформатора.

Таблица 1

Продолжительность пребывания активной части трансформатора на воздухе

Напряжение трансформатора, кВ	Мощность трансформатора, МВ. А	Допустимая продолжительность, не более, ч, при температуре воздуха выше 0°C;							Примечание
		Относительная влажность воздуха, %		$T_{a,ч} > T_{r,р}$ °C	Прогрев активной части до температуры, °C	Применение установки «Суховой»	Слив масла	При температуре воздуха ниже 0°C	
		До 75	До 85						
До 35 включительно	До 6,3	24	16	—	На 10°C выше температуры окружающего воздуха	—	Полный	12	—
110—220	10 и более	12	8	—	То же На 10°C выше температуры окружающего воздуха	—	То же »»	8	При ремонте
	До 80	12	8	5				8	
110—500	80 и более	32	20	5	60—80	Рекомендуется	»»	—	То же
110—330	До 400	16	12	10	—	—	»» Частичный	—	При монтаже То же
		32	20	5				—	
110—750	100 и более	—	Менее 100	5	—	Применение обязательно	Полный	—	»»

Примечание:  $T_{a,ч}$  — температура активной части;  $T_{r,р}$  — температура точки росы.

При относительной влажности окружающего воздуха более 85% трансформатор допускается осматривать только в закрытом помещении или во временном сооружении (тепляке), где можно создать необходимые условия для осмотра. При осмотре активной части трансформатора с продувкой сухим воздухом от установок типа «Суховей» общая продолжительность работ не должна превышать 100 ч и определяется специальной инструкцией завода-изготовителя.

## Основные технологические операции среднего ремонта трансформаторов

При среднем ремонте трансформаторов основные типовые технологические операции выполняют в следующей последовательности:

1. отсоединяют шины и спуски от вводов, силовые и контрольные кабели от двигателей и приборов, заземление трансформатора. Кабели маркируют;

2. проводят тщательный внешний осмотр трансформатора и составляют описание дефектов, подлежащих устранению при ремонте;

3. проверяют изоляционные характеристики трансформатора для последующего сравнения их с показателями после ремонта;

4. сливают из расширителя масло, проверяют при этом работу маслоуказателя и газового реле, перекрывают кран между расширителем и баком;

5. снимают вводы и навесные охладители, сливают масло из бака трансформатора на 150—200 мм ниже уровня крышки. Перекрывают краны и задвижки между охладителями и баком трансформатора, сливают из охладителей масло, снимают их и вводы с трансформатора, устанавливают заглушки на плоских кранах, задвижках и фланцах трансформатора. При невозможности доставки трансформатора на место ремонта в собранном виде производят демонтаж охладителей и вводов. Заполняют охладители маслом и устанавливают заглушки;

6. наносят разметку на всех рельсах и катках в местах их сопряжения, приподнимают трансформатор домкратами, убирают подкладки и опускают трансформатор на рельсы. Заряжают тросом полиспаст и закрепляют его за якорь и трансформатор, проверяют стыки на крестовинах рельсовых путей. Доставляют трансформатор на ремонтную площадку со скоростью, не превышающей 8 м/мин, и устанавливают по уровню, выверяя горизонтальность рамы бака;

7. испытывают трансформатор на ремонтной площадке;

8. устанавливают по габаритному чертежу трансформатора схемы строповки элементов арматуры, вводов, бака и других составных частей трансформатора;

9. сливают частично масло до уровня 150—200 мм от верха крышки (верхней части бака);

10. демонтируют газоотводные трубы, краны, задвижки, расширитель, выхлопную трубу, клапаны;

11. устанавливают заглушки;

12. определяют условия вскрытия и допустимую продолжительность пребывания активной части трансформатора

на воздухе при осмотре в зависимости от условий окружающей среды;

13. прогревают трансформатор методом постоянного тока или другим методом до температуры верхних слоев масла 60—80 °С;

14. сливают масло из бака с подсосом воздуха через воздухоосушитель, установленный ранее при частичном сливе масла;

15. снимают высоковольтные маслonaполненные вводы. Герметичные вводы ГБМТ с баками давления снимают вместе с баками, предохраня соединительную трубку от повреждений и резких изгибов (радиус изгиба должен быть не менее 90 мм);

16. снимают трансформаторы тока с бакелитовыми цилиндрами и устанавливают их нижней частью в емкость с маслом;

17. снимают вводы НН, отсоединив гибкие соединения через специальные люки или, разболтав контактную часть, демонтируют фарфоровые покрывки у разборных вводов (у трансформаторов, активная часть которых связана с крышкой, вводы ВН и НН до вскрытия трансформатора не снимают);

18. ввертывают до упора домкратные винты для фиксации переключющего устройства погружного типа, отсоединяют крепление переключющего устройства от бака трансформатора;

19. производят маркировку отводов, отсоединяют их от переключателей напряжения и закрепляют за активную часть, отсоединяют распорные болты, валы переключющих устройств, предварительно нанеся риски на муфты сцепления;

20. разболчивают крышку трансформатора или верхнюю часть бака, отпуская равномерно болты, начиная с середины боковых сторон;

21. снимают крышку, поднимают активную часть или снимают верхнюю часть бака. Подъем производят в строгом соответствии с указаниями габаритного чертежа, при этом следят за образованием по всему периметру зазора между баком и активной частью; подъем с перекосом запрещается;

22. устанавливают активную часть на деревянных подкладках, выложенных горизонтально по уровню; запрещается производить работы, если активная или верхняя часть бака находится «на весу»;

23. устанавливают временные стеллажи, обеспечивающие удобные и безопасные условия при ревизии активной части и при проведении работ на съемной части бака;

24. измеряют отношение  $\Delta C/C$  прибором ЕВ-3 или ПКВ-7;

25. проверяют затяжку доступных стяжных шпилек ярем, креплений отводов, барьеров, переключателей и других элементов активной части. Замеченные ослабления устраняют подтяжкой гаек;

26. проверяют затяжку винтов и домкратов осевой пресовки обмоток; на время затяжки домкратов внутренних обмоток в случае необходимости разрешается вывернуть



мешающие затяжке прессующие винты наружных обмоток. Эти винты затягивают при прессовке наружных обмоток. Подтягивание винтов и домкратов производят равномерно по всей окружности, затягивают контргайки;

27. проверяют затяжку, подтягивают разъемные соединения отводов, затягивают контргайки;

28. проверяют состояние прессовки остова и при необходимости проводят подпрессовку ярма. Выявляют места перегрева, забоин и шлакообразования. Заменяют дефектную изоляцию стяжных шпилек (полубандажей), восстанавливают в доступных местах разрушенную межлистовую изоляцию пластин активной стали конденсаторной бумагой или бакелитовым лаком. Выправляют забоины и удаляют шлакообразования;

29. осматривают изоляцию доступных частей обмоток, отводов, переключателей, цилиндров, вводов и других изоляционных элементов. Устанавливают наличие следов электрических разрядов, проверяют цвет и механическую прочность изоляции и принимают решение о дальнейшей эксплуатации трансформатора. Замеченные повреждения устраняют;

30. осматривают состояние доступных контактных поверхностей переключателей;

31. удаляют подагры с контактных поверхностей или заменяют контакты;

32. проверяют схему заземления активной части в соответствии с чертежом и производят измерения: сопротивления изоляции стяжных шпилек, бандажей и полубандажей ярем относительно активной стали и ярмовых балок; сопротивления изоляции прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок; сопротивления изоляции ярмовых балок относительно активной стали; сопротивления изоляции электростатических экранов относительно обмоток и активной стали (если предусмотрены конструкцией). Проверяют исправность цепи между заземляющими шинами экранов, устанавливают на место и закрепляют заземление экранов;

33. измеряют отношение  $\Delta C/C$  в конце ревизии перед опусканием активной части или установкой верхней части бака; приращения  $\Delta C/C$ , измеренные в конце и начале ревизии (приведенные к одинаковой температуре), не должны превышать значений, указанных в табл. 2;

35. промывают активную часть струей горячего трансформаторного масла, которое должно соответствовать предъявляемым требованиям;

36. удаляют остатки масла со дна бака;

37. промывают и очищают доступные внутренние части бака;

38. параллельно с работами на активной части ремонтируют основные наружные составные части трансформатора: крышку, бак, расширитель, предохранительные устройства, вводы, систему охлаждения;

39. опускают активную часть в бак, устанавливают крышку или ставят на место верхнюю часть бака;

40. восстанавливают заземление активной части на бак (если предусмотрено конструкцией), восстанавливают схему отводов;

41. герметизируют разъемы крышки или верхней части бака. Резиновые прокладки уплотнений рекомендуется предварительно приклеивать резиновым клеем к раме разъема. При разделке стыков прокладок концы на длине 60—70 мм полностью срезают. Середину стыка располагают против одного из болтов. При уплотнении разъемов подтягивают или отпускают болты одновременно по всему периметру, даже если неплотность по разъему разная. Затяжку считают нормальной, когда прокладка зажата на 2/3 первоначальной толщины;

42. устанавливают и уплотняют карманы вводов высокого напряжения;

43. устанавливают на бак и закрепляют трансформаторы тока;

44. устанавливают и закрепляют вводы ВН, подсоединяют отводы к вводам так, чтобы конус изоляции отвода вошел в экран вводной траверсы и стропов различной длины. При установке вводов необходимо предусмотреть меры против их опрокидывания;

45. устанавливают коробки вводов НН и вводы НН, подсоединяют к ним отводы. Установку вводов НН и подсоединение к ним отводов производят после заливки трансформатора маслом до уровня верхних ярмовых балок;

46. устанавливают пофазно изоляционные валы с приводом переключателей в соответствии с маркировкой. Закрепляют привод переключателя и выполняют его герметизацию. Проверяют по таблице, приведенной в чертеже отводов. Особое внимание обращают на согласование положения привода и переключателя;

47. устанавливают на люки и крышки постоянные заглушки и уплотняют их;

**Таблица 2**

**Наибольшие допустимые значения  $\Delta C/C$  изоляции обмоток трансформаторов 110 кВ и выше без масла**

Показатель	Значения $\Delta C/C$ %, при температуре обмотки, °С				
	10	20	30	40	50
$\Delta C/C$ приращение отношений $\Delta C/C$ , измеренных в начале и	8	12	18	29	44
в конце ремонта и приведенных к одной температуре	3	4	5	8,5	13

Примечание. Значения  $\Delta C/C$  относятся ко всем обмоткам трансформатора

Таблица 3

## Вакуумирование и заполнение маслом трансформаторов

Технологическая операция	Класс напряжения трансформатора, кВ	Остаточное давление в баке, МПа	Продолжительность операции, ч	Температура масла, °С	Примечание
Вакуумирование трансформатора перед заполнением маслом	110—150	0,001	2	—	Для баков трансформаторов, не рассчитанных на полный вакуум, допустимое значение остаточного давления приводится в сопроводительной технической документации, а при ее отсутствии устанавливается 0,054 МПа для трансформаторов 110—220 кВ
	220—750	0,001	20	—	
Заполнение трансформатора маслом	110—150 220—750	0,001 0,001	Скорость заполнения не более 3 т/ч	Более 10 45—60	Температуру и скорость поступления масла в бак контролировать в процессе всей заливки
Выдерживание трансформатора под вакуумом и пропитка изоляции	110—150	—	6	Снижается	Температура активной части трансформатора, залитого маслом, изменяется в зависимости от температуры окружающей среды
	220—750	—	10		
Снятие вакуума и пропитка изоляции при атмосферном давлении	110—150	0,001	3	То же	Снимать вакуум необходимо с подачей воздуха в бак трансформатора через силикагелевый осушитель
	220—750	0,001	5		

48. подготавливают трансформатор к вакуумированию. Устанавливают на бак задвижки и краны, временный маслоуказатель, подсоединяют трубопроводы временной масловакуумной системы;

49. проверяют бак трансформатора на натекание, для чего включают вакуумный насос, открывают вентиль вакуум-провода на крышке бака трансформатора и равномерно ступенями по 0,013 МПа через каждые 15 мин устанавливают в баке вакуум с остаточным давлением 0,001 МПа. Закрывают вентиль вакуум-провода на крышке трансформатора. Трансформатор считается герметичным, если абсолютное давление внутри бака не превышает 0,003 МПа;

50. вакуумируют и заливают маслом (табл. 3). Вакуумирование бака разрешается выполнять при установленных вводах или усиленных заглушках на патрубках, карманах, коробках вводов и т.д. Трансформаторы до 35 кВ включительно и трансформаторы 110 кВ, баки которых не рассчитаны на полный вакуум, заполняют без вакуумирования при атмосферном давлении с помощью центрифуги, фильтр-пресса или цеолитовой установки маслом с температурой не ниже 10°С до уровня несколько выше верхнего ярма;

51. устанавливают расширитель, выхлопную трубу и газоотводящую систему, собирают и подсоединяют навесные охладители, термосифонные фильтры, присоединяют к расширителю воздухоосушитель и трубопровод для доливки масла;

52. устанавливают приборы газовой защиты и сигнализации. Собирают и подсоединяют систему масляной защиты к расширителю;

53. доливают трансформаторы и заполняют маслом системы охлаждения через расширитель со скоростью не более 4 т/ч до уровня максимальной отметки маслоуказателя расширителя;

54. испытывают бак трансформатора на маслоплотность избыточным давлением столба масла высотой 0,6 м над высшим рабочим уровнем масла в расширителе в течение 3 ч при температуре масла не ниже 10 °С. При доливке и испытании избыточным давлением трансформаторов с азотной или пленочной защитой руководствуются указаниями технической документации;

55. испытывают трансформатор; при необходимости подсушивают; перекачивают трансформатор и устанавливают на фундамент так, чтобы крышка имела подъем 1—1,5% по направлению к газовому реле, если в сопроводительной документации нет специальных указаний и уклон не предусмотрен конструкцией бака;

56. присоединяют выносную систему охлаждения к трансформатору;

57. доливают масло в трансформатор и в систему охлаждения через расширитель со скоростью не более 4 т/ч с последующим отстоем в течение 12 ч, при этом руководствуются инструкциями завода-изготовителя;

58. выпускают воздух из трансформатора, вводов и охладителей, включают масляные насосы системы охлаждения, проверяют правильность вращения роторов маслонасосов по манометрам. При закрытой заслонке давление по манометру должно быть не менее 0,13 МПа;

59. проверяют направление вращения крыльчаток вентиляторов, при этом поток воздуха, создаваемый крыльчат-

Таблица 4

Наименьшие допустимые сопротивления изоляции  $R_{60}$  обмоток трансформатора в масле

Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	Значения $R_{60}$ , МОм, при температуре обмотки, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 35	450	300	200	130	90	60	40
110	900	600	400	260	180	120	80
Выше 110	Не нормируется						

Примечание. Значения, указанные в таблице, относятся ко всем обмоткам трансформатора.

кой, должен быть направлен в сторону пучка охлаждающих трубок охладителя;

60. проверяют работу фильтров системы охлаждения. Разница избыточного давления на выходе и входе масла в фильтрах должна быть не более 0,2 МПа;

61. включают циркуляцию масла в трансформаторе не менее чем на 8 ч, затем отключают и дают маслу отстояться в течение 12 ч;

62. оформляют документацию на ремонт.

### Определение необходимости контрольной подсушки или сушки трансформаторов после капитального ремонта

Трансформаторы, прошедшие капитальный ремонт, могут быть включены в работу без контрольной подсушки или сушки при соблюдении условий проведения ремонта и времени пребывания активной части на воздухе в соответствии с требованиями табл. 1, а также при соответствии изоляционных характеристик масла и обмоток установленным требованиям. При сравнении характеристик изоляции до и после капитального ремонта следует также учитывать влияние качества масла на характеристики изоляции.

При включении трансформаторов после капитального ремонта без контрольной подсушки или сушки должны соблюдаться следующие условия:

- для трансформаторов до 35 кВ включительно мощностью до 1000 кВ·А сопротивление изоляции за время ремонта не должно снижаться более чем на 40% или быть не ниже данных, указанных в табл. 4, пробивное напряжение масла должно соответствовать требованиям, указанным в табл. 5;

- для трансформаторов 35 кВ мощностью выше 1000 до 10 000 кВ·А включительно сопротивление изоляции за время ремонта не должно снижаться более чем на 40% или быть не ниже данных, указанных в табл. 4, отношение  $R_{60}/R_{15}$  при  $t$  10—30 °С не должно быть менее 1,3, а характеристики масла должны соответствовать требованиям, указанным в табл. 5;

- для трансформаторов 35 кВ мощностью более 10 000кВ·А сопротивление изоляции после ремонта не должно быть ниже значений, указанных в табл. 4,  $\text{tg } \delta$ , отношение  $R_{60}/R_{15}$  при  $t$  10—30°С должно быть не менее

1,3, а характеристики масла должны соответствовать требованиям, указанным в табл. 5;

- для трансформаторов 110 кВ и выше приращение  $\Delta C/C$  не должны превышать значений, приведенных в табл. 2. Сопротивление изоляции за время ремонта не должно снизиться более чем на 30%, а его значение должно быть не ниже указанных в табл. 4,  $\text{tg } \delta$  или  $C_2/C_{50}$  не должны увеличиться соответственно более чем на 30% и 20%, отношение  $R_{60}/R_{15}$  при температуре 10—30 °С должно быть не менее 1,3, а характеристики масла должны соответствовать требованиям, указанным в табл. 5.

При рассмотрении условий включения трансформаторов без контрольной подсушки или сушки необходимо, чтобы характеристики масел, заливаемых в трансформаторы, соответствовали требованиям.

При заливке после ремонта трансформаторов маслом с другими, чем у слитого масла, характеристиками может наблюдаться изменение значений сопротивления изоляции и  $\text{tg } \delta$ , что должно учитываться при комплексной оценке состояния изоляции трансформатора введением поправок на изменение  $\text{tg } \delta$  масла.

Характеристики изоляции  $R_{60}$ ,  $\text{tg } \delta$ ,  $C_2/C_{50}$  должны измеряться при одной и той же температуре или приводиться к одной базовой температуре.

### Контрольную подсушку обмоток трансформатора проводят в следующих случаях:

1. при появлении признаков увлажнения масла или твердой изоляции, установленных осмотром или измерениями на трансформаторах, проходящих капитальный ремонт;

2. при продолжительности пребывания на воздухе активной части трансформатора больше времени, указанного в табл. 1;

3. при несоответствии нормам характеристик изоляции, измеренных при капитальном ремонте трансформатора.

### Сушку обмоток трансформатора производят в следующих случаях:

1. если контрольной подсушкой характеристики изоляции не приведены в соответствие с требованиями;

2. если продолжительность пребывания на воздухе активной части трансформатора при капитальном ремонте более чем вдвое превышает время, указанное в табл. 1.

Таблица 5

**Область применения и предельно допустимые значения показателей качества трансформаторного масла**

Показатели качества масла	Область применения								Масло всех марок в процессе эксплуатации
	До 220 кВ		До 500 кВ		До 750 кВ		До 750 кВ		
	ГОСТ 10121-76		ГОСТ 982-68 (ТКП)		ТУ-38-101-281-75		ГОСТ 982-68 (Т-750)		
	До заливки	После заливки	До заливки	После заливки	До заливки	После заливки	До заливки	После заливки	
Минимальное пробивное напряжение в стандартном маслопробойнике, кВ, для трансформаторов на напряжение: до 15 кВ от 15 до 35 кВ от 60 до 220 кВ от 330 до 500 кВ 750 кВ	30 35 45 —	25 30 40 —	30 35 45 55 —	25 30 40 50 —	30 35 45 55 —	25 30 40 50 —	— — — 55 65	— — — 50 60	20 25 35 45 55
tgδ при напряжении электрического поля 1 кВ, %, не более: при 20° С при 70° С при 90° С Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,2 2 — 0,02	0,3 2,5 — 0,02	0,2 1,5 2,6 0,02	0,3 2 — 0,02	— — 1 0,03	— — 1,5 0,03	— 0,3 0,5 0,01	— 0,5 0,7 0,01	— 7 <sup>*1</sup> — 0,25
Содержание водорастворимых кислот и щелочей, мг КОН	Отсутствуют								0,014 <sup>*2</sup>
Содержание механических примесей	Отсутствуют								
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не ниже	150	150	135	135	135	135	135	135	Снижение не более чем на 5° С по сравнению с предыдущим значением
Температура застывания, °С, не выше (проверяют для трансформаторов, работающих в районах с холодным климатом)	-45	—	-45	—	-50	—	-55	—	—
Общая стабильность против окисления (ГОСТ 981-75*):	Отсутствует	Отсутствует	0,01	—	0,02	—	Отсутствует	—	Не нормируется
Количество осадка после окисления, %, не более кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более	0,1	—	0,1	—	0,2	—	0,03	—	То же
Натровая проба, баллы, не более	1	1	1	1	1	1	1	1	>>
Влагосодержание, %: для трансформаторов, оборудованных воздухоосушителем	0,002	0,0025	0,002	0,0025	0,002	0,0025	0,002	0,0025	—
Для трансформаторов, оборудованных азотной и пленочной защитами	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002
Газосодержание, %, для трансформаторов, оборудованных азотной и пленочной защитами	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1 <sup>*3</sup>

<sup>\*1</sup> Для трансформаторов до 220 кВ и для трансформаторов 330—500 кВ tgδ эксплуатационного масла должно быть не более 5%, для трансформаторов 750 кВ — не более 2%.  
<sup>\*2</sup> Для трансформаторов мощностью более 630 кВ А и маслонаполненных вводов. Для трансформаторов мощностью менее 630 кВ А содержание водорастворимых кислот и щелочей в эксплуатационном масле должно быть не более 0,03 мг КОН.  
<sup>\*3</sup> Для трансформаторов, оборудованных пленочной защитой масла.  
 Примечание. При использовании новых типов масел необходимо руководствоваться требованиями соответствующих ТУ.

По материалам портала transform.ru



**Н. М. Рагинов,  
ООО «РАБИКА-  
энергосбережение»,  
Набережные Челны**

## УСТРОЙСТВА ПЛАВНОГО ЗАПУСКА — РАЗГОННИКИ КАК АЛЬТЕРНАТИВА ЧАСТОТНОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ

**Н**а некоторых промышленных предприятиях для запуска воздушных компрессоров, а также для гибкого управления их производительностью используется частотно-регулируемый привод. ЧРП — достаточно дорогое решение, но нерациональное производство сжатого воздуха обходится еще дороже.

Как известно, сжатый воздух является одним из самых дорогих видов энергии, используемых в современной промышленности: 1 кДж энергии, получаемой в пневмоприводах машин и механизмов, использующих сжатый воздух, обходится в 7—10 раз дороже, чем тот же 1 кДж, получаемый при работе электропривода. На производство сжатого воздуха расходуют в среднем около 20% всей потребляемой машиностроительной промышленностью электрической энергии.

Компрессоры для крупных промышленных производств выбираются с гарантированным запасом по производительности, обусловленным различными сочетаниями потребителей и изменениями производительности компрессора в зависимости от температуры и давления всасываемого воздуха. Опираясь на реальный опыт использования компрессоров, можно утверждать, что на более чем 60% предприятий большое потребление воздуха в дневную смену и слабое потребление во вторую и ночную смены, а по выходным сжатый воздух не нужен вовсе.



Специалистами компании «РАБИКА-энергосбережение» (Набережные Челны) был разработан комплекс устройств, позволяющих сократить расход электроэнергии на производство сжатого воздуха до 20% за счет:

- обеспечения эффективной и безопасной возможности отключения и плавного запуска электродвигателей большой мощности;
- автоматического поддержания необходимого для технологии давления в пневмосистеме с высокой точностью и вывода компрессорной установки в режим глубокого дросселирования;

Данные устройства по функциональности не уступают сложным и дорогим частотным преобразователям, а в случае с электродвигателями большой мощности, их внедре-





ние на компрессорной станции окупится в несколько раз быстрее (от 6 месяцев).

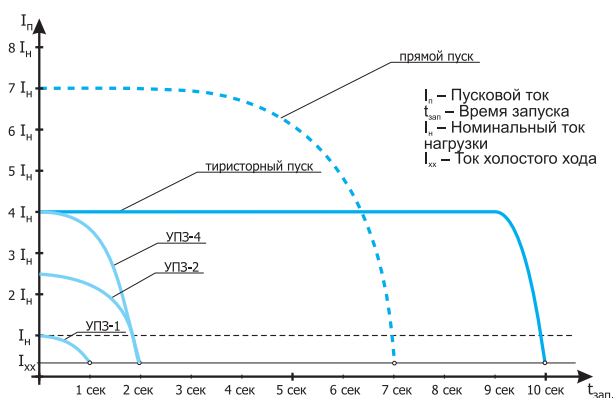
## Новый подход к плавному пуску — устройство-разгонник

Специалистами ООО «РАБИКА-энергосбережение» в 2003 году разработано и запатентовано устройство плавного запуска (УПЗ), основанное на совершенно иных принципах. УПЗ механическим способом с помощью дополнительного привода меньшей мощности постепенно раскручивает компрессорную установку, плавно доводя до заданных оборотов. После чего разгонник отцепляется, а на обмотки запускаемого двигателя подается напряжение.

Так как старт начинается с малых оборотов, предотвращается интенсивный износ подшипников. Пусковые токи минимальны вследствие того, что напряжение подается в тот момент, когда вал двигателя уже вращается в режиме, близком к рабочему.

Устройство работает полностью в автоматическом режиме. Ходом всех процессов управляет контроллер. УПЗ устанавливается индивидуально на каждый электродвигатель. При этом сохраняется существующая система прямого пуска.

Главной отличительной особенностью устройства плавного запуска ООО «РАБИКА-энергосбережение» является то, что первоначальная ударная нагрузка на муфту и вал компрессора приблизительно в 60 раз меньше, чем при прямом пуске. Ни один из известных видов запуска электродвигателей большой мощности не в состоянии даже теоретически обеспечить такие показатели, т. к. все они базируются на иных физических принципах. Незначительное тепловое воздействие на обмотки статора при пуске позволяет запускать высоковольтные электродвигатели с УПЗ даже из горячего состояния. Применение нового подхода к запуску элект-



**Диаграмма пусковых токов различных видов запуска синхронных электродвигателей**

родвигателей, а также нескольких технологических ноу-хау обусловили высокую эффективность и оптимальную стоимость УПЗ.

## Преимущества, получаемые при использовании УПЗ:

- время действия пусковых токов сокращается до 1—2 секунд;
- величина пусковых токов снижается;
- тепловое воздействие на обмотки статора электродвигателя в 4 раза меньше, чем при прямом пуске, что позволяет запускать электродвигатель даже из горячего состояния;
- первоначальная ударная нагрузка на муфту и вал компрессора приблизительно в 60 раз меньше, чем при прямом пуске;
- возможность работы упз в режиме регулятора давления с возможностью вывода компрессора в режим глубокого дросселирования после запуска компрессорной установки, что приравнивает устройство по функциональности к дорогим и сложным частотным преобразователям;
- увеличивается срок эксплуатации высоковольтного электродвигателя;
- улучшаются условия эксплуатации коммутационного электрооборудования;
- возможность автоматизированного удаленного управления с компьютера диспетчерского пункта через интерфейсы RS-232 и RS-485.

Режим глубокого дросселирования (РГД) предназначен для снятия нагрузки с электродвигателя, до величины тока холостого хода, т. е. в пределах 20% номинальной мощности, путем полного закрытия дроссельной заслонки на всасывающей линии компрессорной установки. Таким образом, производительность компрессора, в зависимости от потребности производства в сжатом воздухе, будет меняться от 100 до 0% в автоматическом режиме. Глубокое дросселирование также существенно облегчает пуск компрессора. По данным завода-изготовителя компрессоров

**НОВАЯ СЕРИЯ  
НИЗКОПРОФИЛЬНЫХ  
ПАРООБРАЗУЮЩИХ  
КОНДИЦИОНЕРОВ**

Компания Bessamaire представила новую серию низкопрофильных охлаждающих и нагревающих устройств для промышленного и коммерческого использования.

Высота низкопрофильного парообразующего кондиционера KUBE составляет всего лишь 120 см. Несмотря на свои относительно малые размеры, кондиционеры KUBE обеспечивают мощное и быстрое охлаждение и нагревание.

Во всех кондиционерах используется разработанная компанией Bessamaire технология вращательно-го водоотражения, которая позволяет равномерно распылять мельчайшие частички воды по всему объему для достижения оптимального кондиционирования. В новых моделях отсутствуют традиционные для водяных кондиционеров парообразующие пластины, что сводит к минимуму образование болезнетворных бактерий, грибковых спор или неприятных запахов. Парообразующее кондиционирование является экологически безопасной технологией, при этом такие устройства потребляют гораздо меньше электроэнергии (иногда до 90%) по сравнению с традиционными воздушными кондиционерами.

Стандартные кондиционеры KUBE имеют производительность от 3000 до 30000 кубических футов в минуту при разной регулируемой скорости работы. Нагревание обеспечивается опосредованно через теплообменник, при мощности каждого устройства до 400.000 БТЕ (Британская тепловая единица = 1055 джоуля). Все кондиционеры могут подключаться к единой сети. Для максимальной эффективности работы существует возможность удаленного управления сетью, включающей до 15 кондиционеров, через персональный компьютер или ноутбук.

Все устройства имеют четыре степени фильтрации, в том числе конечный фильтр защиты продуктов питания. Кондиционеры отличаются особо прочной конструкцией. Корпус имеет



К-250 и К-500, глубокое дросселирование снижает нагрузки на рабочие колеса компрессора, благодаря чему потери ресурса на каждый пуск уменьшаются с 50 до 15 часов. Для применения режима глубокого дросселирования необходимо произвести некоторую модернизацию механических узлов компрессора; минимизировать зазоры дроссельной заслонки, усилить всасывающий патрубок и провести ревизию помпажного клапана.

За 4 года серийного производства устройств плавного запуска было проведено более 80 внедрений, что сделало УПЗ лидером на рынке систем плавного пуска для компрессорных установок. На ряде предприятий с помощью УПЗ в течение года было произведено более 350 пусков компрессорной установки, при этом компрессор ни разу не останавливался на ремонт. В таком режиме работы была достигнута экономия электроэнергии от 2 до 4 млн кВт/ч в год на один компрессор.

**Модификации УПЗ и сферы их применения**

1. УПЗ для запуска насосных установок без регулирования давления.
2. УПЗ для запуска компрессоров и воздуходувок с возможностью поддержания заданного давления в пневмосистеме.
3. УПЗ для запуска двигателей СДБМ буровых установок.
4. УПЗ для запуска нагнетателей на очистных сооружениях и регулирования их производительности в зависимости от содержания кислорода в сточной воде.

УПЗ имеет высокий потенциал энергосбережения, что позволило ему найти применение практически во всех отраслях промышленности.

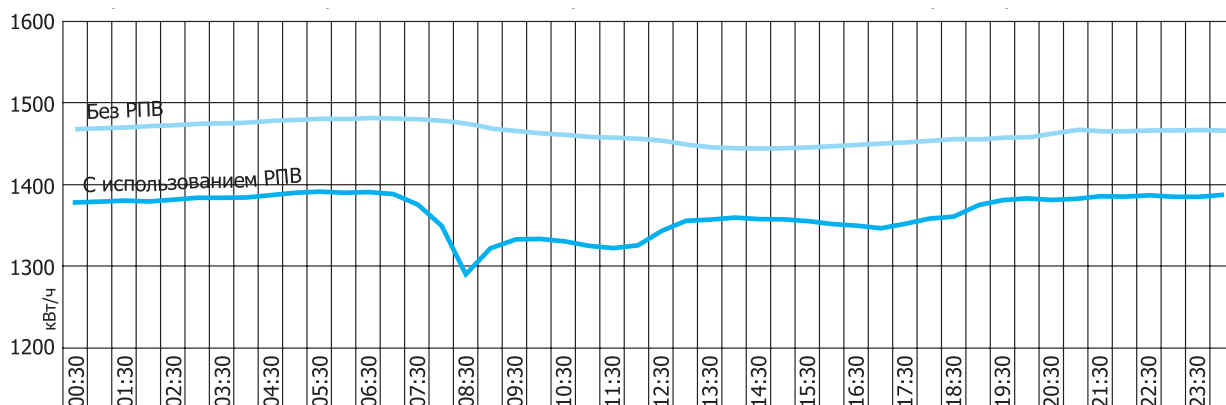
**Регулятор давления**

Другим направлением оптимизации работы систем производства сжатого воздуха является технология поддержания постоянного минимально допустимого давления в пневмосистеме.

Теоретически и практически доказано:

- каждые 0,1 кгс/см<sup>2</sup> давления нагнетания увеличивают электропотребление компрессора примерно на 1%;
- превышение минимально допустимого давления в пневмосистеме на 1 кгс/см<sup>2</sup> приводит к перерасходу энергии примерно на 10%.

По разным причинам, даже на химических и нефтехимических предприятиях нет равномерного использования сжатого воздуха в течение суток, не говоря уже о машиностроительных предприятиях.



**График получасовых значений потребления электроэнергии электродвигателем СТД-1600 компрессора К-250 (нефтехимическое производство с круглосуточным режимом работы)**

Самым экономичным режимом работы пневмооборудования является работа на минимально допустимом давлении. Даже незначительное увеличение давления в пневмосистеме выше минимально допустимого приводит к нерациональному расходу сжатого воздуха, поскольку увеличиваются массовый расход воздуха на работу пневмооборудования, а также утечки воздуха через неплотности в пневмосистеме.

Давление в пневмосистеме может повышаться либо из-за сокращения объема сжатого воздуха, используемого в производстве, либо из-за перепада температур всасываемого компрессором воздуха (вес  $1\text{ м}^3$  воздуха при  $-30^\circ\text{C} = 1,452\text{ кг/м}^3$ , а при  $+30^\circ\text{C} = 1,165\text{ кг/м}^3$ ). Разработанный нами регулятор давления — это электронное устройство, позволяющее с высокой точностью поддерживать в пневмо- и гидросистемах любое заданное давление без вмешательства обслуживающего персонала. Принцип действия регулятора заключается в том, что он с заданным интервалом опрашивает датчик давления и при необходимости воздействует на дроссельную заслонку всасываемой линии компрессорной установки. Таким образом, производится корректировка нагрузки электродвигателя, что позволяет компрессору работать в оптимальном режиме, не допуская перерасхода электроэнергии. С регулятором давления производительность компрессора точно соответствует реальной потребности в сжатом воздухе. Экономия электроэнергии достигает от 7 до 15%. В течение многих лет регуляторы эффективно эксплуатируются на машиностроительных и нефтехимических предприятиях, а также очистных сооружениях.

Каждый энергетик может легко проверить разницу потребления энергии в холодное и теплое время года, посмотрев оперативный журнал записи показаний тока статора, и убедиться в необходимости автоматического регулирования.

Максимальный экономический эффект регуляторы давления дают при групповом регулировании всех компрессоров.

### Модификации регуляторов РПВ-3

Регуляторы давления производятся с применением промышленных контроллеров типа UCTRL6K и UCTRL9K в четырех модификациях:

1. Регулятор давления для поддержания заданного давления или заданной производительности компрессора или воздуходувки.

Среднегодовой экономический эффект — в пределах 7—10%.

2. Регулятор давления с возможностью автоматического вывода компрессора в режим глубокого дросселирования (РГД) во время значительного снижения потребности производства в сжатом воздухе.

Среднегодовой экономический эффект — более 20%.

3. Регулятор давления с возможностью одновременно управления давлением на 4 компрессорах, работающих как на общий, так и на отдельные коллекторы, с разными диапазонами давления.

Среднегодовой экономический эффект — в пределах 8—10%.

4. Регуляторы производительности для очистных сооружений с возможностью регулирования подачи воздуха в аэротенки в зависимости от содержания кислорода в сточных водах.

Среднегодовой экономический эффект — 10—12%.

### Сферы применения РПВ-3

Регуляторы давления успешно применяются на:

- воздушных турбокомпрессорных станциях высокого и низкого давления;
- воздуходувках очистных сооружений;
- насосах.

Устройства плавного запуска и регуляторы давления могут поставляться как по отдельности, так и в едином устройстве — УПЗ с функцией регулирования, позволяющем как запускать компрессоры, так и регулировать их производительность в процессе работы.



Ю. В. Харечко

## УСТРОЙСТВА ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ, ВЫПУСКАЕМЫЕ ДЛЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ

Устройства защитного отключения (УЗО) бытового и аналогичного назначения, предназначенные для применения в электроустановках жилых зданий, производят многие фирмы. В настоящей статье изложена краткая информация о стандартах, которым должны соответствовать рассматриваемые УЗО, о некоторых характеристиках устройств защитного отключения и их номенклатуре, а также требования к маркировке УЗО.

### Нормативные документы

В настоящее время действуют следующие стандарты Международной электротехнической комиссии (МЭК), в которых изложены требования к рассматриваемым устройствам защитного отключения<sup>1</sup>: стандарт МЭК 61008-1 «Автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током<sup>2</sup>, без встроенной защиты от сверхтока для бытового и подобного использования (ВДТ). Часть 1. Общие правила» 2006 г. [2] и стандарт МЭК 61009-1

«Автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока для бытового и подобного использования (АВДТ). Часть 1. Общие правила» 2006 г. [3].

Действуют также стандарты МЭК 61008-2-1 «Автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током, без встроенной защиты от сверхтока для бытового и подобного использования (ВДТ). Часть 2—1. Применимость общих правил к ВДТ, функционально независимым от напряжения в цепи» 1990 г. [4] и МЭК 61008-2-2 «... Часть 2—2. Применимость общих правил к ВДТ, функционально зависимым от напряжения в цепи» 1990 г. [5], МЭК 61009-2-1 «Автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока для бытового и подобного использования (АВДТ). Часть 2—1. Применимость общих правил к АВДТ, функционально независимым от напряжения в цепи» 1991 г. [6] и МЭК 61009-2-2 «... Часть 2—2. Применимость общих

<sup>1</sup> Подробная информация о международных и национальных стандартах, устанавливающих требования к устройствам защитного отключения, изложена в статье [1].

<sup>2</sup> Дифференциальный ток  $I_{\Delta}$  представляет собой действующее значение векторной суммы электрических токов, протекающих в главной цепи устройства защитного отключения. Для определения дифференциального тока каждое УЗО оснащают дифференциальным трансформатором. Дифференциальный трансформатор двух-, трех- и четырехполюсного УЗО имеет соответственно две, три и четыре первичные обмотки, выполненные двумя, тремя и четырьмя проводниками главной цепи УЗО, и одну вторичную обмотку, к которой подключен расцепитель дифференциального тока. Если дифференциальный ток превышает определенное значение, расцепитель дифференциального тока срабатывает, побуждая УЗО отключить электрическую цепь.



правил к АВДТ, функционально зависимым от напряжения в цепи» 1991 г. [7]. Эти стандарты устанавливают применимость основных требований, изложенных в стандартах МЭК 61008-1 и МЭК 61009-1, к ВДТ и АВДТ, соответственно функционально независимым и функционально зависящим от напряжения электрических цепей, в которых они установлены.

Стандарт МЭК 61008-1 устанавливает требования к автоматическим выключателям, управляемым дифференциальным током, без встроенной защиты от сверхтока (ВДТ), которые рассчитаны на работу в электрических цепях переменного тока частотой 50 и (или) 60 Гц, с номинальным напряжением до 440 В и номинальным током до 125 А включительно. Стандарт МЭК 61009-1 устанавливает требования к автоматическим выключателям, управляемым дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока (АВДТ), которые рассчитаны на работу в электрических цепях переменного тока частотой 50 и (или) 60 Гц, с номинальным напряжением до 440 В, номинальным током до 125 А и номинальной коммутационной способностью при коротком замыкании до 25000 А включительно.

В России действуют шесть нормативных документов, устанавливающих требования к устройствам защитного отключения бытового и аналогичного назначения [8—13].

ГОСТ Р 51326.1 разработан на основе ранее действовавшего стандарта МЭК 61008-1 1996 г. [14] и в полном объеме введен в действие с 1 января 2002 г. ГОСТ Р 51327.1 разработан на основе ранее действовавшего стандарта МЭК 61009-1 1996 г. [15] и в полном объеме введен в действие с 1 января 2002 г. ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 устанавливают требования к ВДТ и АВДТ типов АС<sup>3</sup> и А<sup>4</sup>, которые рассчитаны на работу в электрических цепях переменного тока частотой 50 и (или) 60 Гц, с номинальным напряжением до 440 В и номинальным током до 125 А. АВДТ могут иметь номинальную коммутационную

способность при коротком замыкании<sup>5</sup> до 25000 А включительно. ГОСТ Р 51326.2.1, ГОСТ Р 51326.2.2 и ГОСТ Р 51327.2.1, ГОСТ Р 51327.2.2 устанавливают применимость основных требований, изложенных в ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1, к ВДТ и АВДТ, соответственно функционально независимым и функционально зависящим от напряжения.

Требования ГОСТ Р 51327.1 допускают наличие у АВДТ нескольких значений номинального тока. При этом механизм, с помощью которого в АВДТ осуществляют переход от одного значения номинального тока к другому, в нормальных условиях эксплуатации должен быть недоступным потребителю, а само переключение должно быть возможным только при помощи инструмента. В этом стандарте не рассматривают АВДТ, номинальный ток которых регулируют средствами, доступными потребителю, а также АВДТ, предназначенные для защиты электродвигателей.

Требования стандартов комплексов ГОСТ Р 51326 и ГОСТ Р 51327 не распространяются на устройства защитного отключения, которые имеют автономные источники питания.

С помощью устройств защитного отключения, конструкция которых соответствует требованиям ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1, в электроустановках зданий можно реализовать функцию разъединения, то есть рассматриваемые УЗО могут быть использованы в качестве разъединителей.

В приложения G «Дополнительные требования и испытания для АВДТ, состоящих из автоматического выключателя и устройства дифференциального тока, предназначенных для сборки на месте» ГОСТ Р 51327.1 изложены требования к устройствам дифференциального тока (УДТ)<sup>6</sup>. УДТ предназначено для механического и электрического соединения с автоматическим выключателем бытового назначения, соответствующим требованиям ГОСТ Р 50345<sup>7</sup> [16], с целью получения АВДТ.

<sup>3</sup> Устройства защитного отключения типа АС предназначены для функционирования только при синусоидальных переменных дифференциальных токах либо прикладываемых скачком, либо медленно растущих.

<sup>4</sup> Устройства защитного отключения типа А предназначены для функционирования как при синусоидальных переменных дифференциальных токах, так и при пульсирующих постоянных дифференциальных токах либо прикладываемых скачком, либо медленно растущих.

<sup>5</sup> Наименование характеристики АВДТ соответствует первоисточнику (стандарту МЭК 61009-1). В ГОСТ Р 51327.1 эта характеристика названа номинальной наибольшей коммутационной способностью.

<sup>6</sup> В стандарте МЭК 61009-1 это изделие названо кратко — «г. с. unit», что соответствует полному наименованию — «residual current unit», которое на русский язык можно перевести как «устройство дифференциального тока». В стандартах комплекса МЭК 60364 применяют похожее наименование — «residual current device (RCD)», переводимое на русский язык так: «устройство дифференциального тока (УДТ)» и используемое для обозначения всех защитных устройств, управляемых дифференциальным током, которые в национальной нормативной документации называют устройствами защитного отключения. В стандартах комплекса ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий», разработанных на основе стандартов комплекса МЭК 60364, уже появились ошибки, вызванные путаницей при переводе на русский язык аббревиатуры «RCD». Поэтому в новой редакции ГОСТ Р 51327.1 или в стандарте, его заменяющем, наименование изделия на английском языке «residual current unit» целесообразно перевести на русский язык следующим образом: «блок дифференциального тока (БДТ)». Для исключения путаницы при подготовке новых национальных стандартов термин «устройство защитного отключения» целесообразно заменить термином «устройство дифференциального тока», который более точно характеризует принцип действия подобных защитных устройств.

<sup>7</sup> ГОСТ Р 50345 разработан на основе стандарта МЭК 60898 «Электрические аксессуары. Автоматические выключатели для защиты от сверхтока для бытовых и подобных установок» 1995 г. [17] и введен в действие с 1 января 2001 г. В настоящее время действует стандарт МЭК 60898-1 «Электрические аксессуары. Автоматические выключатели для защиты от сверхтока для бытовых и подобных установок. Часть 1. Автоматические выключатели для переменного тока» 2003 г. [18], который устанавливает требования к автоматическим выключателям, предназначенным для использования в электрических цепях переменного тока частотой 50 и (или) 60 Гц, имеющим номинальное напряжение до 440 В, номинальный ток до 125 А и номинальную коммутационную способность при коротком замыкании до 25000 А.



Рассматриваемые устройства защитного отключения предназначены для использования обычными лицами<sup>8</sup> и не нуждаются в обслуживании.

Устройства защитного отключения широко применяют в составе такой меры защиты от косвенного прикосновения, как автоматическое отключение питания. УЗО, имеющие номинальный отключающий дифференциальный ток до 0,03 А включительно, используют для дополнительной защиты при прямом прикосновении в случае отказа основных мер защиты. АВДТ также применяют для защиты от сверхтока проводников электрических цепей в электроустановках зданий и в других низковольтных электроустановках.

В стандартах ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1:

- установлены основные термины и их определения;
- дана классификация ВДТ и АВДТ;
- рассмотрены характеристики ВДТ и АВДТ, их стандартные и предпочтительные значения;
- перечислена информация, которая должна маркироваться на ВДТ и АВДТ и содержаться в документации изготовителя;
- изложены требования к конструкции ВДТ и АВДТ, их функционированию, условиям окружающей среды;
- определены условия, которым должны соответствовать ВДТ и АВДТ при их работе в нормальном режиме, при перегрузках и коротких замыканиях;
- установлены объемы и представлены методики проведения испытаний ВДТ и АВДТ, а также изложены другие требования.

## Основные характеристики устройств защитного отключения

Устройства защитного отключения характеризуются способом управления, способом установки, числом полюсов и токовых путей, способом монтажа, способом присоединения, способом защиты от внешних воздействий и др. Кроме того, для УЗО ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 установлены следующие характеристики: номинальное напряжение, номинальный ток, номинальная частота, номинальный отключающий дифференциальный ток, номинальный неотключающий дифференциальный ток и другие характеристики, краткая информация о которых приведена ниже.

Характеристика «номинальное напряжение»  $U_e$  («номинальное напряжение»  $U_n$ ) указывает значение напряжения, при котором обеспечена работоспособность устройства защитного отключения.

Для одного устройства защитного отключения может быть установлено несколько значений номинального напряжения. В этом случае каждому значению номинального

напряжения соответствует определенное значение номинальной коммутационной способности при коротком замыкании АВДТ.

В ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 установлены следующие предпочтительные значения номинального напряжения для различных видов устройств защитного отключения:

- для однополюсных ВДТ с двумя токовыми путями и однополюсных АВДТ с одним защищенным полюсом и некоммутируемой нейтралью — 120 и 230 В;
- для двухполюсных ВДТ и двухполюсных АВДТ с одним или двумя защищенными полюсами — 120, 230 и 400 В;
- для трехполюсных ВДТ с четырьмя токовыми путями и трехполюсных АВДТ с тремя защищенными полюсами и некоммутируемой нейтралью — 400 В;
- для трехполюсных и четырехполюсных ВДТ и АВДТ — 400 В.

Предпочтительные значения номинального напряжения, равные 120, 120/240 и 240 В, установлены в ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 для устройств защитного отключения, которые предназначены для использования в электрических системах с номинальным напряжением 120/240 и 240 В. Устройства защитного отключения, имеющие значения номинального напряжения 230, 230/400 и 400 В, применяют в широко распространенных низковольтных электрических системах с номинальным напряжением 230/400 В, включающих в себя электроустановки зданий.

Характеристика «номинальный ток»  $I_n$  (для ВДТ) указывает значение электрического тока, который автоматический выключатель, управляемый дифференциальным током, без встроенной защиты от сверхтока способен проводить в продолжительном режиме.

Характеристика «номинальный ток»  $I_n$  (для АВДТ) указывает значение электрического тока, который автоматический выключатель, управляемый дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока способен проводить в продолжительном режиме при установленной контрольной температуре окружающего воздуха.

Под продолжительным режимом в рассматриваемых стандартах понимают такой режим, при котором главные контакты устройства защитного отключения остаются замкнутыми, проводя установившийся электрический ток без прерывания в течение продолжительного времени (неделями, месяцами и даже годами).

Контрольной температурой окружающего воздуха называют такую температуру окружающего воздуха, при которой устанавливают время-токовую характеристику АВДТ. Стандартная контрольная температура окружающего воздуха установлена в ГОСТ Р 51327.1 равной 30 °С.

<sup>8</sup> Под обычным лицом понимают лицо, которое не является ни квалифицированным лицом, ни обученным лицом. В отличие от обученного и квалифицированного лица, обычное лицо не прошло специального обучения и поэтому не может надлежащим образом осознавать риски и избегать опасностей, создаваемых электричеством. В помещениях здания, доступных обычным лицам, нельзя применять многие виды электрооборудования, а также использовать некоторые меры защиты от поражения электрическим током. Более 99% населения нашей страны следует классифицировать в качестве обычных лиц. Обученные и квалифицированные лица составляют менее одного процента населения страны.

Предпочтительные значения номинального тока ВДТ установлены в ГОСТ Р 51326.1 равными 10, 13, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125 А.

В ГОСТ Р 51327.1 установлены следующие предпочтительные значения номинального тока АВДТ: 6, 8, 10, 13, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125 А.

Характеристика «номинальный отключающий дифференциальный ток»  $I_{\Delta n}$  — указывает значение отключающего дифференциального тока, при котором устройство защитного отключения должно оперировать<sup>9</sup> при определенных условиях.

Для устройств защитного отключения, которые имеют несколько фиксированных значений отключающего дифференциального тока, под номинальным отключающим дифференциальным током подразумевают его наибольшее значение.

Вид дифференциального тока, появившегося в главной цепи устройства защитного отключения, существенно влияет на значение отключающего дифференциального тока.

Устройства защитного отключения типа АС и типа А всегда срабатывают при появлении в их главных цепях синусоидального дифференциального тока, равного номинальному отключающему дифференциальному току.

Гарантированное срабатывание УЗО типа А (при возникновении в его главной цепи пульсирующего постоянного дифференциального тока) возможно в тех случаях, когда значения этого дифференциального тока равно  $1,4 I_{\Delta n}$  (для УЗО, имеющего номинальный отключающий дифференциальный ток более 0,01 А) и  $2,0 I_{\Delta n}$  (для УЗО с  $I_{\Delta n}$  0,01 А).

Если на пульсирующий постоянный дифференциальный ток накладывается постоянный ток, равный 0,006 А, то гарантированное срабатывание УЗО обеспечивается при значении дифференциального тока, равного:

$$1,4 I_{\Delta n} + 0,006 \text{ А при } I_{\Delta n} 0,01 \text{ А};$$

$$2,0 I_{\Delta n} + 0,006 \text{ А при } I_{\Delta n} 0,01 \text{ А}.$$

Таким образом, ВДТ или АВДТ типа А может иметь минимальный отключающий дифференциальный ток, который существенно превышает его номинальный отключающий дифференциальный ток.

В рассматриваемых стандартах установлены следующие стандартные значения номинального отключающего дифференциального тока ВДТ и АВДТ: 0,006; 0,01; 0,03; 0,1; 0,3<sup>10</sup> и 0,5 А.

Характеристика «номинальный неотключающий дифференциальный ток»  $I_{\Delta no}$ <sup>11</sup> указывает значение неотключающего дифференциального тока, при котором устройство защитного отключения не оперирует при определенных условиях.

Стандартное значение номинального неотключающего синусоидального дифференциального тока установлено в ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 равным  $0,5 I_{\Delta n}$ .

Величина неотключающего пульсирующего постоянного дифференциального тока зависит от угла задержки тока. При угле задержки тока, равном 0°, неотключающий дифференциальный ток равен  $0,35 I_{\Delta n}$ , при 90° —  $0,25 I_{\Delta n}$ <sup>12</sup>, при 135° —  $0,11 I_{\Delta n}$ .

Характеристики устройства защитного отключения «номинальный отключающий дифференциальный ток» и «номинальный неотключающий дифференциальный ток» устанавливают токовый диапазон, в котором находится минимальный отключающий дифференциальный ток любого доброкачественного УЗО.

Если значение дифференциального тока в главной цепи устройства защитного отключения меньше номинального неотключающего дифференциального тока или равно ему, УЗО не должно сработать. Если дифференциальный ток равен или превышает номинальный отключающий дифференциальный ток, УЗО, как правило, должно автоматически разомкнуть свои главные контакты.

Минимальное значение синусоидального дифференциального тока, при котором УЗО может сработать, находится в диапазоне свыше  $0,5 I_{\Delta n}$  до  $I_{\Delta n}$ . При пульсирующем постоянном дифференциальном токе этот диапазон зависит от угла задержки тока. Нижний предел отключающего дифференциального тока при угле задержки тока 0° более  $0,35 I_{\Delta n}$ , при 90° —  $0,25 I_{\Delta n}$ , при 135° —  $0,11 I_{\Delta n}$ . Верхний предел отключающего дифференциального тока не зависит от угла задержки тока. Он равен  $1,4 I_{\Delta n}$  для УЗО, имеющего номинальный отключающий дифференциальный ток более 0,01 А, и  $2,0 I_{\Delta n}$  для УЗО с  $I_{\Delta n}$  0,01 А.

При пульсирующем постоянном дифференциальном токе минимальный отключающий дифференциальный ток может изменяться в большем диапазоне, чем при синусоидальном. Его нижний предел свыше  $0,11 I_{\Delta n}$ , а верхний предел превышает номинальный отключающий дифференциальный ток и может быть равен  $1,4 I_{\Delta n}$  или  $2,0 I_{\Delta n}$ . В том случае, если через главную цепь УЗО протекает постоянный ток, значение которого равно 0,006 А, верхний предел минимального отключающего дифференциального тока может достигать следующей величины:

$$1,4 I_{\Delta n} + 0,006 \text{ А при } I_{\Delta n} 0,01 \text{ А};$$

$$2,0 I_{\Delta n} + 0,006 \text{ А при } I_{\Delta n} 0,01 \text{ А}.$$

Максимальное значение неотключающего синусоидального дифференциального тока почти равно номиналь-

<sup>9</sup> Оперирование — перемещение подвижных контактов УЗО из разомкнутого положения в замкнутое положение или наоборот.

<sup>10</sup> В п. 5.3.3 ГОСТ Р 51327.1 для АВДТ отсутствует стандартное значение номинального отключающего дифференциального тока, равное 0,3 А, хотя в аналогичном пункте стандарта МЭК 61009-1 оно указано.

<sup>11</sup> В ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 использовано краткое обозначение номинального неотключающего дифференциального тока «In0», а в первоисточниках (стандартах МЭК 61008-1 и МЭК 61009-1) — «Ino». В статье использовано краткое обозначение рассматриваемой характеристики, заимствованное из стандартов МЭК.

<sup>12</sup> Для угла задержки тока 90° в табл. 17 ГОСТ Р 51326.1 (для ВДТ) ошибочно указано значение неотключающего дифференциального тока, равное  $0,2 I_n$ , а в табл. 22 ГОСТ Р 51327.1 (для АВДТ) —  $0,35 I_n$ , хотя в соответствующих таблицах первоисточников (стандартов МЭК 61008-1 и МЭК 61009-1) это значение установлено равным  $0,25 I_n$ .

Таблица 1

Стандартные значения времени отключения и времени неотключения УЗО типа АС

Тип УЗО	$I_{п}^*$ А	$I_{\Delta n}^*$ А	Стандартные значения времени отключения и неотключения, с, при дифференциальном токе				Примечание
			$I_{\Delta n}$	$2 I_{\Delta n}$	$5 I_{\Delta n}$	$500 \text{ A}^{13}$	
Общий	Любое значение		0,30	0,15	0,04	0,04	Максимальное время отключения
S	$\geq 25$	$> 0,030$	0,50	0,20	0,15	0,15	
			0,13	$0,06^{14}$	0,05	0,04	Минимальное время неотключения

ному отключающему дифференциальному току УЗО. При пульсирующем постоянном дифференциальном токе максимальный неотключающий дифференциальный ток УЗО приближается к значениям:

$1,4 I_{\Delta n}$  или  $(1,4 I_{\Delta n} + 0,006 \text{ A})$  при  $I_{\Delta n} 0,01 \text{ A}$ ;

$2,0 I_{\Delta n}$  или  $(2,0 I_{\Delta n} + 0,006 \text{ A})$  при  $I_{\Delta n} 0,01 \text{ A}$ .

В ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 установлены две временные характеристики устройств защитного отключения — «время отключения» и «предельное время неотключения».

Характеристика «время отключения» определяет промежуток времени между моментом внезапного появления отключающего дифференциального тока и моментом гашения дуги на всех полюсах УЗО. Предельное время неотключения характеризует максимальный промежуток времени, в течение которого устройство защитного отключения не размыкает главные контакты, несмотря на то, что в его главной цепи имеет место отключающий дифференциальный ток.

Характеристика «предельное время неотключения» установлена для устройств защитного отключения типа S. Указанные УЗО должны срабатывать с определенной выдержкой времени, за счет которой можно обеспечить их селективную работу с последовательно включенным УЗО общего применения. Временные характеристики УЗО типа S должны соответствовать данным, представленным в табл. 1 ГОСТ Р 51326.1 и табл. 2 ГОСТ Р 51327.1, в которых указаны стандартные значения времени отключения и времени неотключения для УЗО типа АС (см. табл. 1 статьи).

Для устройств защитного отключения типа А максимальное время отключения, указанное в табл. 1, также используют при проведении их испытаний пульсирующим постоянным дифференциальным током. Однако значения испытательных дифференциальных токов, равные  $I_{\Delta n}$ ,  $2 I_{\Delta n}$ ,  $5 I_{\Delta n}$ ,  $0,25 \text{ A}$  и  $500 \text{ A}$ , должны быть умножены на поправочные коэффициенты, которые равны 1,4 (для УЗО, имеющих номинальный отключающий дифференциальный ток, превышающий  $0,01 \text{ A}$ ) и 2,0 (для УЗО с  $I_{\Delta n} \leq 0,01 \text{ A}$ ).

Проверка АВДТ на максимальное время отключения и на минимальное время неотключения при дифференциальных сверхтоках имеет некоторые особенности. Испытания АВДТ на максимальное время отключения, которое указано в табл. 1 для дифференциального тока, равного  $500 \text{ A}$ , проводят при электрическом токе, имеющем большее значение из следующих двух: или  $500 \text{ A}$ , или значение верхней границы стандартного диапазона токов мгновенного расцепления для типов мгновенного отключения В, С или D, соответственно равного пяти, десяти или пятидесяти его номинальным токам<sup>15</sup>. Проверку минимального времени неотключения АВДТ выполняют при испытательном дифференциальном токе, значение которого выбирают меньшим из двух: или  $500 \text{ A}$ , или значение нижней границы стандартного диапазона токов мгновенного расцепления, которое равно трем, пяти или десяти его номинальным токам<sup>16</sup>.

Характеристика «номинальная включающая и отключающая способность»<sup>17</sup>  $I_m$  (для ВДТ) указывает действующее значение переменной составляющей ожидаемого тока<sup>18</sup>, который автоматический выключатель, управляемый диф-

<sup>13</sup> Аналогичная табл. 1 стандарта МЭК 61008-1:2006 г. дополнена значениями испытательных дифференциальных токов, равных 5, 10, 20, 50, 100 и 200 А.

В табл. 2 ГОСТ Р 51327.1 вместо «500 А» указано « $I_{\Delta n}$ », однако это обозначение не имеет какого-либо разъяснения. Нет определения этого обозначения и в первоисточнике (стандарте МЭК 61009-1:1996 г.). В стандарте МЭК 61009-1:2006 г. определен термин «дифференциальный ток ( $I_{\Delta n}$ ) АВДТ» — значение дифференциального тока, которое является нижним пределом диапазона сверхтока мгновенного расцепления в соответствии с типом В, С или D. Кроме того, табл. 2 стандарта МЭК 61009-1:2002 г. дополнена колонкой, устанавливающей максимальное время отключения при испытательных дифференциальных токах, равных 5, 10, 20, 50, 100, 200 и 500 А. Минимальное время неотключения при этих испытательных токах не установлено.

<sup>14</sup> В табл. 1 ГОСТ Р 51326.1 ошибочно указана величина, равная 0,006. В стандарте МЭК 61008-1 это значение установлено равным 0,06.

<sup>15</sup> Требованиями стандарта МЭК 61009-1:2006 г. предусмотрено проведение этого испытания АВДТ при дифференциальных токах, равных 5, 10, 20, 50, 100, 200, 500 А и It.

<sup>16</sup> Требованиями стандарта МЭК 61009-1:2006 г. предусмотрено проведение этого испытания АВДТ при дифференциальных токах, которые равны It.

<sup>17</sup> В п. 5.2.6 ГОСТ Р 51326.1 рассматриваемая характеристика названа «номинальная наибольшая включающая и отключающая способность», хотя в аналогичном пункте стандарта МЭК 61008-1 эта характеристика имеет наименование «номинальная включающая и отключающая способность» («rated making and breaking capacity»).

ференциальным током, без встроенной защиты от сверхтока способен включать, проводить и отключать при определенных условиях.

Для АВДТ рассматриваемая характеристика требованиями ГОСТ Р 51327.1 не предусмотрена.

В требованиях ГОСТ Р 51326.1 для ВДТ установлено минимальное значение номинальной включающей и отключающей способности, которое должно быть равным большему значению из следующих двух: или  $10 I_n$ , или 500 А.

Рассматриваемая характеристика устанавливает максимальное значение тока короткого замыкания, который ВДТ может самостоятельно включить, проводить определенное время и отключить при наличии в его главной цепи отключающего дифференциального тока. В соответствии с требованиями, изложенными в п. 9.11.2.2 ГОСТ Р 51326.1, любой ВДТ должен три раза включить и автоматически отключить электрическую цепь, в которой протекает ток, равный  $I_m$ , при наличии в его главной цепи отключающего дифференциального тока.

Характеристика «номинальная дифференциальная включающая и отключающая способность»<sup>19</sup>  $I_{\Delta n}$  указывает действующее значение переменной составляющей ожидаемого дифференциального тока, который устройство защитного отключения способно включать, проводить и отключать при определенных условиях.

В требованиях ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 для ВДТ и АВДТ установлено минимальное значение номинальной дифференциальной включающей и отключающей способности, которое должно быть равным большему значению из следующих двух значений: или  $10 I_n$ , или 500 А.

Рассматриваемая характеристика указывает на способность УЗО включать, проводить в течение определенного времени и отключать дифференциальные токи короткого замыкания. В соответствии с требованиями к испытаниям, изложенными в п. 9.11.2.3 ГОСТ Р 51326.1 и п. 9.12.13.1 ГОСТ Р 51327.1, любое УЗО должно два раза включить и автоматически отключить, а также один раз автоматически отключить электрическую цепь, в которой протекает ток, равный  $I_{\Delta n}$ . После проведения указанных испытаний УЗО должно расцепиться при дифференциальном токе, равном  $1,25 I_{\Delta n}$ .

Характеристика «номинальный условный ток короткого замыкания»  $I_{nc}$  (для ВДТ) указывает действующее значение ожидаемого тока короткого замыкания<sup>20</sup>, который автома-

тический выключатель, управляемый дифференциальным током, без встроенной защиты от сверхтока, защищенный устройством защиты от короткого замыкания<sup>21</sup> (УЗКЗ), способен выдержать при определенных условиях без нарушения своей работоспособности.

Для АВДТ рассматриваемая характеристика требованиями ГОСТ Р 51327.1 не предусмотрена.

Стандартные значения номинального условного тока короткого замыкания до 10 000 А включительно установлены в ГОСТ Р 51326.1 для ВДТ равными 3 000, 4 500, 6 000 и 10 000 А. Предпочтительное значение для тока свыше 10 000 А, но не более 25 000 А установлено в стандарте равным 20 000 А.

ВДТ не имеет встроенной защиты от сверхтока. Поэтому при его использовании в любой электрической цепи должна быть предусмотрена защита ВДТ от токов короткого замыкания и токов перегрузки автоматическим выключателем или плавким предохранителем. Рассматриваемую характеристику ВДТ используют для согласования с характеристиками УЗКЗ и с максимальным током короткого замыкания в месте установки ВДТ.

В ГОСТ Р 51326.1 предусмотрено специальное испытание, целью которого является проверка способности устройства защиты от короткого замыкания обеспечить такую защиту ВДТ от тока короткого замыкания, равного номинальному условному току короткого замыкания, при которой ВДТ не потеряет своей работоспособности.

Аналогичную проверку координации между ВДТ и устройством защиты от короткого замыкания проводят также при испытательном токе, равном номинальной включающей и отключающей способности. УЗКЗ должно отключить указанный ток и надлежащим образом защитить ВДТ.

Характеристика «номинальный условный дифференциальный ток короткого замыкания»  $I_{\Delta c}$  (для ВДТ) указывает значение ожидаемого дифференциального тока, который автоматический выключатель, управляемый дифференциальным током, без встроенной защиты от сверхтока, защищенный УЗКЗ, может выдержать при определенных условиях без нарушения своей работоспособности.

Для АВДТ рассматриваемая характеристика требованиями ГОСТ Р 51327.1 не предусмотрена.

Стандартные значения номинального условного дифференциального тока короткого замыкания до 10 000 А включительно равны 3 000, 4 500, 6 000 и 10 000 А. Предпочтитель-

<sup>18</sup> Ожидаемый ток — электрический ток, который будет протекать в электрической цепи, если каждый полюс УЗО заменить проводником с пренебрежимо малым полным сопротивлением.

<sup>19</sup> В пунктах 5.2.7 ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 рассматриваемая характеристика названа так: «номинальная наибольшая дифференциальная включающая и отключающая способность». В аналогичных пунктах стандартов МЭК 61008-1 и МЭК 61009-1 эта характеристика имеет другое наименование: «номинальная дифференциальная включающая и отключающая способность» («rated residual making and breaking capacity»).

<sup>20</sup> Ожидаемый ток короткого замыкания — ток короткого замыкания, который будет протекать в электрической цепи, если каждый полюс УЗО заменить проводником с пренебрежимо малым полным сопротивлением.

<sup>21</sup> В стандарте МЭК 60050-442 [19] термин «устройство защиты от короткого замыкания (для устройства дифференциального тока) (УЗКЗ)» определен следующим образом: устройство, определенное производителем устройства дифференциального тока, которое должно быть установлено в цепи последовательно с устройством дифференциального тока для того, чтобы защищать его только от коротких замыканий.

Минимальные значения характеристики  $I^2t$  и пикового тока  $I_p$  ВДТ

Значение $I_{nc}$ и $I_{\Delta c}$ , А	Характеристики $I_p$ и $I^2t$	Номинальный ток ВДТ, А					
		$I_n \leq 16$	$16 < I_n \leq 32$	$32 < I_n \leq 40$	$40 < I_n \leq 63$	$63 < I_n \leq 80$	$80 < I_n \leq 125$
500	$I_p$ , кА	0,45	0,57	–	–	–	–
	$I^2t$ , кА <sup>2</sup> с	0,40	0,68	–	–	–	–
1 000	$I_p$ , кА	0,65	1,18	–	–	–	–
	$I^2t$ , кА <sup>2</sup> с	0,50	2,70	–	–	–	–
1 500	$I_p$ , кА	1,02	1,50	1,90	2,10	–	–
	$I^2t$ , кА <sup>2</sup> с	1,00	4,10	9,75	22,00	–	–
3 000	$I_p$ , кА	1,10	1,85	2,35	3,30	3,70	3,95
	$I^2t$ , кА <sup>2</sup> с	1,20	4,50	8,70	22,50	36,00	72,50
4 500	$I_p$ , кА	1,15	2,05	2,70	3,90	4,80	5,60
	$I^2t$ , кА <sup>2</sup> с	1,45	5,00	9,70	28,00	40,00	82,00
6 000	$I_p$ , кА	1,30	2,30	3,00	4,05	5,10	5,80
	$I^2t$ , кА <sup>2</sup> с	1,60	6,00	11,50	25,00	47,00	65,00

ное значение для тока свыше 10000 А, но не более 25000 А установлено в ГОСТ Р 51326.1 равным 20000 А. Для ВДТ, которые встраивают в штепсельные розетки, стандартными значениями  $I_{\Delta c}$  также являются 500, 1000 и 1500 А.

Во время замыкания какой-либо опасной токоведущей части, находящейся под напряжением, на открытую проводящую часть электрооборудования класса I ток замыкания на землю при типах заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S может быть равен току однофазного короткого замыкания. Поэтому должна быть предусмотрена защита ВДТ от дифференциальных токов короткого замыкания, которую выполняют с помощью автоматического выключателя или плавкого предохранителя. Рассматриваемую характеристику ВДТ используют для согласования с характеристиками УЗКЗ и с максимальным током короткого замыкания на землю в месте установки ВДТ.

В ГОСТ Р 51326.1 предусмотрено специальное испытание, предназначенное для проверки способности устройства защиты от короткого замыкания защитить ВДТ от дифференциального тока короткого замыкания, значение которого равно номинальному условному дифференциальному току короткого замыкания, при условии, что ВДТ не потеряет своей работоспособности.

Характеристика  $I^2t$  ВДТ представляет собой кривую, отражающую максимальные значения  $I^2t$  как функцию ожидаемого тока в определенных условиях эксплуатации.

Эта характеристика указывает на способность автоматического выключателя, управляемого дифференциаль-

ным током, без встроенной защиты от сверхтока пропускать ожидаемый сверхток через свою главную цепь. ВДТ имеют ограничения по значению характеристики  $I^2t$ , поэтому необходимо проводить проверку по рассматриваемой характеристике возможности обеспечения защиты ВДТ от токов короткого замыкания с помощью автоматических выключателей или плавких предохранителей.

Значения характеристики  $I^2t$  для конкретных электрических токов — так называемый «интеграл Джоуля» — интеграл квадрата силы тока по данному интервалу времени ( $t_0, t_1$ ) — определяют по следующей формуле:

$$I^2t = \int_{t_0}^{t_1} i^2 dt.$$

В табл. 15 ГОСТ Р 51326.1 и стандарта МЭК 61008-1 (см. табл. 2 статьи) приведены минимальные значения характеристики  $I^2t$  и пикового тока  $I_p$ , которые должны иметь ВДТ<sup>22</sup>. Однако в ГОСТ Р 51326.1 отсутствует определение характеристики «пиковый ток» и не приведены какие бы то ни было разъяснения о применении указанной характеристики при выборе ВДТ для использования в электроустановках зданий.

Косвенная информация о применении характеристик  $I^2t$  и «пиковый ток» содержится в требованиях к испытаниям ВДТ на короткое замыкание, изложенным в п. 9.11.2 ГОСТ Р 51326.1. Из этих требований следует, что плавкий предохранитель или автоматический выключатель должны иметь такие значения характеристики  $I^2t$  и пикового тока,

<sup>22</sup> Соответствующая табл. 15 в стандарте МЭК 61008-1:2006г. изменена следующим образом. В таблицу добавлены значения характеристик  $I_p$  и  $I^2t$  для значений  $I_{nc}$  и  $I_{\Delta c}$ , равных 10000 А. Кроме того, значения характеристик приведены для большего числа значений номинального тока — в таблицу добавлены значения  $I_n 20, I_n 25$  и  $I_n 100$  А.



которые не превышают значений соответствующих характеристик, установленных для ВДТ производителем.

Характеристика  $I^2t$  АВДТ представляет собой кривую, отражающую максимальные значения  $I^2t$  АВДТ как функцию ожидаемого тока в установленных условиях эксплуатации. Эта характеристика позволяет оценить способность автоматического выключателя, управляемого дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока ограничивать ожидаемый сверхток в защищаемых им электрических цепях. Характеристику  $I^2t$  АВДТ определяют также, как характеристику  $I^2t$  автоматического выключателя (см. статью [20]).

Некоторые модификации АВДТ с номинальным током до 40 А могут быть токоограничивающими, особенно те, которые собраны из устройств дифференциального тока и токоограничивающих автоматических выключателей. Токоограничивающие АВДТ имеют малое время отключения, в течение которого ток короткого замыкания не успевает достичь своего пикового значения. Поэтому проводники электрических цепей, защищенные токоограничивающими АВДТ, подвергаются меньшему тепловому и электромагнитному воздействию при коротких замыканиях. Токоограничивающие АВДТ маркируют знаком [3].

При протекании большого сверхтока через главную цепь автоматического выключателя, управляемого дифференциальным током, без встроенной защиты от сверхтока он может автоматически сработать даже при отсутствии в главной цепи дифференциального тока, равного или превышающего его дифференциальный ток срабатывания. Ложное отключение ВДТ происходит из-за погрешности дифференциального трансформатора, во вторичной обмотке которого появляется электрический ток, достаточный для срабатывания расцепителя дифференциального тока. Расцепитель дифференциального тока АВДТ также может выдать команду на размыкание главных контактов при протекании в его главной цепи сверхтока в условиях отсутствия дифференциального тока срабатывания.

В ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 установлены две характеристики УЗО, определяющие предельное значение сверхтока, протекающего через главную цепь устройства защитного отключения, который еще не вызывает его автоматического срабатывания в условиях отсутствия в его главной цепи отключающего дифференциального тока.

Первая характеристика, названная «предельное значение сверхтока неотключения в случае нагрузки УЗО с двумя токовыми путями», определяет максимальное значение сверхтока, который в условиях отсутствия какого-либо замыкания на землю, а также в отсутствие тока утечки может протекать через УЗО с двумя токовыми путями, не вызывая срабатывания.

В ГОСТ Р 51326.1 отсутствует стандартное минимальное значение сверхтока неотключения для ВДТ с двумя токовыми путями в случае однофазной нагрузки, однако, установлено стандартное минимальное значение сверхтока неотключения в случае многофазной равномерной нагрузки многополюсного ВДТ. Это значение равно шес-

тикратному номинальному току ВДТ. Двухполюсный ВДТ является многополюсным аппаратом. Однофазный сверхток (за исключением сверхтока замыкания на землю, который может возникнуть в системах TN) для двухполюсного ВДТ представляет собой «равномерную» нагрузку. Поэтому установленное стандартом минимальное значение сверхтока неотключения, равное  $6 I_n$ , может быть использовано и для двухполюсного ВДТ. При таком значении однофазного сверхтока, протекающего через главную цепь двухполюсного ВДТ, в условиях отсутствия отключающего дифференциального тока, устройство не должно отключаться, по крайней мере, в течение 1 с (см. п. 9.18.1 ГОСТ Р 51326.1).

Для АВДТ с двумя токовыми путями стандартное значение рассматриваемой характеристики в ГОСТ Р 51327.1 не установлено. Не предусмотрено в стандарте также проведение испытаний, аналогичных испытаниям ВДТ.

Вторая характеристика, названная «предельное значение сверхтока неотключения в случае однофазной нагрузки трех- или четырехполюсного УЗО», устанавливает максимальное значение однофазного сверхтока, который при отсутствии какого-либо замыкания на землю и в отсутствие тока утечки может протекать через трех- или четырехполюсное УЗО, не вызывая его срабатывания.

В ГОСТ Р 51326.1 стандартное минимальное значение сверхтока неотключения в случае однофазной нагрузки трех- или четырехполюсного ВДТ установлено равным  $6 I_n$ . При таком значении однофазного сверхтока в главной цепи трех- или четырехполюсного ВДТ и при отсутствии отключающего дифференциального тока устройство не должно отключаться, по крайней мере, в течение 1 с (см. п. 9.18.2 ГОСТ Р 51326.1).

В ГОСТ Р 51327.1 отсутствует стандартное минимальное значение сверхтока неотключения в случае однофазной нагрузки трех- или четырехполюсного АВДТ. Однако в п. 9.18 стандарта изложены требования по проверке

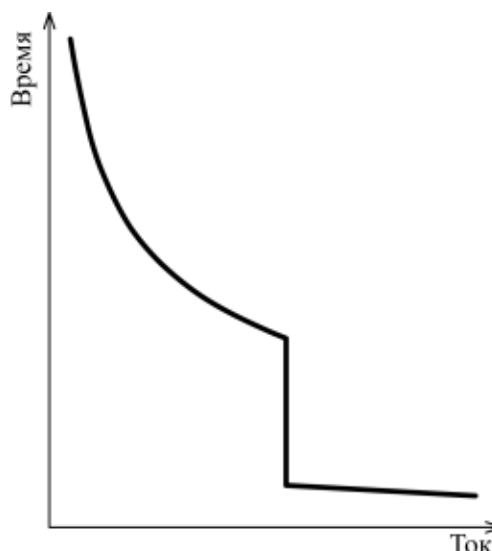


Рис. 1. Время-токовая характеристика АВДТ

предельного значения сверхтока в случае однофазной нагрузки трех- и четырехполюсного АВДТ. В главной цепи АВДТ устанавливают ток, равный 0,8 от значения нижней границы стандартного диапазона токов мгновенного расцепления (для типа мгновенного расцепления В —  $0,83 I_n$ , С —  $0,85 I_n$  и D —  $0,810 I_n$ ). При указанном испытательном токе АВДТ не должен отключаться в течение 1 с.

Время-токовая характеристика АВДТ такая же, как у автоматического выключателя (рис. 1). Она представляет собой кривую, задающую время расцепления АВДТ в зависимости от величины сверхтока, протекающего в его главной цепи.

Время-токовые характеристики АВДТ должны соответствовать параметрам стандартных время-токовых зон, представленным в табл. 8 ГОСТ Р 51327.1, которая заимствована в стандарт МЭК 61009-1 из стандарта МЭК 60898 и имеют логические ошибки параметров стандартных время-токовых зон АВДТ для испытаний «а» и «d». (см. табл. 1 статьи [20]). То есть параметры стандартных время-токовых зон у АВДТ и автоматических выключателей одни и те же. Поэтому АВДТ и автоматические выключатели одного типа мгновенного расцепления имеют одинаковые области предпочтительного применения.

АВДТ с типом мгновенного расцепления В целесообразно применять для защиты от сверхтока большинства групповых электрических цепей в электроустановках индивидуальных жилых домов, в электроустановках квартир и в других, им подобных, электроустановках. АВДТ с типом мгновенного расцепления С обычно используют для защиты от сверхтока электрических цепей, в которых возможны большие пусковые токи при включении электрооборудования, например, групповых электрических цепей освещения, в которых предусмотрено одновременное включение большого числа светильников, групповых электрических цепей, в которые включено электрооборудование с электродвигателями, и др.

Способность АВДТ отключать определенные токи коротких замыканий устанавливают две характеристики — «номинальная коммутационная способность при коротком

**Таблица 3**  
**Соотношение между номинальной коммутационной способностью при коротком замыкании и рабочей отключающей способностью при коротком замыкании**

Номинальная коммутационная способность при коротком замыкании $I_{cn}$	Рабочая отключающая способность при коротком замыкании $I_{cs}$
$I_{cn} \leq 6000$ А	$I_{cs} = I_{cn}$
$6000 \text{ А} < I_{cn} \leq 10000$ А	$I_{cs} = 0,75 I_{cn}$ , но не менее 6000 А
$I_{cn} > 10000$ А	$I_{cs} = 0,5 I_{cn}$ , но не менее 7500 А

замыкании»<sup>23</sup>  $I_{cn}$  и «рабочая отключающая способность при коротком замыкании»<sup>24</sup>  $I_{cs}$ . Доброкачественный АВДТ должен два раза отключить ток короткого замыкания, который равен номинальной коммутационной способности при коротком замыкании, и три раза отключить ток короткого замыкания, который равен рабочей отключающей способности при коротком замыкании.

Для АВДТ в ГОСТ Р 51327.1 установлены следующие значения номинальной коммутационной способности при коротком замыкании:

- в диапазоне сверхтока до 10000 А включительно — стандартные значения номинальной коммутационной способности при коротком замыкании, равные 1500, 3000, 4500, 6000, 10000 А;
- в диапазоне сверхтока свыше 10000 А до 25000 А включительно — предпочтительное значение номинальной коммутационной способности при коротком замыкании, равное 20000 А.

В ГОСТ Р 51327.1 между номинальной коммутационной способностью при коротком замыкании АВДТ и его рабочей отключающей способностью при коротком замыкании установлено соотношение, представленное в табл. 3. Указанная информация приведена в табл. 18 рассматриваемого стандарта. Однако соотношение между рабочей отключающей способностью и номинальной ком-

<sup>23</sup> В ГОСТ Р 51327.1 эта характеристика АВДТ названа номинальной наибольшей коммутационной способностью, а в первоисточнике (стандарте МЭК 61009-1) она имеет наименование «номинальная способность при коротком замыкании» («rated short-circuit capacity»). При этом под способностью при коротком замыкании (short-circuit capacity) в стандарте понимают (включающую и отключающую) способность при коротком замыкании (short-circuit (making and breaking) capacity), то есть коммутационную способность АВДТ при коротком замыкании. Для устранения расхождений в наименованиях одной и той же характеристики АВДТ, в новой редакции ГОСТ Р 51327.1 или в стандарте, его заменяющем, вместо термина «номинальная наибольшая коммутационная способность» следует использовать термин «номинальная коммутационная способность при коротком замыкании».

В ГОСТ Р 50345 рассматриваемая характеристика автоматического выключателя имеет наименование «номинальная отключающая способность», а в первоисточнике (стандарте МЭК 60898) эта характеристика названа иначе — «номинальная коммутационная способность при коротком замыкании» («rated short-circuit (making and breaking) capacity»).

<sup>24</sup> В ГОСТ Р 51327.1 эта характеристика АВДТ названа рабочей наибольшей отключающей способностью, а в первоисточнике (стандарте МЭК 61009-1) она имеет наименование «рабочая отключающая способность при коротком замыкании» («service short-circuit breaking capacity»). Для устранения расхождений в наименованиях одной и той же характеристики АВДТ, в новой редакции ГОСТ Р 51327.1 или в стандарте, его заменяющем, вместо термина «рабочая наибольшая отключающая способность» следует использовать термин «рабочая отключающая способность при коротком замыкании».

В ГОСТ Р 50345 рассматриваемая характеристика автоматического выключателя имеет наименование «рабочая наибольшая отключающая способность», а в первоисточнике (стандарте МЭК 60898) эта характеристика названа иначе — «рабочая отключающая способность при коротком замыкании» («service short-circuit breaking capacity»).

мутационной способностью в стандарте задано с помощью коэффициента, равного  $K = I_{cs}/I_{cn}$ .

Рассматриваемые характеристики АВДТ и их численные значения такие же, как у автоматических выключателей. Их используют для согласования с токами короткого замыкания в электроустановке здания. Значение номинальной коммутационной способности при коротком замыкании должно превышать или быть равным максимальному току короткого замыкания в месте установки АВДТ. Если АВДТ устанавливают на вводе электроустановки здания, то, как рекомендует стандарт МЭК 60364-5-53 «Электрические установки зданий. Часть 5—53. Выбор и установка электрического оборудования. Разъединение, коммутация и управление» 2002 г. [21], его рабочая отключающая способность при коротком замыкании должна превышать или быть равной максимальному току короткого замыкания в месте установки АВДТ.

## Номенклатура устройств защитного отключения

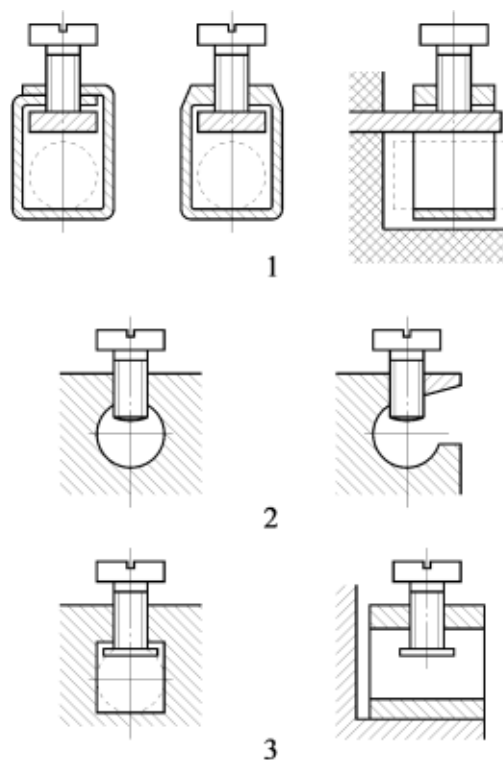
Устройства защитного отключения бытового и аналогичного назначения производят в соответствии с требованиями стандартов МЭК 61008-1 и МЭК 61009-1. Устройства защитного отключения, выпускаемые европейскими фирмами или предназначенные для использования в странах Европы, соответствуют также требованиям европейских стандартов EN 61008-1 и EN 61009-1, которые разработаны на основе стандартов МЭК 61008-1 и МЭК 61009-1, но имеют меньшее число ошибок.

Фирмы производят большое число модификаций ВДТ, АВДТ и устройств дифференциального тока. Устройства дифференциального тока, собранные с автоматическими выключателями, образуют АВДТ. ВДТ, АВДТ и УДТ выпускают в литых пластмассовых корпусах. Практически все изделия производят в так называемом модульном исполнении, при котором ширина устройств зависит от числа полюсов и устанавливается кратной одному модулю 17,5 мм (18 мм). Ширина двухполюсного УЗО обычно равна 35 или 36 мм, четырехполюсного — 70 или 72 мм. Основные установочные размеры устройств защитного отключения стандартизированы.

ВДТ, АВДТ и УДТ предназначены для установки в низковольтные распределительные устройства. Их крепление производят на профилированные монтажные рейки шириной 35 мм<sup>25</sup>. Некоторые изделия можно крепить на монтажные платы с помощью винтов.

Все устройства защитного отключения оснащены механизмом свободного расцепления.

ВДТ и АВДТ, как правило, имеют столбчатые выводы (рис. 2). Конструкция выводов устройств, имеющих номинальный ток до 63 А включительно, обычно допускает одновременное присоединение проводников и специальных соединительных шин, которые можно использовать для их электрического соединения с автоматическими



**Рис. 2. Столбчатые выводы устройств защитного отключения:**

1 — выводы с хомутиком; 2 — выводы без прижимных пластин; 3 — выводы с прижимными пластинами

выключателями. Выводы ВДТ и АВДТ с номинальным током более 63 А позволяют подключать только проводники (жилы проводов и кабелей). Устройства дифференциального тока обычно имеют столбчатые выводы. АВДТ, выполненные из УДТ и автоматических выключателей с номинальным током до 63 А, также позволяют одновременно подключать проводники и соединительные шины.

Максимальные сечения проводников внешних электрических цепей, подключаемых к выводам ВДТ, АВДТ и УДТ, обычно равны 16—25 мм<sup>2</sup> при номинальном токе устройств до 63 А включительно, 25—35 мм<sup>2</sup> при номинальном токе 80—100 А и 35—50 мм<sup>2</sup> при номинальном токе 125 А.

ВДТ, АВДТ и УДТ оснащают контрольными устройствами, используемыми для периодической проверки их работоспособности. Орган управления контрольным устройством обычно выполняют в виде кнопки.

Устройства защитного отключения имеют коммутационную и механическую износостойкость, обычно равную 4 000—20 000 циклам оперирования.

Устройства защитного отключения обычно предназначены для эксплуатации при температуре окружающего воздуха от — 25 до + 40 °С<sup>26</sup>.

<sup>25</sup> Требования к монтажным рейкам изложены в ГОСТ Р 60715 [22].

## Автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током, без встроенной защиты от сверхтока

Наиболее широкое распространение в электроустановках зданий получили двух- и четырехполюсные автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током, без встроенной защиты от сверхтока, применяемые соответственно в однофазных и трехфазных электрических цепях (рис. 3). В небольших количествах выпускают трехполюсные ВДТ, имеющие значительно меньшую область применения.

Подавляющее число ВДТ предназначено для использования в электрических цепях переменного тока частотой 50 и 60 Гц. Некоторые фирмы производят специальные ВДТ, рассчитанные на использование при более высокой частоте, например при частоте 400 Гц.

Номинальное напряжение  $U_n$  двухполюсных ВДТ обычно равно 230 В, трех- и четырехполюсных — 400 В. Выпускают также специальные ВДТ, имеющие более высокое номинальное напряжение, например равное 500 В.

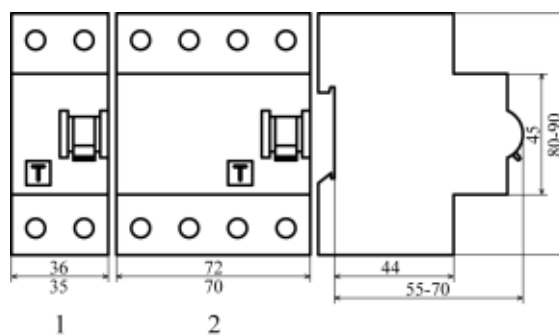
Наибольшее распространение в электроустановках зданий получили ВДТ, имеющие номинальный ток  $I_n$ , равный 25 и 40 А. ВДТ, имеющие номинальный ток 16 А, используют в электроустановках зданий реже. Их, как правило, применяют для защиты одного электроприемника. ВДТ с номинальным током 63, 80, 100 и 125 А также имеют меньшую область применения. Эти устройства устанавливают на вводах низковольтных распределительных устройств или используют для защиты электрических цепей, к которым подключены мощные электроприемники.

ВДТ, имеющий номинальный отключающий дифференциальный ток  $I_{\Delta n}$ , равный 0,03 А, является самым распространенным изделием, которое широко применяют в электроустановках зданий. ВДТ с  $I_{\Delta n} = 0,01$  А реже используют в электроустановках зданий — в основном для защиты групповых электрических цепей, содержащих только один электроприемник.

ВДТ с номинальным отключающим дифференциальным током  $I_{\Delta n}$  до 0,03 А включительно обычно используют в электроустановках зданий для дополнительной защиты от поражения электрическим током при прямом прикосновении.

ВДТ общего применения с номинальными отключающими дифференциальными токами, равными 0,10; 0,30 и 0,50 А, используют в электроустановках зданий для защиты от косвенного прикосновения в тех электрических цепях, которые имеют большие токи утечки.

ВДТ типа S, как правило, имеют номинальный отключающий дифференциальный ток 0,10; 0,30 или 0,50 А. Их обычно применяют в качестве вводных ВДТ в низковольтных распределительных устройствах. Некоторые фирмы



**Рис. 3. Автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током, без встроенной защиты от сверхтока:**

1 — двухполюсные; 2 — четырехполюсные

производят ВДТ типа S с номинальным отключающим дифференциальным током, равным 1,00 А.

Серийно производят ВДТ типа AC, срабатывающие при синусоидальных переменных дифференциальных токах, и ВДТ типа A, которые срабатывают как при синусоидальных переменных, так и при пульсирующих постоянных дифференциальных токах.

Помимо ВДТ общего применения, срабатывающих без временной задержки, и ВДТ типа S, имеющих временную задержку, производят ВДТ, которые имеют кратковременную задержку срабатывания. Время отключения этих ВДТ превышает 10 мс, но не превосходит значений максимального времени отключения для УЗО общего применения, которые приведены в табл. 1 статьи. ВДТ этих типов не срабатывают при импульсах дифференциального тока продолжительностью менее 10 мс, которые часто возникают во время включения электрооборудования из-за переходных процессов, например в помехоподавляющих конденсаторах, включенных между опасными токоведущими частями и открытыми проводящими частями электрооборудования класса I, присоединенными к защитным проводникам.

ВДТ общего применения имеют достаточную устойчивость к импульсам напряжения, которые могут быть вызваны в электроустановке здания грозовыми или коммутационными перенапряжениями. Они не срабатывают от импульсов тока с пиковым значением 250 А. Некоторые фирмы производят ВДТ общего применения, которые имеют повышенную устойчивость к импульсным токам — до 3000 А. ВДТ типа S характеризуются повышенной устойчивостью к нежелательному срабатыванию от импульсного тока с пиковым значением 3000—5000 А (8/20 мкс).

Номинальная включающая и отключающая способность  $I_m$ , номинальная дифференциальная включающая

<sup>26</sup> В ГОСТ Р 51326.1, ГОСТ Р 51327.1, в стандартах МЭК 61008-1 и МЭК 61009-1 стандартными условиями эксплуатации для УЗО установлен иной температурный диапазон: от -5 до +40 °С. Температурный диапазон от -25 до +40 °С предусмотрен требованиями стандартов EN 61008-1 и EN 61009-1. Устройства защитного отключения, рассчитанные на этот температурный диапазон, маркируют специальным знаком:



Таблица 4

Примерная номенклатура ВДТ типа АС и типа А

$I_n, A$	$I_{\Delta n}, A$	Двухполюсные ВДТ		Четырехполюсные ВДТ	
		Общего применения	Типа S	Общего применения	Типа S
16	0,01	+	-	-	-
25	0,03	+	-	-	-
	0,01	+	-	-	-
	0,03	+	-	+	-
	0,10	+	+	+	+
	0,30	+	+	+	+
40, 63, 80, 100, 125	0,50	+	+	+	+
	0,03	+	-	+	-
	0,10	+	+	+	+
	0,30	+	+	+	+
	0,50	+	+	+	+

и отключающая способность  $I_{\Delta n}$  выпускаемых ВДТ равны 500—1500 А.

Номинальный условный ток короткого замыкания  $I_{nc}$  серийно производимых ВДТ обычно равен 6000 или 10000 А.

Примерная номенклатура ВДТ, выпускаемых различными фирмами, приведена в табл. 4. Модификации ВДТ отмечены знаком «+». Знак «-» означает, что ВДТ с указанными характеристиками, как правило, не производят.

### Автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока

Конструктивно автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока могут быть выполнены в виде единого изделия (в одном корпусе) или в виде изделия, которое собирают из устройства дифференциального тока и автоматического выключателя перед его установкой в низковольтное распределительное устройство. Ниже приведена краткая информация об АВДТ, выполненных в одном корпусе или собранных на заводе и представляющих собой единое изделие.

Рассматриваемые АВДТ выпускают в двух модификациях (рис. 4). Ранние модификации АВДТ представляют собой единое устройство, состоящее из двух- или четырехполюсного автоматического выключателя, который в заводских условиях соединяют соответственно с двух- или четырехполюсным устройством дифференциального тока. Современные модификации АВДТ изначально сконструированы так, что их производят в едином корпусе, аналогичном корпусу ВДТ. Они имеют в 1,5—2 раза меньшую ширину, чем разработанные ранее АВДТ.

В электроустановках зданий наиболее широкое распространение получили двухполюсные АВДТ, применяемые в однофазных электрических цепях. Четырехполюсные АВДТ, применяемые в трехфазных электрических цепях, имеют меньшую область применения.

Автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока предназначены для использования в электрических цепях переменного тока частотой 50 и 60 Гц. Некоторые специальные АВДТ могут работать при более высокой номинальной частоте, например при частоте 400 Гц.

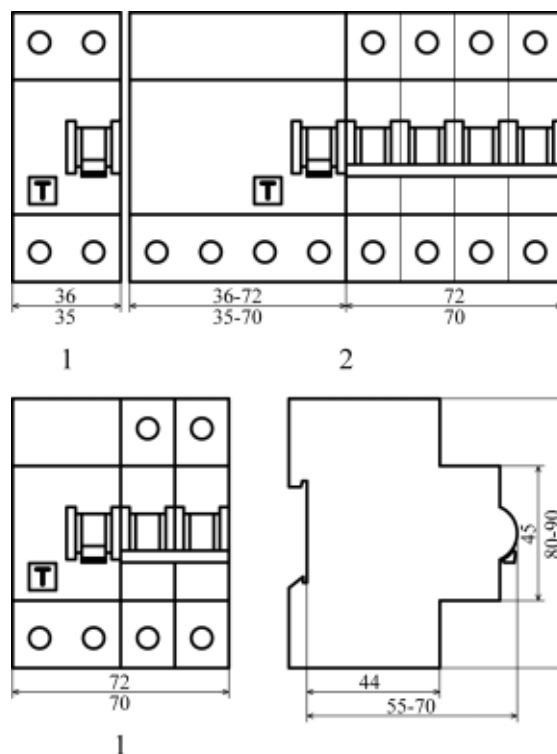


Рис. 4. Автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока:

1 — двухполюсные; 2 — четырехполюсные



Номинальное напряжение  $U_n$  двухполюсных АВДТ обычно равно 230 В, четырехполюсных — 400 В.

Номинальный ток  $I_n$  АВДТ, как правило, находится в диапазоне от 6 до 63 А. Некоторые АВДТ (особенно с типом мгновенного отключения С) имеют больший диапазон номинального тока.

Для выполнения функции защиты от сверхтока АВДТ оснащают расцепителями сверхтока прямого действия, которые обычно включают в себя:

- тепловой расцепитель перегрузки с обратно-зависимой выдержкой времени, срабатывание которого зависит от теплового действия протекающего через него электрического тока;

- электромагнитный расцепитель токов короткого замыкания, вызывающий размыкание АВДТ без выдержки времени.

Расцепитель перегрузки предназначен для защиты от малых токов перегрузки, а расцепитель токов короткого замыкания — от больших токов перегрузки и токов короткого замыкания.

АВДТ обычно имеют тип мгновенного расцепления В или С.

Выпускаемые АВДТ (с номинальным током до 40 А) обычно относятся к токоограничивающим устройствам защиты от сверхтока и имеют класс ограничения электроэнергии 3.

Большинство производимых АВДТ являются устройствами общего применения, которые при появлении в их главной цепи отключающего дифференциального тока срабатывают без временной задержки.

Номинальная коммутационная способность при коротком замыкании большинства выпускаемых АВДТ обычно равна 4500, 6000 или 10000 А.

АВДТ в большинстве случаев имеют номинальный отключающий дифференциальный ток  $I_{\Delta n}$  0,01 или 0,03 А (АВДТ с  $I_{\Delta n} = 0,03$  А являются наиболее распространенными изделиями). Их используют для дополнительной защиты от поражения электрическим током при прямом прикосновении. АВДТ общего применения с номинальным отключающим дифференциальным током, равным 0,10, 0,30 и 0,50 А, выпускают в меньших количествах.

Производят АВДТ типа АС и типа А.

АВДТ общего применения устойчивы к импульсам тока с пиковым значением до 250 А. Производят также АВДТ общего применения, характеризующиеся повышенной устойчивостью к импульсным токам — до 3000 А.

Примерная номенклатура АВДТ общего применения приведена в табл. 5.

## Устройства дифференциального тока

Некоторые модификации автоматических выключателей, управляемых дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока могут быть собраны из устройств дифференциального тока и автоматических выключателей перед их установкой в низковольтные распределительные устройства.

Таблица 5

Примерная номенклатура АВДТ общего применения типа АС и типа А

$I_n$ , А	$I_{\Delta n}$ , А	Двухполюсные АВДТ	Четырехполюсные АВДТ
6, 10, 13, 16	0,01	+	–
6, 10, 13, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63	0,03	+	+
	0,10	+	+
	0,30	+	+

Серийно производят двух- и четырехполюсные устройства дифференциального тока, которые соединяют соответственно с двух- и четырехполюсными автоматическими выключателями, образуя двух- и четырехполюсные АВДТ. В малых количествах выпускают трехполюсные устройства дифференциального тока, используемые для сборки с трехполюсными автоматическими выключателями.

Фирмы обычно производят два типоразмера устройств дифференциального тока. УДТ первого типоразмера используют с автоматическими выключателями, имеющими номинальный ток до 63 А включительно, УДТ второго типоразмера — до 125 А. Примеры указанных устройств дифференциального тока показаны соответственно на рис. 5 и 6.

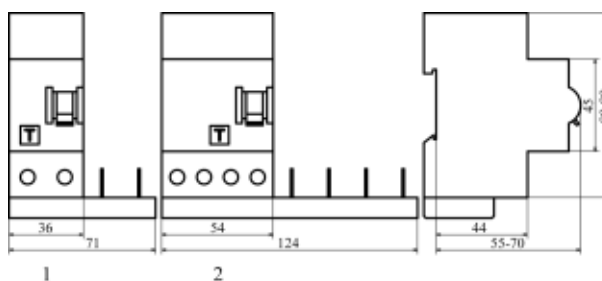


Рис. 5. Устройства дифференциального тока с номинальным током до 63 А:

1 — двухполюсные; 2 — четырехполюсные

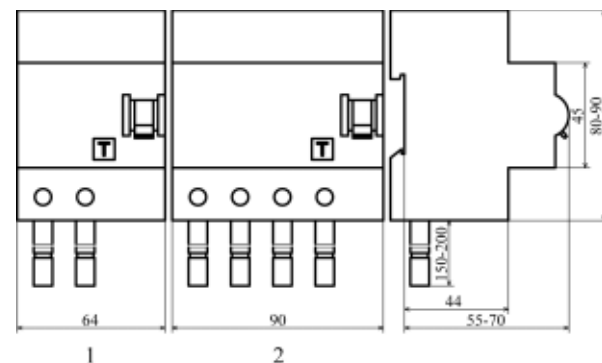


Рис. 6. Устройства дифференциального тока с номинальным током до 125 А:

1 — двухполюсные; 2 — четырехполюсные

Механическое крепление устройства дифференциального тока к автоматическому выключателю обычно выполняют при помощи специальных защелок, а электрическое их соединение производят с помощью однопроволочных или многопроволочных медных проводников, которые имеются у УДТ (рис. 7 и 8). Разделение скрепленных УДТ и автоматического выключателя сопровождается видимыми механическими повреждениями.

Устройства дифференциального тока предназначены для использования в электрических цепях переменного тока частотой 50 и 60 Гц.

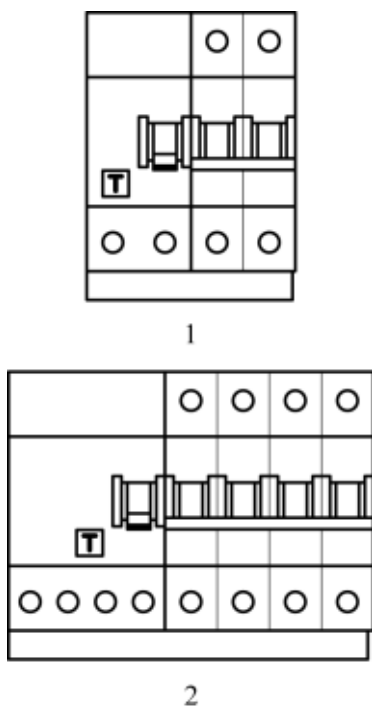
Номинальное напряжение  $U_n$  двухполюсных УДТ равно 230 В, трехполюсных и четырехполюсных — 400 В.

Номинальный ток  $I_n$  устройств дифференциального тока обычно равен 40, 63, 80, 100 и 125 А. Их используют совместно с автоматическими выключателями, имеющими номинальный ток от 6 А до значения номинального тока УДТ.

Устройства дифференциального тока предназначены для работы с автоматическими выключателями, которые, как правило, имеют типы мгновенного расцепления В и С.

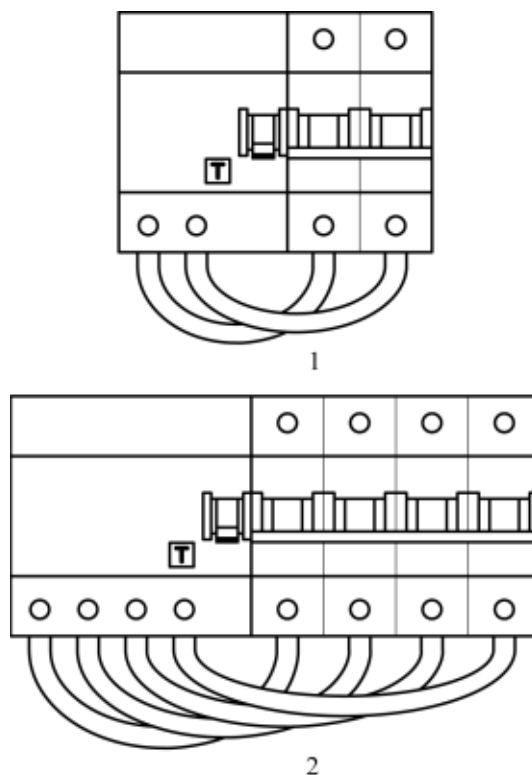
Большинство устройств дифференциального тока относится к устройствам общего применения. В ограниченных количествах выпускают УДТ типа S.

Наибольшее число устройств дифференциального тока имеет номинальный отключающий дифференциальный ток  $I_{\Delta n}$ , равный 0,03 А. УДТ общего применения с номинальным отключающим дифференциальным током, равным 0,10; 0,30 и 0,50 А, выпускают в ограниченных количествах.



**Рис. 7. АВДТ с номинальным током до 63 А, собранные из УДТ и автоматических выключателей:**

1 — двухполюсные; 2 — четырехполюсные



**Рис. 8. АВДТ с номинальным током до 125 А, собранные из УДТ и автоматических выключателей:**

1 — двухполюсные; 2 — четырехполюсные

Устройства дифференциального тока типа S обычно имеют номинальный отключающий дифференциальный ток 0,30 А. В незначительных количествах выпускают УДТ типа S с номинальным отключающим дифференциальным током 0,10; 0,50 и 1,00 А.

Серийно производят устройства дифференциального тока типа АС и типа А.

Устройства дифференциального тока общего применения обладают устойчивостью к импульсам тока с пиковым значением до 250 А. УДТ типа S имеют повышенную устойчивость к импульсам электрического тока. Они не срабатывают при импульсах электрического тока с пиковым значением до 3000—5000 А.

Примерная номенклатура устройств дифференциального тока, серийно производимых различными фирмами, приведена в табл. 6.

### Маркировка устройств защитного отключения

Каждое устройство защитного отключения должно иметь стойкую маркировку, которая включает в себя следующие данные:

1. Наименование или торговый знак изготовителя.
2. Типовое обозначение ВДТ и АВДТ, каталожный или серийный номер.
3. Одно или несколько значений номинального напряжения  $U_n$  ВДТ и АВДТ.

Таблица 6

Примерная номенклатура УДТ типа АС и типа А

$I_n, A$	$I_{\Delta n}, A$	Двухполюсные УДТ		Четырехполюсные УДТ	
		Общего применения	Типа S	Общего применения	Типа S
25	0,01	+	–	–	–
40, 63, 80, 100, 125	0,03	+	–	+	–
	0,10	+	+	+	+
	0,30	+	+	+	+
	0,50	+	+	+	+

4. Номинальный ток  $I_n$  для ВДТ. Для АВДТ указывают номинальный ток  $I_n$  в амперах без указания единицы измерения с предшествующим обозначением типа мгновенного расцепления (В, С или D). Например, В16: тип мгновенного расцепления — В, номинальный ток — 16 А.

5. Номинальная частота, если ВДТ разработан для частоты, отличной от 50 и (или) 60 Гц, а АВДТ предназначен для работы только при одной частоте.

6. Номинальный отключающий дифференциальный ток  $I_{\Delta n}$  ВДТ и АВДТ.

7. Значения отключающего дифференциального тока, если ВДТ и АВДТ имеют несколько таких значений.

8. Номинальная включающая и отключающая способность  $I_m^{27}$  ВДТ.

9. Номинальная коммутационная способность при коротком замыкании  $I_{cn}$  АВДТ в амперах.

10. Номинальная дифференциальная включающая и отключающая способность  $I_{\Delta m}$ , если она отличается от номинальной включающей и отключающей способности ВДТ. Номинальная дифференциальная включающая и отключающая способность  $I_{\Delta m}$ , если она отличается от номинальной коммутационной способности при коротком замыкании АВДТ.

11. Степень защиты, при ее отличии от IP20.

12. Рабочее положение, при необходимости.

13. Символ  $\boxed{S}$  для ВДТ и АВДТ типа S.

14. Указание на то, что ВДТ и АВДТ функционально зависят от напряжения, если это имеет место.

15. Обозначение органа управления контрольного устройства ВДТ и АВДТ буквой «Т».

16. Схема подключения ВДТ и АВДТ.

17. Рабочая характеристика при наличии дифференциальных токов с составляющими постоянного тока:

ВДТ и АВДТ типа АС маркируют символом ;

ВДТ и АВДТ типа А обозначают символом .

18. Контрольная температура калибровки АВДТ, если она отличается от 30 °С.

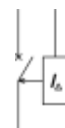
Маркировка должна быть четко видна после установки ВДТ и АВДТ. Если размеры устройств не позволяют разместить всю перечисленную информацию, то данные, указанные в пп. 4, 6 и 15<sup>28</sup> для ВДТ и пп. 4, 6 и 13 для АВДТ должны быть видны после их монтажа.

Характеристики, перечисленные в пп. 1—3, 10, 12 и 16 для ВДТ, в пп. 1—3, 9 и 16 для АВДТ, могут быть нанесены на боковых и задних поверхностях устройств и быть видимыми только до их установки в низковольтном распределительном устройстве. Остальная информация должна быть приведена в эксплуатационной документации на изделия или в каталогах изготовителя.

В разделе 6 «Маркировка и другая информация об изделии» ГОСТ Р 51326.1 и в соответствующем шестом разделе стандарта МЭК 61008-1 отсутствуют требования о маркировке на изделии или о представлении в ином виде следующих характеристик ВДТ:

номинального условного тока короткого замыкания  $I_{nc}$ ; номинального условного дифференциального тока короткого замыкания  $I_{\Delta c}$ .


На устройство дифференциального тока, помимо маркировки, указанной в пп. 1—3, 5—7, 10—13 и 15, наносят значение максимального номинального тока автоматического выключателя, с которым УДТ может быть собрано, например — «63 А max», а также следующий специальный символ:



После сборки устройства дифференциального тока с автоматическим выключателем не должны быть видны данные, приведенные в пп. 3 и 11, а также значение максимального номинального тока автоматического выключателя, с которым УДТ может быть собрано. Устройства дифференциального тока и автоматические выключатели, которые предназначены для совместной сборки, должны иметь одинаковое наименование изготовителя или торговый знак.

Изготовитель должен предоставить допустимые для ВДТ значения характеристики  $I^2t$  и пикового тока  $I_p$ . В противном случае применяют минимальные значения, приведенные в табл. 15 ГОСТ Р 51236.1 (см. табл. 2 статьи).

<sup>27</sup> В пункте h) раздела 6 ГОСТ Р 51326.1 указано ошибочное наименование характеристики ВДТ: «номинальная наибольшая включающая и отключающая коммутационная способность». В этом пункте стандарта МЭК 61008-1 сказано о номинальной включающей и отключающей способности (rated making and breaking capacity). Кроме того, в ГОСТ Р 51326.1 дано краткое обозначение  $I_{\Delta m}$  характеристики «номинальная дифференциальная включающая и отключающая способность» вместо правильного обозначения рассматриваемой характеристики —  $I_m$ .


<sup>28</sup> В требованиях ГОСТ Р 51236.1 и стандарта МЭК 61008-1 допущена ошибка. Аналогично требованиям ГОСТ Р 51237.1 для АВДТ, после монтажа ВДТ всегда должен быть виден символ  $\boxed{S}$ . В противном случае, если этого символа, указывающего на наличие у ВДТ временной задержки на срабатывание, не будет видно, то нельзя гарантировать квалифицированную и безопасную эксплуатацию низковольтных распределительных устройств, в которых установлены ВДТ типа S, и электроустановки здания. Требованиями стандарта EN 61008-1 предписано наносить символ  $\boxed{S}$  на ВДТ так, чтобы он был виден после их монтажа. Должен быть видимым также символ , наносимый на ВДТ типа А.

В каталоге или эксплуатационной документации на изделие изготовитель также должен указать сведения хотя бы об одном устройстве защиты от короткого замыкания, подходящем для защиты ВДТ.

Разомкнутое (отключенное) положение устройства защитного отключения, управляемого органом оперирования, перемещаемым вверх — вниз (вперед — назад), должно обозначаться знаком «О» (окружностью), замкнутое (включенное) его положение маркируется знаком «I» (вертикальной чертой). Эти обозначения должны быть хорошо видны после установки УЗО. Для обозначения включенного и отключенного положений УЗО допускается также использование дополнительных символов.

При необходимости различать входные и выходные выводы их следует четко обозначать, например, словами «линия» и «нагрузка», расположенными около соответствующих выводов, или стрелками, указывающими направление протекания электроэнергии.

Выводы устройства защитного отключения, предназначенные только для присоединения нейтрального проводника, должны быть маркированы буквой «N».

Выводы устройства защитного отключения, которые используют исключительно лишь для присоединения защитного проводника, маркируют символом: .

## Литература

1. Харечко В.Н., Харечко Ю.В. Нормативные документы, устанавливающие требования к устройствам защитного отключения//Главный энергетик, 2007, № 12.
2. International standard IEC 61008-1. Residual current operated circuit-breakers without integral overcurrent protection for household and similar uses (RCCBs). Part 1: General rules. Edition 2.2. — Geneva: IEC, 2006–06.
3. International standard IEC 61009-1. Residual current operated circuit-breakers with integral overcurrent protection for household and similar uses (RCBOs). Part 1: General rules. Edition 2.2. — Geneva: IEC, 2006–06.
4. International standard IEC 61008-2-1. Residual current operated circuit-breakers without integral overcurrent protection for household and similar uses (RCCBs). Part 2—1: Applicability of the general rules to RCCBs functionally independent of line voltage. First edition. — Geneva: IEC, 1990–12.
5. International standard IEC 61008-2-2. Residual current operated circuit-breakers without integral overcurrent protection for household and similar uses (RCCBs). Part 2—2: Applicability of the general rules to RCCBs functionally dependent on line voltage. First edition. — Geneva: IEC, 1990–12.
6. International standard IEC 61009-2-1. Residual current operated circuit-breakers with integral overcurrent protection for household and similar uses (RCBOs). Part 2—1: Applicability of the general rules to RCBOs functionally independent of line voltage. First edition. — Geneva: IEC, 1991–09.
7. International standard IEC 61009-2-2. Residual current operated circuit-breakers with integral overcurrent protection for household and similar uses (RCBOs). Part 2—2: Applicability of the general rules to RCBOs functionally dependent on line voltage. First edition. — Geneva: IEC, 1991–09.
8. ГОСТ Р 51326.1–99 (МЭК 61008-1–96). Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения без встроенной защиты от сверхтоков. Ч. 1. Общие требования и методы испытаний. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000.
9. ГОСТ Р 51326.2.1–99 (МЭК 61008-2-1–90). Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения без встроенной защиты от сверхтоков. Ч. 2—1. Применяемость основных норм к ВДТ, функционально независимым от напряжения сети. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000.
10. ГОСТ Р 51326.2.2–99 (МЭК 61008-2-2–90). Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения без встроенной защиты от сверхтоков. Ч. 2—2. Применяемость основных норм к ВДТ, функционально зависящим от напряжения сети. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000.
11. ГОСТ Р 51327.1–99 (МЭК 61009-1–96). Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения со встроенной защитой от сверхтоков. Ч. 1. Общие требования и методы испытаний. — М.: ИПК «Изд-во стандартов», 2000.
12. ГОСТ Р 51327.2.1–99 (МЭК 61009-2-1–91). Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения со встроенной защитой от сверхтоков. Ч. 2—1. Применяемость основных норм к АВДТ, функционально независимым от напряжения сети. — М.: ИПК «Изд-во стандартов», 2000.
13. ГОСТ Р 51327.2.2–99 (МЭК 61009-2-2–91). Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения со встроенной защитой от сверхтоков. Ч. 2—2. Применяемость основных норм к АВДТ, функционально зависящим от напряжения сети. — М.: ИПК «Изд-во стандартов», 2000.
14. International standard IEC 61008-1. Residual current operated circuit-breakers without integral overcurrent protection for household and similar uses (RCCBs). Part 1: General rules. Second edition. — Geneva: IEC, 1996–12.
15. International standard IEC 61009-1. Residual current operated circuit-breakers with integral overcurrent protection for household and similar uses (RCBOs). Part 1: General rules. Second edition. — Geneva: IEC, 1996–12.
16. ГОСТ Р 50345–99 (МЭК 60898–95). Аппаратура малогабаритная электрическая. Автоматические выключатели для защиты от сверхтоков бытового и аналогичного назначения. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000.
17. International standard IEC 60898. Electrical accessories. Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations. Second edition. — Geneva: IEC, 1995–02.
18. International standard IEC 60898-1. Electrical accessories. Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations. Part 1: Circuit-breakers for a. c. operation. Edition 1.2. — Geneva: IEC, 2003–07.
19. International standard IEC 60050-442. International Electrotechnical Vocabulary. Part 442: Electrical accessories. First edition. — Geneva: IEC, 1998–11.
20. Харечко Ю.В. Автоматические выключатели, выпускаемые для электроустановок жилых зданий//Главный энергетик, 2008, № 1.
21. International standard IEC 60364-5-53. Electrical installations of buildings. Part 5—53: Selection and erection of electrical equipment. Isolation, switching and control. Edition 3.1. — Geneva: IEC, 2002–06.
22. ГОСТ Р 60715–2003. Аппаратура распределения и управления низковольтная. Установка и крепление на рейках электрических аппаратов в низковольтных комплектных устройствах распределения и управления. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2003.



## УЧЕТ РАСХОДА ВОДЫ, ГАЗА И ПАРА НА КРУПНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

**Т**очный учет расхода энергоносителей и технологических сред — это важная задача для крупных предприятий, решение которой позволяет существенно снизить затраты на содержание инфраструктуры и расставить приоритеты в обновлении производственных мощностей. К особенностям измерения расхода на крупных предприятиях относятся:

- Необходимость учета различных сред: воды, пара, природного газа, сжатого воздуха, технологических жидкостей, технических газов, в том числе взрывоопасных и кислородосодержащих.

- Необходимость измерения расхода на трубопроводах как малых до 100 мм, так и на больших диаметрах 300 мм и более.

- Необходимость интеграции узлов учета в комплексную систему сбора данных, оперативного контроля и управления.

Обилие измеряемых сред предполагает подбор под каждую из них отдельного измерительного средства. Наличие большого и разнообразного парка расходомеров приводит к необходимости дополнительного обучения персонала для монтажа, электрического подключения, обслуживания и ремонта приборов, а значит и к дополнительным издержкам. Кроме того, в целях обеспечения работоспособности предприятия в нормальном режиме, предполагается наличие на складе резервных расходомеров каждого типа или ремонтных комплектов. С учетом большого разнообразия типоразмеров трубопроводов, решение задачи учета расхода на крупном предприятии становится крайне сложным. Отдельным пунктом следует отметить необходимость

периодической поверки расходомеров, для каждого типа которых обычно своя методика поверки и требуемое поверочное оборудование.

Облегчить задачу можно за счет снижения числа разновидностей датчиков расхода путем использования универсальных расходомеров. К числу универсальных относятся вихревые расходомеры, измеряющие как жидкости, так газ и пар. Всеядность вихревых приборов обуславливается физическим принципом измерения, практически независящим как от типа измеряемой среды, так и от значения температуры и давления в трубопроводе.

Вихревые расходомеры используются на различных средах, однако универсальность не снижает их конкурентоспособность по сравнению с «узкоспециализированными» расходомерами. Расход воды и жидкостей измеряется вихревыми преобразователями с погрешностью до 0,5%, при этом предъявляются низкие требования к чистоте измеряемой жидкости и отсутствуют требования по ее проводимости. Погрешность измерения расхода пара обычно не превышает 1,5%, вне зависимости от состояния пара (насыщенный или перегретый), температура измеряемой среды может превышать 400С. При измерении расхода газа не требуется установка фильтров и осушителей с гарантированным допуском погрешности не более 1,0%.

Для трубопроводов с диаметрами от 15 до 300 мм используются врезные полнопроходные версии вихревых расходомеров, для больших трубопроводов существуют специальные погружные исполнения, использующиеся на трубах с диаметрами от 200 до 2000 мм. Давление в трубопроводе может достигать 4,0 МПа, а измеряемый рас-



ход находится в пределах 0,3—50000 м<sup>3</sup>/ч для жидкостей и 1—500 000 м<sup>3</sup>/ч для газа и пара.

Таким образом, универсальность вихревых расходомеров и наличие модификаций для различных типоразмеров трубопроводов и диапазонов расхода позволяет использовать их в большинстве процессов, где требуется измерение расхода. Универсальность позволяет также проводить периодическую поверку приборов как на водяных, так и на воздушных калибровочных установках, а наличие официально утвержденной методики беспроточной имитационной поверки подразумевает возможность проведения данной процедуры даже без демонтажа датчика с трубопровода. В целом, для крупных предприятий это означает, что за счет уменьшения количества разновидностей обслуживаемых расходомеров и упрощение процедуры поверки, использование вихревых расходомеров позволяет существенно снизить затраты на содержание приборного парка.

Примером решения задачи учета расхода на крупном предприятии является использование вихревых расходомеров на Челябинском тракторном заводе. На предприятии, в целях создания системы внутривозвратного коммерческого учета, установлено в общей сложности 35 узлов учета расхода на базе вихревых расходомеров «ЭМИС-ВИХРЬ 200». Приборы установлены на трубопроводах с диаметрами от 50 до 300 мм и используются для измерения расхода сжатого воздуха, природного газа, насыщенного пара и перегретого пара с температурой более 200°C. В качестве вторичного оборудования используются теплоэнергоконтроллеры ТЭКОН-19, свободно программируемые и способные вести учет расхода практически любых жидкостей, газов и пара.

Учитывая потребности крупных предприятий в необходимости создания комплексной системы сбора данных, контроллеры ТЭКОН-19 могут быть объединены в единый программно-аппаратный комплекс разветвленной цифровой сети, объединяющей учет всех видов энергоносителей в любой по сложности конфигурации и позволяющей строить тепловые и водные балансы. Учет может охватывать всю территорию предприятия, начиная с входной точки, что позволяет сформировать правильное представление о затратах на энергоресурсы, определить долю этих затрат в стоимости продукции, выявить завышенное потребление энергоресурсов и пути его снижения, оценить соблюдение технологии, зафиксировать фактическое распределение энергоресурсов по видам продукции и по хозяйственной принадлежности (для холдингов).

Многоуровневая система сбора данных и управления предполагает объединения контроллеров в сеть и передачу информации на серверы, в том числе посредством радио и GSM-связи. Диспетчерский программный комплекс «ИСКРА» позволяет представлять в удобной форме и проводить анализ получаемой информации о контролируемых объектах: графики любых параметров или групп параметров, графики параметров оперативного контроля, суточные, месячные отчеты по задаваемым формам, ведомости утечек, ведомости времени исправной/неисправной работы узлов учета и оборудования.

При поступлении аварийных сигналов из контроллеров комплекс выдает в режиме реального времени звуковые сообщения, а также выполняет соответствующие записи в журнале регистрации отказов.

Таким образом, задача точного учета расхода может быть решена с минимальными издержками за счет применения универсальных расходомеров. Задача интеграции узлов учета в комплексную систему сбора данных и управления решается использованием современных контроллеров и SCADA-системы.

## Интеллектуальный вихревой расходомер «ЭМИС-ВИХРЬ 200»

### Назначение

Коммерческий и технологический учет насыщенного и перегретого пара, природного газа, сжатого воздуха, кислорода, водорода и других технических газов. Измерение объемного расхода и объема воды, водных растворов и других жидкостей, в том числе загрязненных жидкостей и смесей жидкостей. Применяются в промышленности и коммунальном хозяйстве.



### Технические характеристики

Измеряемые среды.....	газ, пар, жидкости
Температура среды.....	от -40 до +460°C
Давление среды.....	до 4,0 МПа
Диаметр трубопровода.....	от 15 до 300 мм
Динамический диапазон.....	до 1:46
Точность измерения жидкостей.....	до 0,75 %
Точность измерения газа/пара.....	до 1,0 %
Выходные сигналы.....	1000Гц/4—20мА/RS485
Взрывозащита.....	1ExibII/1ExibIIC
Напряжение питания.....	от 10 до 30 В
Температура окр. среды.....	от -40 до +70°C
Пылевлагозащита.....	IP65
Межповерочный интервал.....	3 года

## Теплоэнергоконтроллер ТЭКОН-19

### Назначение

Предназначен для расчета объемного и массового расхода тепловой энергии в закрытых и открытых системах теплоснабжения и отдельных трубопроводах, контроля параметров энергоносителей, расчета количества электроэнергии, а также ведения архивов измеренных величин.



### Область применения

Системы коммерческого учета, автоматизированного контроля и управления технологическими процессами на тепловых пунктах, теплостанциях, электростанциях, газораспределительных станциях, предприятиях коммунального хозяйства в условиях круглосуточной эксплуатации.



**А. Г. Андреев, гл. инженер,  
П. А. Панфиль, директор  
ООО «Кольцо-энерго»,  
Москва**

## АКУСТИЧЕСКИЕ ПРОТИВОНАКИПНЫЕ УСТРОЙСТВА «АКУСТИК-Т»

**В** большинстве регионов России вода жесткая, и потери от отложений солей на теплообменных поверхностях не поддаются никакому исчислению. Коэффициент теплопроводности образующегося слоя накипи примерно в 50 раз ниже, чем у металла, и увеличение толщины слоя отложений приводит к быстрому снижению температуры нагреваемой воды. И каждая вновь образующаяся доля миллиметра слоя накипи приводит к ухудшению процесса теплопередачи, к увеличению удельного расхода количества тепла, энергоносителей, электроэнергии.

До недавнего времени организации, эксплуатирующие теплообменное оборудование (особенно в небольших городах и в ведомственных котельных), игнорировали проблему чистоты теплообменных поверхностей, действуя по принципу: «не можешь бороться со злом — не обращай на него внимания». Отрадно видеть, что сейчас этот позорный подход уходит в прошлое. Тем более, что современная теплотехника предлагает эффективные средства борьбы с накипью, доступные любому предприятию. Кроме общеизвестных химических способов умягчения воды, со всеми их плюсами и минусами, альтернативными способами снижения скорости образования накипи являются ультразвуковой, электрохимический, магнитный и электромагнитный способы. Предприятие, ООО «Кольцо», с 1996 г. производит ультразвуковые или, более правильно — **акустические противонакипные устройства «Акустик-Т»**. Им и посвящена данная статья, т. к. из всех применяемых технологий по защите от накип-

ных отложений ультразвуковой метод является наиболее эффективным и экономичным.

Ультразвуковая технология предотвращения образования накипи основана на возбуждении в металле теплоагрегата и в воде ультразвуковых колебаний, распространяющихся по теплообменной поверхности и в толще воды. При воздействии ультразвука на воду происходит дробление образующихся в воде кристаллов солей, что не позволяет им достичь размеров, необходимых для образования осадка. Вынужденные высокочастотные вибрации теплообменной поверхности препятствуют осаждению накипи, отталкивая кристаллы солей, существенно снижая скорость формирования твердых отложений.

Что представляет собой акустическое противонакипное устройство? «Акустик-Т» состоит из генератора и магнетострикционных преобразователей (излучателей ультразвука). Конструктивно генератор выполнен в виде настенного блока небольших габаритов, соединенного кабелями с преобразователями. Генератор работает от сети 220 В и формирует импульсы тока специальной частоты и формы, которые преобразуются в вынужденные механические колебания в излучателях ультразвука, приваренных к поверхности теплоагрегата. Частота ультразвуковых колебаний составляет 20—25 кГц и выбрана по результатам многочисленных исследований как оптимальная для предотвращения образования отложений и не оказывающая влияния на сварные и вальцованные соединения. Для кожухотрубных теплообменников излучатели навариваются на ободок трубной



**Рис. 1.** Слева генератор, справа излучатель ультразвука, приваренный к коллектору котла



**Рис. 2.** Излучатели ультразвука на ВВП ГВС



**Рис. 3 и 4.** Монтаж УЗ-преобразователей на пластинчатом и пароводяном теплообменниках

доски, в результате чего ультразвуковые колебания распространяются по трубной доске, передаваясь на трубный пучок. При монтаже на паровые или водогрейные котлы, излучатели навариваются на барабаны и коллектора боковых и заднего экранов. В пластинчатых теплообменниках, излучатели снабжаются специальным наконечником и врезаются в патрубки на вход и выход нагреваемой воды.

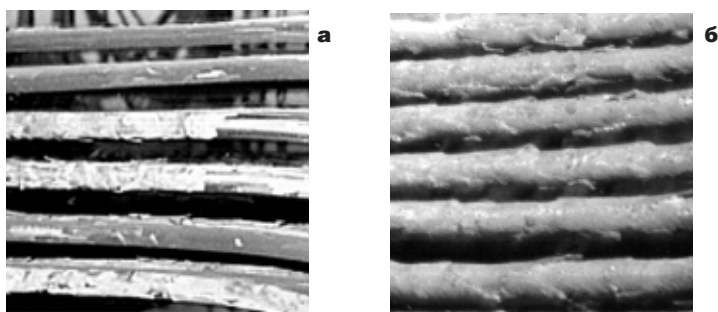
Важнейшее следствие применения АПУ, обеспечивающих работу теплоагрегатов в безнакипном режиме в течение длительного времени — это интенсификация теплообмена, что влечет за собой **уменьшение расхода теплоносителя**. А это — уменьшение тепловых и гидравлических потерь, экономия энергоносителя и электроэнергии. Кроме того, внедрение АПУ позволяет:

- применять высокоэффективные современные пластинчатые и трубчатые теплообменники на жесткой воде;
- использовать теплообменники с меньшей площадью теплообменной поверхности;
- снизить температуру обратной сетевой воды;
- обеспечить безнакипный режим работы котлов.

Ультразвуковая технология предотвращения образования накипи позволяет получить качественные показатели работы за сравнительно небольшое время. Наиболее наглядно эффективность применения АПУ проявляется на кожухотрубных теплообменниках системы ГВС с артезианской водой, карбонатная жесткость которой составляет до 10 мг·экв/литр, при выходной температуре нагреваемой воды до 80 °С. Работа теплообменника в таком режиме приводит к необходимости ежемесячной его остановки для проведения очистки теплообменных поверхностей. Толщина слоя накипи, образующегося за месяц работы теплообменника, достигает 3—5 мм. Оснащение таких нагревателей противонакипными устройствами серии «Акустик-Т» приводит к увеличению срока работы нагревателя между его вынужденными остановками для проведения очистки. На рис. 5 представлен трубный пучок одного из таких нагревателей через месяц работы до и после установки АПУ «Акустик-Т2».

Нагреваемая вода в данном теплообменнике находится с внешней стороны трубного пучка. **Рис. 5а** — трубный пучок до установки противонакипных устройств, накипные отложения твердые, равномерно покрывают поверхность теплообменных трубок, толщина слоя накипи составляет 4—5 мм. После проведения очередной очистки нагреватель был оснащен устройством «Акустик-Т2» производства ООО «Кольцо» и вскрыт через месяц работы (**рис. 5б**). Толщина слоя накипи на теплообменных трубках не превышала 1,5 мм, имела рыхлый характер, в некоторой части поверхности трубок накипь отсутствовала полностью или легко счищалась.

Аналогичные результаты получены и для пароводяных нагревателей, нагреваемая вода в которых находится внутри трубного пучка. Применение противонакипных устройств серии «Акустик-Т» позволило увеличить срок безостановочной работы этих нагревателей в три раза.

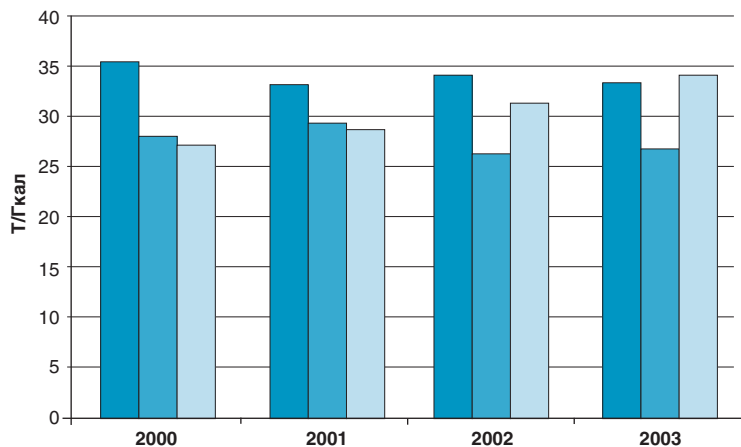


**Рис. 5. Трубный пучок пароводяного нагревателя**

Увеличение срока работы теплообменного оборудования между его вынужденными остановками является показательным, но не единственным преимуществом применения акустических противонакипных устройств. Наши данные позволяют утверждать, что **экономический эффект резкого снижения скорости образования накипи достигается не только за счет уменьшения затрат на чистку. Покажем, что применение АПУ дает экономический эффект и в процессе эксплуатации теплообменника за счет поддержания его паспортных параметров на исходном уровне. А в ряде случаев, и за счет уменьшения потерь тепла в окружающую среду.**

Упрощенная модель влияния образующегося слоя накипи на эффективность работы теплообменников выглядит следующим образом. Нарастающий в теплообменной поверхности слой накипи из-за своей низкой теплопроводности препятствует передаче тепла нагреваемой воде. Для удержания температуры нагреваемой воды на заданном уровне увеличивается расход теплоносителя, что приводит к повышению средней температуры теплообменной поверхности и к более интенсивному, в том числе и по длине теплообменника, образованию накипи. Увеличение удельного расхода теплоносителя также приводит к росту его температуры на выходе из теплообменника. При этом количество тепла, передаваемого нагреваемой воде, не изменяется. Увеличивается лишь количество тепла, транспортированного теплоносителем через теплообменник.

Применение акустических противонакипных устройств позволяет избежать увеличения удельного расхода теплоносителя в течение длительного времени. Получение количественных данных, позволяющих оценить эффективность работы теплообменников и экономический эффект применения противонакип-



**Рис. 6. Изменение средних за летний период удельных расходов теплоносителя в кожухотрубных теплообменниках, два из которых оснащены АПУ, третий (светлая гистограмма) — нет**

ных устройств, требует регулярной регистрации параметров работы теплообменников. Такой учет проводится на всех ЦТП Предприятия № 1 ГУП «Мосттеплоэнерго», большая часть кожухотрубных теплообменников ГВС которого оснащены противонакипными устройствами серии «Акустик-Т» производства ООО «Кольцо-энерго». Для получения обобщенной картины рассмотрим динамику изменения усредненных за летний период (май-сентябрь) удельных расходов теплоносителя в ВВП ГВС за последние четыре года в РТС «Строгино». Удельный расход теплоносителя и разница его температур являются обратно пропорциональными величинами и служат легко регистрируемыми параметрами оценки эффективности работы теплообменников.

На рис. 6 показано изменение удельных расходов теплоносителя для трех **кожухотрубных теплообменников** в 2000—2003 годах, первые два из которых оснащены акустическими противонакипными устройствами, а третий (светлая гистограмма) — нет. Аналогичные расчеты проведены и для других теплообменников, и представленные результаты являются характерными. Присоединенные нагрузки и площади теплообменных поверхностей этих теплообменников различны, отличаются поэтому и значения удельных расходов теплоносителя, однако динамика их изменения имеет ярко выраженный характер. **Значения удельных расходов теплоносителя для теплообменников, оснащенных АПУ, изменяются незначительно, колебания происходят около некоего среднего значения и имеют тенденцию к снижению. Значения удельного расхода для неоснащенного АПУ теплообменника уверенно увеличиваются от года к году. За время наблюдения рост удельного расхода теплоносителя составил более 20%. Пропорционально увеличился и расход электроэнергии, потребляемой насосами для перекачки повышенных объемов теплоносителя.**

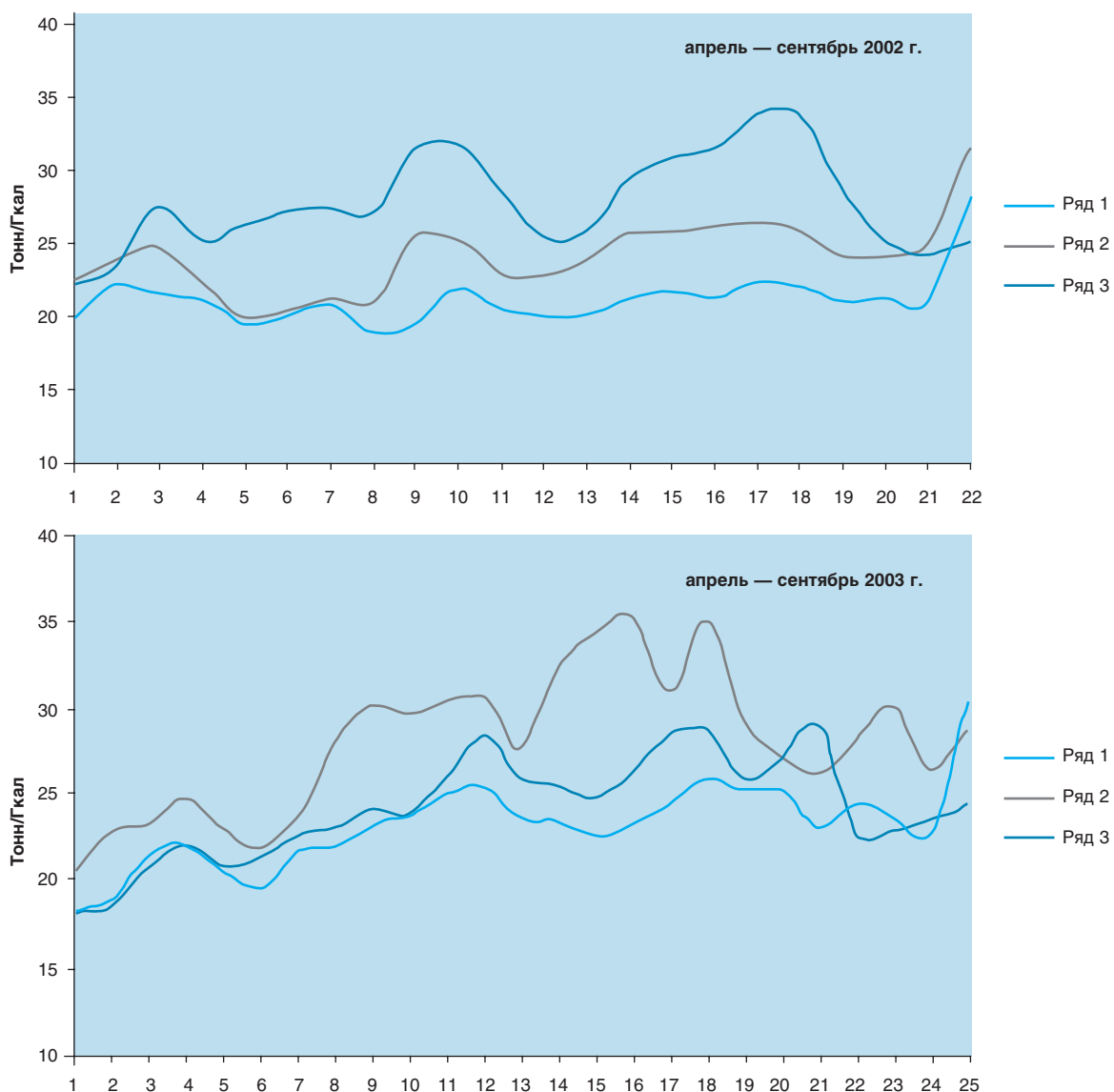


Количественной величиной, характеризующей эффективность работы конкретного теплообменника, служит коэффициент теплопередачи. Для определения значения коэффициента теплопередачи недостаточно имеющегося в тепловых пунктах аппаратного обеспечения, но в каждом тепловом пункте регистрируются значения параметров, наблюдение за изменением которых позволяет провести качественную оценку эффективности работы теплообменника.

Сравнение эффективности работы различных теплообменников корректно лишь при выполнении ряда условий, основными из которых являются равенства их присоединенных нагрузок, площадей теплообменной поверхности, температур сетевой воды на входе в ТП и выходных температур нагреваемой воды. Такая оценка эффективности

работы теплообменников системы ГВС возможна, естественно, лишь в летний период, при отключении системы отопления, т. к. регистрация расходов и температур сетевой воды проводится по всему тепловому пункту.

Все эти требования были выполнены специалистами ООО «Кольцо» и «Мосгортепло» при проведении работы по оснащению акустическими противонакипными устройствами **пластинчатых нагревателей ГВС** в Москве. Тепловые пункты в разное время были оборудованы электромагнитными счетчиками количества тепла и оснащены АПУ «Акустик-Т2». На **рис. 7** приведены значения удельных расходов теплоносителя в трех тепловых пунктах, один из которых оснащен акустическим противонакипным устройством серии «Акустик-Т» (ТП по адресу ул. Зорге, 6). Необходимо отметить, что включение и выключение сис-



**Рис. 7. Среднедельный удельный расход теплоносителя**  
Ряд 1 — Зорге, 6 ряд 2 — Зорге, 16 ряд 3 — Зорге, 20



темы отопления проводилось соответственно в апреле и октябре, и что потребляемое количество тепла в системах отопления намного больше потребляемого количества тепла в системах ГВС. Тепловые нагрузки отопления в этих ТП, в отличие от ГВС, различны. Аналогичные результаты получены методом сравнения и для остальных тепловых пунктов. Во всех нагревателях ГВС с применением АПУ удельный расход теплоносителя на 10—30% ниже, чем в контрольных, не оборудованных противонакипными устройствами.

Значительный разброс значений удельного расхода теплоносителя в контрольных ТП для однотипных нагревателей с одинаковыми площадями теплообменных поверхностей и присоединенными нагрузками как раз и свидетельствует о различной степени их загрязнения. Перепад давлений нагреваемой воды также служит параметром определения степени загрязнения теплообменников, однако, из-за невысоких точностей применяемых средств измерений, регистрируемое изменение перепада давлений свидетельствует лишь о том, что нагреватель уже загрязнен и требует очистки.

Таким образом, **экспериментально доказано, что в данных, не оборудованных противонакипными устройствами тепловых пунктах, на каждую произведенную в системе ГВС Гкал количества тепла перерасход теплоносителя составляет от 2,5 до 8 т. Тепловые потери и потери электроэнергии пропорциональны этому перерасходу.**

Полученные результаты проведенных исследований свидетельствуют о повышении эффективности работы кожухотрубных и пластинчатых теплообменников системы ГВС при оснащении их акустическими противонакипными устройствами, увеличении срока их безостановочной работы и экономии средств, затрачиваемых на эксплуатацию. Параметры работы оснащенных АПУ теплообменников свидетельствуют не только о существенном снижении расхода теплоносителя, но и об увеличении разницы температур греющей воды на входе/выходе ЦТП на 4—7°C.

На рынке ультразвуковых противонакипных устройств сегодня представлены несколько их типов, значительно отличающихся по характеристикам и эффективности применения. Все приведенные результаты относятся только к акустическим противонакипным устройствам «Акустик-Т» производства ООО «Кольцо».

Ультразвуковая технология предотвращения образования накипи является рекомендованной технологией РД 153-34.1-37.410-00. [3] и при грамотном применении позволяет достигнуть экономического эффекта меньше, чем через год после установки противонакипных устройств. Наибольший экономический эффект получен на многосекционных кожухотрубных теплообменниках системы ГВС за счет поддержания на расчетном уровне эффективности их работы и предотвращения роста тепловых потерь. Применение противонакипных устройств на пластинчатых теплообменниках позволяет получить экономию электроэнергии, потребляемой насосами для перекачки повышен-

ных объемов теплоносителя, необходимых для поддержания температуры нагреваемой воды на выходе из загрязненных теплообменников на заданном уровне. А экономия средств на очистку теплообменных поверхностей дополняет экономический эффект применения акустических противонакипных устройств на теплообменном оборудовании. Специалистами ОАО «Теплопрогресс-М» (Москва), было проведено определение эффективности работы пластинчатых теплообменников, которое показало, что **коэффициент теплопередачи теплообменников, оснащенных противонакипными устройствами серии «Акустик-Т», на 10—27% выше коэффициентов теплопередачи наиболее близких по паспортным данным и присоединенным нагрузкам контрольных теплообменников.**

**Переход потребителей на учет и оплату фактически потребляемого количества тепла превращает коэффициент теплопередачи теплообменного оборудования в экономический показатель, а активное внедрение энергосберегающих технологий — в гарантию успешной работы предприятий, производящих и отпускающих тепловую энергию.**

Несколько лет назад мы провели сравнительные испытания 11-ти типов акустических (ультразвуковых) противонакипных устройств, в т.ч. и тех, которые присутствуют на рынке на сегодняшний день: ИЛ2 (Санкт-Петербург), USP-1000 и УЗУ-1 (Чебоксары), Волна (Пенза) и др. Испытания проводились по нашей методике в лабораторных условиях.

Было выявлено, что выпускаемые нами акустические противонакипные устройства (АПУ) «Акустик-Т» значительно превосходят другие устройства по уровню ультразвуковой энергии, подаваемой в металл. Например, амплитуда колебаний нагруженного торца излучателя «Акустик-Т» в 10 раз выше, чем у ИЛ и USP. Интегральная энергетическая характеристика, т.н. «обобщенный параметр воздействия» составляет: 1,0 — для «Акустик-Т», 0,23 — для ИЛ, 0,06 — для USP и т.д.

Еще одним преимуществом АПУ «Акустик-Т», кроме мощного и надежного ультразвукового генератора, является то, что магнитострикционный излучатель ультразвука изготовлен из **пермендюра** — сплава кобальта (49%) с железом, с добавлением 2% ванадия. Этот материал обладает лучшими магнитострикционными свойствами по сравнению с другими магнитострикционными материалами — никелевыми сплавами и т.н. **алферами** (железо с добавлением до 15% алюминия), к числу которых относится и **дифераль**, применяемый во многих других ультразвуковых устройствах, в частности USP.

## Литература

1. Левин Б.И., Шубин Е.П. Теплообменные аппараты систем теплоснабжения. М., Л. Энергия, 1965. — 256 с.
2. Методические указания по безреагентным способам очистки теплообменного оборудования от отложений. Руководящий документ для тепловых станций и котельных. РД 153-34.1-37.410-00. Москва, 2000. с.6.



Ирина Кривошапка

## ДИАГНОСТИКА ТЕПЛОТРАСС

**М**агистральные сети в любом регионе России серьезно изношены. Сотни тысяч километров теплотрасс эксплуатируются более 20 лет, хотя амортизационный срок надежной эксплуатации труб больших диаметров (500—800—1000 мм) составляет максимум 16 лет, а «внутрянки» и того меньше — 8 лет. Хотя, как утверждают специалисты, не все сети 20-летнего возраста плохи, равно как и не все 5-летние теплотрассы хороши. Это зависит от эксплуатации, иными словами, от того, как трубу положили, смонтировали, эксплуатировали и как часто регистрируют малейшее повреждение магистрали.

Стоит учесть и то, что множество магистралей, принадлежавших до реформы ведомствам, переданы теперь централизованным эксплуатирующим энергокомпаниям. И если за десять последних лет ничего не вкладывалось в эксплуатацию сетей, последние передаются в ужасном состоянии. Хуже всего то, что руководители эксплуатирующих организаций подчас не знают, в каком состоянии находится «новое приобретение». Случается также, что владелец теплосетей вообще не догадывается, сколько километров теплотрасс передано ему на баланс, — такое тоже возможно. Системы диагностики и контроля как раз и работают на то, чтобы сформировать пакет данных о тепломагистрали. Существует несколько методов, призванных помочь рачительному хозяину теплосети узнать диагноз о том, сколько километров его объекта нуждается в оперативном вмешательстве ремонтных служб.

### Вслепую и в среднем

Традиционный, но уже менее распространенный метод диагностики тепловых сетей — ориентирование на срок эксплуатации и количество дефектов, возникающее на определенном участке за период времени. Посредством мето-

да «наугад», к примеру, каждый слесарь знает, сколько ремонтов он выполнил на участке, с тем, чтобы затем дать заключение о состоянии системы на его «территории».

### Контактный способ

Или внутритрубная диагностика. Она хороша для магистральных трубопроводов (газовых, нефтяных), но не тепловых, потому что наличие запорной арматуры создает препятствие для внутритрубной диагностики. И потом, при подобном методе необходимо полностью остановить теплоснабжение, слить всю воду из трубы, сделать технологическое окно, запустить туда агрегат, который, двигаясь внутри, будет фиксировать данные о состоянии на конкретном участке (визуальные, электромагнитные параметры для оценки). Это удобно применять на нефтегазопроводах еще и потому, что там нет теплоизоляции, а значит, нет надобности оценивать ее состояние. И потом, сложность возникает еще и тогда, когда на внутренней поверхности трубы есть отложения.

### Акустико-корреляционный метод

Выделяет напряженные участки труб. Берется определенный участок трубы, на концах которой устанавливаются датчики. Анализируя звуковые сигналы, регистрируемые датчиками, делают вывод, где металл трубы наиболее изношен. Вероятность такого метода невысока, и существуют ограничения на протяженности обследуемого участка.

### Метод тепловой азросъемки

Единственный метод, позволяющий оперативно получить информацию о наличии аварийноопасных участков (значительные утечки теплоносителя, размывающие грунт,

без выхода горячей воды на поверхность). Опыт показывает, что около 10% аномальных участков, которые выделяются как опасные, на самом деле представляют собой источник утечки. Однако данные тепловой аэросъемки позволяют оценить качество теплоизоляции теплопроводов.

## Акустический метод

Акустическим способом можно точно определить местоположение дефекта, но, чтобы обследовать все участки системы теплоснабжения, необходимо потратить очень много времени.

Чтобы повысить достоверность определения необходимости ремонта для каждого участка теплосети, специалисты стараются использовать разные методы: тепловые, пирометрические, акустические (по наличию звукоутечки), электрометрические (изучающие процессы коррозии). Комбинирование нескольких методов позволяет повысить достоверность определения эксплуатационного состояния теплопроводов.

## Аварии неизбежны

От аварии не застрахована даже самая совершенная система магистральных трубопроводов. Минимизировать вероятность повреждения можно, если труба «живет» в стационарном режиме, т. е. система теплоснабжения объекта работает по закрытой схеме. За рубежом такая схема активно применяется. От котельной идут две трубы, в которых циркулирует одна и та же вода. Она подогревается, идет к потребителю, там охлаждается, потом возвращается и т. д. Потребитель не берет эту воду, там стоят специальные теплообменники, в которые подается холодная вода, она подогревается и подается в дом. При этом контур, который находится под дорогами, у станций метро, работает в стабильном гидравлическом режиме. Трубы не перенапрягаются, в них отсутствуют процессы резкого изменения давления.

У нас в стране, к сожалению, многие системы работают в открытом режиме. Часть сетевой воды, которая идет из котельной, используется потребителем. Следует учесть и то, что, например, от перемены погоды котельная меняет свой теплогидравлический режим — повышается температура, меняется давление труб. Это, в свою очередь, повышает утомляемость металла. И те участки сети, которые подвергаются постоянным перепадам давления, снимаемого и подаваемого заново, могут разрушаться.

По существующим правилам в теплоэнергетике два раза в год сети должны подвергаться температурным и гидравлическим испытаниям. Это значит, что сети, давление в которых составляет порядка 8 кг на 1 кв. см, испытывают повышением давления до 16 кг, а то и больше. Делается это кратковременно. Потом специалисты смотрят — «держат» сети повышенное давление или нет. Раньше такие испытания считались панацеей. Для хороших труб это, наверное, самое эффективное испытание. Выполнили ремонт — нужно проверить. Но если трубы старые, их состояние лишь усугубляют подобными испытаниями, и они начинают изна-

шиваться еще быстрее. То, что трубы выдержали гидравлические испытания, еще не факт, что они не повредятся в течение отопительного сезона.

Это подтверждается на сетях любого АО-энерго. Выделить все участки, которые напряжены и могут взорваться в ближайшее время, — сложно. Но тем не менее, проводя мониторинговые диагностические работы, специалисты сократят вероятность таких ситуаций.

## Включаем тепловизор

Множество аварийноопасных мест в петербургской системе теплосетей было выявлено и оперативно устранено именно в процессе диагностических работ.

После каждого тепловизионного осмотра выявляются десятки таких мест. В среднем из 300 дефектов на тепло-трассе порядка 10 могут быть аварийноопасными. На такие участки обращается наибольшее внимание при формировании адресной программы.

По мнению заместителя директора компании ДИССО (Санкт-Петербург), к. т. н. Виктора Исаева тепловизионный метод используется достаточно давно, это один из методов, который давал наиболее полную картину состояния теплопроводов системы теплоснабжения.

Метод регистрирует температурное поле на исследуемой поверхности, а по аномалиям температурного поля специалисты пытались определить состояние сетей. Еще с десяток лет назад этот метод считался гениальным. Разновидностей тепловизоров и сейчас довольно много, какие-то из них считаются совершенными, малогабаритными, быстродействующими, отличаются лучшим температурным и геометрическим решением.

Тем не менее, в ходе многолетних исследований аномалий теплотрасс специалисты пришли к выводу, что не все теплое — это плохо. Есть разные причины возникновения аномалий в сетях — иногда нет изоляции, иногда трубы просто затоплены грунтовой или водопроводной водой. Необходимо было узнать проблему более глубоко.

Специалисты компании подобрали комплекс диагностической аппаратуры для тепловых сетей — акустометрические (акустический портативный течеискатель, корреляционный течеискатель), расходометрические, ультразвуковые и электрометрические. Все они работают на оценку эксплуатационного состояния подземного трубопровода неразрушающим методом.

Труба представляет собой металлическую часть, покрытую двумя слоями гидроизоляции, между которыми проходит слой теплоизоляции. Теплосеть состоит из двух труб: по одной трубе идет горячая вода потребителю, по другой вода возвращается уже более остывшей в источник для подогрева. Нужно оценить, в каком состоянии находится труба, для того, чтобы выдать заказчику заключение о том, какой участок нуждается в срочном ремонте, какой нужно ремонтировать в ближайший межотопительный сезон, какой может «поработать» еще год-два, какие участки можно в ближайшие годы вообще не трогать.

## Аэросъемка — сиюминутный кадр

Сети в любом городе представляют собой очень разветвленную структуру. И, как говорят специалисты, с тепловизором особенно не набегаешься, да и условия съемки каждый раз разные — надо сравнивать текущие данные с прежней возможной аномалией. Поэтому применяют метод аэросъемки, позволяющий быстро получить картину большой площади тепловых сетей любого района города. На полученной фотографии будет видно, что чем темнее линии теплотрасс на рисунке, тем, соответственно, на этом участке лучше теплоизоляция труб, и наоборот. Кроме теплотрасс, на тепловом снимке видны здания, грунты, подземные трассы и камеры (люки), расположенные на асфальте или грунте.

На снимке могут быть выявлены локальные тепловые аномалии, которые не связаны с тепловыми камерами, они выглядят как размытое пятно. Скорее всего, здесь теплоутечка теплоносителя.

Сразу можно сделать более подробный анализ, с тем чтобы на следующий день заказчику указать с точностью до метра аварийноопасное место, которое нуждается в срочном ремонте. Если растекание совсем большое — под асфальтом, вблизи станции метро, то делается срочный звонок в диспетчерскую заказчика.

Все, что не относится к скрытой утечке теплоносителя, характеризует состояние дренажной системы, гидрологического режима грунтов.

## Паспорт и данные теплосети

В больших городах, полагают специалисты, следует проводить аэросъемку два раза в год. Во-первых, перед отключением, после зимнего отопительного сезона, с тем чтобы оценить места скрытых утечек, которые могли возникнуть в этот период. И если очаги незначительные, то они переходят в летний ремонт, более серьезные ремонтируются сразу. Во-вторых, аэросъемка проводится после включения «тепла» — в сентябре-октябре, когда закончились все ремонтные работы, запитаны все сети, все трубы поставлены под давление, и руководство теплокомпании отпартовало, что к зиме все готово.

Результаты тепловой съемки обрабатываются специалистами компании, проводившей диагностику, и выдаются заключения о скрытых дефектах.

В момент, когда сети не работают и нет сильных морозов, выполняются коррозионные исследования на наиболее ответственных магистральных участках внутриквартальных сетей, с тем чтобы оценить коррозионный износ трубы. Данные заносят в информационно-графическую базу, для каждого участка сети заводится паспорт, в котором отражаются: географическая привязка к районной тепловой сети, к магистрали или кварталу, название участка по абонентам либо по камерам, которые окружают его, наличие дефектов на участке за наблюдаемый период времени, срок эксплуатации, глубина положения, длина участка, технические сведения о трубе и состояние в камерах, если таковые существуют. В этот же паспорт

заносят и результаты диагностических исследований: наличие и интенсивность очагов коррозии, оценку состояния теплоизоляции по результатам тепловизионной съемки и специальной компьютерной обработки. Дальше, используя набор критериев (состояние теплоизоляции, состояние коррозионной металлоторубы, срок эксплуатации трубопровода, количество дефектов, возникающих на трубопроводе за наблюдаемый период), компьютерная программа выдает рекомендации.

Для каждого показателя есть свой вероятностный параметр (эталон), который говорит о достоверности этого критерия при выделении участка в ремонт, и программа с весом каждого параметра выдает уже единую цифру. Далее становится понятно, что один участок является аварийноопасным с вероятностью 60%, другой — с вероятностью 40% и менее (т. е. не требует ремонта в ближайшее время). Информационные материалы передают заказчику в сентябре, к декабрю сведения вновь корректируются за счет возникших дефектов в осенний период. В дальнейшем отчет может исправляться перед отключением на аварийноопасных участках, они могут быть добавлены в адресную программу.

## Потребители отовсюду

— В таком режиме мы работаем с нашим главным заказчиком ГУП ТЭК Санкт-Петербурга, — говорит Виктор Исаев. — Не считая Петроградского района (который не относится к ТЭКу) и магистральных сетей Ленэнерго, мы организовали диагностику всех питерских сетей. Тем не менее, при возникновении аварийных ситуаций на объектах Ленэнерго мы оперативно сообщаем данные в их диспетчерскую службу.

Аналогичные диагностические службы созданы во многих городах России. В небольших городах аэросъемка выполняется один раз в год. Например, Вологда значительно меньше Санкт-Петербурга: если в северной столице около 5 тыс. км тепловых сетей, то в Вологде — порядка 300 км. Таким образом, проведения один раз в год тепловой аэросъемки и последующего мониторингового наземного обследования хватает для того, чтобы работала база данных при формировании адресной программы с высокой достоверностью. Наземные бригады при плановом обходе могут пополнять те критерии, которые характеризуют состояние трубы. Аналогичной периодичностью обследования отличаются работы в Воркуте, Сыктывкаре, Ноябрьске. Кстати, в Ноябрьске, невзирая на суровые климатические условия, отмечено достаточно приличное эксплуатационное состояние сетей. Даже если взять количество дефектов, возникающих в сетях, то они немного отличаются от систем других регионов.

## Оборудование: не все хорошо, что импортно

Отечественные тепловизионные системы, к сожалению, сейчас не имеют широкого промышленного производства, как за рубежом. В России нет массового выпуска тепловизоров, есть мелкосерийное производ-



тво определенных систем для наземного обследования, среди которых встречаются довольно удачные образцы. Оборудование для воздушного исследования теплосетей в нашей стране тоже серийно не выпускается, есть единичные комплекты. По надежности зарубежные наиболее предпочтительны. Например, шведские системы THV-1000 (AGEMA) отличаются сравнительно небольшими размерами и весом. Что касается корреляционных течеискателей, то есть и российские приборы, но сейчас наиболее надежные в управлении все-таки некоторые зарубежные образцы. Акустические течеискатели, которые регистрируют более 80% всех утечек, в большом количестве выпускаются как в России, так и за рубежом. Ультразвуковые расходомеры выпускаются повсеместно, но опять же более надежны зарубежные. Электромагнитные выпускались раньше, но сейчас есть мелкосерийные производства, западные образцы очень дорогостоящие.

## Определить теплотери на охлаждении

Существует принципиально новая методика диагностики систем теплоснабжения. Речь идет о методике определения фактических тепловых потерь с тепловых сетей на охлаждении. Согласно нормативной инструкции, раз в пять лет тепловые сети должны пройти испытания на тепловые потери на охлаждении. Когда теплопровод закапывают в землю, то рассчитывают, что в процессе эксплуатации тепло частично будет уходить в воздух. Эта величина закладывается в тариф, что очень важно, поскольку тарифы интересуют как население, так и эксплуатирующую организацию.

В момент испытаний потребители тепла отключаются от системы теплоснабжения, вода запускается в контур на несколько дней, затем регистрируется температура на участках контура. В результате чего пересчитывается, сколько тепла может потеряться при температуре окружающей среды  $-20^{\circ}\text{C}$ , а теплоносителя —  $+100^{\circ}\text{C}$ . Такие испытания выполняются летом, когда на улице  $+20^{\circ}\text{C}$ , а теплоносителя —  $+70^{\circ}\text{C}$ . Дальше идет табличный пересчет. Разработанная совместно с Институтом НИИ им. Менделеева методика позволяет определить тепловые потери со всех участков тепловых сетей, превышение теплового потока по отношению к базовому. А в базовом участке устанавливается система измерения теплового потока. Эта работа выполняется в эксплуатационном режиме для всех участков тепловых сетей независимо от диаметра и протяженности. В базовом участке регистрируются фактические тепловые потоки и температура. Таким образом, получается интегральная характеристика, сколько тепла теряет в целом система теплоснабжения. Можно соотнести эту величину к теплу, отпускаемому источником, посмотреть, насколько это соответствует нормативу. Если брать большой регион, то можно выделить районы, кварталы, где происходит наибольшее количество теплотери. Тогда можно будет минимизировать потерю тепла на эксплуатацию. С другой стороны, если



нет возможности «переложить» все участки, где есть тепловые потери, можно обратиться к администрации с предложением изменить тариф в конкретном случае (если, например, в сетях 28% теплотери, а тариф рассчитан на 10%). Метод прошел согласование в Госстрое России и Ростехнадзоре.

Технология успешно применяется в других городах России. Результаты очень удивили заказчиков: параметры были занижены в единицы процентов. Стоит отметить, что еще некоторое время назад предполагалось, что тепловые потери в сетях составляют около 60%. По мнению специалистов, это совершенно немыслимая цифра. В принципе, трубы, лежащие в земле, могут иметь потери в пределах 17—20% (нормативные потери составляют 8—15% в зависимости от прокладки).

## Диагностика экономит... средства на ремонт

Без применения диагностики плановый ремонт тепломагистралей так или иначе будет осуществляться. Эффективности от процесса диагностики, в принципе, быть не может. Можно получить экономический эффект от использования материалов диагностики. При использовании рекомендаций обслуживающей организации можно, по расчетам ГУП ТЭК Санкт-Петербурга, «каждый рубль вернуть в девятикратном размере» после применения результатов диагностики. То есть при указании точного места дефекта или утечки можно минимизировать объемы земляных работ — вскрыть определенный участок, если точно указано его местоположение. Единственный минус в том, что большое количество труб изношено, а денег на ремонт систем в городах выделяется крайне мало. Очень важно организовать мониторинго-диагностический режим работы в данных условиях. Выполняя диагностику, можно перенаправить средства, запланированные на ремонт, туда, где с большей вероятностью может возникнуть авария.

*По материалам газеты  
«Энергетика и промышленность России»*





Г. Ф. Быстрицкий,  
профессор МЭИ

## ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ — ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ ВЕНТИЛЯТОРЫ И КОМПРЕССОРЫ

**В**опросы подбора электродвигателей к вентиляторам и центробежным компрессорам, регулирование их производительности (подачи) являются весьма важными в экономии электроэнергии.

### 1. Вентиляторы

Работа центробежного вентилятора, общий вид и аэродинамическая схема которого показаны на рис. 1, при заданной частоте вращения характеризуется объемной подачей, полным давлением  $p$ , мощностью  $N$  и полным КПД $\eta$ .

Полное давление вентилятора обычно определяют экспериментальным путем как разность полных давлений на выходе и входе вентилятора:

$$p = (p_{2cm} - p_{1cm}) + \frac{\rho(c_2^2 - c_1^2)}{2},$$

где

$p_{1ст}$ ,  $p_{2ст}$  — статическое давление потока соответственно на входе и выходе вентилятора, Па;

$c_1$  и  $c_2$  — соответствующие абсолютные скорости потока, м/с.

Полезная мощность, кВт, вентилятора определяется по формуле:

$$N_{пол} = pQ,$$

где

$Q$  — объемная подача (производительность вентилятора), м<sup>3</sup>/с.

Мощность на валу (эффективная мощность)  $N_B$  обычно определяются при испытании вентилятора.

Вентиляторы характеризуются полным и статическим КПД, т. к. в некоторых случаях для вентиляторов характерно не полное давление, ими развиваемое, а лишь его статическая часть  $P_{ст}$  или соответственно статический напор  $H_{ст}$ :

$$\eta = pQ / N_B,$$

$$\eta_{ст} = P_{ст}Q / N_B;$$

где

$$P_{ст} = P_{2ст} - P_{1ст}.$$

Статический КПД дополняет оценку эффективности вентилятора, т. к. в полной энергии, сообщаемой потоку газа, существенную долю составляет кинетическая энергия. Ориентировочно  $\eta_{ст}$  меньше  $\eta$  на 20—30%.

Мощность электродвигателя для привода вентилятора, кВт, выбирают с запасом на возможные отклонения рабочего режима от расчетного:

$$N_d = (1,05 \div 1,2) pQ / (1000\eta_{пер}),$$

где

$\eta$  — полный КПД вентилятора;

$\eta_{пер}$  — КПД передачи. При непосредственном соединении валов двигателя и вентилятора  $\eta = 1,0$ , при клиноременной передаче  $\eta = 0,92$ .

На рис. 2 представлены характеристики общепромышленного вентилятора ВВД № 11.

<< 36

двойные стенки, из сплава цинка и легированной стали класса 18, что позволяет обеспечить значительно более высокую степень защиты от коррозии, чем при использовании просто оцинкованной стали. На изделия предоставляется десятилетняя гарантия, на вентиляторные электродвигатели — гарантия 5 лет. В стандартную комплектацию входит также С-образная стальная опора и навесная запорная дверца с высокой степенью изоляции.

www.nestor.minsk.by

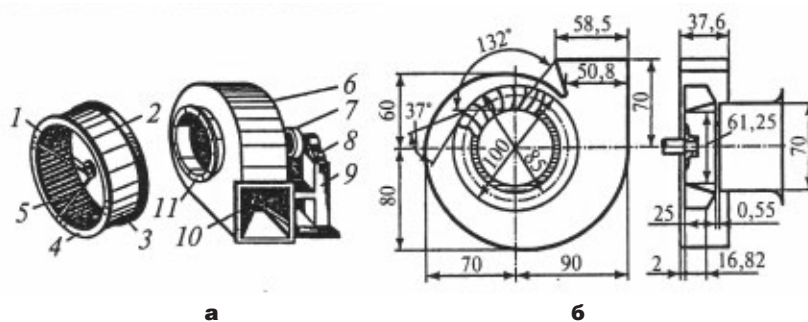
**НОВУЮ ЛИНИЮ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ В ТРОИЦКЕ ЗАПУСКАЮТ В КОНЦЕ ГОДА**

К монтажу новой линии производства чешской компании FRYDLANTSKE STROJIRNI на Троицком заводе планируется приступить в марте нынешнего года, а ее пуск намечен на второе полугодие 2008 года.

Как сообщили «УралПолит.Ру», производительность линии составит свыше 30 тыс. т качественной теплоизоляции в год под маркой LINEROCK, широко применяемой в строительной отрасли.

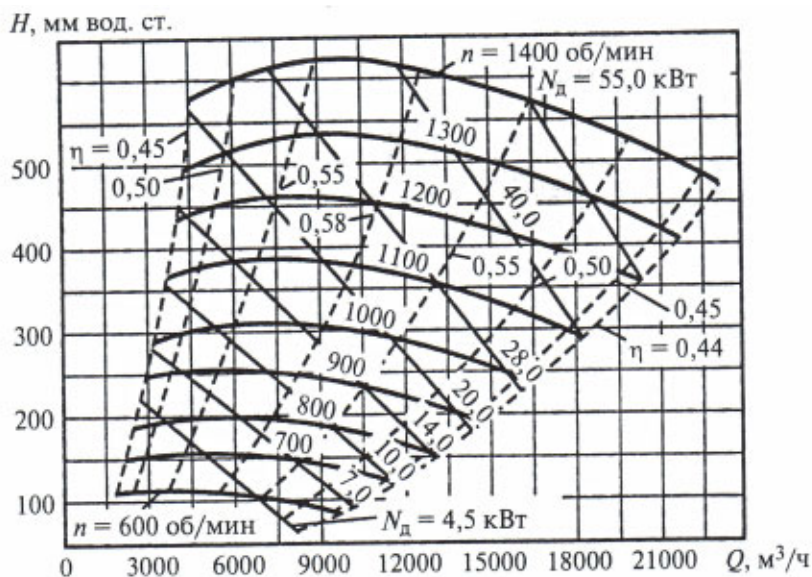
Строительство Троицкого завода группа компаний «Минплита» ведет с июля прошлого года. Менее чем за полгода на промышленной площадке были восстановлены все коммуникации, оборудована площадка под новую линию, реконструированы производственный и административно-бытовой корпуса.

Автоматизированная линия по производству теплоизоляции будет третьей по счету в группе компаний «Минплита». Первые две годовые производительностью свыше 30 тыс. т были запущены в Челябинске на предприятии ЗАО «Завод Минплита» в конце 2004 и начале 2007 годов соответственно. Первая группа технических специалистов Троицкого завода прошла обучение в декабре 2007 года на базе предприятия «Завод Минплита» в Челябинске, в феврале на стажировку



**Рис. 1. Центробежный вентилятор:**

а — устройство; б — аэродинамическая схема; 1 — ступица; 2 — основной диск; 3 — рабочие лопатки; 4 — передний диск; 5 — лопастная решетка; 6 — корпус; 7 — шкив; 8 — подшипники; 9 — станина; 10, 11 — фланцы



**Рис. 2. Размерные характеристики вентилятора ВВД № 11 при n = var**

Основные параметры вентиляторов и дымососов производства ОАО «Дальэнергомаш» даны в табл. 1 и 2.

**2. Регулирование подачи (расхода) центробежных насосов и вентиляторов**

Требуемую подачу при эксплуатации можно обеспечить изменением числа работающих машин (ступенчатое регулирование), воздействием на характеристики нагнетателя и на характеристику сети.

При длительном изменении нагрузки меняют число параллельно включенных насосов. На рис. 3, а представлена суммарная характеристика  $H = f(Q_1 + II)$  при параллельном включении двух насосов на общую сеть. Точка пересечения общей характеристики с характеристикой сети  $H_c$  определяет рабочую точку параллельно работающих насосов. Очевидно, что:

$$Q_{I+II} < Q_I + Q_{II},$$

т. е. суммарный расход параллельно работающих насосов меньше суммы расходов каждого насоса в отдельности на ту же сеть.

85 >>

# ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

Таблица 1

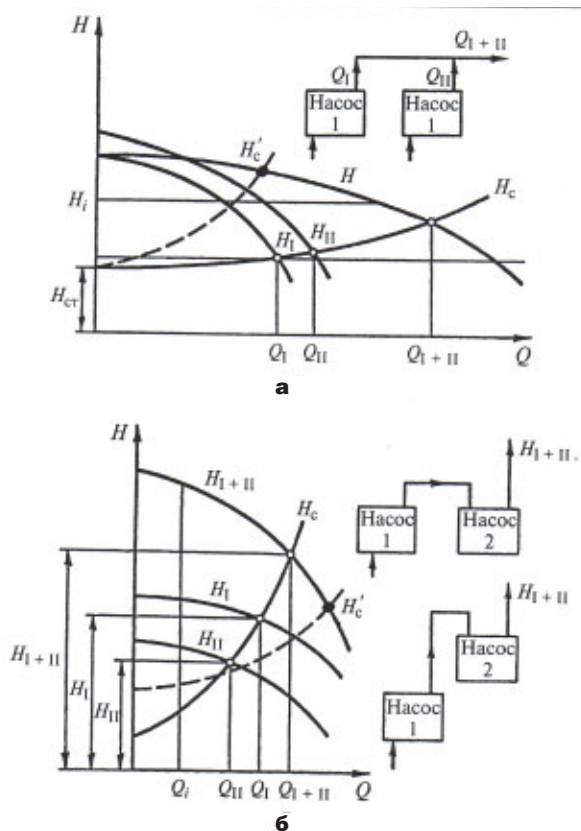
Параметры вентиляторов (режим подачи)

Тип вентилятора	Q, тыс. м³/ч	p, мм вод. ст.	N, кВт	l × b × h, м	т, т	НД, кВт	n, мин⁻¹	U, В
Д-15/140	7,5—15—28	212—225—210	7—14—27	2,0 × 2,0 × 1,7	1,5	30	750	220/380
	10—20—37	380—405—375	17—32—63			75	1000	
Д-60/310	21—36—53	165—180—170	15—25—40	2,1×2,2×2,0	1,6	55	600	220/380
	26—45—66	260—286—270	30—50—78			110	750	220/380
	35—60—88	460—500—480	70—118—184			200	1000	380/600
Д-90/410	30—54—78	215—240—230	28—50—78	2,3 × 2,6 × 2,2	1,9	90	600	220/380
	38—68—100	335—375—360	55—100—156			160	750	380/660
	50—90—130	600—666—640	130—233—360			400	1000	6000
ДН-15У	20—38—55	240—215—140	20—28—30	2,2 × 2,5 × 2,4	2,11	55	750	220/380
	27—50—73	425—380—245	45—62—70			75	1000	220/380
	40—75—110	960—860—560	150—210—240			250	1500	380/660
	40—75—110	960—860—560	150—210—240			315	1500	380/660
	40—75—110	960—860—560	150—210—240			315	1500	6000
ДН-17У	30—55—80	300—270—170	35—50—55	2,3 × 2,8 × 2,6	2,38	90	750	220/380
	40—73—107	535—480—300	82—115—125			160	1000	380/660
	60—110—160	1200—1080—680	275—385—425			500	1500	6000
	60—110—160	1200—1080—680	275—385—425			630	1500	6000

Таблица 2

Параметры дымососов (режим всасывания)

Тип	Q, тыс. м³/ч	p, мм вод. ст.	N, кВт	l × b × h, м	т, т	НД, кВт	n, мин⁻¹	U, В
Д-15/140	7,5—15—28	136—145—135	5—9—17	2,0 × 2,0 × 1,7	1,5	30	750	220/380
	10—20—37	242—255—240	11—21—40			45	1000	
Д-60/310	21—36—53	106—115—109	10—16—23	2,1 × 2,2 × 2,0	1,6	55	600	220/380
	26—45—66	166—183—173	20—32—50			110	750	220/380
	35—60—88	295—320—307	45—75—118			200	1000	380/600
Д-90/410	30—54—78	135—154—145	18—32—50	2,3 × 2,6 × 2,2	1,9	55	600	220/380
	38—68—100	215—240—230	35—64—100			160	750	380/600
	50—90—130	385—426—410	84—150—230			400	1000	6000
ДН-15У	20—38—55	155—140—90	12—18—20	2,2 × 2,5 × 2,4	2,11	55	750	220/380
	27—50—73	275—245—160	30—40—45			75	1000	220/380
	40—75—110	620—560—360	95—138—152			250	1500	380/660
	40—75—110	620—560—360	95—138—152			315	1500	380/660
	40—75—110	620—560—360	95—138—152			315	1500	6000
ДН-17У	30—55—80	195—175—110	22—32—35	2,3 × 2,8 × 2,6	2,38	90	750	220/380
	30—55—80	195—175—110	22—32—35			90	750	220/380
	40—73—107	345—310—195	52—75—82			160	1000	380/660
	60—110—160	780—700—440	180—250—275			500	1500	6000
	60—110—160	780—700—440	180—250—275			630	1500	6000



**Рис. 3. Последовательное (а) и параллельное (б) соединение центробежных нагнетателей (насосов)**

Параллельное соединение насосов наиболее эффективно при пологой характеристике общей сети, что подтверждается сравнением расходов в сети  $H_c$  и  $H'_c$ .

На рис. 3, б показана суммарная характеристика  $H_{I+II} = f(Q)$  при последовательном включении двух насосов на ту же сеть. Это соединение насосов применяется для повышения напора, развиваемого установкой в целом.

Очевидно, что:

$$H_{I+II} < H_I + H_{II},$$

т. е. суммарный напор последовательно соединенных насосов меньше суммы напоров каждого насоса при индивидуальной работе на ту же сеть.

Последовательное соединение насосов наиболее эффективно при крутой характеристике сети, что подтверждается сравнением напоров в сети  $H_c$  и  $H'_c$ .

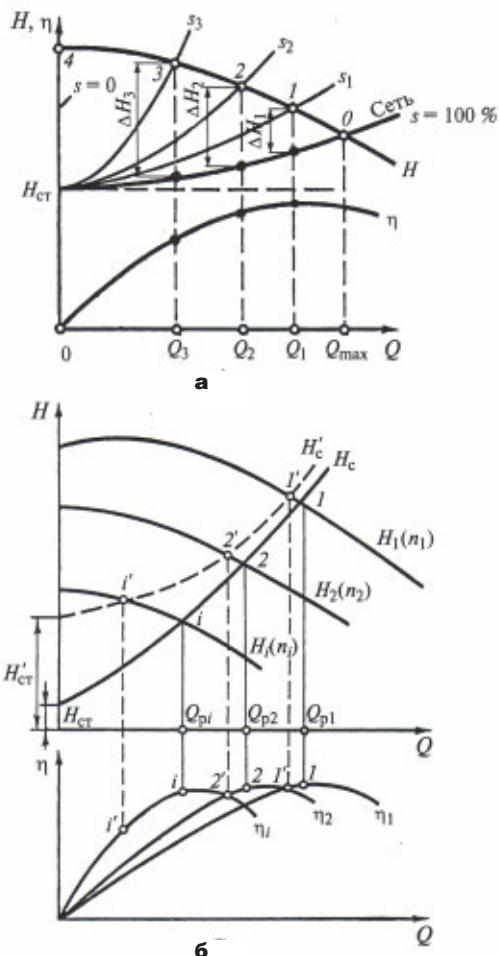
Наиболее распространенным и простым способом воздействия на характеристику системы (сети) является дросселирование. Дросселирование осуществляется задвижкой, устанавливаемой в непосредственной близости от насоса на напорном трубопроводе. У насосов дросселирование на всасывающем трубопроводе не рекомендуется из-за опасности возникновения кавитации. На рис. 4, а приведены характеристики насоса и сети при различных степе-

нях открытия задвижки ( $S_1, S_2$  и  $S_3$ ). Отрезки  $\Delta H_1, \Delta H_2$  и  $\Delta H_3$  представляют собой потери напора при дросселировании.

Регулирование дросселированием наиболее целесообразно применять для насосов с пологой напорной характеристикой, т. к. потери в дросселе в этом случае наименьшие при увеличении глубины регулирования.

Воздействие на характеристику машины возможно:

- изменением частоты вращения ротора приводного двигателя. Этот способ наиболее рационален и экономичен при условии, что двигатель допускает изменение частоты вращения без заметного снижения КПД (электродвигатели постоянного тока, паровые турбины). В настоящее время широко распространен способ применения тиристорных преобразователей частоты на электродвигателях. На рис. 4 приведены характеристики насоса  $H_1, H_2$  и  $H_3$ , при различных частотах вращения  $n_1, n_2$  и  $n_3$ , что позволяет регулировать подачу насоса от  $Q_{p1}$  до  $Q_{p3}$  без потерь напора;
- изменением частоты вращения ротора насоса посредством гидро- или электромагнитных муфт;
- установкой поворотных направляющих лопастей перед рабочим колесом.



**Рис. 4. Регулирование нагнетателей (насосов): а — дроссельное; б — частотное ( $n = var$ )**



В практике эксплуатации для уменьшения подачи насоса и экономии электроэнергии широко используют способ обрезки рабочих колес. Опыт показывает, что обрезка приводит к следующим соотношениям между рабочими параметрами:

$$\frac{Q_{обр}}{Q} = \frac{D_{2обр}}{D_2}; \quad \frac{H_{обр}}{H} = \frac{D_{2обр}^2}{D_2^2}.$$

Максимальная обрезка составляет 10—15% без заметного понижения КПД насоса.

Характеристики центробежных вентиляторов получают по результатам непосредственных испытаний вентиляторов при постоянной частоте вращения и строят для воздуха плотностью  $\rho = 1,2 \text{ кг/м}^3$ .

При пересчете характеристик, построенных для стандартных условий  $p_0 = 760 \text{ мм рт. ст.}$ ,  $T = 293 \text{ К}$  и относительной влажности  $y = 50\%$ , на реальные условия следует иметь в виду, что подача, напор (давление) и КПД остаются неизменными, а давление и мощность изменяются пропорционально плотности газа (воздуха), подаваемого вентилятором, т.е.

$$p = p_0 \frac{N_0 \rho}{1,2} \quad \text{и} \quad N = \frac{N_0 \rho}{1,2}.$$

Регулирование подачи вентиляторов можно производить следующими способами:

- 1) изменением частоты вращения вала вентилятора;
- 2) дросселированием на входе и выходе вентилятора;
- 3) направляющим аппаратом различных конструкций на входе.

*Первый способ* требует применения электродвигателей с переменной частотой вращения (коллекторных или двухскоростных). Возможно применение двигателей с постоянной частотой вращения при включении между валами двигателя и вентилятора вариатора частоты вращения (обычно гидромумфты).

В некоторых случаях для привода вентиляторов применяют электродвигатели с фазовым ротором, в которых с помощью специальных контактных колец и реостата можно регулировать сопротивление в цепи ротора и таким образом изменять частоту вращения вала.

В настоящее время для регулирования подачи вентиляторов изменением частоты вращения используют приводные двигатели с тиристорными преобразователями частоты.

*Второй способ* применяется очень широко ввиду простоты его конструкции. Вентиляторы малых и средних размеров, приводимые асинхронными короткозамкнутыми двигателями, регулируются этим способом, единственно доступным в таких условиях.

*Третий способ* распространен для вентиляторов с большой подачей в шахтных установках, и особенно в стационарной теплоэнергетике (дуговые вентиляторы, дымососы).

### 3. Центробежные компрессоры

По назначению компрессоры подразделяются на воздушные и газовые (кислородные) машины. Наибольшее распространение получили воздушные компрессоры, или компрессоры общего назначения. Эти машины вырабатывают сжатый воздух давлением до 5,0 МПа, который широко применяется в промышленности. Например, в металлургии сжатый воздух используется для дутья в доменных и мартеновских печах, вагранках, нагревательных и термических печах и пр.

Сжатый воздух как энергоноситель используется для привода различных пневмомеханизмов, молотов, трамбовок, вибраторов, обрубных молотов, патронов для зажима деталей в станках, пневмоподъемников и т.п.

Воздух широко используется для транспортирования и перемешивания сыпучих материалов, сепарации пыли и для многих других процессов.

Рост сети газопроводов и увеличение их протяженности способствовали развитию газовых компрессоров на высокие давления — 40 МПа и выше. Для доставки природного газа в пункт потребления через каждые 100—150 км газопроводов необходимо устанавливать компрессорные станции, перекачивающие до нескольких миллионов кубометров газа в сутки.

По принципу действия различают поршневые (объемные) компрессоры и турбокомпрессоры. В поршневых машинах повышение давления происходит из-за уменьшения объема замкнутого пространства, в котором находится газ, за счет перемещения стенки (например, поршня в цилиндре). При сжатии газ практически неподвижен, силы инерции в нем не проявляются (статическое сжатие). Характерной особенностью этих машин является периодичность рабочего процесса.

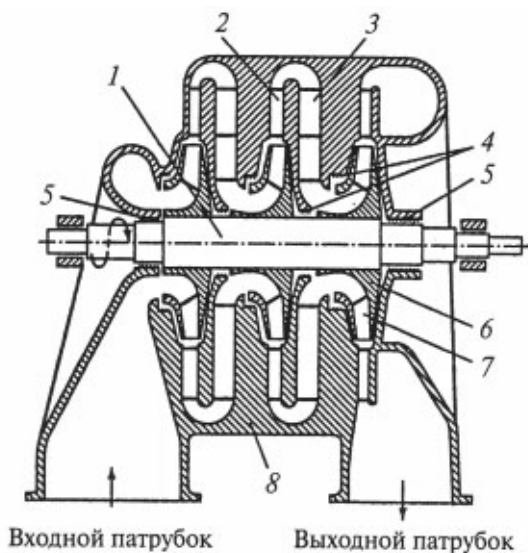
В турбокомпрессорах сжатие происходит вследствие использования сил инерции потока газа. Преобразование энергии в таких машинах можно условно разделить на два этапа: на первом этапе газу сообщается кинетическая энергия (например, вращающимся лопаточным аппаратом), а на втором — поток газа тормозится и его кинетическая энергия преобразуется в потенциальную (в диффузоре). Оба этапа могут совершаться одновременно. Характерной особенностью этих машин является непрерывность рабочего процесса.

Следует заметить, что получение сжатых газов является весьма энергоемким производством. Например, на многих машиностроительных заводах для привода компрессоров расходуется около 30% общих затрат энергии, а на предприятиях горнорудной промышленности еще больше.

Конструктивная схема центробежного компрессора представлена на рис. 5. Можно сказать, что центробежный компрессор действует аналогично центробежному насосу.

Реальный компрессорный процесс сжатия считается политропным. Работу политропного сжатия идеального газа (без учета потерь на трение) можно определить по уравнениям термодинамики в специальной литературе (погрешность составляет 2—3%).





**Рис 5. Трехступенчатый центробежный компрессор:**

1 — вал; 2 — диффузор; 3 — неподвижные направляющие лопатки; 4 — лабиринтовые уплотнения; 5 — концевые уплотнения; 6 — рабочее колесо; 7 — рабочие лопатки; 8 — корпус компрессора

Удельная работа, совершаемая над потоком в реальном компрессоре, расходуется на сжатие и перемещение газа, изменение его кинетической энергии и на внутренние потери. При наличии потерь в зависимости от интенсивности внешнего охлаждения процесс сжатия в компрессоре может протекать с показателем политропы  $n = 1,2 \div 1,7$ , меньшим или большим показателем адиабаты.

К основным параметрам компрессора относятся подача, конечное давление, мощность на валу и КПД (относительный), т. к. совершенство компрессорного процесса оценивают с помощью относительных термодинамических КПД — изотермического  $\eta_{из}$  и изоэнтропного  $\eta_a$ .

Если действительный политропный процесс в компрессоре происходит с показателем  $n$  при удельной энергии  $L$ , то изотермический и изоэнтропный КПД определяют по формулам:

$$\eta_{из} = L_{из} / L; \quad \eta_a = L_a / L,$$

где

$L_{из}$  и  $L_a$  — удельные энергии изотермического и изоэнтропного процессов.

Центробежные и осевые компрессоры (с неинтенсивным охлаждением) оцениваются с помощью изоэнтропного КПД  $\eta_a$ . Это объясняется тем, что для компрессоров этого типа изоэнтропный процесс является эталонным и наиболее совершенным.

Подачей называется количество газа (воздуха), подаваемого компрессором в единицу времени. Различают массовую  $m$ , кг/с, и объемную  $Q_0$ , м<sup>3</sup>/с, подачу. В характеристиках машины обычно указывается объемная подача,

отнесенная к условиям всасывания либо к нормальным условиям по ГОСТу 2939-63 ( $t_n = 20^\circ\text{C}$ ,  $p_n = 101,325 \text{ кПа}$ ). Давление  $p$ , развиваемое компрессором, можно рассматривать как энергию, сообщаемую одному кубическому метру газа ( $1 \text{ Дж/м}^3 = 1 \text{ Н} \cdot \text{м/м}^3 = 1 \text{ Па}$ ).

Мощность на валу центробежного компрессора, кВт, для одной ступени:

$$N_{\sigma} = \frac{\rho Q_0 L_a}{1000 \eta_a \eta_{мех}},$$

где

$\rho$  — плотность газа (воздуха), кг/м<sup>3</sup>;

$Q_0$  — объемная подача, м<sup>3</sup>/с;

$L_a$  — удельная энергия изоэнтропного процесса сжатия, Дж/кг;

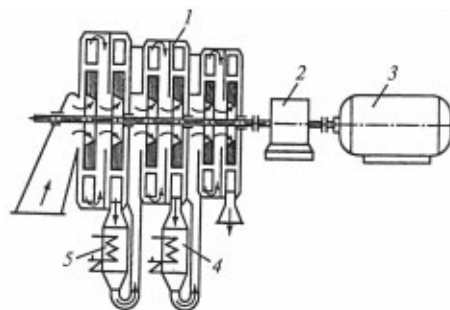
$\eta_a$  — относительный изоэнтропный КПД, принимаемый 0,8—0,9;

$\eta_{мех}$  — механический КПД, принимаемый 0,96—0,98.

Мощность многоступенчатого компрессора представляется собой сумму мощностей отдельных ступеней.

Характеристиками центробежных компрессоров называются графически изображенные зависимости  $p = f_1(Q_0)$ ,  $N_{\sigma} = f_2(Q_0)$  и  $\eta_k = f_3(Q_0)$ . Наиболее важной из них является зависимость между давлением (удельной работой) и подачей  $p = f_1(Q_0)$ .

Центробежные компрессоры выполняются с большим разнообразием схем и конструкций проточной части, отдельных узлов и деталей. Их изготовляют одноступенчатыми и многоступенчатыми. Повышение давления, создаваемого одной ступенью центробежного компрессора, ограничивается аэродинамической прочностью рабочего колеса. Поэтому для достижения требуемого конечного давления применяются многоступенчатые компрессоры. В современных центробежных компрессорах в зависимости от требуемого конечного давления в одном корпусе размещают шесть-восемь ступеней. Многоступенчатые центробежные компрессоры могут иметь промежуточные теплообменники (охладители). После сжатия в секции, состоящей из одной-трех неохлаждаемых ступеней, газ охлаждается в теплообменнике (рис. 6).



**Рис 6. Схема трехсекционного шестиступенчатого центробежного компрессора:**

1 — компрессор; 2 — редуктор; 3 — привод; 4 — охладитель II секции; 5 — охладитель I секции

**Таблица 3**
**Центробежные турбокомпрессоры производства ОАО «Дальэнергомаш»**

Тип компрессора	Q, м <sup>3</sup> мин	R <sub>к</sub> max, кгс/см <sup>2</sup>	N, кВт	n <sub>1</sub> , мин <sup>-1</sup>	n <sub>2</sub> , мин <sup>-1</sup>	l × b × h, м	m*, т	N <sub>д</sub> , кВт	U, В	ТД, т
ТКА 80/9	58—80—86	9,0	380—500—530	16815	24409	4,6 × 2,5 × 2,0	7,0	630	6000, 10 000	2,8
ТКА130/9	95—130—140		560—745—780	16933	24581	5,8 × 3,1 × 2,3	7,6	800		4,6
				16815	24409	5,1 × 3,1 × 2,3	7,87			3,0
ТКА250/9	170—260—276		880—1450—1490	17283	24844	7,7 × 4,1 × 23	12,0	1600		7,0

*Примечания:*

1. Начальные условия:

 Давление, кПа (кгс/см<sup>2</sup>) — 98 (1,0)

Начальная температура, °С — 20

Относительная влажность, % — 50

Температура охлаждающей воды в воздухоохладителе, °С — 20;

2. Средние значения Q и N в диапазонах являются номинальным режимом работы агрегата.

 3. m\* — масса привода двигателя; m<sub>д</sub> — масса двигателя; n<sub>1</sub> — частота вращения тихоходного ротора; n<sub>2</sub> — частота вращения быстроходного ротора.

**Таблица 4**
**Параметры центробежных низконапорных нагнетателей (воздуходувок) производства ОАО «Дальэнергомаш»**

Тип машины	Q, м <sup>3</sup> /мин	r <sub>к</sub> , кгс/см <sup>2</sup>	N, кВт	l × b × h, м	m, т	N <sub>д</sub> , кВт	n, мин <sup>-1</sup>	U, В
ЦНВ60/1,2	60—70	1,21—1,2	24—30	1,9 × 1,6 × 1,8	4,73	30	2945	220/380
ЦНВ100/1,2	90—100—130	1,205—1,2—1,18	36—38—45	2,0 × 1,6 × 1,8	4,87	45		
ЦНВ60/1,4	45—60—100	1,45—1,4—1,32	42—50—72	2,1 × 2,1 × 1,8	7,20	75	4125	220/380
ЦНВ60/1,6	40—60—80	1,65—1,6—1,57	50—70—89	2,2 × 2,1 × 1,8	7,26	90	4898	220/380
ЦНВ100/1,4	75—100—150	1,45—1,4—1,35	65—85—110	2,4 × 2,3 × 1,8	7,60	110	4139	220/380
ЦНВ100/1,6	65—100—150	1,65—1,6—1,45	74—110—132	2,5 × 2,3 × 1,8	7,67	132	4914	380/660
ЦНВ160/1,4	130—160—150	1,45—1,4—1,32	115—130—150	2,6 × 2,4 × 1,8	7,80	160	4139	380/660
ЦНВ160/1,6	120—160—210	1,65—1,6—1,46	133—170—194	2,6 × 2,3 × 1,8	8,01	200	4914	380/660
ЦНВ200/1,4	140—200—230	1,44—1,4—1,35	119—155—160	2,6 × 2,3 × 1,8	7,82	160	4139	380/660
ЦНВ200/1,6	140—200—260	1,65—1,6—1,47	165—215—245	2,6 × 2,4 × 1,8	8,35	250	4914	380/660
ЦНВ80/1,85	70—80—92	1,92—1,85—1,77	120—132—150	2,6 × 2,3 × 1,8	4,27	160	16 764	380/660
ЦНВ100/1,8	75—100—110	1,90—1,8—1,70	125—153—165	2,6 × 2,3 × 1,8	4,55	200		
ЦНВ130/1,85	115—130—140	1,92—1,85—1,80	187—207—222	2,6 × 2,3 × 1,8	4,32	250		
ЦНВ160/1,8	120—160—175	1,90—1,8—1,70	202—247—262	2,6 × 2,3 × 1,8	4,85	315		
ЦНВ80/3,2	75—80—105	3,2—3,4—3,2	230—255—325	3,3 × 2,2 × 1,8	5,70	315	16 764	380/660
ЦНВ100/3,2	85—100—110	3,35—3,2—2,9	270—310—335	3,5 × 2,2 × 1,8	5,85	400		380/660
ЦНВ130/3,2	120—135—140	3,4—3,3—3,2	375—405—430	3,7 × 2,4 × 2,0	5,90	500		6000
ЦНВ160/3,2	130—160—170	3,4—3,2—2,7	410—480—500	3,8 × 2,4 × 2,1	6,60	630		6000, 10000

Таблица 5

Технические характеристики центробежных компрессоров производства  
ОАО «Казанькомпрессормаш»

Марка компрессора (компрессорной установки)	Сжимаемый газ	Производительность, м³/мин	Давление, кгс/см²		Привод
			начальное	конечное	
ЦК-135/8М1	Воздух, азот	135	1	7,8	Электр.
ЦК-115/9	Воздух, азот	115	1	9	Электр.
543ЦК-450/35М1	Воздух	450	1	35	Электр.
ВЦ1-75/10	Воздух	75	1	10	Дизель
32ВЦ-100/9	Воздух, азот	100	1	9	Электр.
43ВЦ-160/9	Воздух, азот	160	1	9	Электр.
АЭРОКОМ22-63/9	Воздух	62,6	0,99	9	Электр.
АЭРОКОМ 2-60/3,5 УХЛ 4	Воздух	60	1,02	3,5	Электр.
АЭРОКОМ АА-250/9,4	Воздух	262	1,02	9,4	Электр.
АЭРОКОМ АА-250/9Д	Воздух	253	1,02	9,4	Дизель
АЭРОКОМ 43-120/9 ОМ5	Воздух	113	0,985	9	Электр.
ЦНОН-160/1,8	Воздух	160	1	1,8	Электр.
ЦКОН-43-160/9Р	Воздух	160	0,98	9	Электр.
ЦНОН-60/2,5	Воздух	60	1,033	2,5	Электр.
КТК-7/14	Кислород	117	1	14	Электр.

Таблица 6

Технические характеристики центробежных компрессоров фирмы «Атлас Копко»

Модель компрессора	Рабочее давление, бар	Диапазон производительности, м³/ч	Мощность двигателя N <sub>д</sub> , кВт	Уровень шума, дБ (А)	Габариты l × b × h, мм	
<b>Компрессоры среднего давления двухступенчатые</b>						
ZN7000	3,5; 3,9; 4,2; 4,6	4332—7280	315—500	68	6500	5000 × 2120 × 2400
ZN10000		6720—10933	500—710	68	10500	5250 × 2120 × 2400
ZN15000		10900—17032	710—1250	68	18000	5800 × 2370 × 2630
<b>Компрессоры среднего давления трехступенчатые</b>						
ZN7000	7; 8; 9; 10; 4	4360—7350	450—800	74	8000	5000 × 2120 × 2400
ZN10000		6700—11246	630—1120	74	12000	5250 × 2120 × 2400
ZN15000		10870—16910	1120—1850	74	15000	5800 × 2370 × 2630
<b>Безмасляные центробежные компрессоры низкого давления</b>						
ZB80VSD	0,3—1	25,4—59,3	80	67	1130	1520 × 1446 × 2076
ZB120VSD	0,3—1,4	23,2—63,7	120	67	1180	
ZB160VSD	0,3—1,7	23,2—70	160	67	1230	

Центробежные компрессоры общего назначения выпускаются с подачей 1,66; 4,166 и 8,33 м³/с, для кислородных блоков — 15 м³/с и выше, для доменных печей — от 50 до 200 м³/с. В отдельных случаях производят машины с малой подачей 1,0—1,5 м³/с (компрессоры для нефтехимии и др.). Компрессоры с подачей более 50 м³/с имеют в основном паротурбинный привод.

Компрессоры со средней и высокой подачей большей частью выпускаются с разъемом корпуса в горизонтальной плоскости по аналогии с современными паровыми турбинами. Диффузоры и обратные направляющие аппараты составляют одно целое с корпусом или же, что встречается чаще, размещаются на диафрагмах, плотно вставленных в корпус. Диафрагмы также имеют разъем в горизонтальной плоскости.

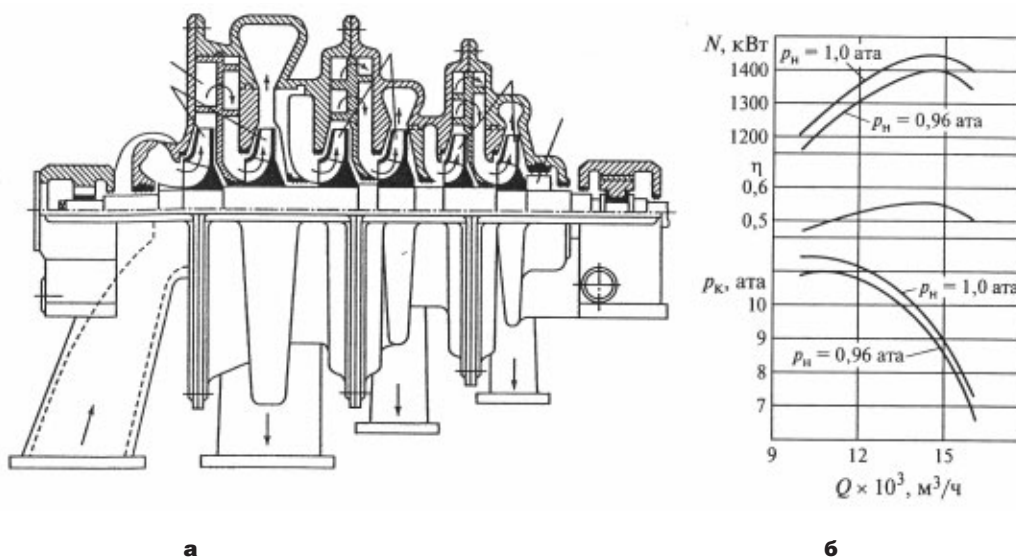


Рис. 7. Воздушный компрессор К-250-61-1 (а) и его характеристики при  $t_n = 20^\circ\text{C}$ ;  $n = 11\,230 \text{ мин}^{-1}$  (б)

Таблица 7

**Технические характеристики компрессоров серии ТМ компании Samsung**

Модель	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ
	400	500	600	700	800	900	1000	1250	1500	1750	2000	2250
Мощность двигателя, кВт (л.с.)	224—2386 (300—3200)											
Производительность, $\text{м}^3/\text{ч}$	2200—22 000											
Выходное избыточное давление, бар	2,5—20											
l x b x h, мм	2900 x 1600 x 1800			3210 x 1900 x 1930			3985 x 2070 x 1980			5800 x 2300 x 2550		
Масса, т	4,5—12											

Все центробежные компрессоры, как правило, многоступенчатые. Охлаждение корпуса компрессора улучшает его энергетические характеристики.

На рис. 7. представлены разрез и характеристика широко распространенного в промышленности воздушного компрессора К-250-61-1. Компрессор шестиступенчатый, трехсекционный, имеет корпус с горизонтальным разъемом. Все подводящие и отводящие патрубки отлиты как одно целое с нижней половиной корпуса. Диффузоры компрессора канального типа имеют горизонтальный разъем и плотно вставлены в корпус. Привод компрессора электрический и соединен с компрессором через повышающий редуктор.

Регулирование подачи компрессора производят следующими способами: изменением частоты вращения вала, закруткой потока перед рабочим колесом и дросселированием потока на всасывании или нагнетании.

Характеристики турбокомпрессоров производства ОАО «Дальэнергомаш» приведены в табл. 3, а центробежных

низконапорных воздуходувок — в табл. 4. Технические характеристики компрессоров некоторых других производителей представлены в табл. 6, 7.

**Литература**

1. Теплотехнический справочник. Т.1/Под общ. ред. В.И. Юренева и П.Д. Лебедева. М.: Энергия, 1976.
2. Быстрицкий Г.Ф. Энергосиловое оборудование промышленных предприятий. М.: Академия, 2003.
3. Быстрицкий Г.Ф. Основы энергетики. М.: Инфа-М, 2005.
4. Черкасский В.М. Насосы, вентиляторы, компрессоры. М.: Энергоатомиздат, 1984.
5. Кривченко Г.И. Гидравлические машины. М.: Энергия, 1978.
6. Справочник энергетика/В.И. Григорьев, Э.А. Киреева, Г.Ф. Быстрицкий и др. М.: Колос, 2006.
7. Материалы заводов и фирм-производителей оборудования, 2006.



**В. Васильев**

## КОМПРЕССОРЫ — КРИТЕРИИ ВЫБОРА И ЭКСПЛУАТАЦИИ (ОКОНЧАНИЕ)

**П**ри покупке практически любого технического изделия, в том числе и компрессорного оборудования, покупателя интересуют ответы на вопросы: как долго прослужит новое приобретение, часто ли придется его ремонтировать? Иными словами, каковы ресурс и надежность изделия.

К сожалению, ясность в толковании понятий «ресурс» и «надежность» присутствует далеко не всегда. Это дает возможность некоторым продавцам оборудования жонглировать понятиями. Поэтому сначала мы разберемся с терминологией.

### Надежность

В ГОСТе 13377-75 сказано, что надежность — это «свойство объекта выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортирования». Сегодня серьезное исследование вопросов надежности стало возможным благодаря использованию современного математического аппарата и мощных компьютерных программ. По этой причине теория надежности получила в последнее время необычайно динамичное развитие. Суть теории в том, что она позволяет математически рассчитать количественные показатели качества продукции. Именно поэтому нельзя подходить к рассмотрению вопросов надежности на основании сугубо субъективных заключений. Действительно, такое утверждение, как «наша продукция — самая надежная», если оно не имеет иных подтверж-

дений, кроме заявления поставщика, не может служить основой для выводов. То же относится и к заявлениям типа «использованы самые лучшие компоненты, которые можно приобрести на рынке» или «применение винтового блока лучшего европейского производителя». Приведенные высказывания, может, и не связаны напрямую с надежностью, но в конечном итоге призваны подвести покупателя к приобретению именно этого оборудования.

Рассмотрим важное определение, неразрывно связанное с понятием надежности. Речь идет об отказе — «событии, при котором нарушается нормальная работа изделия, вследствие чего оно либо теряет способность выполнять заданные функции, либо его параметры оказываются за пределами допусков, установленных техническими требованиями на изделие». Так вот, отказ — это событие случайное. И выводы о безотказности нельзя делать на основе единичных экспериментов. Те или иные закономерности могут быть получены лишь при многократном повторении опытов. А получение количественной оценки возможно лишь с использованием математического аппарата теории вероятности и математической статистики.

Известно, что довольно часто производители оборудования обращают особое внимание на совершенствование основных узлов изделия, упуская из виду, что причиной ненадежности и последующих поломок могут быть конструктивные узлы, носящие, казалось бы, второстепенный, вспомогательный характер. И на высокую надежность рассчитываются именно основные узлы изделия.

Сейчас тенденция использовать винтовые блоки лучших европейских производителей довольно распространена





**Несмотря на то, что компрессор имел запас производительности, его интенсивная эксплуатация на режимах, не предусмотренных конструкцией, привела к быстрому выходу из строя шатунно-поршневой группы и цилиндра**

на на многих компрессорных заводах России. Но, используя качественные винтовые блоки и дешевые комплектующие — воздушные и масляные шланги, расходные материалы, ремни, пускатели — произвести надежное компрессорное оборудование нельзя.

И еще довольно важный момент. Для производства надежных компрессоров наличия одних только хороших комплектующих недостаточно. Не менее важно использовать качественное оборудование и привлекать высококвалифицированный рабочий персонал для сборки изделий.

## Ресурс

Одно из классических определений гласит, что «ресурс технический — это наработка технического устройства (машины, системы) до достижения им предельного состояния, при котором его дальнейшая эксплуатация невозможна или нежелательна из-за снижения эффективности либо возросшей опасности для человека». Нужно обратить особое внимание на то, что продолжительность работы зависит от очень большого числа различных факторов. Применительно к компрессорному оборудованию в первую очередь это:

1. Температура окружающей среды. Большинство представленных на рынке винтовых компрессоров должны работать в интервале от +5 до +45°C, поршневых — от +5 до +40°C. При температуре окружающей среды ниже +5°C возможны проблемы с пуском компрессора из-за повышения вязкости компрессорного масла. Холодный пуск увеличивает нагрузку на устройство тепловой защиты электродвигателя и на сам электродвигатель. Если температура окружающей среды выше +45°C (+40°C), то компрессорное масло разжижается настолько, что не обеспечивает создания масляного клина (пленки) между сопряженными рабочими поверхностями. Их износ значительно увеличивается.

2. Чистота помещения, компрессора, воздуха, поступающего в агрегат. Эти три фактора во многом взаимосвязаны. Разумеется, и компрессор, и воздух, поступающий в него, должны быть чистыми.

3. Состояние электросети. Большинство неисправностей, возникающих с компрессорным электрооборудованием, являются следствием проблем в электросети. В первую очередь неприятности возникают из-за пониженного питающего напряжения, а также исчезновения или перебоев одной из фаз.

4. Своевременное и квалифицированное техническое обслуживание. О его особенностях поговорим чуть позже.

И, пожалуй, самое главное, — компрессор должен быть выбран правильно, т.е. с определенным запасом производительности и с учетом интенсивности работы, а не из расчета, на что хватает денег.

Возникает вполне логичный вопрос — как относиться к заявлениям некоторых производителей о том, что ресурс работы их компрессоров составляет более 70 тыс. часов без капитального ремонта? Получается, что агрегат сможет непрерывно работать 8 лет. Вполне вероятно, эти компрессоры при определенных условиях в состоянии отработать 70 тыс. часов, а возможно, и больше. Но это совершенно не означает, что у каждого конкретного покупателя они гарантированно прослужат такой срок. Условия эксплуатации везде различные, и создать компрессору идеальные рабочие условия представляется возможным далеко не всегда. Поэтому и говорят, что технический ресурс представляет собой случайную величину.

Некоторые производители после декларирования высокого ресурса заявляют, что гарантия на винтовые компрессоры составляет 2 года и может быть продлена до 5 лет без увеличения стоимости самого компрессора. Простейший математический расчет показывает, что при ежедневной круглосуточной работе в течение двух лет компрессор нарабатает  $24 \times 365 \times 2 = 17520$  час., а за пять лет — 43800 час. И что бы не говорили о ресурсе 70 тыс. или 100 тыс. час., в случае выхода оборудования из строя при наработке соответственно свыше 17520 или 43800 час ремонтовать его придется уже за деньги. Не следует об этом забывать!

Определенные данные о сроке службы как винтового, так и поршневого компрессорного оборудования получены в процессе эксплуатации. Естественно, что эти цифры довольно приблизительные. Предполагается, что для компрессора созданы хорошие условия эксплуатации.

Начнем с импортных поршневых компрессоров — коаксиальных и промышленных с ременным приводом.



**Данный компрессор не содержали в чистоте, и он проработал всего три месяца. Вышли из строя шатунно-поршневая группа и клапанная плита**



**Этот компрессор не слишком нагружали, однако шатунно-поршневая группа вышла из строя. Агрегат постоянно перегревался из-за грязи**



**Часто при перегреве поршень заклинивает в цилиндре, а коленчатый вал продолжает вращаться. Шатун разрывается, разбивая картер поршневой группы или повреждая зеркало цилиндра**

Как показывает практика, в нормальных условиях коаксиальный поршневой компрессор обычно работает 2—3 года, хотя известны случаи, когда агрегаты служили 4—5 лет.

Что касается поршневых компрессоров с ременным приводом, то их следует разбить на две группы в зависимости от частоты вращения коленвала. Срок службы быстроходного компрессора с частотой вращения 1200—1500 мин., как правило, составляет 4—5 лет. Срок службы тихоходного компрессора с частотой вращения порядка 1000 мин. обычно не менее 5 лет. Конечно, и коаксиальные, и компрессоры с ременным приводом не всегда отработывают указанные сроки совсем без ремонта. Но ремонт связан в первую очередь с заменой деталей, подверженных естественному износу, например, поршневых колец, шатунных вкладышей, ремней.

Средняя наработка винтового компрессора на промышленных предприятиях 5—6 тыс. час в год. Поэтому, приобретая импортный винтовой компрессор, покупатель вполне может рассчитывать примерно на 50—60 тыс. час (около 10 лет при работе не менее 8 час. в сутки).

## Техническое обслуживание

Не случайно своевременное и квалифицированное техническое обслуживание (ТО) названо в числе основных факторов, влияющих на срок службы компрессора. Известно, что к огромному количеству поломок, возникающих в работе оборудования, особенно винтовых компрессоров, даже в период гарантийного срока, приводит так называемый «человеческий фактор». Точнее, неквалифицированное вмешательство потребителя.

Свыше 90% потребителей обслуживают оборудование и осуществляют мелкий ремонт своими силами. ТО поршневого компрессора предполагает: регулярную проверку уровня масла и его долив, контроль натяжения приводного ремня, периодический слив конденсата из ресивера (лучше всего смонтировать автоматический клапан слива), чистку (продувку сжатым воздухом компрессорной группы), контроль состояния резьбовых соединений.

В зависимости от условий эксплуатации, но не реже одного раз в месяц, следует продувать сжатым воздухом



**Работа компрессора при пониженном напряжении привела к перегоранию обмоток электродвигателя и оплавлению конденсатора**



**Одной из важнейших операций по обслуживанию компрессорного оборудования является контроль состояния системы энергообеспечения. Необходимо регулярно проверять напряжение питания и силу тока**



**Техобслуживание поршневого компрессора предполагает регулярную проверку уровня масла и его долив, контроль натяжения приводного ремня, периодический слив конденсата из ресивера, чистку компрессорной группы, контроль состояния резьбовых соединений**

картридж воздушного фильтра. Замена же картриджа производится как минимум один раз в год при условии работы компрессора в надлежащих условиях. Если же агрегат работает в сильно загрязненном помещении, то чаще.

После первых 100 час. работы далее через каждые 500 час. работы производится замена компрессорного масла. При этом допускается использование различных марок, рекомендованных производителем. В импортные компрессоры следует заливать импортное, обязательно компрессорное масло. Применение иных видов масел совершенно недопустимо. Запрещается смешивать разные марки масла между собой. К сожалению, нередко в компрессор пытаются залить моторное или «веретенку». Используют по старинке отечественные масла, например, КС-19. Это грозит образованием нагара на клапанных узлах, повышенным механическим износом деталей и довольно часто выходом компрессорной группы из строя. Если же в работе агрегата возникли действительно серьезные проблемы, его необходимо доставить для диагностики в сервисный центр. Обычно ремонт целесообразен, если стоимость запасных частей не превышает 60% от стоимости нового компрессора.

А вот с обслуживанием винтового компрессора дела обстоят сложнее. Очень часто продавцы оборудования в рекламных целях пишут, что техническое обслуживание заключается всего лишь в периодической замене расходных материалов. Однако представлять ТО винтового компрессора исключительно как замену расходных материалов нельзя ни в коем случае. Первое обслуживание предполагается через 500 час. работы (масло и масляный фильтр), а далее — через каждые 2—3 тыс. час работы с заменой масла, масляного фильтра, картриджа воздушного фильтра, а также картриджа воздушно-масляного сепаратора. Кроме того, к винтовому компрессору применимы и все те операции, которые относятся к обслуживанию поршневого компрессора, за исключением продувки поршневой группы — вместо нее продувают воздушно-масляный радиатор. При проведении ТО обязательно проверяют



**Здесь представлены детали, замененные при ремонте в период гарантийного срока. На переднем плане — клапанные плиты. В левой части снимка они от компрессора, за которым не было должного ухода, в правой — от поршневого компрессора, в который залили масло КС-19 вместо рекомендованного заводом-изготовителем. На заднем плане: слева — поршни и разорванные шатуны, а справа — коленчатый вал, который вышел из строя из-за отсутствия масла в картере поршневой группы**

состояние крепления проводов и контактов силовой электрики (магнитных пускателей), контролируют работу компрессора на различных режимах (нагнетание, холостой ход). Проверяют работу впускного клапана, клапана минимального давления, клапана термостата, состояние сальника винтового блока и многое другое.

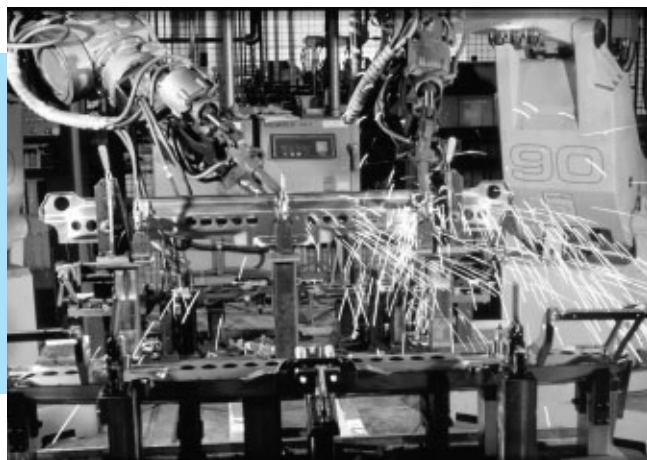
У некоторых винтовых компрессоров есть такая особенность: часть рабочих параметров, подлежащих контролю при проведении ТО и дающих важную информацию о состоянии компрессора, «зашита» в электронный пульт управления, а доступ к нему есть только у обученных механиков сервисного центра компании-поставщика оборудования. Причем такое техническое решение сделано для того, чтобы потребитель случайно или умышленно не нарушил некоторые важные рабочие настройки компрессора.

Как же обслуживать винтовой компрессор, чтобы максимально увеличить его срок службы, — своими силами или поручить эту работу специализированной организации? На этот вопрос каждый потребитель должен ответить сам. У того, кто решит заняться ТО самостоятельно, должно быть четкое понимание того, что он делает. Если же его нет, то, чтобы не проявился пресловутый «человеческий фактор», следует обратиться к специалистам.

Подведем итоги: чтобы продолжительность работы компрессора была максимальной, он должен быть приобретен в соответствии с реальными потребностями. Необходимо также обеспечить нормальные рабочие условия и обязательно нужно своевременно проводить ТО. Конечно, это наиболее общие и, к сожалению, не всегда достижимые требования. Все перечисленное стоит денег, иногда весьма значительных. Тем не менее стремиться к выполнению этих требований нужно. Только тогда компрессор будет верой и правдой служить долгие годы.

По материалам журнала «СТРОЙТЕХ ЭКСПЕРТ»





**В.А. Янсюкевич,**  
[yanviktor.narod.ru](mailto:yanviktor.narod.ru)

## МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ С ПОМОЩЬЮ МЕГАОММЕТРА

### Область применения

Настоящий документ разработан для электротехнического персонала электролабораторий, проводящих работы по измерению сопротивления изоляции электрооборудования, проводов и кабелей в действующих и реконструируемых электроустановках. Рекомендации настоящей методики могут использоваться персоналом всех электротехнических служб любых предприятий.

### Объект испытания

Измерение сопротивления изоляции с помощью мегаомметра может производиться на любом электротехническом оборудовании, исключение составляют те части электрооборудования, или то электротехническое оборудование, рабочее напряжение которого ниже 60 В.

### Определяемые характеристики

Сопротивление изоляции постоянному току  $R_{из}$  является основным показателем состояния изоляции. Наличие грубых внутренних и внешних дефектов (повреждение, увлажнение, поверхностное загрязнение) снижает сопротивление изоляции. Определение  $R_{из}$  (Ом) производится методом измерения тока утечки  $I_{ут}$ , проходящего через изоляцию, при приложении к ней выпрямленного напряжения:

$$R_{из} = U_{прям.выпр} / I_{ут}$$

В связи с явлением поляризации, имеющим место в изоляции, определяемое сопротивление  $R_{из}$  зависит от времени с момента приложения напряжения. Правильный результат может дать измерение тока утечки по истечению 60 сек. после приложения, т.е. в момент, к которому ток абсорбции в изоляции в основном затухает.

Вторым основным показателем состояния изоляции машин и трансформаторов является коэффициент абсорбции. Коэффициент абсорбции  $K_{абс}$  лучше всего определяет увлажнение изоляции. Коэффициент абсорбции  $K_{абс}$  — это отношение  $R_{из}$ , измеренного мегаомметром через 60 сек с момента приложения напряжения, к  $R_{из}$  измеренного через 15 сек. после начала приложения испытательного напряжения от мегаомметра:

$$K_{абс} = R_{60} / R_{15}$$

Если изоляция сухая, то коэффициент абсорбции значительно превышает единицу, в то время как у влажной изоляции коэффициент абсорбции близок к единице.

Объясняется это временем заряда абсорбционной емкости у сухой и влажной изоляции. В первом случае (сухая изоляция) время велико, ток заряда изменяется медленно, значения  $R_{из}$ , соответствующие 15 и 60 сек. после начала измерения, сильно различаются. Во втором случае (влажная изоляция) время мало — ток заряда изменяется быстро и уже к 15 сек. после начала измере-

ния достигает установившегося значения, поэтому  $R_{из}$ , соответствующие 15 и 60 сек. после начала измерения, почти не различаются.

## Условия испытаний и измерений

Влияние температуры подчиняется закону:

$$Rt2 = Rt1 \times 10^{((t2-t1)/a)},$$

где

$Rt1$  и  $Rt2$  — сопротивление изоляции постоянному току при температурах  $T1$  и  $T2$  соответственно.

$A$  — коэффициент, зависящий от типа изоляции; для изоляции класса А — 40, для изоляции класса В — 60.

Сопротивление изоляции  $R_{из}$  и коэффициент абсорбции  $K_{абс}$  не измеряются при температуре менее 10 °С, т. к. в этом случае результаты измерения из-за нестабильного поведения влаги не отражают истинного состояния изоляции. При температуре ниже 0 °С вода превращается в лед, а последний является реальным диэлектриком.

Измерения проводят в помещениях при температуре  $25 \pm 10$  °С и относительной влажности воздуха не более 80%, если в стандартах или технических условиях на кабели, провода, шнуры и оборудование не предусмотрены другие условия.

Значение электрического сопротивления изоляции соединительных проводов измерительной схемы должно превышать не менее чем в 20 раз минимально допустимое значение электрического сопротивления изоляции испытуемого изделия.

## Средства измерений

Измерения производятся мегаомметрами различного типа и на различное напряжение: 100 В, 500 В, 1000 В, 2500 В. Значение напряжения для мегаомметра определяет выходное испытательное напряжение, выдаваемое с зажимов мегаомметра.

Значение измеренного сопротивления может быть показано прибором в Ом, кОм, или МОм.

## Технические данные мегаомметров:

### Мегаомметры типа М4100

Переносной прибор магнитоэлектрической системы (логометр) предназначен для измерения сопротивления изоляции электрических цепей, не находящихся под напряжением.

Приборы используются при температуре окружающей среды от  $-30$  до  $+40$  °С и относительной влажности до 90% (при 30°С).

По устойчивости к механическим воздействиям приборы относятся к тряскопрочным (группа II).

По степени защищенности от внешних магнитных полей мегаомметры относятся к категории II.

Класс точности прибора — 1,0.

Пределы измерения, диапазон измерений и выходные напряжения приведены в табл. 1.

Питание прибора осуществляется от встроенного генератора с ручным приводом (номинальная частота вращения рукоятки генератора — 120 об/мин.).

Габаритные размеры прибора 200×155×140 мм, масса — не более 3,5 кг.

Таблица 1

Модификация прибора	Предел измерения		Диапазон измерения		Номинальное выходное напряжение (В)
	кОм	МОм	кОм	МОм	
М4100/1	0—200	0—100-∞	0—200	0—20	100+10
М4100/2	0—500	0—250-∞	0—500	0—50	250+25
М4100/3	0—1000	0—500-∞	0—1000	0—100	500+50
М4100/4	0—1000	0—1000-∞	0—1000	0—200	1000+100
М4100/5	0—2000	0—2500-∞	0—2000	0—1000	2500+250

Таблица 2

Модификация прибора	Предел измерения		Диапазон измерения		Номинальное выходное напряжение (В)
	кОм	МОм	кОм	МОм	
М4101/1	0—200	0—100	0—200	0—20	100+10
М4101/2	0—500	0—250-∞	0—500	0—50	250+25
М4101/3	0—1000	0—500-∞	0—1000	0—100	500+50
М4101/4	0—1000	0—1000-∞	0—1000	0—200	1000+100
М4101/5	0—2000	0—3000-∞	0—2000	0—1000	2500+250



# ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Корпус прибора пластмассовый. Подвижная часть прибора укреплена на кернях и подпятниках. Длина шкалы — не менее 80 мм. Диапазон измерения на пределе «Мк» охватывает не менее 80% всей шкалы, на пределе «Кш» составляет 100% длины шкалы.

## Мегаомметры типа М4101

Переносной прибор магнитоэлектрической системы (логометр) предназначен для измерения сопротивления изоляции электрических цепей, не находящихся под напряжением.

Приборы используются при температуре окружающей среды от  $-30$  до  $+40^{\circ}\text{C}$  и относительной влажности до 90% (при  $30^{\circ}\text{C}$ ).

По устойчивости к механическим воздействиям приборы относятся к тряскопрочным (группа II).

По степени защищенности от внешних магнитных полей мегаомметры относятся к категории II.

Класс точности прибора — 1,0.

Пределы измерения, диапазон измерений и выходные напряжения приведены в табл. 2.

Питание прибора осуществляется от сети переменного тока напряжением 127/220 В частоты 50 Гц.

Габаритные размеры прибора  $200 \times 155 \times 130$  мм, масса — не более 3,5 кг.

Корпус прибора пластмассовый. Подвижная часть прибора укреплена на кернях и подпятниках. Длина шкалы — не менее 80 мм. Диапазон измерения на пределе «Мк» охватывает не менее 80% всей шкалы, на пределе «Кр» составляет 100% длины шкалы.

## Мегаомметры типа Ф4102

Мегаомметры типа Ф4102/1-1М и Ф4102/2-1М предназначены для измерения сопротивления изоляции различных электроустройств, не находящихся под напряжением, и могут использоваться во всех отраслях промышленности.

Диапазоны измерения, а также значение напряжения на зажимах прибора указаны в табл. 3.

Класс точности приборов — 1,5. Предел допускаемого значения основной приведенной погрешности равен  $\pm 1,5\%$  от длины шкалы.

Длина шкалы мегаомметра — не менее 88 мм.

Время установления показаний не превышает 8 сек.

Время установления рабочего режима не превышает 4 сек.

Режим работы мегаомметром прерывистый — не более 1 мин., пауза — 2 мин.

**Электрические испытания во взрывоопасных зонах должны проводиться приборами во взрывозащищенном исполнении, предназначенными для соответствующих взрывоопасных зон.**

**Допускается проводить измерение и испытание во взрывоопасных зонах приборами общего назначения при наличии наряда — допуска на выполнение огневых работ.**

## Порядок проведения испытаний и измерений

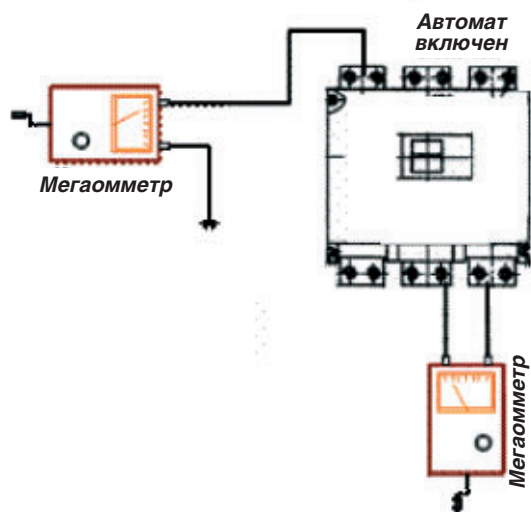
При подготовке к выполнению измерений сопротивления изоляции проводят следующие операции:

- Проверяют по внешнему осмотру состояние выбираемого мегаомметра, соединительных проводников, работоспособность мегаомметра, согласно технического описания.
- Срок действия госповерки на мегаомметр.
- При выполнении периодических профилактических работ в электроустановках, а также при выполнении работ на реконструируемых объектах в электроустановках, подготовку рабочего места выполняет персонал предприятия, где выполняется работа согласно правил «МП по ОТ (ПБ) при эксплуатации электроустановок».

Отсчет значений электрического сопротивления при измерении проводят по истечении 1 мин. с момента приложения измерительного напряжения к образцу, но не более чем через 5 мин., если в стандартах или технических условиях на конкретные кабельные изделия или на другое

Таблица 3

Модификация прибора	Диапазон измерения (МОм)	Участки диапазона с пределом допускаемого значения относительной погрешности, (МОм)		Номинальное выходное напряжение (В)
		15%	30%	
Ф4102/1-1М	0—30 0—200		0,03—30 30—1000	100±5
	0—150 0—10 000		0,15—150 150—5000	500±25
	0—300 0—20 000		0,3—300 300—10 000	1000±50
Ф4102/2-1М	0—2000 0—20 000	75—1000 750—4000		1000±50
	0—5000 0—50 000	187,5—2500 1875—10 000		2500±125



**Рис. 1. Измерение сопротивления изоляции автомата**

измеряемое оборудование не предусмотрены другие требования.

Перед повторным измерением все металлические элементы кабельного изделия должны быть заземлены не менее чем за 2 мин.

Электрическое сопротивление изоляции отдельных жил одножильных кабелей, проводов и шнуров должно быть измерено:

- для изделий без металлической оболочки, экрана и брони — между токопроводящей жилой и металлическим стержнем; или между жилой и заземлением;

- для изделий с металлической оболочкой, экраном и броней — между токопроводящей жилой и металлической оболочкой или экраном, или броней.

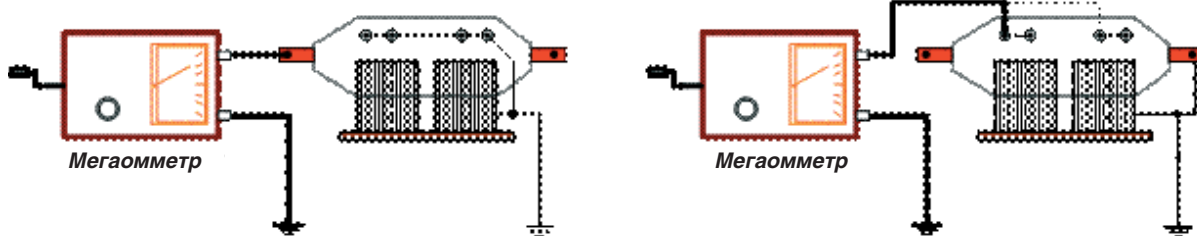
Электрическое сопротивление изоляции многожильных кабелей, проводов и шнуров должно быть измерено:

- для изделий металлической оболочки, экрана и брони — между каждой токопроводящей жилой и остальными жилами, соединенными между собой или между каждой токопроводящей жилой и остальными жилами, соединенными между собой и заземлением;
- для изделий с металлической оболочкой, экраном и броней — между каждой токопроводящей жилой и остальными жилами, соединенными между собой и оболочкой или экраном, или броней.

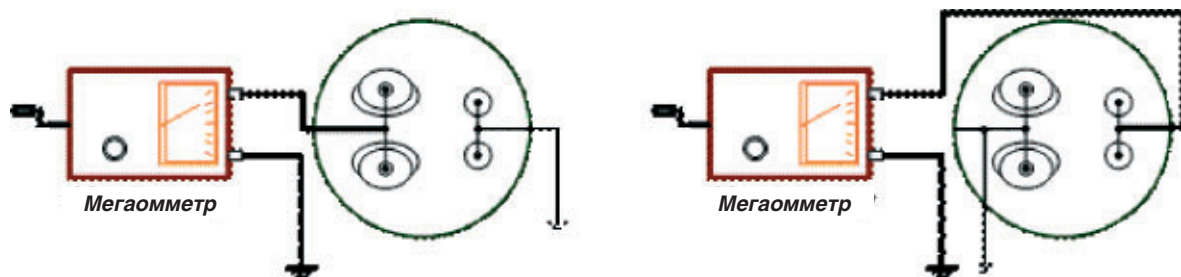
При пониженном сопротивлении изоляции кабелей проводов и шнуров, отличной от нормативных правил, ПУЭ, ГОСТов, необходимо выполнить повторные измерения с отсоединением кабелей, проводов и шнуров от зажимов потребителей и разведением токоведущих жил.

При измерении сопротивления изоляции отдельных образцов кабелей проводов и шнуров, они должны быть отобраны на строительные длины, намотанные на барабаны или бухты, или образцы длиной не менее 10 м, исключая длину концевых разделок, если в стандартах или технических условиях на кабели, провода и шнуры не оговорена другая длина. Число строительных длин и образцов для измерения должно быть указано в стандартах или технических условиях на кабели, провода и шнуры.

Схемы для проведения испытаний различного электрооборудования представлены на рис. 1—9.



**Рис. 2. Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН и НН трансформатора тока**



**Рис. 3. Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН трансформатора напряжения**

# ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

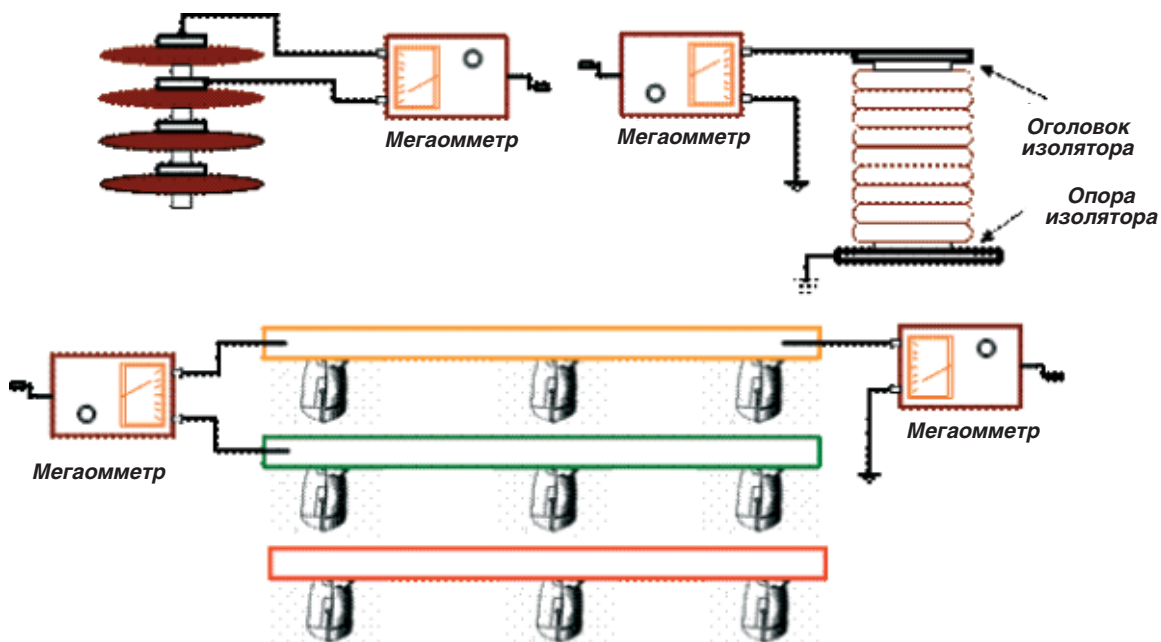


Рис. 4. Схема измерения сопротивления изоляции изоляторов и шинопроводов

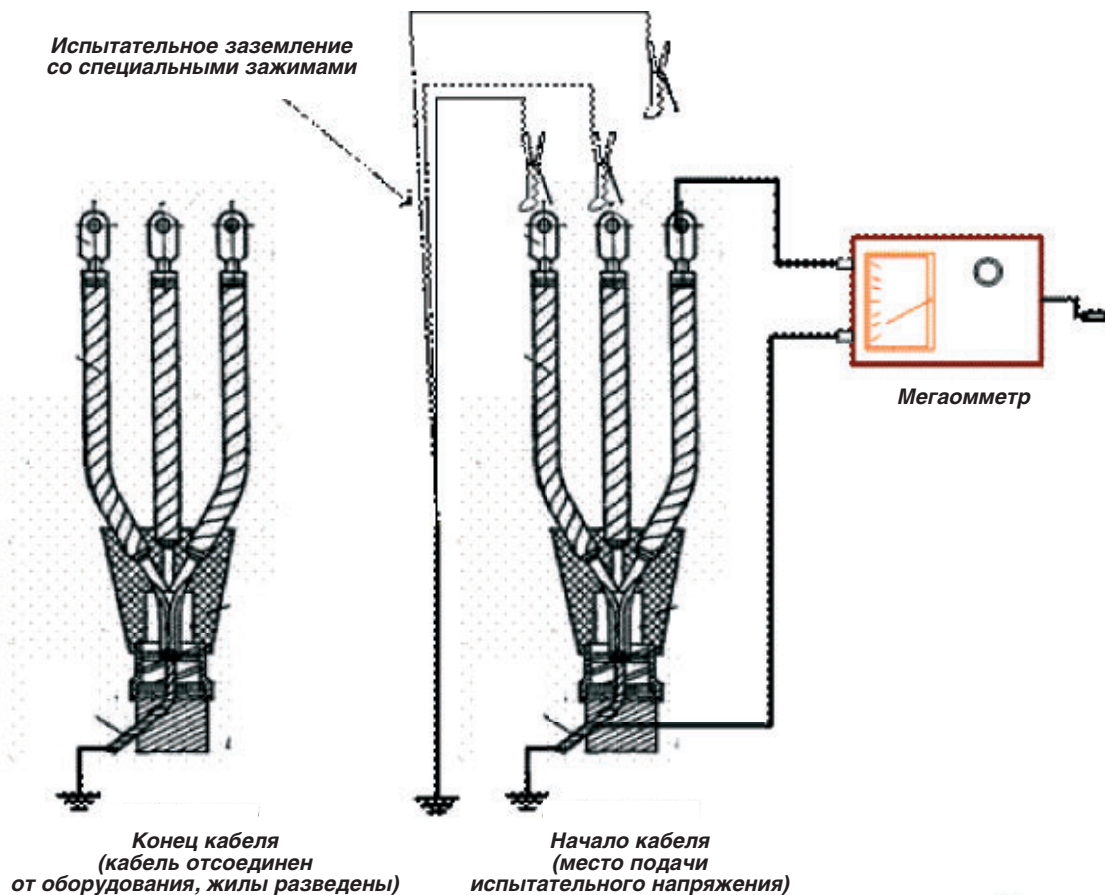
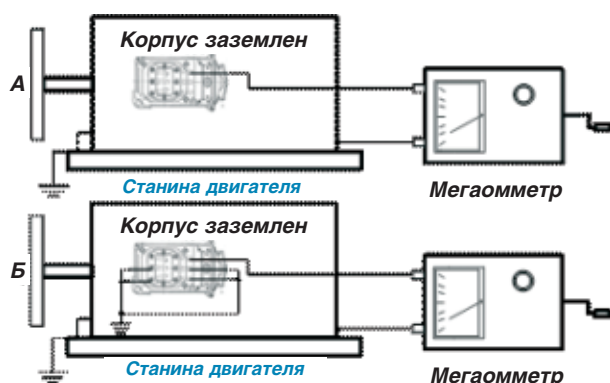


Рис. 5. Измерение сопротивления изоляции силового кабеля напряжением выше 1000 В



**Рис. 6. Измерение сопротивления изоляции обмотки электродвигателя**

### Обработка данных, полученных при испытаниях

Сопротивление изоляции  $R_{из}$  а также коэффициент абсорбции  $K_{абс}$  сильно зависят от температуры. Поэтому для сравнения следует пользоваться величинами  $R_{из}$  измеренными при одной температуре.

Если измерение для кабельных изделий проводилось при температуре, отличающейся от  $20^{\circ}\text{C}$ , а требуемое стандартами или техническими условиями на конкретные кабельные изделия значение электрического сопротивления изоляции нормировано при температуре  $20^{\circ}\text{C}$ , то измеренное значение электрического сопротивления изоляции пересчитывают на температуру  $20^{\circ}\text{C}$  по формуле:

$$R_{20} = KRt,$$

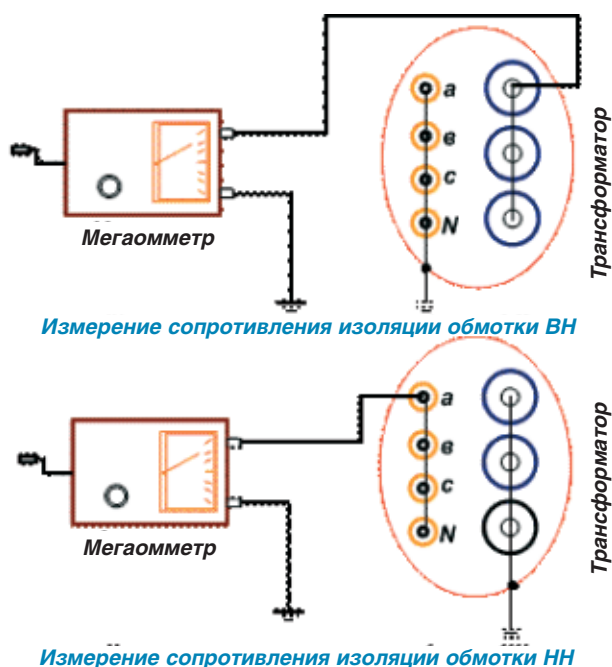
где

$R_{20}$  — электрическое сопротивление изоляции при температуре  $20^{\circ}\text{C}$ , МОм;

$Rt$  — электрическое сопротивление изоляции при температуре измерения, МОм;

$K$  — коэффициент для приведения электрического сопротивления изоляции к настоящему стандарту.

При отсутствии переводных коэффициентов арбитражным методом является измерение электрического сопротивления изоляции при температуре  $(20 \pm 1)^{\circ}\text{C}$ .



**Рис. 7. Измерение сопротивления изоляции обмоток**

Перерасчет электрического сопротивления изоляции  $R$  на длину 1 км должен быть приведен по формуле:

$$R = R20 \times L,$$

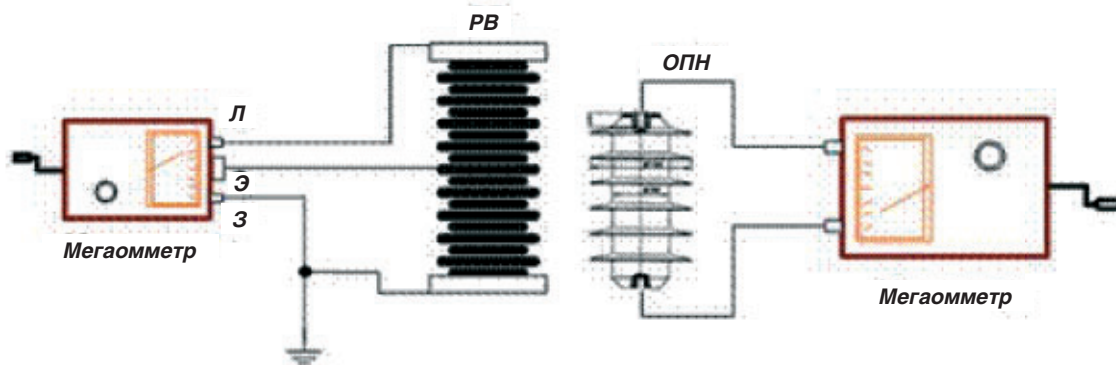
где

$R20$  — электрическое сопротивление изоляции при температуре  $20^{\circ}\text{C}$ , МОм;

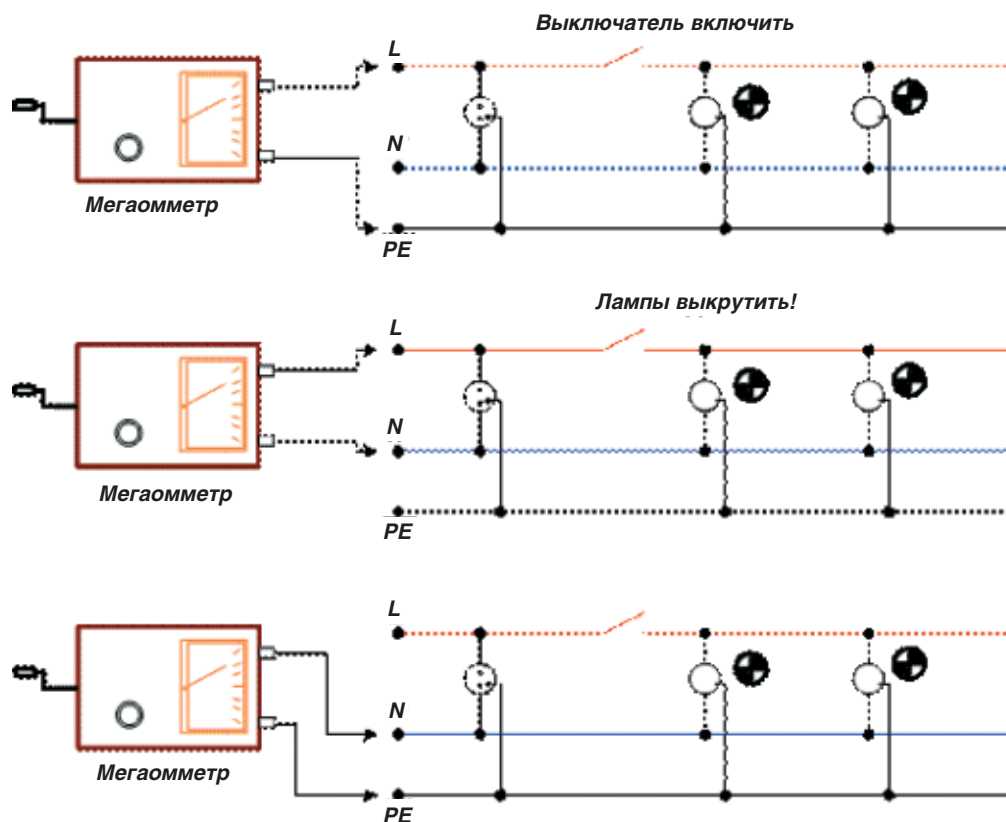
$L$  — длина испытуемого изделия без учета концевых участков, км.

Коэффициент  $K$  приведения электрического сопротивления изоляции к температуре  $20^{\circ}\text{C}$ .

Погрешность величины сопротивления изоляции подсчитывают по рекомендациям, указанным в технических описаниях и инструкциях по эксплуатации на мегаомметры с учетом внешних влияющих факторов.



**Рис. 8. Измерение сопротивления изоляции разрядников и ОПН**



**Рис. 9. Схемы для измерения сопротивления изоляции осветительной сети**

Все данные, полученные при проведении испытаний, заносятся в протокол и рассматриваются на их соответствие нормам НТД. Данные, которые должны сравниваться с заводскими параметрами, сначала приводятся к температуре, при которой производились испытания на заводе-изготовителе, а затем обрабатываются.

### Меры безопасности при проведении испытаний и охрана окружающей среды

Перед началом работ необходимо:

- Получить наряд (разрешение) на производство работ.
- Подготовить рабочее место в соответствии с характером работы: убедиться в достаточности принятых мер безопасности со стороны допускающего (при работах по наряду) либо принять все меры безопасности самостоятельно (при работах по распоряжению).

- Подготовить необходимый инструмент и приборы.

- При выполнении работ действовать в соответствии с программами (методиками) по испытанию электрооборудования типовыми или на конкретное присоединение. При проведении высоковольтных испытаний на стационарной установке действовать в соответствии с инструкцией.

Перед окончанием работ необходимо:

- Убрать рабочее место, восстановив нарушенные в процессе работы коммутационные соединения (если таковое имело место).

- Сдать наряд (сообщить об окончании работ руководителю или оперативному персоналу).

- Сделать запись в рабочую тетрадь для последующей работы с полученными данными.

- Оформить протокол на проведенные работы.

- Испытание во взрывобезопасных зонах допускается проводить приборами общего назначения при наличии наряда — допуска на выполнение огневых работ.

Проводить измерения с помощью мегаомметра разрешается обученным работникам из числа электротехнической лаборатории. В электроустановках напряжением выше 1000 В измерения проводятся по наряду, в электроустановках напряжением до 1000 В — по распоряжению.

В тех случаях, когда измерения мегаомметром входят в содержание работ, оговаривать эти измерения в наряде или распоряжении не требуется.

Измерение сопротивления изоляции мегаомметром должно осуществляться на отключенных токоведущих частях, с которых снят заряд путем предварительного их заземления. Заземление с токоведущих частей следует снимать только после подключения мегаомметра.

При измерении мегаомметром сопротивления изоляции токоведущих частей соединительные провода следует присоединять к ним с помощью изолирующих держателей



Таблица 4

Температура, С°	Материал изоляции		
	Пропитанная бумага	Поливинилхлоридный пластикат и полиэтилен	Резина
5	0,58	0,10	0,50
6	0,60	0,12	0,53
7	0,64	0,15	0,55
8	0,67	0,17	0,58
9	0,69	0,19	0,61
10	0,72	0,22	0,64
11	0,74	0,26	0,68
12	0,76	0,30	0,70
13	0,79	0,35	0,73
14	0,82	0,42	0,76
15	0,85	0,48	0,80
16	0,87	0,56	0,84
17	0,90	0,64	0,88
18	0,93	0,75	0,91
19	0,97	0,87	0,96
20	1,00	1,00	1,00
21	1,03	1,17	1,05
22	1,07	1,35	1,13
23	1,10	1,57	1,20
24	1,14	1,82	1,27
25	1,18	2,10	1,35
26	1,22	2,42	1,43
27	1,27	2,83	1,52
28	1,32	3,30	1,61
29	1,38	3,82	1,71
30	1,44	4,45	1,82
31	1,52	5,20	1,93
32	1,59	6,00	2,05
33	1,67	6,82	2,18
34	1,77	7,75	2,31
35	1,87	8,80	2,46

(штанг). В электроустановках напряжением выше 1000 В, кроме того, следует пользоваться диэлектрическими перчатками.

При работе с мегаомметром прикасаться к токоведущим частям, к которым он присоединен, не разрешается. После окончания работы следует снять с токоведущих частей остаточный заряд путем их кратковременного заземления.

отправлена вторая. Общая численность занятых на новом производстве составит порядка трехсот человек.

Отметим, в группу компаний «Минплита» входят ЗАО «Завод Минплита», ЗАО «Троицкий завод минераловатных плит», а также ООО «Минплита-Финанс» и ООО ТД «Изотерм». ЗАО «Завод Минплита» основано в октябре 2002 года и является одним из крупнейших производителей теплоизоляционных материалов Урало-Сибирского региона и Казахстана.

[www.uralpolit.ru](http://www.uralpolit.ru)

## КАРПИНСКИЙ ЗАВОД ПОДВЕЛ ИТОГИ ГОДА

В 2007 году объем выпуска вырос почти на четверть.

Руководство корпорации «ЭДС-Холдинг» с большим удовлетворением отмечает, что в прошедшем году ОАО «Карпинский электромашиностроительный завод» с успехом выполнило поставленные задачи и значительно повысило производственные показатели.

Общий рост объемов по выпуску товарной продукции составил 22,5% по отношению к 2006 году и достиг 503 млн руб. (без НДС). В частности, существенно увеличен выпуск сложного технологического оборудования в категориях «крупные электрические машины» — на 26% и «машины электрические для тягового оборудования» — на 20%. Значительно возросли показатели выпуска литья и высоковольтных вводов.

Эти результаты, как отмечают на самом заводе, были достигнуты в том числе и благодаря повышению производительности труда на 20%.

В прошедшем году руководство Холдинга значительное внимание уделяло социальным вопросам. Рост заработной платы опередил темпы роста объемов выпуска, и в итоге доходы электромашиностроителей выросли на 40%. Возросла и численность квалифицированных работников предприятия, в том числе и за счет возвращения ушедших с него в предыдущие годы рабочих.



На вопросы читателей отвечает  
канд. техн. наук, доцент  
Юрий Владимирович Харечко

## ВОПРОСЫ МОЖНО ЗАДАВАТЬ ПО ПОЧТОВОМУ АДРЕСУ РЕДАКЦИИ ИЛИ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОЧТЕ: GLAVENERGO@MAIL.RU

— В вашей статье<sup>1</sup> опубликован проект нового ГОСТ Р 50462. Имеет ли смысл вводить в действие новый ГОСТ Р 50462, если МЭК приступила к разработке объединенного стандарта, который должен быть основой для нового национального стандарта?

— Международная электротехническая комиссия (МЭК) постоянно проводит работы по уточнению требований действующих стандартов. Часто после введения в действие какого-то стандарта МЭК начинается разработка его новой редакции.

Стандарт МЭК 60446 «Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса человек-машина, выполнение и идентификация. Идентификация проводников посредством цветов или буквенно-цифровых обозначений» (International standard IEC 60446 «Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification. Identification of conductors by colours or alphanumerics»), на основе которого нами был подготовлен проект нового ГОСТ Р 50462, был введен в действие в мае 2007 г.

В августе 2007 г. председатель технического комитета 16 МЭК (ТК 16) господин Э. Селвик (E. Selvik) в своем письме сообщил, что ТК 16 начинает подготовку объединенного стандарта МЭК 60445, который включает в себя требования стандарта МЭК 60445 «Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса человек-машина, выполнение и идентификация. Идентификация выводов оборудования и зажимов для проводников» 2006 г. (International standard IEC 60445 «Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification. Identification of equipment terminals and conductor terminations») и требования стандарта МЭК 60446 2007 г. Подготовку нового стандарта планируется завершить в течение трех лет.

В ноябре 2007 г. ТК 16 выпустил для обсуждения проект пятой редакции стандарта МЭК 60445 «Базовые принципы

и принципы безопасности для интерфейса человек-машина, выполнение и идентификация. Идентификация выводов оборудования, зажимов для проводников и проводников» (International standard IEC 60445 «Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification. Identification of equipment terminals, conductor terminations and conductors») — документ 16/465/CD (Committee Draft — проект комитета). По информации, опубликованной на сайте МЭК ([www.iec.ch](http://www.iec.ch)), ТК 16 планирует завершить работу над новым стандартом МЭК 60445 в феврале 2010 г.

Учитывая, что подготовка нового национального стандарта на основе нового стандарта МЭК 60445 займет не менее двух лет, новый национальный стандарт может быть введен в действие в 2013 г. Поэтому не дожидаясь появления новой редакции стандарта МЭК 60445 целесообразно ввести в действие новый ГОСТ Р 50462, который в 2013 г. можно будет заменить другим национальным стандартом. Введение в действие нового ГОСТ Р 50462 необходимо также для того, чтобы создать предпосылки для устранения многочисленных ошибок и противоречий в требованиях к цветовой идентификации проводников, которые имеются в действующей национальной нормативной документации.

В декабре 2007 г. нами были сформулированы замечания по проекту стандарта МЭК 60445 и подготовлены предложения по уточнению его требований к цветовой и буквенно-цифровой идентификации проводников. Замечания и предложения были переданы в Российский национальный комитет МЭК, а также председателю и секретарю ТК 16. Учитывая эти замечания и предложения на основе стандарта МЭК 60446 нами был подготовлен уточненный проект нового ГОСТ Р 50462, текст которого представлен ниже. Дополнительные требования, включенные в проект нового ГОСТ Р 50462, которые отсутствуют в стандарте МЭК 60446, а также измененные требования стандарта МЭК 60446, набраны курсивом. Пояснения к тексту проекта нового ГОСТ Р 50462 даны в виде сносок.

<sup>1</sup> Харечко Ю. В. Уточнение требований к цветовой и буквенно-цифровой идентификации проводников // Главный энергетик, 2007, № 8.

## НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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

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

Дата введения — 2009-01-01

#### ВВЕДЕНИЕ

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

#### 1 Область применения

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

#### 2 Нормативные ссылки

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

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

Руководство ИСО/МЭК 51 «Аспекты безопасности. Рекомендации для их включения в стандарты»<sup>2</sup>.

#### 3 Термины и определения<sup>3</sup>

Для целей ГОСТ Р 50462 применяют следующие термины и определения.

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

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

**3.3 Линейный проводник<sup>4</sup>** — проводник, находящийся под напряжением в нормальном режиме и используемый для передачи и распределения электроэнергии, но не нейтральный проводник или средний проводник [МЭС 195-02-08 ИЗМ].

Примечание. Термины «фазный проводник (в системах переменного тока)» и «полюсный проводник (в системах постоянного тока)» признаны недопустимыми МЭС 195-02-08. Однако для целей этого документа используются термины «фазный проводник» и «полюсный проводник» и их определения.

<sup>2</sup> ISO/IEC Guide 51 «Safety aspects. Guidelines for their inclusion in standards» 1999 г.

<sup>3</sup> Ниже приведены уточненные определения терминов, наиболее подходящие для применения в национальной нормативной документации и четко обозначающие область использования проводников в электрических цепях переменного или постоянного тока. Они могут отличаться от определений терминов, приведенных в ГОСТ Р МЭК 60050-195–2005 «Заземление и защита от поражения электрическим током. Термины и определения», который разработан на основе стандарта МЭК 60050-195:1998 г. с поправкой 2001 г. (International standard IEC 60050-195 «International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock») и введен в действие с 1 января 2007 г., поскольку терминология стандарта МЭК 60050-195 нуждается в уточнении. Термины приведены в таком же порядке, как в стандарте МЭК 60446.

<sup>4</sup> Линейные проводники могут быть использованы в электрических цепях и переменного, и постоянного тока.

**3.4 Средний проводник**<sup>5</sup> — проводник, электрически присоединенный к средней точке электрической системы постоянного тока и используемый для передачи и распределения электроэнергии [МЭС 195-02-07 ИЗМ].

**3.5 Нейтральный проводник**<sup>6</sup> — проводник, электрически присоединенный к нейтральной точке или средней точке электрической системы переменного тока и используемый для передачи и распределения электроэнергии [МЭС 195-02-06 ИЗМ].

**3.6 Совмещенный защитный заземляющий и линейный проводник (PEL-проводник)**<sup>7</sup> — проводник, выполняющий функции защитного заземляющего и линейного проводников [МЭС 195-02-14 ИЗМ].

**3.7 Совмещенный защитный заземляющий и средний проводник (PEM-проводник)**<sup>8</sup> — проводник, выполняющий функции защитного заземляющего и среднего проводников [МЭС 195-02-13 ИЗМ].

**3.8 Совмещенный защитный заземляющий и нейтральный проводник (PEN-проводник)**<sup>9</sup> — проводник, выполняющий функции защитного заземляющего и нейтрального проводников [МЭС 195-02-12 ИЗМ].

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

**3.10 Заземленный защитный проводник уравнивания потенциалов** — защитный проводник уравнивания потенциалов, имеющий электрическое присоединение к локальной земле [МЭК 60446, п. 3.10 ИЗМ].

**3.11 Незаземленный защитный проводник уравнивания потенциалов** — защитный проводник уравнивания потенциалов, не имеющий электрического присоединения к локальной земле [МЭК 60446, п. 3.11 ИЗМ].

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

**3.13 Защитный заземляющий проводник** — защитный проводник, предназначенный для выполнения защитного заземления [195-02-11 ИЗМ].<sup>10</sup>

**3.14 Фазный проводник** — линейный проводник, который используют в электрической цепи переменного тока.<sup>11</sup>

**3.15 Полюсный проводник** — линейный проводник, который используют в электрической цепи постоянного тока.<sup>12</sup>

**3.16 Заземленный линейный проводник** — линейный проводник, имеющий электрическое присоединение к локальной земле.<sup>13</sup>

## 4 Идентификация проводников

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

## 5 Идентификация посредством цветов

### 5.1 Общие положения

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

Примечание. Этот список цветов получен из стандарта МЭК 60757<sup>14</sup>.

<sup>5</sup> Средние проводники применяют только в электрических цепях постоянного тока.

<sup>6</sup> Нейтральные проводники применяют только в электрических цепях переменного тока.

<sup>7</sup> В стандарте МЭК 60050-195 указано только краткое наименование этого проводника. PEL-проводники используют в электрических цепях и переменного, и постоянного тока.

<sup>8</sup> В стандарте МЭК 60050-195 указано только краткое наименование этого проводника. PEM-проводники применяют только в электрических цепях постоянного тока.

<sup>9</sup> В стандарте МЭК 60050-195 указано только краткое наименование этого проводника. PEN-проводники используют только в электрических цепях переменного тока.

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

<sup>11</sup> В стандарте МЭК 60446 отсутствует определение термина «фазный проводник». Фазные проводники используют только в электрических цепях переменного тока.

<sup>12</sup> В стандарте МЭК 60446 отсутствует определение термина «полюсный проводник». Полюсные проводники используют только в электрических цепях постоянного тока.

<sup>13</sup> В стандарте МЭК 60446 отсутствует определение термина «заземленный линейный проводник». Этого термина нет и в стандарте МЭК 60050-195. В однофазных электрических системах переменного тока и в двухпроводных электрических системах постоянного тока может иметь место заземленный линейный проводник, например — после PEL-проводника. Заземленный линейный проводник может быть и в трехфазной электрической системе, не имеющей нейтрали. На это указывают, например, следующие требования п. 411.4.2 стандарта МЭК 60364-4-41 «Низковольтные электрические установки. Часть 4—41. Защита для безопасности. Защита от поражения электрическим током» 2005 г. (International standard IEC 60364-4-41 «Low-voltage electrical installations. Part 4—41: Protection for safety. Protection against electric shock»): «Нейтральная точка или средняя точка системы питания должны быть заземлены. Если нейтральной точки или средней точки нет в наличии или они недоступны, то должен быть заземлен линейный проводник» (выделено нами). Поэтому в ГОСТ Р 50462 следует включить рассматриваемый термин.

<sup>14</sup> International standard IEC 60757 «Code for designation of colours» 1983 г.

Идентификация посредством цвета должна быть выполнена на концах проводника и желательна по всей его длине или посредством цвета изоляции, или посредством цветных маркеров. Цветовая идентификация неизолированных проводников должна быть выполнена на их концах и в точках соединений.

Идентификация посредством цвета или маркера не требуется для следующих проводников:

концентрических жил кабелей;

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

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

сторонних поводящих частей, используемых в качестве защитного проводника;

открытых поводящих частей, используемых в качестве защитного проводника.

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

## 5.2 Применение отдельных цветов

### 5.2.1 Разрешенные цвета

*Для идентификации проводников запрещено использовать отдельно желтый цвет и зеленый цвет. Желтый и зеленый цвета разрешено применять только в комбинации желто-зеленого цвета.<sup>15</sup>*

### 5.2.2 Нейтральный и средний проводники<sup>16</sup>

*Нейтральный и средний проводники следует идентифицировать светло синим цветом. Синий цвет не должен быть использован для идентификации никакого другого проводника за исключением заземленного линейного проводника.<sup>17</sup>*

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

Примечание. Стандарт МЭК 60079-11<sup>18</sup> предписывает использовать синий цвет, когда цвет применяют для маркировки зажимов, соединительных коробок, штепсельных вилок и штепсельных розеток взрывобезопасных электрических цепей.

### 5.2.3 Фазные проводники<sup>19</sup>

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

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

*Для фазного проводника однофазной электрической цепи предпочтительным цветом является коричневый.<sup>20</sup> В том случае, если однофазная электрическая цепь является ответвлением от трехфазной электрической цепи, цветовая идентификация фазного проводника однофазной электрической цепи должна совпадать с цветовой идентификацией того фазного проводника трехфазной электрической цепи, с которым он имеет электрическое соединение.<sup>21</sup>*

<sup>15</sup> В требованиях п. 5.2.1 стандарта МЭК 60446 сказано: «Отдельные цвета зеленый и желтый разрешены только в тех случаях, когда путаница с расцветкой проводников в соответствии с п. 5.3.2—5.3.6 вряд ли произойдет». Однако учитывая, что требования п. 1.1.30 ПУЭ седьмого издания до сих пор предписывают применять для идентификации фазных шин желтый, зеленый и красный цвета, создавая, тем самым, предпосылки для поражения электрическим током, следует запретить использование отдельно желтого цвета и зеленого цвета.

<sup>16</sup> Пункт 5.2.2 проекта нового ГОСТ Р 50462 изложен более кратко, чем п. 5.2.2 стандарта МЭК 60446. В частности, из него исключено примечание 2 в котором сказано, что в Соединенных Штатах Америки, Канаде и Японии применяют цветовую идентификацию белым цветом или естественным серым цветом для среднего или нейтрального проводников в качестве замены цветовой идентификации синим цветом.

<sup>17</sup> В требованиях п. 5.2.2 стандарта МЭК 60446 сказано: «В тех случаях, когда цепь включает в себя нейтральный или средний проводник, идентифицированный посредством цвета, цвет, использованный для этой цели должен быть синим. Для того, чтобы избежать путаницы с другими цветами рекомендуется применять ненасыщенный синий цвет, часто называемый «светло синий». Синий цвет не должен быть использован для идентификации никакого другого проводника в тех случаях, когда возможна путаница. При отсутствии нейтрального или среднего проводника, проводник, идентифицированный синим цветом в пределах всей электропроводки, может также быть использован для любых других целей, за исключением защитного проводника». Однако новые требования стандартов МЭК 60227-1 «Кабели с поливинилхлоридной изоляцией номинальных напряжений до 450/750 В включительно. Часть 1. Общие требования» (International standard IEC 60227-1 «Polyvinyl chloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 V. Part 1: General requirements») и МЭК 60245-1 «Кабели с резиновой изоляцией. Номинальные напряжения до 450/750 В включительно. Часть 1. Общие требования» (International standard IEC 60245-1 «Rubber insulated cables. Rated voltages up to and including 450/750 V. Part 1: General requirements»), действующие с октября 2007 г., создают условия для выполнения линейных проводников в трехпроводной электрической цепи с изоляцией, имеющий предпочтительные цвета для линейных проводников (коричневый, черный, серый), которые предусмотрены требованиями стандарта МЭК 60446. Поэтому следует установить применение синего цвета только для идентификации нейтрального, среднего и заземленного линейного проводников.

<sup>18</sup> International standard IEC 60079-11 «Explosive atmospheres. Part 11: Equipment protection by intrinsic safety «i»» 2006 г.

<sup>19</sup> Из п. 5.2.3 проекта нового ГОСТ Р 50462 исключено примечание 1 в котором сказано, что в Соединенных Штатах Америки, Канаде и Японии в тех случаях, когда серый цвет применяют в качестве замены цветовой идентификации синим цветом для нейтрального или среднего проводника, серый цвет не должен быть использован для идентификации линейных проводников, если возможна путаница. Исключено также примечание 2 в котором указано, что в Соединенных Штатах Америки, Канаде и Японии серый цвет может быть применен в качестве идентификации нейтрального или среднего проводника, серый цвет не должен быть использован для какой бы то ни было иной цели, чем та, которая определена в этом стандарте.

<sup>20</sup> В п. 5.2.3 стандарта МЭК 60446 отсутствуют требования к цветовой идентификации фазных проводников однофазных электрических цепей. Приведенные требования сформулированы на основе требований, изложенных в британском стандарте BS 7671 «Требования для электрических установок. Правила электропроводок IEE» 2001 г. с поправками 2002 г. и 2004 г. (British Standard BS 7671 «Requirements for Electrical Installations. IEE Wiring Regulations»).



Примечание 1. Предпочтительным цветом заземленного фазного проводника является синий.

Примечание 2. Если возможна путаница с нейтральным проводником, на концах заземленных фазных проводников должны быть указаны буквенно-цифровые обозначения, которые заданы в п. 6.2.14.

## 5.2.4 Полюсные проводники<sup>22</sup>

Для положительного полюсного проводника предпочтительным цветом является коричневый. Для отрицательного полюсного проводника предпочтительным цветом является серый.<sup>23</sup> В том случае, если двухпроводная электрическая цепь постоянного тока является ответвлением от трехпроводной электрической цепи постоянного тока, цветовая идентификация полюсного проводника двухпроводной электрической цепи должна совпадать с цветовой идентификацией того полюсного проводника трехпроводной электрической цепи, с которым он имеет электрическое соединение.

Примечание 1. Предпочтительным цветом заземленного полюсного проводника является синий.<sup>24</sup>

Примечание 2. Если возможна путаница со средним проводником, на концах заземленных полюсных проводников должны быть указаны буквенно-цифровые обозначения, которые заданы в п. 6.2.14.

## 5.3 Применение двухцветных комбинаций

### 5.3.1 Разрешенные цвета

Комбинации любых двух цветов, включенных в список в п. 5.1, разрешены в том случае, если нет риска путаницы. Чтобы избежать такой путаницы зеленый цвет и желтый цвет не должны быть использованы в цветовых комбинациях иных, чем комбинация желто-зеленого цвета. Применение комбинации желтого и зеленого цветов ограничено для целей, указанных в п. 5.3.2—5.3.6.

### 5.3.2 Защитные проводники<sup>25</sup>

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


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

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

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

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

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

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

Примечание 4. Если сторонние проводящие части используют в качестве защитного проводника, идентификация цветами не является необходимой.

### 5.3.3 PEN-проводники<sup>26</sup>

PEN-проводники, когда они изолированы, должны быть маркированы посредством одного из следующих способов: желто-зеленым цветом по всей их длине и, кроме того, синими метками на концах; синим цветом по всей их длине и, кроме того, желто-зелеными метками на концах.

### 5.3.4 PEL проводники<sup>27</sup>

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

<sup>21</sup> В п. 5.2.3 стандарта МЭК 60446 отсутствуют требования к цветовой идентификации фазных проводников однофазных электрических цепей, которые представляют собой ответвление от трехфазной электрической цепи.

<sup>22</sup> В стандарте МЭК 60446 отсутствуют требования к цветовой идентификации полюсных проводников (нет п. 5.2.4).

<sup>23</sup> Приведенные требования сформулированы на основе требований, изложенных в стандарте BS 7671.

<sup>24</sup> Приведенное требование сформулировано на основе требований, изложенных в стандарте BS 7671.

<sup>25</sup> Из п. 5.3.2 проекта нового ГОСТ Р 50462 исключено примечание 4 в котором сказано, что в Соединенных Штатах Америки, Канаде и Японии цветовую идентификацию зеленым цветом для защитного проводника применяют в качестве замены для желто-зеленой цветовой комбинации.

<sup>26</sup> Из п. 5.3.3 проекта нового ГОСТ Р 50462 исключено примечание 1 в котором сказано, что выбор способа или способов применения в стране должен быть выполнен соответствующими комитетами. Исключено также примечание 2 в котором указано, что дополнительные синие метки на концах могут быть опущены, как только удовлетворено любое из следующих двух условий: в электрическом оборудовании, если соответствующие требования включены в конкретные стандарты на изделия или в стране; в случае электропроводок, например, применяемых в промышленности, если принято решение соответствующим комитетом.

<sup>27</sup> Из п. 5.3.4 проекта нового ГОСТ Р 50462 исключено примечание в котором сказано, что дополнительные синие метки на концах могут быть опущены, как только удовлетворено любое из следующих двух условий: в электрическом оборудовании, если соответствующие требования включены в конкретные стандарты на изделия или в стране; в случае электропроводок, например, применяемых в промышленности, если принято решение соответствующим комитетом.

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

### **5.3.5 PEM проводники<sup>28</sup>**

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

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

### **5.3.6 Защитные проводники уравнивания потенциалов**

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

## **6 Идентификация посредством буквенно-цифровых обозначений**

### **6.1 Общие положения**

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

Идентификация должна быть четкой и стойкой.

Примечание. Определение стойкости см. стандарт МЭК 60227-2<sup>29</sup>.

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

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

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

### **6.2 Идентификация некоторых указанных проводников**

#### **6.2.1 Нейтральный проводник**

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

#### **6.2.2 Защитный проводник**

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

#### **6.2.3 PEN-проводник**

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

#### **6.2.4 PEL-проводник**

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

#### **6.2.5 PEM-проводник**

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

#### **6.2.6 Защитный проводник уравнивания потенциалов**

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

*Примечание. Защитный проводник уравнивания потенциалов в большинстве случаев представляет собой заземленный защитный проводник уравнивания потенциалов. Его не обязательно обозначать «PBE». Однако в тех случаях, когда в электроустановке одновременно применяют заземленные и незаземленные защитные проводники уравнивания потенциалов (например, в электроустановках медицинских учреждений) они должны быть идентифицированы обозначениями «PBE» и «PBU».<sup>30</sup>*

#### **6.2.7 Заземленный защитный проводник уравнивания потенциалов**

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

#### **6.2.8 Незаземленный защитный проводник уравнивания потенциалов**

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

#### **6.2.9 Функциональный заземляющий проводник**

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

<sup>28</sup> Из п. 5.3.5 проекта нового ГОСТ Р 50462 исключено примечание в котором сказано, что дополнительные синие метки на концах могут быть опущены, как только удовлетворено любое из следующих двух условий: в электрическом оборудовании, если соответствующие требования включены в конкретные стандарты на изделия или в стране; в случае электропроводок, например, применяемых в промышленности, если принято решение соответствующим комитетом.

<sup>29</sup> International standard IEC 60227-2 «Polyvinyl chloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 V. Part 2: Test methods» 2003г.

<sup>30</sup> В п. 6.2.6 стандарта МЭК 60446 отсутствует это примечание. Оно сформулировано на основе примечания к таблице А.1, проекта стандарта МЭК 60445.

## 6.2.10 Функциональный проводник уравнивания потенциалов

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

## 6.2.11 Средний проводник<sup>31</sup>

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

## 6.2.12 Фазные проводники<sup>32</sup>

Буквенно-цифровая идентификация фазного проводника однофазной электрической цепи должна быть «L». Буквенно-цифровая идентификация фазных проводников трехфазной электрической цепи должна быть «L1», «L2» и «L3».

В том случае, если однофазная электрическая цепь является ответвлением от трехфазной электрической цепи, буквенно-цифровая идентификация фазного проводника однофазной электрической цепи должна совпадать с буквенно-цифровой идентификацией того фазного проводника трехфазной электрической цепи, с которым он имеет электрическое соединение.

## 6.2.13 Полюсные проводники<sup>33</sup>

Буквенно-цифровая идентификация положительного полюсного проводника должна быть «L+», отрицательного полюсного проводника должна быть «L-».

В том случае, если двухпроводная электрическая цепь постоянного тока является ответвлением от трехпроводной электрической цепи постоянного тока, буквенно-цифровая идентификация полюсного проводника двухпроводной электрической цепи должна совпадать с буквенно-цифровой идентификацией того полюсного проводника трехпроводной электрической цепи, с которым он имеет электрическое соединение.

## 6.2.14 Заземленные линейные проводники<sup>34</sup>

Буквенно-цифровая идентификация заземленного фазного проводника однофазной электрической цепи должна быть «LE», фазных проводников трехфазной электрической цепи должна быть «LE1», «LE2» и «LE3».

Буквенно-цифровая идентификация заземленного положительного полюсного проводника должна быть «LE+», заземленного отрицательного полюсного проводника должна быть «LE-».

## Приложение А (информационное)

### Идентификация проводников посредством цветового кода и буквенно-цифрового обозначения

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

Таблица А.1 — Идентификация проводников посредством цветового кода и буквенно-цифрового обозначения<sup>35</sup>

Проводник	Буквенно-цифровая идентификация	Цветовая идентификация	
		Цвет	Код цвета для черно-белых копий согласно стандарту МЭК 60757
<b>Электрическая цепь переменного тока</b>			
Фазный проводник однофазной цепи	L	коричневый	BN
Фазный проводник 1 трехфазной цепи	L1	коричневый	BN

<sup>31</sup> В разделе 6 стандарта МЭК 60446 отсутствуют требования к буквенно-цифровой идентификации среднего проводника (нет п. 6.2.11).

<sup>32</sup> В разделе 6 стандарта МЭК 60446 отсутствуют требования к буквенно-цифровой идентификации фазных проводников (нет п. 6.2.12).

<sup>33</sup> В разделе 6 стандарта МЭК 60446 отсутствуют требования к буквенно-цифровой идентификации полюсных проводников (нет п. 6.2.13).

<sup>34</sup> В разделе 6 стандарта МЭК 60446 отсутствуют требования к буквенно-цифровой идентификации заземленных линейных проводников (нет п. 6.2.14).

<sup>35</sup> В этой таблице стандарта МЭК 60446 некоторые проводники классифицированы в качестве проводников переменного и постоянного тока. Словосочетания «проводник переменного тока» и «проводник постоянного тока» лишены смысла, поскольку один и тот же проводник можно применять в электрических цепях и переменного тока частотой 50—60 Гц, и постоянного тока. Более правильно употреблять в нормативных требованиях словосочетания «проводник электрической цепи переменного тока» и «проводник электрической цепи постоянного тока». Кроме того в таблице А.1 к проводникам переменного тока ошибочно отнесен средний проводник, областью применения которого являются электрические цепи постоянного тока. Для устранения этих терминологических ошибок, а также учитывая многочисленные изменения, внесенные в требования стандарта МЭК 60446, для проекта нового ГОСТ Р 50462 разработана измененная таблица А.1.

Проводник	Буквенно-цифровая идентификация	Цветовая идентификация	
		Цвет	Код цвета для черно-белых копий согласно стандарту МЭК 60757
Фазный проводник 2 трехфазной цепи	L2	черный	BK
Фазный проводник 3 трехфазной цепи	L3	серый	GY
Заземленный фазный проводник однофазной цепи	LE	синий	BU
Заземленные фазные проводники трехфазной цепи	LE1, LE2, LE3		
Нейтральный проводник	N	синий	BU
<b>Электрическая цепь постоянного тока</b>			
Положительный полюсный проводник	L+	коричневый	BN
Отрицательный полюсный проводник	L-	серый	GY
Заземленный положительный полюсный проводник	LE+	синий	BU
Заземленный отрицательный полюсный проводник	LE-		
Средний проводник	M	синий	BU
<b>Защитные проводники</b>			
Защитный проводник	PE	желто-зеленый	GNYE
PEN-проводник	PEN	желто-зеленый синий	GNYE BU
PEL-проводник	PEL		
PEM-проводник	PEM		
Защитный проводник уравнивания потенциалов:	PB	желто-зеленый	GNYE
заземленный	PBE		
незаземленный	PBU		
<b>Функциональные проводники</b>			
Функциональный заземляющий проводник	FE	нет необходимой рекомендации	
Функциональный проводник уравнивания потенциалов	FB		

## Библиография

МЭК 60050-195–1998. Международный электротехнический словарь. Часть 195. Заземление и защита от поражения электрическим током.

МЭК 60079-11–2006. Взрывоопасные среды. Часть 11. Защита оборудования посредством искровой безопасности «i».

МЭК 60227-2–2003. Кабели с поливинилхлоридной изоляцией с номинальным напряжением до 450/750 В. Часть 2. Методы испытаний.

МЭК 60601 (все части). Медицинское электрическое оборудование.

МЭК 60757–1983. Система кодирования для обозначения цветов.



**Редакция журнала с прискорбием сообщает о смерти  
Николая Демидовича Торопцева (1913—2008) — члена редакционной  
коллегии журнала «Главный энергетик»**

**Торопцев Николай Демидович** — доктор технических наук, профессор кафедры электроснабжения Карачаево-Черкесской государственной технологической академии.

Родился 23 мая 1913 года в селе Ордынск Новосибирской области в большой крестьянской семье из десяти человек.

Трудовая деятельность Николая Демидовича началась с 17 лет. Сразу после окончания школы стал работать учителем в селе Балахнино Новосибирской области, затем членом колхоза и председателем районного бюро ДКО (детской коммунистической организации).

В 1934 году поступил в Московский электромеханический институт инженеров железнодорожного транспорта, которой с отличием окончил в 1940 году. В этом же 1940 году Николай Демидович был призван на службу в Советскую Армию. Демобилизован был лишь 1945 году.

Николай Демидович — участник Великой Отечественной войны. За участие в боях с фашистами награжден орденами Отечественной войны первой степени, «Красной Звезды», медалью «За отвагу», многими другими орденами и грамотами.

После войны Николай Демидович работал в авиационном училище преподавателем. В 1954 году поступил в аспирантуру Сталинградского сельскохозяйственного института, успешно окончил ее и защитил кандидатскую диссертацию.

С 1956 по 1973 гг. работал в Киевском институте инженеров железнодорожного транспорта. В 1972 году защитил докторскую диссертацию, в 1974 году ему присвоено ученое звание профессора.

С 1975 года Николаой Демидович работал сначала в филиале Ставропольского политехнического института в Черкесске, затем в Карачаево-Черкесском государственном технологическом институте на должностях зав. кафедрой электроснабжения, потом профессора этой же кафедры.

За эти годы он много сделал в деле совершенствования учебного процесса, в деле подготовки высококвалифицированных специалистов.

Общий трудовой стаж Николая Демидовича составляет 75 лет.

Область научных интересов:

1. Влияние магнитных полей на биологические объекты.
2. Асинхронные машины с емкостью в цепи обмотки статора.

В содружестве с коллегами и врачами им разработан способ лечения воспалительных заболеваний переменным магнитным полем повышенной частоты. На способ лечения получены авторское свидетельство и патент.

Торопцев Николай Демидович имел более ста научных работ. Одна из них — популярная брошюра «Трехфазный асинхронный двигатель в схеме однофазного включения с конденсатором» выдержала 7 изданий в СССР и за рубежом.

Николай Демидович выпустил 6 монографий. За изобретательскую деятельность получил 9 авторских свидетельств и 1 патент. За внедрение изобретений награжден медалью «Изобретатель СССР».

Николай Демидович был Почетным академиком Российской Академии электротехнических наук, академиком Академии акмеологических наук, Заслуженным деятелем науки Российской Федерации, Почетным работником высшего профессионального образования.

За многолетнюю научную и педагогическую деятельность, большой вклад в дело подготовки высококвалифицированных специалистов и в связи с 90-летием доктор технических наук, профессор Торопцев Николай Демидович награжден Почетной грамотой Министерства образования Российской Федерации.





## СПРАВОЧНИК ЭЛЕКТРИКА

**М.: Изд-во «КОЛОС», 2007. — 464 с.**

За последние годы отечественной промышленностью выпущено большое число различных видов нового электрооборудования с применением автоматики на основе микропроцессорной техники. Заметно выросло количество импортного электрооборудования, в том числе и изготовленного на совместных предприятиях в России. В то же время на промышленных предприятиях и, особенно, в сельском хозяйстве эксплуатируется значительное количество как морально устаревшего, так и изношенного электрооборудования, отработавшего свой нормативный срок службы.

В этой связи издание справочной литературы по действующему и новому электрооборудованию является актуальной задачей. Настоящая книга в значительной степени учитывает запросы специалистов, занимающихся эксплуатацией электрических сетей промышленных предприятий, сельскохозяйственных объектов, жилых и общественных зданий. Она представляет собой новое издание, выпущенной издательством «Колос» в 2004 году Справочной книги электрика, существенно доработанной и дополненной в соответствии с пожеланиями и рекомендациями читателей.

Среди авторов справочника: Киреева Э. А., Харитон А. Г. и Чохонелидзе А. Н. — члены редколлегии журнала «Главный энергетик». Справочник состоит из двух разделов.

В первом разделе содержатся общетехнические сведения и справочные материалы по электрооборудованию напряжением до и выше 1 кВ: силовым трансформаторам, КТП и КРУ, высоковольтным выключателям, плавким предохранителям, конденсаторным установкам для компенсации реактивной мощности, счетчикам электроэнергии, автоматическим выключателям, контакторам, магнитным пускателям, вакуумным дугогасительным камерам, кабельным и воздушным линиям, электродвигателям. В этот раздел включены также сведения по современным диагностическим средствам для электрооборудования и освещению

производственных помещений. Новый для справочника материал содержится в главе «Шинопроводы в системах электроснабжения предприятий, зданий и сооружений».

Во втором разделе помещены таблицы физических величин, единиц и констант, обозначений электрических схем, необходимые для работы каждому электрику сведения об электрических материалах и электрических измерениях, температурных режимах работы и степенях защиты электрооборудования, режимах работы нейтрали. Здесь же приведены примеры расчета сечений проводов и жил кабелей до и выше 1 кВ, рекомендации по выбору плавких предохранителей и автоматических выключателей, сечений проводов и жил кабелей.

В книге 464 стр., выпущена она в твердом переплете. Приобрести ее можно по адресу:

107996, Москва, Садовая-Спаская, 18, Издательство «Колос», тел. 607-22-95,

тел/факс отдела реализации: 975-55-27, 607-19-45.

E-mail: koloc1918@mail.ru

### **ОАО «Центрэлектроремонт» предлагает справочники**

1. Двигатели асинхронные трехфазные напряжением до 660 В с обмоткой статора из круглого провода. Объем — 340 с. формата А4.

2. Двигатели (генераторы) трехфазные напряжением до 660 В с обмоткой статора из прямоугольного провода. Объем — 160 с.

3. Двигатели (генераторы) постоянного тока напряжением до 460 В с обмоткой якоря из круглого провода. Объем — 478 с.

4. Роторы фазные с волновой стержневой обмоткой. Обмоточные данные, схемы, цена ремонта. Объем — 112 с.

5. Роторы синхронные с явно выраженными полюсами. Обмоточные данные, материалы, трудоемкость и цена ремонта. Объем — 90 с.

Справки по тел.: (499) 264-85-20.

**РОЩИН В.А.**

# СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ СЧЕТЧИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

**Производственно-практическое пособие. — 3-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2007—112 с.**



В пособии рассмотрены различные схемы включения счетчиков электрической энергии, применяемых на энергообъектах. Показаны примеры негативных последствий от неправильного подключения счетчиков. Приведены результаты экспериментального определения погрешностей счетчиков и трансформаторов тока. Даны практические рекомендации по проверке схем подключения счетчиков, по порядку их замены и др.

Для специалистов метрологических служб, энергетических предприятий, энерго-сбытовых организаций. Может быть рекомендовано специалистам Госстандарта (Ростехрегулирования) России, инспекторам по энергетическому надзору, ответственным за электрохозяйство потребителей электроэнергии.

**ОСИКА Л.К.**

# ОПЕРАТОРЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА НА РЫНКАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

## ТЕХНОЛОГИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

**Производственно-практическое пособие. М.: ЭНАС, 2007. — 192 с.**



В книге рассмотрены возможности организации бизнеса в сфере коммерческого учета электроэнергии на современном этапе рыночных преобразований в отечественной энергетике. Проведен анализ законодательной базы и практики регулирования рыночных отношений в сфере коммерческого учета. Исследован предмет бизнеса операторов коммерческого учета (ОКУ) с точки зрения его эффективности и востребованности рыночным сообществом.

Приведены доступные автору материалы, связанные с деятельностью ОКУ в зарубежных странах, прежде всего, в Великобритании.

Даны примеры развития бизнеса российских ОКУ в регионах и в общенациональном масштабе.

Для специалистов в области коммерческого учета электроэнергии, менеджеров электросетевых и энергосбытовых компаний, потребителей электроэнергии, ОКУ.

Может быть полезна студентам и аспирантам энергетических и экономических специальностей вузов.

**Отдел реализации:**

Тел./факс: (495) 913-66-20 (21)

115114, Москва, Дербеневская набережная, 11.

E-mail: [adres@enas.ru](mailto:adres@enas.ru), [www.enas.ru](http://www.enas.ru)

**Склад-магазин:**

115201, Москва, Каширский проезд, 9, стр. 1.

Метро «Варшавская».

Тел. 8-499-610-0910.

И. В. Пригун

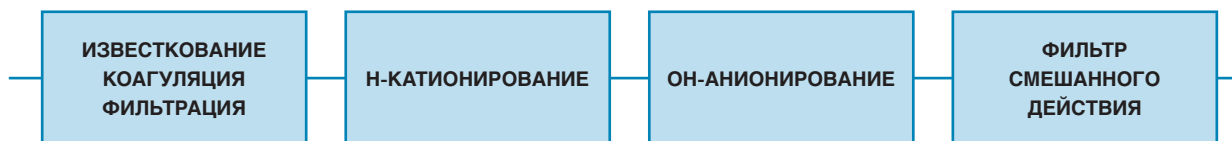
## СОКРАЩЕНИЕ СРОКА ВОЗВРАТА ИНВЕСТИЦИЙ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОВРЕМЕННЫХ РЕСУРСΟΣБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ХИМВОДОПОДГОТОВКИ

**П**ри создании любого объекта энергетического комплекса создание системы водоподготовки является неотъемлемой частью строительства. Для сокращения срока возврата инвестиций по данному разделу необходимо принимать во внимание как величину капитальных, так и эксплуатационных затрат.

Традиционный метод построения комплекса подготовки воды для технологического цикла при использовании поверхностного водоисточника в качестве исходного включает известкование с коагуляцией, последующее осветление на напорных фильтрах, далее химическое обессоливание на 2—4-ступенчатом Н—ОН-ионировании и глубокое обессоливание на фильтрах смешанного действия.

Основное преимущество данного метода — это высочайший уровень опробованности применения. Необходимое для его реализации оборудование стандартизировано, выпускается вплоть до уровня серийных изделий, накоплен богатый опыт эксплуатации.

Говоря о современных методиках, пригодных для замены традиционных систем, в первую очередь рассматривается применение мембранных технологий. При условии сохранения требуемой степени надежности работы альтернативная технологическая схема включает последовательные ступени ультрафильтрации, нанофильтрации, обратноточического обессоливания и глубокой очистки на фильтрах смешанного действия.



<< 85

Сейчас в полную мощь идет реконструкция и модернизация производственного потенциала КЭМЗ с прицелом на освоение выпуска новых образцов электротехнического оборудования. Более 35 млн руб. в 2008 году Холдинг инвестирует в технологии и около 15 млн руб. — в НИОКР.

В рамках инвестиционной программы в КЭМЗ будут закуплены новые обрабатывающие центры, современный комплекс для вакуумной пропитки активных частей электродвигателей, новейший испытательный стенд и еще ряд новейшего высокотехнологичного оборудования.

Расширение линейки выпускаемой продукции, в том числе за счет активного участия в программе «Уральский электровоз», позволит в 2008 году обеспечить рост производства на 20% по сравнению с текущим годом. Это, в частности, создаст на предприятии 150 новых рабочих мест.

Для КЭМЗ ключевыми выступают заказы нефтяной и железнодорожной отрасли. Например, в рамках региональной программы «Уральский электровоз» в 2008 году предприятие поставит комплекты оборудования для четырех электровозов. Все это позволяет планировать в 2008 году дальнейшее расширение производства.

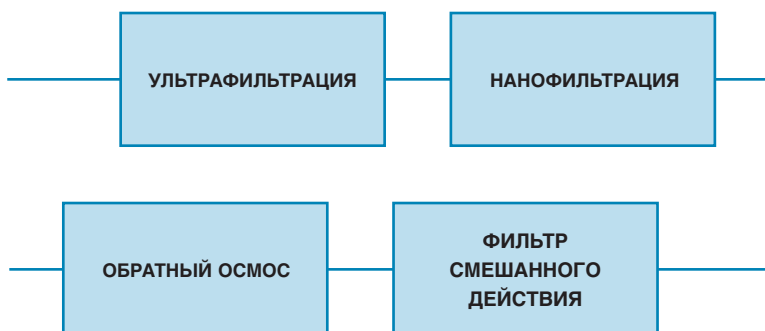
Предполагается увеличить объемы на четверть и выпустить товарной продукции на 665,6 млн руб. (без НДС). Особое внимание будет уделено литейному производству и выпуску электрических машин. По высоковольтной аппаратуре ожидается значительное расширение круга заказчиков за счет больших возможностей Торгового дома «ЭДС-ЭЛТЕХ».

«ЭДС-Холдинг»

**ПОКРЫТЬ ЭНЕРГОДЕФИЦИТ**

Волгодонский «ЭМК-атоммаш» примет участие в проекте своей материнской компании — «Энергомаш» по созданию газотурбинных электростанций (ГТЭС) нового типа мощностью 200 МВт. В середине 2008г. на заводе начнут выпуск газовых

99 >>



Основные преимущества мембранных технологий:

- Снижение величины потребления химических реагентов (кислот, щелочей) на несколько порядков.
- Исключается образование агрессивных высокоминерализованных сточных вод, соответственно, отсутствует необходимость нейтрализации и обработки стоков.
- Значительное (в 2—3 раза) сокращение занимаемых площадей.
- Минимизация вредных воздействий на окружающую среду.

При этом есть ряд дополнительных технологических улучшений, приводящих к высокой стабильности эксплуатации и качества водоподготовки.

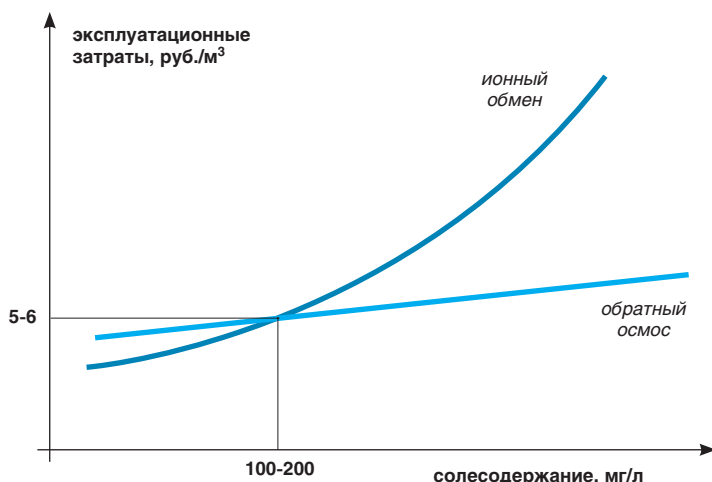
Рассматривая величину капитальных затрат, необходимо принимать во внимание стоимость строительства как основных, так и вспомогательных цехов. Несмотря на то, что цена мембранных установок превышает их традиционную альтернативу в 3—4 раза, отсутствие необходимости строительства сооружений нейтрализации кислотно-щелочных стоков, практически полный отказ от реагентного хозяйства, 2—4-кратное уменьшение объема общестроительных работ и площади необходимого землеотвода приводит к тому, что суммарные величины вложений отличаются незначительно. Как правило, при создании комплекса водоподготовки с нуля общая стоимость строительства на основе мембранных технологий выше традиционного в 1,2—1,5 раза.

При сравнении величины эксплуатационных затрат необходимо разделить цикл водоподготовки на три составляющие: осветление, химобессоливание, глубокое обессоливание. При сравнении себестоимости осветленной поверхностной воды, полученной методом известкования с коагуляцией и напорной фильтрацией (традиционный) и методом ультрафильтрации (альтернативный) выгода использования мембранной технологии очевидна. Ряд данных по различным объектам приведен в таблице.

Разброс величин зависит от качества исходной воды, но, тем не менее, уровень снижения себестоимости составляет от 3,5 до, в особо тяжелых случаях, 17 (!) раз. Это обуславливает все более широкое использование ультрафильтрации в качестве альтернативы традиционной ступени осветления не только в новом строительстве, но и при реконструкции существующих сооружений

**Себестоимость осветленной воды, руб/м³**

Объект	Традиционный метод	Ультрафильтрация
Красноярская ГРЭС-2	1,88	0,55
ГЭС-1 Мосэнерго	31	1,82
Новочеркасская ГРЭС	8,28	1,83
ОАО «Концерн «СТИРОЛ»	15,47	2,90



водоподготовки по самым различным объектам энергетики, нефтехимии, металлургии и иных отраслей с высоким уровнем водопотребления. Так, например, срок окупаемости капиталовложений при изменении существовавшей схемы химводоподготовки концерна «Стирол» составляет (по данным General Electric, осуществлявшей разработку и поставку оборудования) 2,5 года.

При обосновании замены традиционной ступени химического обессоливания методом многоступенчатого параллельноточного Н—ОН-ионирования на комбинацию нанофильтрации и обратного осмоса большое значение имеет содержание исходной воды. Чем больше солей содержится в исходной воде, тем больше ее получают. При уровне солевого содержания 200 мг/л и более преимущество мембранных методов неоспоримо, при меньшем значении, на водах с пониженной минерализацией (например, такая вода характерна для Ленинградской области), выбор должен быть предварительно обоснован технико-экономическим расчетом. Существует т. наз. «точка равновесия эксплуатации», в которой величина эксплуатационных затрат по ионообменным и обратноосмотическим методам сопоставима и составляет 3,0—6,0 руб/м³.

Учитывая вышеизложенное, для минимизации срока возврата инвестиций необходимо самым тщательным образом подойти к выбору технологической цепи и аппаратного оформления, принимая во внимание как капитальные, так и эксплуатационные затраты с учетом изменений в объеме общестроительных работ при переходе к той или иной технологии.

*По материалам конференции «Малые и средние ТЭЦ. Экономика малой энергетики и проблемы инвестиций. Практический опыт»*

турбин с инерционными накопителями энергии (ИНЭ), рассказал первый заместитель гендиректора «Энергомаша» Алексей Плещев. «ЭМК-атоммаш» вложит в новое производство \$100 млн собственных (40%) и заемных (60%) средств.

Новые ГТЭС будут работать в часы пиковых нагрузок на энергосеть. Аналогов им в России нет, говорит представитель компании «Новая генерация» (дилер зарубежных производителей ГТЭС) Валерий Прокопович. Накопывать энергию ГТЭС будут ночью, когда ее производство, по оценке эксперта инвестбанка «КИТ финанс» Дмитрия Царегородцева, в два-три раза дешевле. С одной ГТЭС мощностью 200 МВт можно получить \$8,5 млн валового дохода в год, считает он. Аналогичная ТЭЦ дает \$3,5 млн дохода в год.

По рекомендации РАО ЕЭС новые ГТЭС в конце 2009 г. установят в самых энергодефицитных городах — Барнауле и Екатеринбурге, говорит директор ГТ-ТЭЦ Петр Фадеев. Среднегодовой прирост энергопотребления в Екатеринбурге составляет 5% в год, в Барнауле — около 7%. По прогнозам, в России до 2015 г. этот показатель составит 3,7% в год, отмечает эксперт Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике Любовь Безик. Новые ГТЭС будут востребованы в Москве, Московской области, Санкт-Петербурге, на Урале, говорит и. о. пресс-секретаря РАО «ЕЭС России» Константин Михайлец. В России потребность в новых генерирующих мощностях составляет 118 ГВт.

Создание инфраструктуры и установка только в Барнауле обойдется «Энергомашу» примерно в 6 млрд руб.

«Ведомости»



# ICEF



INTERNATIONAL CONGRESS AND EXHIBITION - FAIR  
**GREAT RIVERS**

## 10-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ НАУЧНО-ПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ

# ВЕЛИКИЕ РЕКИ

РОССИЯ, НИЖНИЙ НОВГОРОД, 20-23 МАЯ 2008

Russia, Nizhny Novgorod, May 20-23 2008

### КОНГРЕСС:

"УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ  
БАССЕЙНОВ ВЕЛИКИХ РЕК: МЕЖДУНАРОДНОЕ  
И МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО"



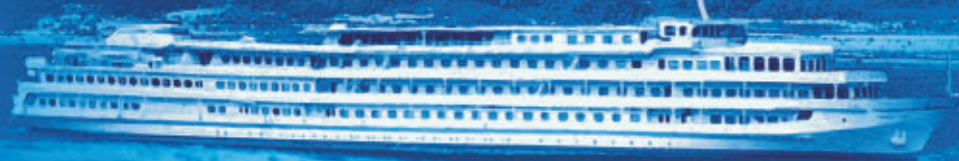
Присужден  
в 2003 году



Присужден  
в 2000 году

### СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ ВЫСТАВКИ

- 10-я ВЫСТАВКА "ВЕЛИКИЕ РЕКИ РОССИИ" (федеральные и региональные научно-промышленные экспозиции)
- 10-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА "ЧИСТАЯ ВОДА. ТЕХНОЛОГИИ. ОБОРУДОВАНИЕ"
- 10-я ВЫСТАВКА "ЭНЕРГЕТИКА. ЭЛЕКТРОТЕХНИКА. ЭНЕРГО- И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ"
- 16-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА "РЕКА"
- 9-я ВЫСТАВКА "ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЯ ДЛЯ ЧЕЛОВЕКА И РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ"



О Р Г А Н И З А Т О Р Ы

ЮНЕСКО, Всемирная Метеорологическая Организация, Министерство природных ресурсов РФ, Министерство промышленности и энергетики РФ, Министерство транспорта РФ, Министерство регионального развития РФ, Федеральное агентство водных ресурсов РФ, Федеральное агентство морского и речного транспорта РФ, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, Росгидромет, Роскартография, Федеральная служба по надзору в сфере природопользования, Федеральное агентство по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству РФ, Росгидромет, Роскартография, Правительство Нижегородской области, Университет ООН, Институт окружающей среды и безопасности человека ООН, Международный институт океана, Международный социально-экологический союз, Нижегородский государственный архитектурно-строительный университет и Всероссийское ЗАО "Нижегородская ярмарка".

#### При поддержке:

Полномочного представителя Президента РФ в Приволжском федеральном округе, Совета Федерации и Государственной Думы Федерального Собрания РФ.

Контакты, телефоны, факсы конгресса  
+007 (831) 430-19-36  
E-mail: kosse@nngasu.ru  
Тел./факс +007 (831) 277-53-71, 277-55-90

Контакты, телефоны, факсы выставки  
+007 (831) 277-54-14, 277-55-95, 277-56-90, 277-54-87  
E-mail: icef@yarmarka.ru  
Факс: +007 (831) 277-55-68, 277-54-87

**ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ**

Ф. СП-1

<b>АБОНЕМЕНТ</b> на журнал		82717	
(наименование издания)		Индекс издания	
<b>Главный энергетик</b>		Количество комплектов	

на 2008 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда \_\_\_\_\_ (почтовый индекс) \_\_\_\_\_ (адрес)

Кому \_\_\_\_\_ (фамилия, инициалы)

---

**ДОСТАВОЧНАЯ КАРТОЧКА**

на журнал **82717** (индекс издания)

ПВ	место	ли-тер	подписки	--- руб. --- коп.	Количество комплектов
			Перед-ресошки	--- руб. --- коп.	

на 2008 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда \_\_\_\_\_ (почтовый индекс) \_\_\_\_\_ (адрес)

Кому \_\_\_\_\_ (фамилия, инициалы)

**ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ**

Ф. СП-1

<b>АБОНЕМЕНТ</b> на журнал		16579	
(наименование издания)		Индекс издания	
<b>Главный энергетик</b>		Количество комплектов	

на 2008 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда \_\_\_\_\_ (почтовый индекс) \_\_\_\_\_ (адрес)

Кому \_\_\_\_\_ (фамилия, инициалы)

---

**ДОСТАВОЧНАЯ КАРТОЧКА**

на журнал **16579** (индекс издания)

ПВ	место	ли-тер	подписки	--- руб. --- коп.	Количество комплектов
			Перед-ресошки	--- руб. --- коп.	

на 2008 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда \_\_\_\_\_ (почтовый индекс) \_\_\_\_\_ (адрес)

Кому \_\_\_\_\_ (фамилия, инициалы)

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ  
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (переадресовки) без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск календарного штампа отдела связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переадресовки).

Для оформления подписки на газету или журнал, а также для переадресования издания бланк абонемента с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами, разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями, изложенными в подписных каталогах.

Заполнение месячных клеток при переадресовании издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится работниками предприятий связи и подписных агентств.

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ  
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (переадресовки) без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск календарного штампа отдела связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переадресовки).

Для оформления подписки на газету или журнал, а также для переадресования издания бланк абонемента с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами, разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями, изложенными в подписных каталогах.

Заполнение месячных клеток при переадресовании издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится работниками предприятий связи и подписных агентств.

**ЗАО «Издательство литературы по архитектуре,  
строительству и жилищно-коммунальному хозяйству  
«СТРОЙИЗДАТ»**

Почтовый адрес: 107031, г. Москва, а/я 49

**Образец заполнения платежного поручения**

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

ДОСТАВКА ИЗДАНИЙ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ПО ПОЧТЕ ЗАКАЗНЫМИ БАНДЕРОЛЯМИ ЗА СЧЕТ РЕДАКЦИИ. В СЛУЧАЕ ВОЗВРАТА ЖУРНАЛОВ ОТПРАВИТЕЛЮ, ПОЛУЧАТЕЛЬ ОПЛАЧИВАЕТ СТОИМОСТЬ ПОЧТОВОЙ УСЛУГИ ПО ВОЗВРАТУ И ДОСЫЛУ ИЗДАНИЙ ПО ИСТЕЧЕНИИ 15 ДНЕЙ.

**Получатель**

ИНН 7709739154\ КПП 770901001

сч. № 40702810938180136002

ЗАО «Издательство литературы по архитектуре, строительству и жилищно-коммунальному хозяйству «СТРОЙИЗДАТ»

Вернадское ОСБ №7970

**Банк получателя**

Сбербанк России ОАО, г. Москва

БИК 044525225

к/сч. № 30101810400000000225

**СЧЕТ № 2Ж8 от 10.04.2008**

Покупатель:

Расчетный счет №:

Адрес:

№№ п/п	Предмет счета (наименование издания)	Кол-во экз.	Цена за 1 экз.	Сумма	НДС, %	Всего
1	Главный энергетик	6	540	3240	Не обл.	3240
<b>ИТОГО:</b>						

**ВСЕГО К ОПЛАТЕ:**

Генеральный директор

Главный бухгалтер



*Москаленко* К.А. Москаленко

*Москаленко* Л.В. Москаленко

М.П.

**ВНИМАНИЮ БУХГАЛТЕРИИ!**

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ (С ИНДЕКСОМ) И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

ОПЛАТА ДОСТАВКИ ЖУРНАЛОВ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ИЗДАТЕЛЬСТВОМ.

НДС НЕ ВЗИМАЕТСЯ (УПРОЩЕННАЯ СИСТЕМА НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ).

ДАННЫЙ СЧЕТ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВАНИЕМ ДЛЯ ОПЛАТЫ ПОДПИСКИ НА ИЗДАНИЯ ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ И ЗАПОЛНЯЕТСЯ ПОДПИСЧИКОМ. СЧЕТ НЕ ОТПРАВЛЯТЬ В АДРЕС ИЗДАТЕЛЬСТВА.