

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ	3
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ	10
Давайте дружить производствами	10
РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ	11
Автоматизация ТООР. Хроника внедрений	11
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО	17
Обогрев промышленных трубопроводов нагревательными кабелями	17
Многофункциональный счетчик электроэнергии КИПП-2 предприятия ЗАО «Системы связи и телемеханики»	24
Оценка требований к выбору сечений проводников осветительных сетей	29
Обеспечение бесперебойности питания при правильном выборе типа трансформатора	33
Устройства плавного пуска: актуальность использования, сравнение устройств различных производителей	36
О токе замыкания на землю, токе утечки и дифференциальном токе	47
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ	62
Особенности эксплуатации систем водяного охлаждения конденсаторов	62
Новинка в сфере теплосбережения — термомайзеры	65
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ	68
Ростехнадзор. Как установить компрессорное оборудование в соответствии с многочисленными требованиями?	68

ЖУРНАЛ
**«ГЛАВНЫЙ
ЭНЕРГЕТИК» №7**

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

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

Редакционная коллегия

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

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

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

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

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

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

Главный редактор

С.А. Леонов

Выпускающий редактор

Н.А. Пунтус

Верстка

А.М. Коломейцев

Корректор

О.С. Волкова

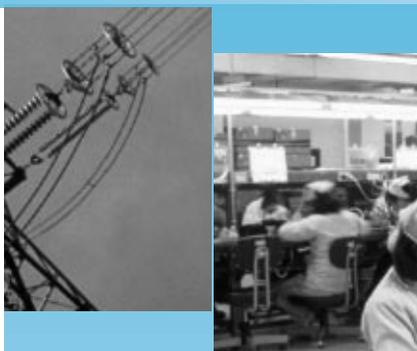
Журнал на 2-е полугодие 2007 года распространяется через Каталог ОАО «Агентство «Роспечать» и Каталог российской прессы «Почта России» (ООО «Межрегиональное агентство подписки»), а также путем прямой редакционной подписки

Почтовый адрес редакции:
107031, Москва, а/я 49,
ИД «ПАНОРАМА»
Тел.: (495) 625-93-50, 131-73-95
E-mail: glavenergo@mail.ru
<http://glavenergo.promtransizdat.ru>



Подписано в печать 28.06.2007
Формат 60x88/8. Бумага офсетная.
Усл. печ. л. 13. Заказ №

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК №7/2007



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

Ошибки при проектировании воздушной магистрали.
Падение давления 70

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ 72

Методика испытания измерительных трансформаторов 72

АВТОМАТИЗАЦИЯ 90

Модернизация котлов путем замены системы автоматики 90

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ 96

Снижение расходов за счет рационального
учета электроэнергии 96

ЭНЕРГОАУДИТ 98

Некоторые проблемы проведения энергетических
обследований 98

КНИЖНАЯ ПОЛКА 101

ОХРАНА ТРУДА 103

Несчастный случай на производстве 103

МИНПРОМЭНЕРГО ПРЕДЛАГАЕТ ЛИКВИДИРОВАТЬ ПЕРЕКРЕСТНОЕ СУБСИДИРОВАНИЕ С ПОМОЩЬЮ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СУБСИДИЙ

На заседании рабочей группы по совершенствованию межбюджетных отношений Заместитель Министра промышленности и энергетики РФ Андрей Дементьев представил проект постановления Правительства Российской Федерации «О предоставлении субсидий бюджетам субъектов Российской Федерации на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике»

Межтерриториальное перекрестное субсидирование возникло как вынужденная мера тарифного регулирования, направленная на сдерживание роста тарифов в отдельных субъектах Российской Федерации. В этих регионах устанавливались ниже экономически обоснованного уровня. Расходы, не включенные в состав указанных тарифов, учитывались при установлении регулируемых государством цен на других территориях. Последствия такого ценового регулирования носили негативный характер не только для электроэнергетики, но и для всей экономики.

Возвращение к экономически обоснованным ценам на оптовом рынке осуществляется путем предоставления субсидий из федерального бюджета. Это покрывает финансовый разрыв между стоимостью приобретения электрической энергии с оптового рынка в указанных субъектах Российской Федерации и величиной аналогичной составляющей в конечном тарифе, учтенной в предельных уровнях тарифов на розничных рынках.

Статьей 45 Федерального закона «О федеральном бюджете на 2007 год» предусмотрено 15 млрд руб на субсидии субъектам Российской Федерации в составе дотаций на поддержку мер

по обеспечению сбалансированности бюджетов субъектов Российской Федерации.

Правительству было поручено утвердить распределение этих субсидий, порядок и условия их предоставления. Минпромэнерго России совместно с ФСТ России и Минфином России разработали проект правительственного постановления.

Проект четко устанавливает критерии включения субъектов Российской Федерации в категорию субсидируемых.

К таким субъектам относятся:

- территории, которые не включены в ценовые зоны оптового рынка (и в которых функционируют технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы), либо

- территории, которые включены в ценовые зоны оптового рынка, если при установлении предельных уровней тарифов на электрическую энергию (мощность) для них учитывались поставки на оптовый рынок электрической энергии (мощности), производимой на гидроэлектростанциях, в объемах не менее 10% потребления в соответствующей ценовой зоне оптового рынка.

Указанным критериям удовлетворяют 12 субъектов Российской Федерации, которые образуют две группы:

1. Амурская область, Приморский край, Республика Саха-Якутия, Чукотский Автономный округ, Республика Коми, Архангельская область, Калининградская область.

2. Республика Дагестан, Мурманская область, Карачаево-Черкесская Республика, Чувашская республика, Республика Карелия.

Порядок определения размера субсидий не затрагивает объемы приобретения энергии на предусмотренных правилами оптового рынка условиях долгосрочных договоров (в рамках так называемых «пилотных» проектов).

Методика, утверждаемая данным постановлением, описывает алгоритм расчета сумм субсидий. Совокупный размер субсидий на ликвидацию

межтерриториального перекрестного субсидирования на 2007 год, рассчитанный в соответствии с Методикой, составляет 13313,40 млн рублей. Распределителем средств федерального бюджета является Минпромэнерго России.

С целью повышения эффективности расходования выделяемых средств федерального бюджета одним из ключевых условий предоставления субсидий является заключение уполномоченными органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации с Минпромэнерго России и ФСТ России соглашений на 2007—2010 годы о поэтапном доведении тарифов на электрическую энергию (мощность) на розничных рынках до экономически обоснованного уровня и контроле за целевым использованием субсидий. Типовая форма такого соглашения будет разработана Минпромэнерго России по согласованию с ФСТ России.

В 2007 году субсидии направляются:

- гарантирующим поставщикам и (или) энергосбытовым (энергоснабжающим) организациям, осуществляющим покупку электрической энергии (мощности) на оптовом рынке (или на розничном рынке в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах у поставщиков, одновременно являющихся участниками оптового рынка) с целью ее продажи потребителям на розничном рынке на территории этого субъекта по ценам (тарифам) не выше установленных в данном субъекте Российской Федерации тарифов на электрическую энергию (мощность);

- территориальным сетевым организациям, оплачивающим услуги по передаче электрической энергии через технические устройства ЕНЭС, стоимость которых включает стоимость потерь электрической энергии, оплаченных по экономически обоснованным тарифам на оптовом рынке.

В результате принятия данного проекта постановления будет создана эффективная система предоставле-

ния субсидий на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования. Такой подход позволяет избежать негативных социально-экономических последствий в субъектах Российской Федерации. Социально-экономические последствия реализации проекта будут носить положительный характер с точки зрения интересов как субъектов электроэнергетики, так и государства.

**Министерство промышленности
и энергетики РФ**

В ОАО «НИЖНЕТАГИЛЬСКИЙ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ КОМБИНАТ» СТАРТОВАЛ ЭТАП КОМПЛЕКСНОЙ ШЕСТИЛЕТНЕЙ ПРОГРАММЫ ПО СНИЖЕНИЮ ЭНЕРГОЗАТРАТ НА ПРЕДПРИЯТИИ

В его рамках с 2007 по 2008 г. планируется реализовать 20 долгосрочных проектов, направленных на повышение надежности систем электро- и водоснабжения комбината, сокращение себестоимости продукции предприятия за счет снижения затрат на топливно-энергетические ресурсы и увеличение производства собственной электроэнергии. Мероприятия предполагают вывод из строя устаревшего электрооборудования, увеличение объемов использования более экономичных видов топлива, внедрение новых энергосберегающих технологий и реконструкцию системы водоснабжения ОАО «НТМК». Проекты будут реализованы в подразделениях доменного, сталеплавильного и прокатного переделов, в том числе на объектах реконструкции. Только за один год действия долгосрочной программы предприятие сэкономит более 77 млн кВт*час электроэнергии, более 155 млн т топлива и 9,5 млн кубометров воды.

На данном этапе мероприятия реализуются в кислородно-конвер-

терном (ККЦ), колесобандажном цехах (КБЦ), на теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) и в цехе водоснабжения. В ОАО «НТМК» реконструируется основное энергетическое оборудование, системы электроснабжения, продолжается работа по внедрению программы автоматизации энергоучета. В ККЦ осуществляется проект использования конвертерного пара с котлов-утилизаторов для выработки дополнительной электроэнергии. А после завершения реконструкции основных агрегатов цеха — конвертеров — снизится удельный расход электроэнергии при выплавке стали. В КБЦ ведется строительство нового участка термообработки колес. Это позволит закрыть целый ряд устаревших мощностей и сэкономить порядка 35 млн т топлива. В ОАО «НТМК» продолжается реконструкция системы главных водоводов, по которым пополняются оборотные циклы водоснабжения предприятия. Сейчас заменено около 1 тыс. м труб большого диаметра на территории комбината и в центральной части Нижнего Тагила. После завершения проекта значительно повысится уровень безопасности системы оборотных циклов водоснабжения.

Программа по снижению энергозатрат действует на ОАО «НТМК» с 2006 г. В настоящее время реализовано более 80 мероприятий, показатель выработки собственной электроэнергии на ТЭЦ увеличен на 17%. Экономический эффект от действия программы уже превысил 84 млн руб. Об этом сообщает пресс-служба «Евраз Груп».

www.rosteplo.ru

РОССИЙСКИЙ РЫНОК БИОТОПЛИВА ПЕРЕСМАТРИВАЕТ ОРИЕНТИРЫ

Всего за несколько лет в России сформировался новый для нашей страны бизнес — производство биотоплива (древесных гранул, брикетов,

топливной щепы). По мнению экспертов, только в Северо-Западном регионе количество таких предприятий за 5 лет выросло в 10 раз. Ожидается, что через несколько лет объем производства топливных гранул в России вырастет еще в 3—4 раза.

Специфика нового бизнеса в том, что он ориентируется в основном на экспорт. И если предприятия, расположенные в Европейской части России, ориентируются в основном на страны Скандинавского полуострова, Италию, Германию и других европейских потребителей, то их коллеги из Сибири рассчитывают и на восточные рынки. Например, руководство открывшегося в конце 2006 г. завода по производству пеллет на базе ДОК «Енисей» (Красноярский край) рассчитывает поставлять продукцию в Японию, а со временем, возможно, и в Россию. Это предложение может стать интересным для регионов, которые зависят от северного завоза.

**«Энергетика и промышленность
России»**

МОТОРОСТРОИТЕЛИ НАУЧИЛИСЬ СЧИТАТЬ И ЭКОНОМИТЬ ТЕПЛО (ТЮМЕНЬ)

Целью совещания «Энергоснабжение — учет, экономия, инвестиции», которое состоялось в ОАО «Тюменские моторостроители», стала передача опыта по энергосбережению.

Это учет тепловой и электрической энергии, контроль за работой всех систем жизнеобеспечения самого крупного в Тюмени машиностроительного предприятия. Поэтому к моторостроителям приехали не только специалисты правительства области и городской администрации, но и метрологи, энергетики, теплотехники, представляющие ОАО «ТГК-10», центр стандартизации и метрологии, управление федеральной монополюсной службы по Тюменской области, региональную энергетическую комиссию по Тюменской области, ХМАО и ЯНАО.

Гости побывали в цехах предприятия, познакомилась с тепловым хозяйством и диспетчерским пунктом, посетили испытательный стенд двигателей газотурбинных установок, трансформаторную подстанцию.

«В течение прошлого года у нас произошла техническая революция, — сообщил участникам совещания генеральный директор предприятия Виктор Кульчихин. — В тепловом хозяйстве ОАО «Тюменские моторостроители» произошла замена устаревшего оборудования на более эффективное, внедрена автоматическая система регулировки температуры сетевой воды в зависимости от температуры наружного воздуха. Контроллер поддерживает температуру теплоносителя, поступающего в систему отопления, соблюдая заданный график». Он добавил, что протяженность магистрального трубопровода от ТЭЦ-1 до центрального теплового пункта составляет 23 км, протяженность тепловых сетей — 50 км. Абонентами тепловой энергии являются 27 предприятий и организаций объединения и арендаторы. Все 55 тепловых пунктов автоматизированы для регулировки тепловых сетей и гидравлического расчета системы.

Всей этой системой руководит бюро управления энергоресурсами и диспетчерский пункт. Здесь установлен сервер связи с объектами и компьютер с программным обеспечением «Взлет СП», что позволяет считывать дистанционно показания приборов на тепловых пунктах и анализировать диагностическую информацию, которая сохраняется в архиве в течение года.

По мнению Виктора Кульчихина, такая система контроля за тепловой энергией может быть внедрена на крупных промышленных предприятиях и в сфере ЖКХ. На ОАО «Тюменские моторостроители» отключение тепла запланировано на 23 апреля, так как автоматика сигнализирует, что в обогреве цехов и офисов нет необходимости. Сразу после отключения теплоподдачи начнется опрессовка сетей.

«Тюменская линия»

ЛУКОЙЛ РЕАЛИЗУЕТ ПРОГРАММУ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

В Москве первый исполнительный вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» Равиль Маганов выступил с докладом на Российско-германском энергетическом форуме.

Основной темой его выступления стала проблема энергосбережения в нефтедобывающей отрасли. Это связано с необходимостью поддержания высоких темпов роста добычи в условиях дефицита энерго мощностей и повышения тарифов на электроэнергию. Первым шагом на пути снижения энергоемкости производства является создание эффективной системы учета и нормирования расхода энергоресурсов.

Программа энергосбережения Группы «ЛУКОЙЛ» на 2006—2010 годы, разработанная на основе энергоаудита добывающих дочерних обществ, предусматривает экономию 1,6 млрд киловатт-часов электроэнергии (что соответствует суточному потреблению, например, Германии). По оценкам, экономический эффект от внедрения Программы составит более 1,7 млрд рублей (65 млн долларов).

Говоря об энергоэффективности в нефтедобывающей отрасли, Равиль Маганов также остановился на проблеме утилизации попутного нефтяного газа. В группе «ЛУКОЙЛ» разрабатывается Программа утилизации попутного нефтяного газа на 2007—2016 годы. В соответствии с ней, за 10 лет уровень утилизации попутного газа предприятиями компании увеличится с 75 до 95%. При реализации новых проектов он будет составлять 100%. Дополнительная добыча газа составит более 5,6 млрд кубометров в год.

Кроме этого, в удаленных и энергодефицитных регионах компания планирует развернуть строительство газопоршневых и газотурбинных электростанций общей мощностью более 400 мегаватт. Наиболее

крупные проекты будут реализованы на Тевлинско-Русскинском и Ватьеганском месторождениях в ХМАО, а также на месторождении Южное Хыльчуя в НАО. Первой, в декабре 2007 года, в эксплуатацию будет введена газотурбинная электростанция мощностью 72 мегаватта на Ватьеганском месторождении. Она станет самым крупным объектом такого типа в Ханты-Мансийском АО. Ежегодно электростанция будет потреблять 120 млн кубометров попутного газа. Это позволит высвободить производственные мощности Локосовского завода для переработки газа с вновь вводимых месторождений. Запланировано также строительство собственных генерирующих объектов мощностью до 70 МВт на территории ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».

www.rosteplo.ru

АВТОНОМНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ОФИСНОГО ЗДАНИЯ ЗАО «АПТЕКИ 36,6» (МОСКВА) В РЕЖИМЕ ТРИГЕНЕРАЦИИ

Основой энергоисточника являются 12 микротурбин с мощностью 65 кВт фирмы Capstone. В начале этого года энергоцентр полностью введен в промышленную эксплуатацию.

В результате сравнительного анализа вариантов энергоснабжения, проведенного специалистами заказчика, было сделано заключение о целесообразности создания собственного энергоцентра. Аргументами в пользу автономной генерации стали независимость от энергосистемы, снижение себестоимости энергии и бесперебойное энергоснабжение.

Энергоцентр располагается в специально оборудованном здании. В качестве дополнительного оборудования применяются утилизатор теплоты уходящих дымовых газов мощностью 1 МВт, пиковые газовые водогрейные котлы — 1 МВт и 6 дожимных компрессоров. В качестве топлива

используется магистральный газ низкого давления.

Эксплуатация энергоцентра в режиме тригенерации гарантирует не только бесперебойное электроснабжение административного здания, но и обеспечивает его потребности в тепле и горячем водоснабжении, кондиционировании помещений в летнее время.

«Турбины и дизели»

ВЫКСУНСКИЙ МЕТЗАВОД ПРОВЕДЕТ ЭНЕРГОАУДИТ (НИЖЕГОРОДСКАЯ ОБЛ.)

ОАО «Выксунский металлургический завод» (ВМЗ, Нижегородская область, входит в состав ЗАО «Объединенная металлургическая компания»), ОМК заключил договор с энергетическим холдингом «МЭИ-ИнТехЭнерго» (Москва, разработчик энергосберегающих мероприятий и технологий) о проведении на предприятии в 2007 году аудита потребления энергоресурсов. Как сообщили в пресс-службе ОМК, в настоящее время специалисты «МЭИ-ИнТехЭнерго» приступили к систематизации данных о потреблении подразделениями ВМЗ различных энергоносителей. По результатам аудита в сентябре этого года должны быть выданы рекомендации, которые планируется использовать при разработке и реализации на ВМЗ в 2008—2009 годах комплексной программы энергосбережения. Энергетическое хозяйство ВМЗ включает 5 главных понизительных подстанций и 4 линии напряжением 110 киловольт, более 240 км электрических сетей и 30 распределительных подстанций напряжением 6—10 киловольт, котельные и теплосети, сеть водоснабжения, газопроводы и газораспределительные пункты, кислородно-компрессорные сети общей протяженностью более 198 км. В 2006 году ВМЗ инвестировал в модернизацию объектов энергетики около 300 млн рублей. Разработан ряд проектов дальнейшей

модернизации энергетической инфраструктуры завода общей стоимостью более 300 млн рублей. В частности, планируется провести реконструкцию системы оборотного водоснабжения завода, что обеспечит растущие потребности производства и снизит воздействие на окружающую среду. Ежегодно ВМЗ потребляет 450 млн кВт*ч электроэнергии.

ИА REGNUM

В РАО «ЕЭС РОССИИ» ПРИНЯТ СТАНДАРТ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В РАО «ЕЭС России» разработан и утвержден стандарт «Тепловые и гидравлические электростанции. Методика оценки качества ремонта энергетического оборудования. Основные положения». Стандарт разработан в соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании».

Стандарт будет применяться ОГК и ТГК, ремонтными и иными организациями, которые занимаются обслуживанием электростанций. Стандарт устанавливает единые требования технического и организационного характера к оценке качества ремонта.

Новый стандарт позволит повысить уровень промышленной и экологической безопасности, а также надежность и эффективность эксплуатации электростанций в рамках единой технической политики в электроэнергетике.

РАО ЕЭС

В УДМУРТИИ ЗАПУСТИЛИ ЗАВОД ПО ПРОИЗВОДСТВУ ТОПЛИВНЫХ ГРАНУЛ

1 мая специалисты ООО «Альтернативные топливные технологии» запустили линию по производству топливных гранул (пеллет) в поселке Люкшудья (Удмуртия).

Мини-завод по производству пеллет в п. Люкшудья оснащен диспергатором, основное преимущество которого — пожаробезопасность и возможность одновременной сушки и измельчения сырья. Диспергатор является разработкой российских инженеров-конструкторов и обладает рядом преимуществ по сравнению с другими видами сушильного оборудования, представленным сегодня на рынке. Наряду с компактностью, такое оборудование позволяет регулировать технологические параметры процессов сушки и измельчения сырья.

На сегодняшний день на стадии запуска находится еще одно производство топливных гранул, в комплектацию которого входит диспергатор. Данное производство планируется запустить в ближайший месяц в Воронежской области, где сырьем служит шелуха подсолнуха. Запуск этого производства будет также осуществляться специалистами компании «Альтернативные топливные технологии».

www.thermonews.ru

ОАО «НИЖНЕКАМСК НЕФТЕХИМ» В БЛИЖАЙШЕЕ ВРЕМЯ ПЛАНИРУЕТ ПУСТИТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭНЕРГОИСТОЧНИК НА БАЗЕ ГАЗОТУРБИНОЙ ТЕХНОЛОГИИ — БЛОКА ГТУ-75, УСТАНОВЛЕННОГО НА БАЗЕ НИЖНЕКАМСКОЙ ТЭЦ

Весной 2004 года «Татэнерго» и «Нижнекамскнефтехим» для реализации этого проекта учредили на паритетных началах ООО «Нефтехимэнерго». При этом «Татэнерго» свой взнос сделало имуществом, а «Нижнекамскнефтехим» — приобретаемым оборудованием.

Проект направлен на снижение энергозатрат и повышение конкурентоспособности продукции.

Реализация проекта позволит НКНХ обеспечить 25 % своих потребностей в электроэнергии и 10 % — в тепловой энергии. При этом НКНХ будет получать энергию по себестоимости, а не по регулируемым государством ценам.

ОАО Нижнекамскнефтехим

ОАО «МОЭК» ПРОВОДИТ МЕРОПРИЯТИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ

Комплекс мероприятий по энергосбережению позволяет получить экономию топлива, электрической энергии и, соответственно, топлива и других энергоресурсов. В качестве основных мероприятий представляется целесообразным отметить:

- оптимизация существующей системы теплоснабжения Москвы, прежде всего за счет согласования режимов, зон действия тепловых источников;

- внедрение энергосберегающих технологий при производстве и передаче энергии;

- повышение эффективности топливоиспользования путем реконструкции существующих и строительства новых тепловых источников, оснащенных электрогенерирующими газотурбинными и парогазовыми установками.

Современные энергосберегающие решения направлены на снижение потерь при транспортировке тепловой энергии. Замена труб для тепловых сетей традиционной прокладки на трубы из сшитого полиэтилена (СПЭ) и с пенополиуретановой изоляцией (ППУ-изоляция) позволяет снизить тепловые потери за счет хороших теплоизоляционных свойств вышеуказанных труб.

На объектах ОАО «МОЭК» реализованы следующие мероприятия по энергосбережению:

- 1) Внедрение систем учета тепловой энергии (УУТЭ) на центральных тепловых пунктах (ЦТП).

- 2) Внедрение блочных тепловых пунктов (БТП) полной заводской готовности.

- 3) Внедрение системы учета расхода холодной, горячей воды и тепловой энергии в жилых домах (УУТЭ).

- 4) Внедрение частотных преобразователей (ЧРП) в ЦТП.

- 5) Диспетчеризация ЦТП.

- 6) Автоматизация ЦТП на базе современных контроллеров.

- 7) Внедрение труб в пенополиуретановой изоляции (ППУ-изоляции), из сшитого полиэтилена (СПЭ) в однотрубном исчислении.

- 8) Внедрение систем автоматического регулирования отпуска тепла при зависимой системе отопления (САРЗСО).

- 9) Реконструкция тепловых пунктов с установкой пластинчатых теплообменников.

- 10) Диагностика тепловых сетей акустическим методом.

Эффект от внедрения мероприятий в 2006 г. составил: 276 280 Гкал, 1700 тыс. кВт*ч.

ОАО «МОЭК»

В НИЖНЕЙ САЛДЕ УСПЕШНО ЗАВЕРШИЛИСЬ ИСПЫТАНИЯ ОПЫТНОЙ «ПАРУСНОЙ» ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, КОТОРАЯ БЫЛА РАЗРАБОТАНА СПЕЦИАЛИСТАМИ СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ

Установка работает по принципу гидроэлектростанции, только вместо плотины здесь используется парус специальной формы, а воду заменил воздух. Уральское ноу-хау уже подтверждено двумя патентами. Такие комплексы смогут работать даже при скорости ветра менее 0,5 м/с, когда классические ветростанции не действуют. Все это открывает значительные перспективы для коммерческого развития ветроэнергетики в России.

На Западе для снижения себестоимости ветроэнергии идут по пути

создания гигантских ветростанций, а также строительства ветропарков, где монтируют огромное количество стандартных ветроустановок, которые активно применяются в Германии, США и Дании. Стоимость такого ветряка диаметром 35 м со всей инфраструктурой достигает одного миллиона долларов.

Строительство «воздушных плотин» у нас в стране может стать альтернативой хорошо отработанным и развитым на Западе ветропаркам, поскольку на большей части территории России скорость ветра, как правило, не превышает 4 м в секунду. В этих условиях обычные установки не могут работать. По оценке специалистов эффективность парусной ветростанции в пятьдесят раз выше, чем у обычной. При этом «парус» можно быстро сворачивать, перемещать на большие расстояния, в отличие от обычных ветряков.

Как считает автор проекта Анатолий Волков, в новом комплексе учтены основные критерии работы ветростанции: надежность, мобильность, низкая себестоимость и высокая эффективность. Все это позволит энергетикам создавать мощные ветростанции. Современная технология способна совершить революцию в использовании новых видов энергии в России.

Для Свердловской области данная разработка имеет важное практическое значение, так как на имеющихся машиностроительных предприятиях можно наладить производство ветротурбин. Кроме того, по оценке специалистов отдела энерго- и ресурсосбережения министерства промышленности, энергетики и науки Свердловской области, новые ветростанции можно будет использовать для автономного обеспечения энергоресурсами удаленных населенных пунктов, вахтовых поселков газовиков и геологов, сообщает пресс-служба Министерства промышленности, энергетики и науки Свердловской области.

РосТепло.ru

АППАРАТНО-ПРОГРАММНЫЕ КОМПЛЕКСЫ УСПЕШНО ПРОШЛИ ИСПЫТАНИЯ

Аппаратно-программные комплексы успешно прошли испытания и с января 2007 года работают на дизельных энергоцентрах трех месторождений — Ачимовском (ОАО «СлавнефтьМегионнефтегаз»), Холмистом и Чатылькинском (ОАО «СибнефтьНоябрьскнефтегаз»). Впервые в России специалистам «Энерготех» удалось объединить штатные возможности панели управления ДГУ Cummins и аппаратно-программного комплекса собственной разработки. Решение позволяет вести контроль параметров работы и управление энергоцентром непосредственно на мониторе персонального компьютера автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора. «Разработанная нами система позволяет оператору видеть все характеристики в режиме реального времени и является основным источником информации для того, чтобы принять решение об изменении настроек или останове ДГУ, — говорит директор по производству «Энерготех» Станислав Жданов. — Отличительной особенностью системы также является то, что под контролем оператора находится не только ДГУ, но и низковольтная и высоковольтная части энергоцентра». Система мониторинга позволяет получать и обрабатывать сигналы до 15 000 не связанных друг с другом единиц оборудования разных производителей и имеющих различные протоколы обмена данными. В системе предусмотрена возможность вести мониторинг работы на двух и более удаленных АРМ. Обмен данными может проводиться по любым каналам связи, включая радиоканал и Интернет. Иными словами, наблюдение и управление можно вести даже находясь в тысячах километрах от энергоустановок! При обнаружении любой значащей неисправности система помимо визуализации на мониторе компью-

тера в виде мигающего сообщения подает звуковой сигнал. Находясь на АРМ, оператор может дать команду на включение/выключение или аварийную остановку двигателя. Все полученные системой данные могут быть вызваны из архива в виде графиков или таблиц для проведения анализа возникшей нештатной ситуации. 40 Мб жесткого диска вполне достаточно, чтобы хранить параметры работы энергетического оборудования за три года. Работа в программе не требует специфических знаний от оператора, а удобный интерфейс уже получил одобрение эргономистов. Подобное оборудование в феврале 2007 года будет установлено также на энергоцентре Шингинского месторождения (ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»).

www.advis.ru

ПРОИЗВОДСТВО УКРАИНСКИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОЛУЧИТ ВТОРОЕ ДЫХАНИЕ

Пресс-служба крупнейшего производителя трансформаторов ОАО «Запорожтрансформатор» (ЗТР) сообщила, что завод намерен инвестировать десятки миллионов долларов в модернизацию производства в 2007г.

\$11 млн будет направлено на модернизацию технологии производства и конструкции оборудования и \$2 млн — на мероприятия по улучшению качества продукции. «Основные направления внедрения — это оптимизация и упрощение конструкции трансформаторов IV—VI габарита, что позволит увеличить объем их производства», — говорится в сообщении пресс-службы ЗТР.

В течение 2007г. и первого квартала 2008 г. на предприятии будут изготовлены и внедрены новые линии продольного и поперечного раскря электротехнической стали, реконструированы окрасочные участки в сварочном и аппаратном цехах, введены в строй печи «Микафил». На предпри-

ятии также будет продолжено внедрение новых механообрабатывающих станков в аппаратном цехе.

eizvestia.com

ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Новое поколение шкафов релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации подстанционного оборудования для электрических сетей и электроустановок напряжением от 35 до 220 кВ, построенных на единой конструктивноаппаратной платформе, с улучшенными конструктивными и эксплуатационными характеристиками, освоила в производстве НТЦ «Механотроника» (Санкт-Петербург).

НТЦ «Механотроника» освоено производство комплекса защит подстанционного оборудования 35—220 кВ. Комплекс защит выполнен на единой микропроцессорной базе и включает ряд скомпонованных по шкафам терминалов, выполняющих в полном объеме функции основных и резервных защит элементов подстанции от всех видов повреждений, а также функции автоматики и управления выключателями, управления, сигнализации, сбора и регистрации информации. Состоявшиеся в 2006 году успешные межведомственные испытания, в которых приняли участие ведущие специалисты концерна «РосэнергоАтом», ОАО «Газпром», генерирующих компаний, ведущих проектных институтов и эксплуатационных организаций позволили рекомендовать к производству новое поколение шкафов релейной защиты, с улучшенными конструктивными и эксплуатационными характеристиками.

Уникальным решением, не имеющим аналогов на отечественном рынке, является установка в шкафах терминалов РЗА без индивидуальных пультов с ЖК-индикаторами, и установка в шкаф панельного промышленного компьютера, который обеспечивает:

- более удобное общение персонала с терминалами РЗА (сенсорное управление с экрана ПК);

- отображение большего объема информации;

- возможность обработки и архивирования информации;

- ведение журналов событий и действий персонала;

- электронные подсказки и инструкции персоналу, минимизирующие возможность ошибочных действий персонала;

- возможность анализа аварийных событий и осциллограмм;

- определение места повреждения по нескольким алгоритмам любой сложности;

- подключение шкафа или группы шкафов к верхнему уровню АСУ по Ethernet, TCP/IP без дополнительных контроллеров.

Возможность изменения характеристик блоков БМРЗ под условия его применения, обуславливает привлекательность шкафов производства НТЦ «Механотроника» как для новых, так и для реконструируемых объектов. Среди первых покупателей ультрасовременного оборудования — ОАО «Балтийская трубопроводная система», ОАО «Ленэнерго» («Северная» ТЭЦ), ОАО «Новгородэнерго», ОАО «Саратовская ГЭС».

НТЦ «Механотроника»

НА СРЕДНЕМ УРАЛЕ ПОЯВИТСЯ БОЛЕЕ 60 ОБЪЕКТОВ «МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ»

Более 60 установок комбинированной выработки тепловой энергии малой мощности, таких не менее 170 МВт, появятся на Среднем Урале. Как сообщили «Накануне.RU» в департаменте информационной политики губернатора Свердловской области, внедрение таких установок занимает 8—14 месяцев, а себестоимость электроэнергии почти втрое ниже цены, по которой ее поставляют энергосбытовые компании, срок окупаемости в пять раз меньше, чем у крупных энергогенерирующих объектов. Кроме того, использование «малой энергетики» приближает ее производство к потребителю,

что снижает потери, исключает возможность хищения проводов. Это при том, что возведение крупных энергетических объектов требует значительных капиталовложений, а строительство при этом растягивается на пять-семь лет. Выпуск газопоршневых установок различных модификаций уже освоили авторемонтный завод «Синтур-НТ», Верхнепышминский завод компрессорного оборудования, Уральский дизель-моторный завод и Баранчинский электромеханический завод. Малые газотурбинные установки изготавливает Уральский завод гражданской авиации, а также Энергомашкорпорация. На ряде предприятий и в системе ЖКХ муниципальных образований реализованы пилотные проекты по внедрению установок комбинированной выработки тепловой энергии.

«Накануне.ru»

ТЭЦ «ПОЛЮС» ПОСТРОИЛА ЕДИНУЮ АСУ ТП

«Промэлектроника» завершила проект автоматизации теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) «Полюс». Задачей компании стало создание систем контроля и управления (СКУ) турбо- и котлоагрегатами, общестанционным оборудованием, включая градирни, а также оптимизация совместной работы в рамках единой АСУТП различных локальных вспомогательных систем.

Таким образом, целью разработки являлось создание единой АСУТП ТЭЦ на базе программно-технического комплекса (ПТК) с применением промышленных контроллеров и других средств вычислительной техники, обеспечивающей: эффективную работу объекта управления, оптимизацию уровня безопасности и безаварийности технологического процесса; адаптивность к возможным изменениям технологического процесса и алгоритмов управления, сокращение затрат времени на ориентацию персонала в режимной и оперативной обстановке, своевременное выявление неполадок и отклонений; требуемую точность и своевременность предоставляемой

персоналу оперативной информации о состоянии технологического процесса; оперативный контроль и принятие управленческих решений на основе анализа поступающей информации о состоянии технологического процесса; предотвращение ошибочных действий персонала путем своевременной сигнализации и блокирования ошибочных команд управления; регистрацию срабатывания средств противоаварийной защиты и блокировки с запоминанием источника первопричины; и др.

Поставленные задачи были успешно выполнены с помощью предложенного ПТК, состоящего из управляющих контроллеров Siemens S7—300, контроллеров ввода-вывода Beckhoff BK-3100, выполняющих роль УСО, SCADA-системы InTouch фирмы WonderWare.

Контроллеры Beckhoff BK-3100 связаны с контроллерами Siemens S7—300 промышленной шиной Profibus. В свою очередь АРМ операторов связываются с управляющими контроллерами по сети Ethernet.

Уникальность разработанного ПО заключается в его независимости от технологической и аппаратной части АСУТП. Конфигурирование системы производится наладчиком полностью со SCADA-системы. Кроме того, разработанное ПО позволяет проводить диагностику работы оборудования и сетевой части АСУТП с указанием, в случае отказа, места и причины его возникновения.

Отметим, что надежность внедренной АСУТП обеспечивается, прежде всего, функционально распределенной структурой; бесперебойным питанием; мерами по обеспечению помехозащищенности; защитой данных и ПО от несанкционированного доступа, а также хранением программ и наиболее важных данных в энерго-независимой памяти.

ТЭЦ «Полюс» отвечает за выработку тепловой и электрической энергии для нужд Олимпиадинского ГОКа (пос. Еруда, Северо-Енисейского района, Красноярского края), а также ГВС и теплоснабжение прилегающего поселка.

CNews.ru

ДАВАЙТЕ ДРУЖИТЬ ПРОИЗВОДСТВАМИ

Конференция «Энергетическое машиностроение России — новые решения» (Екатеринбург) продемонстрировала готовность участников рынка энергетических машин к объединению усилий для обновления отечественной электроэнергетики. Организаторы — Уральский турбинный завод (УТЗ), Энергоремонтная корпорация «Теплоэнергосервис — ЭК» (ТЭС-ЭК) и кафедра «Турбины и двигатели» УГТУ-УПИ при поддержке РАО «ЕЭС России» пригласили к разговору представителей практически всех энергомашиностроительных предприятий и ведущих отраслевых институтов из Москвы, Питера, Омска, Новосибирска и их основного заказчика — РАО «ЕЭС России», генерирующих компаний.

Прошедший год показал, что отрасль исчерпала все резервы: ни имеющиеся генерирующие мощности, ни сетевые возможности не в состоянии сегодня покрыть растущие потребности потребления. В РАО «ЕЭС России» разработана программа первоочередных вводов на 26 тыс. МВт, которые требуются, чтобы отойти от опасной черты: в отличие от большинства отраслей промышленности обновление мощностей в энергетике за последние 15 лет составило всего 3%. И появилось несколько реальных источников финансирования этой программы, в т.ч. через рынок ценных бумаг. Кто и как будет закрывать эти потребности энергетиков, а по сути всей страны? Действующим в стране заводам сегодня такой заказ не освоить — не хватает мощностей.

«Мы давно не конкуренты. Мы в одной маленькой лодочке, вопрос в том, может ли эта лодочка вывести тот большой корабль, который называется российской энергетикой. Я призываю все остальные энергомашиностроительные компании к этому присоединиться, понимая, что места нам всем хватит», — заявил Борис Вайнзихер, генеральный директор ОАО «Силовые машины» и «по совместительству» технический директор РАО «ЕЭС России». Та же мысль прозвучала и в выступлении генерального директора УТЗ Виталия Недельского: «Сейчас уже не до конкуренции, не до разногласий, не до споров о цене и — кто именно, вопрос — как и сообща». На конференции обсуждались как технические, так и организационные аспекты этой проблемы. Надо находить партнеров среди ведущих мировых

производителей, особенно в части газовых турбин, надо расширять кооперационные связи внутри страны и объединять усилия производителей для комплексных поставок. Первый шаг в этом направлении уральскими турбостроителями уже сделан: УТЗ, ТЭС-ЭК и новосибирский производитель генераторов «Элсиб» объединили свои сбытовые службы, чтобы выступать на рынке единым фронтом. Это может стать хорошей основой создания нового холдинга.

Японский взгляд на российскую энергетику

Масао Ишикава, генеральный директор КБ по разработке ГТ и ПГУ энергетического подразделения всемирно известного концерна Mitsubishi, выступил с докладом «Сценарий развития российской энергетики и повышение энергетической эффективности промышленности» на конференции в Екатеринбурге «Энергетическое машиностроение России — новые решения». Г-н Ишикава проанализировал сегодняшнее состояние, структуру и проблемы нашей электроэнергетики. Главные вызовы — истощение природных ресурсов, необходимость модернизации оборудования и срочного ввода новых мощностей. Японские специалисты предлагают несколько рекомендаций, среди которых более активный переход на парогазовые технологии и комбинированную выработку электро- и тепловой энергии, повышение эффективности использования угля, для чего необходимо внедрение новых технологий (таких, например, как IGCC — комбинированный цикл с внутрицикловой газификацией угля), и др. Mitsubishi Heavy Industries (MHI) имеет большой опыт проектирования и производства газовых турбин разных мощностных диапазонов. Их использование позволяет поднять КПД парогазовых установок (ПГУ) до 57%. На долю оборудования MHI сегодня приходится 7% суммарной мировой энергетической мощности. Г-н Ишикава познакомил участников конференции с возможностями японских газовых турбин большой мощности и концепцией повышения мощности действующих станций на их основе. Сотрудничество Уральского турбинного завода (УТЗ) с японской компанией было бы обоюдно полезным: для УТЗ это расширение собственных возможностей, для MHI — расширение присутствия на очень перспективном российском рынке энергетического оборудования.



**Дмитрий Скворцов,
Олег Данилов,
Оксана Свистула,
ТОиР «Консалт»,
Москва**

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТОиР ХРОНИКА ВНЕДРЕНИЙ

История развития

Если просматривать историю внедрения различных информационных систем на промышленных предприятиях, то можно отметить тенденцию автоматизации сначала бухгалтерской деятельности, потом финансовой, потом управление персоналом. Потом уже управление производством. Только немногие предприятия осознают, то автоматизация бухгалтерии не приносит столь ощутимого эффекта в капиталоемких отраслях, где особую важность играет не своевременность предоставления отчетности, а повышение эффективности отдачи от основных производственных фондов.

Основные капиталоемкие отрасли, для которых вопрос использования основных производственных фондов особо важен:

- Энергетика.
- Metallургия.
- Нефтяная и газовая.
- Транспорт.
- Химическая.
- ЖКХ.
- Лесная и ЦБ.
- Машиностроение.
- Пищевая.

До 2000 г. происходил активный процесс распределения активов. До управления ими дело не доходило. Только теперь собственники более-менее стабилизировались и стали задумываться, как повысить отдачу от тех производственных активов, которыми они владеют.

Повышенное внимание к эффективному управлению активами привело также к востребованности ИТ-решений для этого.

Продукты

Классификация

В отечественной практике разработки информационных систем как таковой классификации нет, и все системы относятся к АСУ — автоматизированным системам управления. В нашем случае часто используется общий класс АСУ ТОиР. На Западе давно (около 30 лет) существует целый класс информационных систем для автоматизации управления процессами ТОиР. В этом классе систем выделяются 3 вида систем:

Решение	Общее описание
Системы EAM (Enterprise Asset Management — управление активами предприятия)	Специализированные системы, которые позволяют автоматизировать как весь процесс ТОиР, так и обеспечивающие его процессы (снабжение, управление ремонтным персоналом, финансы)
Системы CMMS (Computerized Maintenance Management System — автоматизированные системы управления ТОиР)	Сравнительно простые информационные системы, направленные на управление только процессами ТОиР и практически не позволяющие полноценно автоматизировать обеспечивающие
Модули ТОиР ERP-систем	Отдельные интегрированные модули в ERP-пакетах. Основное преимущество — интеграция со всеми остальными модулями. Обладают, как правило, ограниченной функциональностью в части управления ТОиР

РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

В настоящем обзоре системы также разделены по этому принципу. Иногда, в разряд систем для управления ТОиР попадают программные продукты для управления проектами. Назвать их полноценным решением для управления ТОиР нельзя. Так как используются они, в основном, для календарного планирования сроков проведения работ. В данном обзоре внедрение таких систем не рассматривалось.

Рынок

В обзоре приняло участие большинство компаний, которые присутствуют на рынке РФ и странах СНГ и предоставляют различные решения для автоматизации управления процессами ТОиР оборудования (на начало 2006 г.).

Российские автоматизированные системы управления ТОиР находятся в самом начале своего развития. Это характеризуется присутствием небольшого количества игроков, в нашем обзоре приняло участие только 20 компаний разного масштаба. Для сравнения, на Западе в этом секторе играют до 50 крупных и несколько сот мелких компаний. Тут надо отметить, что большинство этих компаний начали предлагать свои решения по автоматизации ТОиР более 25 лет назад.

Основная проблема, по нашему мнению, заключается в том, что руководство компаний пока начинает подходить к проблеме управления основными фондами (процессами ТОиР), и до их автоматизации надо понять каким образом их правильно выстроить.

Рынок характеризуется недостаточной готовностью большинства предприятий внедрять системы такого класса. За рассматриваемый период было проведено всего несколько тендеров, где заказчик достаточно четко ставил задачу по управлению ТОиР основных производственных фондов. В тендерах принимали участие многие компании, представленные на рынке на момент проведения конкурса, однако это еще раз подтверждает то, что рынок еще только формируется.

Поскольку информация, связанная со стоимостью проектов, является закрытой, большинство вендоров, принимавших участие в обзоре, не смогли ее предоставить. В качестве основного показателя, характеризующего объем внедрений, мы использовали количество внедрений, независимо от их масштаба.

Отечественные и импортные разработки

Большинство систем, пришедших из-за рубежа в Россию, при внедрении потребовали доработок, связанных с реализацией особенностей процессов организации для российских (советских) предприятий. В основном доработки касались персонала, нарядно-допускной системы, планирования работ.

По другому пути идут разработчики отечественных систем, которые берут за основу разработок существующий подход к организации и планированию работ по ТОиР на отечественных предприятиях. Однако при этом предприятие практически лишается возможности использовать мировой опыт, который заложен в логике западных разработок.

Участники

В обзоре приняли участие 11 компаний, продвигающие программные продукты для автоматизации управления ТОиР:

- Trim
- Mincom Ellipse
- Datastream
- iMaint
- Maximo
- SAP PM
- Oracle eAM
- IFS-ремонт
- ИТМ
- «Галактика»
- Empac

Кто внедряет

Проекты внедрения систем ТОиР выполняются обычно либо консалтинговым подразделением от фирмы-вендора, партнером-интегратором, реже самостоятельно заказчиком с привлечением консультаций от вендора.

Выполнение проекта внедрения вендором лучше тем, что изменения программы под требования заказчика могут выполняться быстрее (если это ключевой заказчик), программные решения выбираются оптимальные, так как у консультантов вендора глубже знания продукта. Правда, некоторые вендоры не развивают консалтинговый бизнес, полностью отдавая его консультационным компаниям.

Но у такого внедрения есть минус в том, что по сути вендор — это программист. И в его задачи входит только автоматизация процессов, а не решение задачи оптимизации управления ТОиР. Управленческого консалтинга в таких проектах почти нет. Если же заказчик уже выполнил фазу бизнес-инжиниринга, то такой вариант исполнителя оптимален.

Если же говорить о крупных системных интеграторах, то они имеют доступ к крупнейшим заказчикам капиталоемких отраслей, но тема ТОиР, к сожалению, была на третьих ролях. В основном их проекты носят инфраструктурный характер.

Масштаб

Характеристики объекта автоматизации

Основными характеристиками объекта автоматизации являются отрасли, в которых работает предприятие и его размер. От этого в значительной степени зависит выбор конкретного решения по автоматизации, а также его архитектура. Большие предприятия в капиталоемких отраслях в общем случае требуют более сложных и дорогих решений по автоматизации процессов ТОиР.

Количество рабочих мест

Процессы ТОиР, как правило, характеризуются высокой территориальной распределенностью. Автоматизация таких процессов требует установки рабочих мест как можно

РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

Таблица

Продукт	Класс	Кто внедрил	Начало проекта	Название объекта	Отрасль	Кол-во раб мест	Кол-во единиц оборудования	Кол-во наряд-заказов в месяц
AvantisPRO	EAM	PLC Systems	2003	«Балтийский Балкерный Терминал», Санкт-Петербург	морские порты	5	100	
AvantisPRO	EAM	PLC Systems ЗАО «РТСофт	2004	«ПО «Киришинефтеоргсинтез», Кириши	нефтехимия	20	2500	
AvantisPRO	EAM	ИТ «ГВЦ Энергетики»	2004	ООО «ЛИНОС», Лисичанск	ТНК	17	2500	5000
AvantisPRO	EAM	ИТ «ГВЦ Энергетики»		«Лукойл-Волгоград-Нефтепереработка»	нефтепереработка			
AvantisPRO	EAM	ИТ «ГВЦ Энергетики»		Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие	нефтегазодобывающая			
Datastream	EAM	Datastream CIS		«Тюменьтрансгаз»	трубопроводный транспорт			
Datastream	EAM	Datastream CIS		Хабаровский НПЗ	нефтехимия			
Ellipse	EAM	Mincom Интех-Автоматика Инсиставтоматика	2004	ЗФ ГМК «Норильский Никель»	горнодобывающая	70		
Empac	EAM	KSS		ADD Service, Нефтеюганск				
IFS-Ремонты	Модуль ТОиР в ERP	IFS Russia		«Алдарис (группа ВВН)», Латвия	пищевая	15	1300	170
IFS-Ремонты	Модуль ТОиР в ERP	IFS Russia	1996	Игналинская АЭС, Литва	атомная	810	400 000	
IFS-Ремонты	Модуль ТОиР в ERP	IFS Russia		«Нарвские электростанции»	энергетика	200	37 000	6000
IFS-Ремонты	Модуль ТОиР в ERP	IFS Russia	2005	DHV-S	пищевая		5000	500
IFS-Ремонты	Модуль ТОиР в ERP	IFS Russia		АЗР «Автомобиль — звезда Руси»	автобизнес	50		1500
IFS-Ремонты	Модуль ТОиР в ERP	IFS Russia	2005	Новокузнецкий водоканал	ЖКХ	50	10 000	3000
IFS-Ремонты	Модуль ТОиР в ERP	IFS Russia		Молдавский металлургический завод	металлургия			
iMaint	CMMS	АНД Проджект	2004	«Хлебный дом»	пищевая			
iMaint	CMMS	АНД Проджект	2006	ОАО «Рудас»				
iMaint	CMMS	АНД Проджект	2006	ТНК-ВР (НвБН, ОБН, НПРС-1)	нефтеперерабатывающая			
iMaint	CMMS	АНД Проджект	2006	Волжский «Оргсинтез»	нефтехимия			
iMaint	CMMS	АНД Проджект	2006	«БурятЗолото»	горная			

РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

Maximo	EAM	Bellwood Systems		Воткинская ГЭС	энергетика			
Oracle eAM	Модуль ТОиР в ERP			Невинномысский «Азот»	химическая			
Oracle eAM	Модуль ТОиР в ERP			Магнитогорский металлургический комбинат	металлургия			
Oracle eAM	Модуль ТОиР в ERP			Ванинский морской торговый порт	морские порты			
Oracle eAM	Модуль ТОиР в ERP			«Уралкалий» (Березники)	химия			
Oracle eAM	Модуль ТОиР в ERP			Северо-западный телеком	связь			
Oracle eAM	Модуль ТОиР в ERP			«Сармат»				
Oracle eAM	Модуль ТОиР в ERP			Сибирь, авиакомпания	транспорт			
SAP PM	Модуль ТОиР в ERP			Нижне-Тагильский металлургический комбинат	металлургия			
SAP PM	Модуль ТОиР в ERP			Западно-Сибирский металлургический комбинат	металлургия			
SAP PM	Модуль ТОиР в ERP			«Казахтелеком», Республика Казахстан	связь			
SAP PM	Модуль ТОиР в ERP			«Сургутнефтегаз»	нефтегазовая			
SAP PM	Модуль ТОиР в ERP			«Пермнефтеоргсинтез» («Лукойл»)	нефтеперерабатывающая			
SAP PM	Модуль ТОиР в ERP			Оскольский электрометаллургический комбинат	металлургия			
SAP PM	Модуль ТОиР в ERP			«Салават-нефтеоргсинтез»	нефтеперерабатывающая			
SAP PM	Модуль ТОиР в ERP			«Свердловэнерго»	энергетика			
SAP PM	Модуль ТОиР в ERP			«Оренбургэнерго»	энергетика			
SAP PM	Модуль ТОиР в ERP			«ЛукойлПермнефть»	нефтехимия			
SAP PM	Модуль ТОиР в ERP			«КазТрансОйл» (Восточный филиал), Республика Казахстан	нефтехимия			
SAP PM	Модуль ТОиР в ERP			Метрополитен, Санкт-Петербург	транспорт			

РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

SAP PM	Модуль ТОиР в ERP			«КазаньОргСинтез»	нефтеперерабатывающая			
SAP PM	Модуль ТОиР в ERP			Чепецкий механический завод	машиностроение			
Trim	CMMS	НПП «СпецТек»	2003	ОАО «Апатит»	горнодобывающая, химическая	50	1500	500
Trim	CMMS	НПП «СпецТек»	2003	Смоленская АЭС	атомная энергетика	540	230 000	1000
Trim	CMMS	НПП «СпецТек»	2004	Омская электрогенерирующая компания	энергетика	40	16 000	1670
Trim	CMMS	НПП «СпецТек»	2001	Columbia Shipmanagement	транспорт	200	300 000	62 500
Trim	CMMS	НПП «СпецТек»	2002	Новороссийский морской торговый порт	транспорт	32	1500	1300
Trim	CMMS	НПП «СпецТек»	2002	«Волгафлот», Нижний Новгород	судоходство, судоремонт	185	45 000	500
Trim	CMMS	НПП «СпецТек»	2004	Северо-Западный флот, Санкт-Петербург	судоходство, судоремонт	140	60 000	12 500
Trim	CMMS	НПП «СпецТек»	2003	«Энергонефть», Нефтеюганск	энергетика	16	40 000	16 670
Trim	CMMS	НПП «СпецТек»	2003	«Энергонефть», Самара	энергетика	40	60 000	28 330
Trim	CMMS	НПП «СпецТек»	2001	«Русские краски»	химическая	95	9500	590
Trim	CMMS	НПП «СпецТек»	2003	Водоканал-Санкт-Петербург	ЖКХ	20	5000	600
Trim	CMMS	НПП «СпецТек»	2005	Енисейское речное пароходство	судоходство, судоремонт	60	3500	80 000
Trim	CMMS	НПП «СпецТек»		Иртышское пароходство	судоходство, судоремонт	43	4000	830
Trim	CMMS	НПП «СпецТек»	2004	Кольская ГМК	металлургия, горнодобывающая	250	6000	1500
Галактика	Модуль ТОиР в ERP	Галактика		Сызранский НПЗ	нефтеперерабатывающая			
Галактика	Модуль ТОиР в ERP	Галактика		Соломбальский ЦБК	лесопромышленность			
Галактика	Модуль ТОиР в ERP	Галактика		Ингулецкий горнообогатительный комбинат	горнодобывающая			
Галактика	Модуль ТОиР в ERP	Галактика		«Оренбурггазпром»	газовая			
Галактика	Модуль ТОиР в ERP	Галактика	1996	«Мострансгаз»	транспорт (газопровод)			
Галактика	Модуль ТОиР в ERP	Галактика		Чеховский завод энергетического машиностроения	машиностроение	70		

РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

Галактика	Модуль ТОиР в ERP	Галактика		Ангарском заводе полимеров	нефтяная			
Галактика	Модуль ТОиР в ERP	Галактика		Северные магистральные нефтепроводы, Ухта	транспорт (нефтепровод)			
ИТМ	СММС	Информационные технологии и модели	1998	Сургутская ГРЭС-1	энергетика	30	128 000	
ИТМ	СММС	Информационные технологии и модели	2002	Северо-Западная ТЭЦ	энергетика	15	15 000	
ИТМ	СММС	Информационные технологии и модели	2000	«Волга», НН	лесопромышленность	5	3000	
ИТМ	СММС	Информационные технологии и модели	2003	«Лукойл-Информ»	нефтехимия			
ИТМ	СММС	Информационные технологии и модели	2005	Угольный терминал в порту, Усть-Луга	морские порты	10		
Микротест-ТОРО	СММС	«Микротест-Программ Лайн»		Вагонное депо «Свердловск-Сортировочный» (Свердловская ЖД)	транспорт			
Микротест-ТОРО	СММС	«Микротест-Программ Лайн»		Рефрижераторное вагонное депо «Тихорецкая» ОСП «Рефсервис» — филиала ОАО «РЖД»	транспорт			

ближе к месту проведения работ (ремонта) или же к местам, где собирается информация о состоянии оборудования (диспетчерские, пункты диагностики). Отметим, что эффективная эксплуатация системы требует, чтобы рабочие места были установлены в непосредственной близости от места проведения работ (ремонтные участки, склады ТМЦ, места выписки нарядов на работы, пункты диагностирования).

Количество единиц оборудования

Количество единиц оборудования в базе позволяет оценить, с какой глубиной проведено описание структуры оборудования. От степени глубины описания может зависеть дальнейший анализ информации (например, по отказам) и разработка более совершенных стратегий обслуживания. Многие проекты характеризуются обобщением описания структуры оборудования (цех-участок). Это затрудняет реализацию в автоматизированной системе таких подходов как ремонт по состоянию и анализ причин отказов.

Количество позиций ТМЦ

Количество записей по номенклатуре ТМЦ для ремонта является важным показателем, так как обоснованность планирования при проведении ремонтов в значительной

степени определяется обоснованностью планирования ТМЦ. Для этого наиболее часто заказываемые позиции должны быть заведены в систему и использоваться при формировании планов ремонта.

Количество наряд-заданий

Количество наряд-заданий, формируемых в системе (автоматически или вручную), говорит о том, насколько активно она используется. Чем больше наряд-заданий, тем больше информации для последующего анализа. Обобщенные, крупные наряд-заказы, основной целью которых является списание на них затрат по работам, нельзя признать достаточными для решения аналитических задач.

Аутсайдеры

Рынок систем для автоматизации ТОиР достаточно динамичен. Появляются новые компании, уходят старые.

За период проведения обзора с рынка систем АСУ ТОиР ушло решение Еmpac, продвигаемое компанией KSS. Крупных внедрений этой системы так и не случилось. При том, что в мире это одна из сильных систем для автоматизации ТОиР (особенно в энергетике).

www.toir-consult.ru



Г. Ф. Быстрицкий,
профессор

ОБОГРЕВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НАГРЕВАТЕЛЬНЫМИ КАБЕЛЯМИ

В настоящее время нагревательные кабели различных марок широко применяются в промышленности, строительстве, сельском хозяйстве и быту. По конструкции различают следующие виды: резистивные, зональные и саморегулирующие кабели.

В *резистивном кабеле* выделение тепла происходит за счет омических потерь в нагревательной жиле кабеля. Кабель, помимо нагревательной, может содержать токопроводящую жилу, что упрощает схему его подключения.

Зональный кабель содержит две параллельные токопроводящие изолированные жилы. Поверх токопроводящих жил наложена спираль из проволоки с большим сопротивлением, которая через контактные окна попеременно замыкается то с одной, то с другой токопроводящей жилой, образуя параллельные нагревательные элементы — «зоны». Каждая зона представляет независимый нагреватель длиной около 1 м.

Тепловая мощность резистивных и зональных кабелей практически не зависит от температуры. Для обеспечения длительной и надежной работы кабелей этих типов важно соблюдать расчетные условия теплоотдачи, чтобы не вызвать перегрева.

Принцип работы *саморегулирующего кабеля* (рис. 1) заключается в том, что по мере роста температуры кабеля увеличивается его электрическое сопротивление и, как следствие, снижается выделяемая им мощность. При правильно выполненном монтаже разница температур собственно кабеля и обогреваемого им объекта невелика.

При этом с ростом температуры возрастают и тепловые потери в теплоизоляции обогреваемого объекта. В итоге, по мере нагрева, наступает момент, когда количество теплоты, выделяемое кабелем при данной температуре становится равным теплотерям при той же температуре. Устанавливается термическое равновесие и поддерживается постоянная температура объекта при минимальном возможном расходе электроэнергии и без использования дорогостоящего регулирующего оборудования. Благодаря способности к саморегуляции, кабель не перегревается и не перегорает, даже при перехлестах.

В основу конструкции саморегулирующегося кабеля положены два параллельных медных проводника, промежутки между которыми заполнены специальным полу-

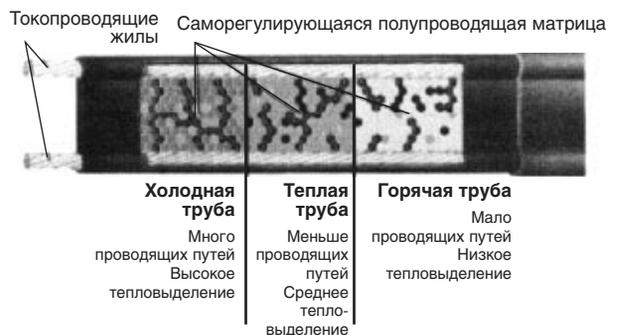


Рис. 1. Принцип работы саморегулирующего нагревательного кабеля

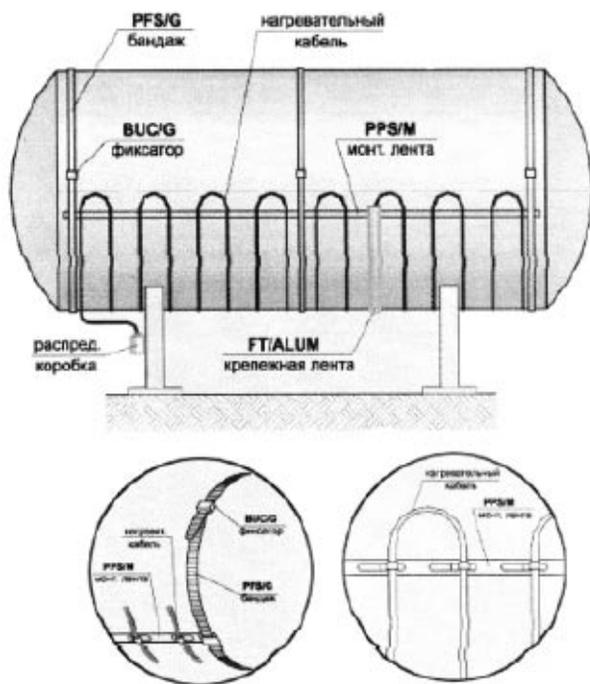


Рис. 2. Схема обогрева горизонтального резервуара

проводниковым составом, изменяющим свое сопротивление в зависимости от температуры. Нагрев происходит за счет прохождения электрического тока сквозь полупроводниковую матрицу с одного проводника на другой. Поверх ядра, состоящего из проводников и полупроводниковой матрицы накладывается сплошной герметичный металлический экран или броня и дополнительные герметизирующие, изолирующие и защитные слои в зависимости от назначения кабеля. Благодаря такой конструкции, кабель может быть отрезан любой необходимой длины для достижения требуемой мощности нагрева, максимальная длина и мощность одного отрезка кабеля ограничивается лишь сечением медных проводников и нагрузочной способностью питающей сети. На одном конце отрезка кабеля монтируется герметичная концевая муфта, на другом — соединительная для подключения проводов питания.

На российском рынке в настоящее время наиболее распространены нагревательные кабели производства De-Vi (Дания), «Теплолюкс ССТ» (Россия, ENSTO (Финляндия), NEXANS (Норвегия).

На рис. 2 представлена схема электрообогрева резервуара, на рис. 3 — вертикального резервуара с использованием резистивных нагревательных кабелей.

Обогрев трубопроводов

Для транспортируемых по трубопроводным сетям в нефтедобывающей и нефтехимической промышленности продуктов свойственна существенная зависимость кинема-

тической вязкости от температуры. Кроме того, при определенных температурах возможно выпадение твердых фракций, а также застывание продукта, что приводит к полной остановке трубопровода и значительным затратам на его восстановление.

Системы подогрева трубопроводов и резервуаров — единственное решение этих проблем. Они используются давно, но широкое распространение получили только после появления относительно недорогих греющих кабелей. Основная задача таких систем — обеспечить поддержание температуры транспортируемого продукта.

Это позволяет:

- сохранить величину кинетической вязкости продукта, не допустив создания пробок и остановки трубопровода;
- предотвратить выпадение твердых фракций из транспортируемого продукта;
- увеличить скорость транспортировки продукта;
- запустить трубопровод, частично или полностью заполненный продуктом, после остановки;
- обеспечить гарантированный слив вязких продуктов из резервуара за укороченный промежуток времени. Системы подогрева применяются и на трубопроводах транспортировки газообразных продуктов. Их главное назначение в этом случае — предотвратить выпадение конденсата при остывании газа.

Типичная система теплообогрева включает в себя:

- нагревательную часть: нагревательные кабели и аксессуары слоя их крепления на трубопроводе, локальные элементы подогрева узлов трубопровода (фланцев, вентиляей, насосов);
- распределительную сеть, обеспечивающую питание для всех элементов греющей части и проведение

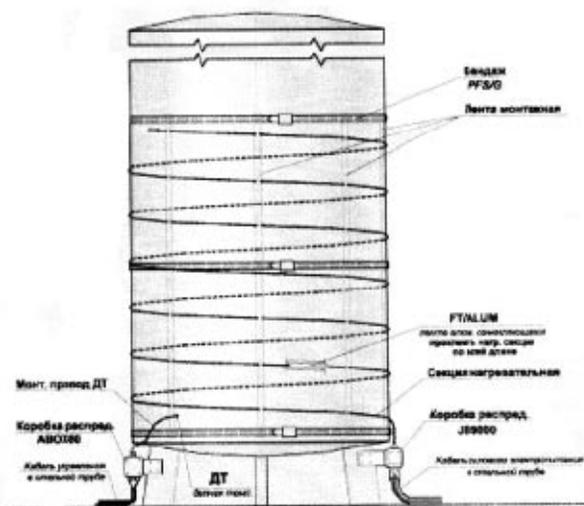


Рис. 3. Схема обогрева вертикального резервуара

Таблица 1

Теплопотери неизолированных труб в траншеях (значения округлены)

Низшая температура воздуха зимой -10°C				
Диаметр трубы		Требуемая погонная мощность на 1 м трубы, Вт на глубине:		
Внутренний, мм	Внешний, мм	0,5 м	0,8 м	1,0 м
12,70	21	3	2	2
19,05	27	4	3	2
25,4	33	5	4	3
31,75	42	6	4	3
38,10	48	7	5	4
50,80	60	8	6	4
63,50	75	10	8	5
76,20	89	12	9	6
101,16	114	16	11	8
152,40	165	22	16	11
12,70	21	6	5	5
19,05	27	8	7	6
25,4	33	10	8	7
31,75	42	12	10	9
38,10	48	14	11	10
50,80	60	17	14	12
63,50	75	21	17	15
76,20	89	25	21	18
101,16	114	32	26	23
152,40	165	46	38	33

информационных сигналов от датчиков до щита системы управления: силовые и информационные кабели, распределительные коробки и крепежные элементы;

- систему управления: шкафы управления, терморегуляторы, датчики температуры трубы и воздуха, датчики потока, пускорегулирующую и защитную аппаратуру.

Параметры системы обогрева

В зависимости от ряда технических особенностей можно выделить несколько типов систем подогрева. Их параметры зависят от:

- свойства транспортируемого продукта (максимальная температура продукта, температура на входе в трубопровод, температура застывания, температура выпадения твердых фракций);
- характеристик трубы (материал, геометрические размеры, теплоизоляция, открытое или подземное расположение);

- топологии трубопровода (линейный, разветвленный, с малым или большим количеством участков);

- характеристик окружающей среды (минимальная и максимальная температуры окружающего воздуха, скорость ветра).

На основании этих данных определяются:

- расчетная величина максимальных теплопотерь трубопровода (табл. 1 и табл. 2);
- тип нагревательного кабеля (возможно присутствие разных кабелей в одной системе), его длина и расположение на трубе (количество ниток, шаг);
- тип аксессуаров для запитки секций (распределительные коробки, заделки, муфты);
- структура и параметры распределительной сети (или ее отсутствие);
- структура и параметры системы управления (термостаты и коммутационные устройства, шкафы управления, трансформаторы). Поскольку системы транспортировки

Выбор длины и удельной мощности кабеля по диаметру трубопровода и толщине теплоизоляции

Диаметр трубы, дюйм	Толщина теплоизоляции*, мм								
	9	13	20	25	40	50	75	100	150
1/2	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
3/4	1,1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
1	1×16	1,1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
1 1/4	1,2×16	1×16	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
1 1/2	1×23	1,1×16	1,1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
2	1,2×23	1×23	1×16	1,1×1	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
2 1/2	1,2×29	1×29	1,1×16	1×16	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
3	...	1×29	1×23	1,1×16	1,1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
4	...	1,3×29	1,1×23	1×23	1×16	1,1×11	1×11	1×11	1×11
6	1,3×29	1,1×29	1×23	1,1×16	1×11	1×11	1×11
8	1,3×29	1,1×23	1×23	1×16	1,1×11	1×11
10	1,1×29	1,1×23	1,2×16	1×16	1×11

В качестве теплоизоляции применен вспененный полиэтилен с закрытыми порами ($\lambda = 0,035$ Вт/м °С). Минимальная температура воздуха -30°С, трубы стальные оцинкованные.

нефти и нефтепродуктов являются взрыво- и пожароопасными объектами, в системах теплообогрева используются только взрывозащищенные компоненты (нагревательные кабели, терморегуляторы, монтажные и распределительные коробки). Они также адаптированы для эксплуатации в условиях повышенной влажности, в агрессивных средах, для прокладки подземных или подводных трубопроводов.

Длина трубопровода:

- до 100 м — применяются все виды саморегулирующихся, зональных и резистивных нагревательных кабелей. Распределительная сеть не нужна;

- до 200—300 м — применяются саморегулирующие, зональные, резистивные кабели. Распределительная сеть, как правило, необходима, но доля ее в общей стоимости системы мала;

- до 3—6 км — без распределительной сети могут применяться только резистивные кабели большого сечения (LONGLINE), а также специальные композитные кабели, объединяющие саморегулирующийся и питающий кабель;

- до 8 км — без распределительной сети применяются только резистивные кабели LONGLINE, и система «скин-эффект»;

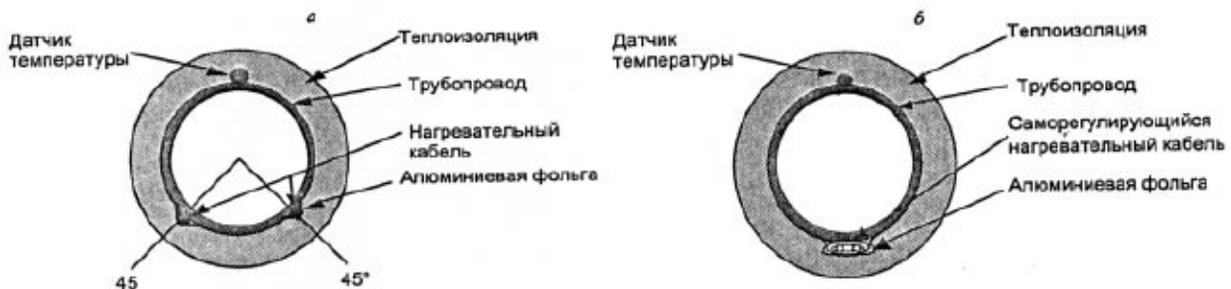


Рис. 4. Продольная установка резистивного (а) и саморегулирующего (б) кабелей на обогреваемых трубопроводах

- до 15 км — система подогрева «скин-эффект», запитка с одной стороны;

- до 25—30 км — система подогрева «скин-эффект», запитка с двух сторон, или в промежуточной точке трубопровода.

Рабочая температура:

- 60—80°C — применяются практически все виды саморегулирующихся и зональных кабелей, легко достижим необходимый диапазон мощностей до 80 Вт/м;

- 100—200°C — применяются только саморегулирующиеся кабели с фторопластовой матрицей;

- 220—400°C — применяются специальные резистивные кабели с минеральной изоляцией или изоляцией из стекловолокна, как правило, в трубке из нержавеющей стали. Типичное применение — подогрев установок для получения тяжелых нефтепродуктов, узлов переработки и хранения битума и мазута. Применительно к нагревательным кабелям необходимо различать максимальную температуру трубопровода или продукта, при которой кабель может находиться, и температуру, которую благодаря кабелю можно поддержать на трубопроводе. Как правило, вторая меньше первой минимум на 10—20°C, а зачастую и более. Наиболее типичным случаем существенного различия этих температур является подогрев трубопроводов, периодически очищаемых острым паром с температурой до 200°C. Но в рабочем режиме температура трубопровода может быть не выше 60°C. Тем не менее, в этом случае возможно применение только саморегулирующихся кабелей с фторопластовой матрицей или кабелем с минеральной изоляцией.

Сопровождающий обогрев трубопроводов предназначен для поддержания желаемой температуры различных жидкостей и газов, предотвращения замерзания воды в трубах, резервуарах и других установках.

Теплопотери в трубопроводах определяют по справочным таблицам (табл. 1) или формуле:

$$q_l = 2\pi\lambda(T_{жс} - T_{ос}) / \ln \frac{d_{нар}}{d_{вн}},$$

где

q_l — удельные теплопотери на 1 м длины трубопровода (Вт/м);

λ — коэффициент теплопроводности изоляции трубы (Вт/м°C);

$T_{жс}$ — температура поверхности трубы (равная температуре жидкости внутри трубы), К;

$T_{ос}$ — температура окружающей среды, К;

$d_{нар}$ — внешний диаметр изоляции, мм;

$d_{вн}$ — внутренний диаметр изоляции (равный внешнему диаметру трубы), мм.

С учетом реального состояния и качества изоляции для компенсации теплопотерь тепловую мощность q_l принимают в 1,2—1,5 раза больше расчетной.

Для трубопроводов с удельными теплопотерями до 30 Вт/м экономически выгоднее использовать двухжиль-

ный кабель (например, TXLP/2R), более 30 Вт/м — одножильный (TXLP/1). Оптимальным для сопровождающего обогрева трубопроводов и предотвращения замерзания водопроводов является применение специально разработанных для этих целей саморегулирующихся кабелей (способ установки — рис. 4б). Рекомендуемые типы саморегулирующихся кабелей: 12FSLe-CT (удельная мощность 12 Вт/м); 17FSLe2-CT (17 Вт/м); 23FSLe2-CT (23 Вт/м); 31FSLe2-CT (31 Вт/м).

Характеристики кабеля

FREEZSTOP LITE extra (FSLe)

Область применения:

Freezstop extra Lite представляет собой легкий саморегулирующийся кабель промышленного и бытового применения, который может использоваться для защиты труб и фундаментов от промерзания или поддержания требуемой температуры трубопроводов и емкостей. Кабель не перегорает, даже если уложен с перехлестом.

Конструкция кабеля:

Кабель выполнен в виде овальной ленты и состоит из полупроводникового нагревательного ядра, покрытого двухслойной оболочкой из герметизирующего и изоляционного термопласта, поверх изоляции наложен плетеный экран из луженой медной проволоки, поверх экрана нанесена внешняя защитная оболочка из термопласта черного цвета:

- полупроводниковая матрица с медными шинами сечением 1 мм²;
- внутренняя оболочка из термопласта;
- экран из медной луженой проволоки;
- термопластическая внешняя оболочка черного цвета с маркировками;
- внешние размеры: 5,9 x 10,5 мм.

Технические характеристики:

- максимальная температура нагреваемого трубопровода: +65°C;
- минимальная температура при монтаже: — 30°C;
- минимальный радиус изгиба: 20 мм;
- напряжение питания: 220/240 В.

Характеристики саморегулирующего кабеля

для систем горячего водоснабжения

HOTWAT REGVLAR

Область применения:

Hotwat — саморегулирующийся нагревательный кабель параллельного сопротивления, применяемый для компенсации тепловых потерь в системах горячего водоснабжения в ночное время и в периоды малого потребления воды. При этом, значительная экономия достигается за счет отказа от рециркуляторных труб с насосами и арматурой.

Конструкция кабеля:

- полупроводниковая матрица с медными шинами сечением 1,25 мм²;
- внутренняя двухслойная оболочка из термопласта;
- экран из медной луженой проволоки;

Максимальная длина отрезка кабеля в зависимости от допустимого тока предохранителя

Тип кабеля	Мощность при 230 В и 5°C, Вт/м	Максимальный ток, А/длина м*	Геометрические размеры, мм
12FSLe2-CT	12	6/74 10/124 16/180	5,9 x 10,5
17FSLe2-CT	17	6/60 10/100 16/146	5,9 x 10,5
23FSLe2-CT	23	6/42 10/70 16/114	5,9 x 10,5
31FSLe2-CT	31	6/32 10/52 16/84	5,9 x 10,5

*При начальной температуре 0°C

Максимальная длина отрезка кабеля в зависимости от допустимого тока предохранителя

Тип	Мощность при 230 В, Вт/м	Максимальный ток, А/ длина м*	Поперечные размеры, мм
HWR2-T	9,3 при 55°C	16/84 20/105 30/109	13,1 x 6,0

*При начальной температуре 0°C

- внешняя оболочка из термопласта черного цвета с маркировками.

Технические характеристики:

- максимальная рабочая температура труб: 100°C;
- минимальная температура при монтаже: — 10°C;
- минимальный радиус изгиба: 20 мм;
- погонная мощность: 9,3 Вт/м при 55°C;
- рабочее напряжение: 220/240 В.

Кабель может быть уложен петлей вдоль трубы или спирально вокруг нее с шагом, определяемым погонной мощностью используемого кабеля и требуемой мощностью подогрева.

Для расчетов при проектировании систем обогрева изолированных трубопроводов можно пользоваться табл. 2.

Пример расчета. Водопроводная труба диаметром 4" и длиной 15 м имеет теплоизоляцию толщиной 13 мм. Из табл. 2 получаем, что на 1 м длины трубы необходимо 1,3 м кабеля удельной мощностью 29 Вт/м, всего — 19,5 м кабеля 31FSLe2-CT.

Обогрев трубопроводов системой «СКИН-ЭФФЕКТ»

В последнее время на трубопроводах по перекачке нефти и различных химических продуктов применяется обогрев трубопроводов с использованием СКИН-СИСТЕМЫ.

СКИН-СИСТЕМА (индукционно-резистивная система) предназначена для поддержания температуры продукта, защиты от замораживания и стартового разогрева магистральных трубопроводов большой длины.

СКИН-СИСТЕМА — единственная система, позволяющая обогреть плечо трубопровода длиной до 30 км с подачей электропитания с одного конца, без сопроводительной сети и самое эффективное и экономичное решение для обогрева магистральных трубопроводов неограниченной длины с сопроводительной питающей сетью.

Принцип действия

В СКИН-СИСТЕМЕ применяются специальные нагревательные элементы, использующие явление скин-эффекта и эффекта близости в проводниках из ферромагнитных материалов на переменном токе промышленной частоты.

Нагревательный элемент представляет собой трубу из низкоуглеродистой стали с наружным диаметром 20—60 мм и толщиной стенки не менее 2 мм, внутри которой располагается проводник из немагнитного материала (меди или алюминия) сечением 25—50 мм². Проводник в конце плеча обогрева надежно соединяется со стальной трубой, а в начале плеча между трубой и проводником подается переменное напряжение, величина которого рассчитывается исходя из необходимого тепловыделения и длины участка обогрева. Переменный ток течет по всему

сечению внутреннего проводника, поскольку на промышленной частоте в немагнитном материале с хорошей проводимостью заметного поверхностного эффекта не возникает.

В ферромагнитном внешнем проводнике (стальной трубе) скин-эффект ярко выражен, и весь ток течет по внутреннему слою трубы толщиной около 1 мм, а потенциал наружной поверхности трубы остается практически нулевым. В силу малой толщины скин-слоя, основное тепловыделение (до 80%) происходит в стальной трубе (рис. 5).

Основные параметры:

- расчетный диапазон температур: -40 — $+20^{\circ}\text{C}$;
- электропитание: до 3 кВ/50 Гц;
- конструкция: тепловыделяющий элемент — труба из низкоуглеродистой стали диаметром 20—60 мм с толщиной стенки 2—4 мм, тепловыделение одного элемента до 120 Вт/м;
- токонесущий проводник — специальный проводник, устойчивый к воздействию высокого напряжения (до 3 кВ), тепловым нагрузкам (до 200°C) и механическим нагрузкам при монтаже;
- антикоррозионная защита скин-нагревателя — эпоксидное покрытие.

Система обогрева СКИН-ЭФФЕКТ имеет следующие преимущества:

1. Большая длина обогреваемого участка трубопровода. Это связано с тем, что токонесущий проводник большого сечения разгружен от функции тепловыделения и выполняет фактически функцию встроенной сопроводительной цепи питания.

2. Запитка с одного конца. По всей природе конструкция СКИН-СИСТЕМЫ предназначена для подачи питания с одного конца обогреваемого участка.

3. Электробезопасность, наружная поверхность тепловыделяющего элемента имеет нулевой потенциал относительно земли, она заземлена и полностью экранирует находящийся внутри токонесущий проводник.

4. Хороший тепловой контакт. Металлический тепловыделяющий элемент непосредственно приваривается к трубопроводу или прикрепляется к нему с помощью специальных элементов.

5. Простота монтажа. Тепловыделяющие элементы не имеют наружной электрической изоляции, которую можно повредить при монтаже.

6. Надежность. Прочные тепловыделяющие элементы в виде стальных труб обеспечивают механическую прочность и защиту токонесущих проводников от повреждений. Это важно для трубопроводов, проложенных под землей или под водой.

7. В зависимости от требуемой мощности обогрева и длины трубопровода скин-система может состоять из одного, двух или трех (как показано на рис. 6) скин-нагревателей.

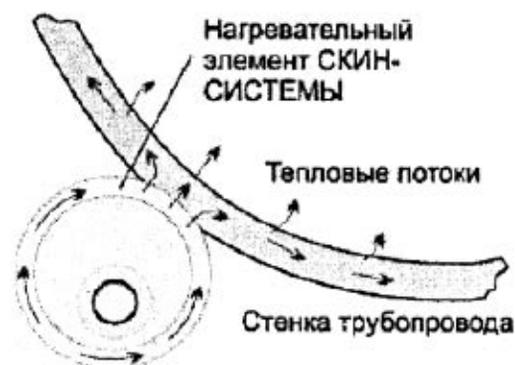


Рис. 5. Принцип работы нагревательного элемента СКИН-СИСТЕМЫ

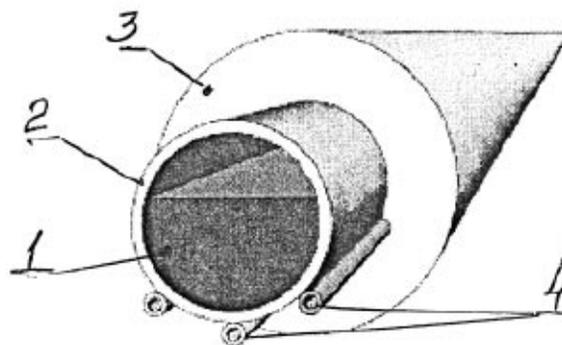


Рис. 6. Схема установки трех нагревательных элементов на трубопроводе. 1 — нагреваемый продукт; 2 — металлическая труба диаметром 20—60 мм; 3 — теплоизоляция; 4 — нагревательные элементы СКИН-СИСТЕМЫ

Для повышения эффективности и экономичности СКИН-СИСТЕМА оснащается системой управления, снижающей мощность обогрева при повышении температуры окружающей среды, и обеспечивает надежный контроль состояния системы, выявляет аварийные ситуации.

В заключение отметим, что нагревательные кабели новое и весьма перспективное направление применения электрической энергии в различных направлениях техники и промышленности.

Литература

Абрамкин В.П., Быстрицкий Г.Ф. Нагревательные кабели и их применение, «Электрика», №1, 2004, с. 19—23.

Материалы фирм-изготовителей кабельной продукции



Э. А. Киреева

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ СЧЕТЧИК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ КИПП-2 ПРЕДПРИЯТИЯ ЗАО «СИСТЕМЫ СВЯЗИ И ТЕЛЕМЕХАНИКИ»

На рынке АИИС/АСДУ электроэнергетики России появился многофункциональный счетчик электроэнергии КИПП-2, обеспечивающий выполнение следующих функций (рис. 1):

- измерение электрических параметров присоединений с высокой точностью;
- учет электроэнергии по классу точности 0,2S;
- контроль качества электроэнергии;
- УСПД со сторонних счетчиков электроэнергии и других цифровых устройств.

Область применения КИПП-2 — организация распределенных комплексов и АИИС коммерческого и технического учета электроэнергии, диспетчерского контроля и управления:

- в электросетях;
- на электростанциях различных уровней;
- на подстанциях различных уровней;
- в энергохозяйствах промышленных предприятий.

Применение КИПП-2 позволит субъектам ОРЭ создавать автоматизированные информационно-измерительные системы энергоучета и диспетчеризации, полностью удовлетворяющие техническим требованиям как к АИИС КУЭ со стороны НП «АТС», так и к информационному обмену технологической информацией с АСДУ со стороны Системного Оператора.



Рис. 1. Внешний вид КИПП-2

Наличие трех независимых цифровых интерфейсов, энергонезависимой памяти, часов реального времени позволяет одновременно использовать КИПП-2 как УСПД для сбора данных учета со счетчиков электроэнергии и как концентратор данных технологического контроля и мониторинга.

Основные функции и характеристики КИПП-2

Измерения параметров присоединения:

- напряжения по каждой фазе и междуфазные;
- токи по каждой фазе;
- активная, реактивная, полная мощность по каждой фазе и суммарная;
- частота сети;
- коэффициент мощности по каждой фазе.

Контроль показателей качества электроэнергии:

- установившееся отклонение напряжения;
- длительность провала напряжения;
- коэффициент временного перенапряжения;
- коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности;
- отклонение частоты.

Дополнительные измерения по присоединению

- симметричные составляющие тока (I_0, I_1, I_2);
- симметричные составляющие напряжения (U_0, U_1, U_2).

Учет электроэнергии

- активная потребляемая/возвращенная электроэнергия;
- реактивная индуктивная/емкостная электроэнергия;
- хранение временных срезов по каналам и группам учета.

УСПД

- автоматический опрос цифровых счетчиков по RS-485 со скоростью 100—19200 бит/с;
- «Журнал событий» на 800 записей;
- индикатор для отображения данных учета и измерений;
- программная и аппаратная защита от несанкционированного доступа.

Предприятием выпускается несколько модификаций КИПП-2, раз-

личных по количеству входных каналов тока и напряжения, и их номинальным значениям.

На рис. 2 приведены варианты присоединений КИПП-2.

Функции УСПД КИПП-2

Учет электроэнергии

КИПП-2 осуществляет накопление (подсчет) активной энергии в прямом и обратном направлении и реактивной индуктивной/емкостной энергии

Основные электрические параметры присоединений (с указанием класса точности)

Действующее значение фазного напряжения	0,2
Действующее значение междуфазного напряжения	0,5
Симметричные составляющие напряжения	0,5
Действующее значение фазного тока	0,2
Симметричные составляющие тока	0,5
Активная мощность фаз	0,4
Реактивная мощность фаз	0,4
Полная мощность фаз	0,4
Суммарная активная мощность	0,4
Суммарная реактивная мощность	0,4
Суммарная полная мощность	0,4
Коэффициент мощности фаз	*
Коэффициент мощности присоединения	*
Частота сети, Гц	0,01
Учет электроэнергии	
Активная энергия	класс 0,2S
Реактивная энергия	класс 0,5
Показатель качества электроэнергии	
Установившееся значение напряжения основной частоты	0,2
Отклонение напряжения, %	0,2
Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности, %	0,2
Длительность провала напряжения, с	0,01
Длительность временного перенапряжения, с	0,01
Глубина провала напряжения, %	2,0
Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности, %	0,2
Отклонение частоты, Гц	0,03

* — не нормируется

по подключенному присоединению, и энергонезависимое хранение и этих данных по каналам и группам учета. Интервалами энергоучета являются срезы 1, 3, 5, 30 или 60 минут.

КИПП-2 обеспечивает хранение следующих видов данных энергоучета:

- данные о приращениях потребления/выработки энергии по каналам и группам энергоучета (профиль нагрузки) за установленный интервал;
- данные о потреблении/выработке энергии за месяц по каналам и группам энергоучета;
- показания счетчика на начало текущего месяца и на начало текущих суток.

КИПП-2 поддерживает хранение 8184 временных срезов по 210 каналам и группам энергоучета. Данные энергоучета хранятся в архиве в виде именованных величин (кВт·ч, кварт·ч, МВт·ч, Мвар·ч) с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов.

Опрос сторонних счетчиков электроэнергии

Одновременно с учетом электроэнергии по собственному присоединению КИПП-2 обеспечивает сбор данных учета со счетчика электроэнергии, подключенных по цифровому интерфейсу RS-485, их обработку, энергонезависимое хранение и передачу на иерархические уровни.

Функции УСПД КИПП-2:

- автоматический сбор данных измерений с цифровых счетчиков электроэнергии по цифровому интерфейсу RS-485;
- обработка результатов измерений в соответствии со схемой учета и расчетными коэффициентами измерительных каналов;
- энергонезависимое хранение энергоучета по каналам и группам учета;
- ведение и энергонезависимое хранение «Журнала событий»;
- отображение данных энергоучета и измерений на встроенном индикаторе;

Рис. 2. Варианты присоединений КИПП-2

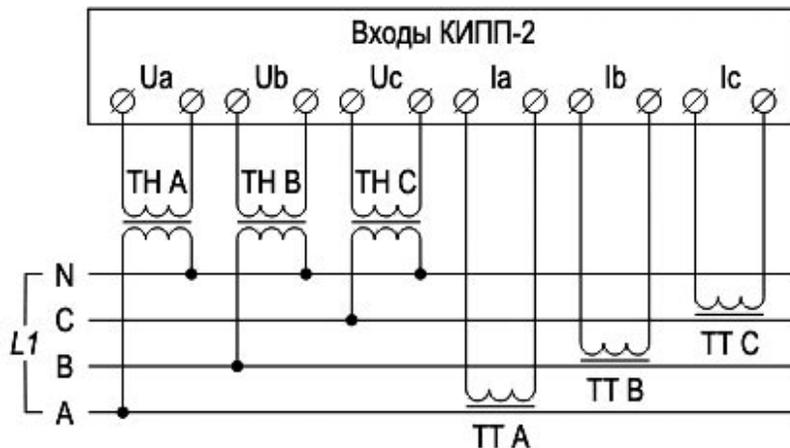


Рис.2а. Четырехпроводная линия — три канала тока, три канала напряжения

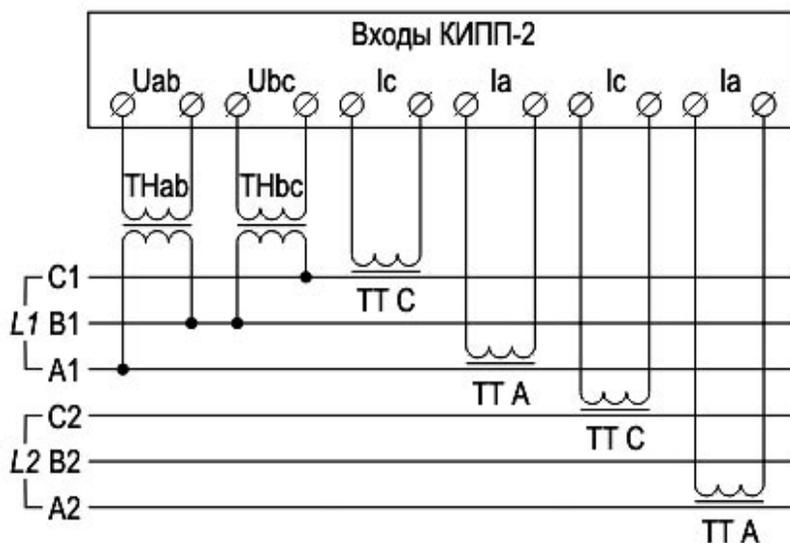


РИС.26. Два трехфазных присоединения

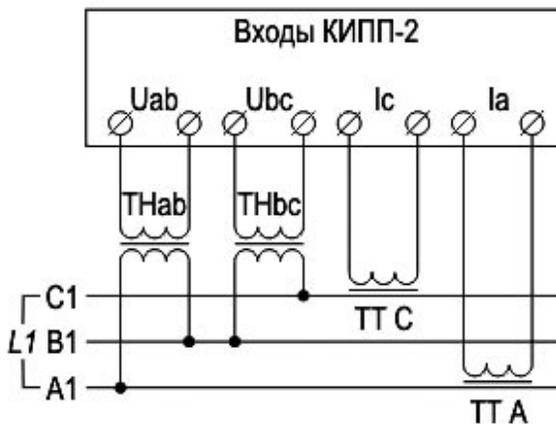


Рис. 2в. Одно трехфазное присоединение

Технические характеристики КИПП-2

Характеристика	Мин.	Тип.	Макс.
Номинальное значение тока $I_{ном}$, А		1 и 5	
Рабочий диапазон измеряемых токов	0,01 $I_{ном}$		1,2 $I_{ном}$
Номинальное значение напряжения $U_{ном}$, В		57,7 и 100	
Рабочий диапазон измеряемых напряжений, В	0,15 $U_{ном}$		1,2 $U_{ном}$
Перегрузочная способность каналов тока, А		3 $I_{ном}$ – длит.	20 $I_{ном}$ в теч. 1 с
Гальваническая развязка входов тока и напряжения переменного тока промышленной частоты в течение 1 мин, В			2000
Сопротивление изоляции цепей питания, МОм	20		
Класс точности измерения тока и напряжения		0,2	
Класс точности измерения мощности		0,4	
Класс точности измерения активной энергии		0,25	
Класс точности измерения реактивной энергии		0,5	
Количество каналов и групп энергоучета			210
Количество сохраняемых временных срезов профиля нагрузки и данных об учтенной энергии			8184
Количество записей в «Журнале событий»			800
Время хранения данных об учтенной энергии, сут.			1100
Предел допускаемого значения абсолютной погрешности измерений текущего времени, с			± 5
Защита от несанкционированного доступа	пароли доступа и аппаратная блокировка		
Межповерочный интервал, лет		8	
Потребляемая мощность входных каналов тока, В·А			0,1
Потребляемая мощность входных каналов напряжения ($U_{ном} = 100В$), В·А			0,2
Габаритные размеры, мм		192x160x107	
Масса, не более, кг		1,5	

- передача данных на серверы учета АИИС КУЭ и/или телемеханики по каналам связи;
- синхронизация времени внутренних часов КИПП-2 и в подключенных к нему счетчиках по сигналам корректировки, получаемым от сервера учета или телемеханики;
- параметрирование — ввод, хранение и изменение схемы учета электроэнергии, расчетных коэффициентов измерительных каналов и формирование групп учета;

- защита данных энергоучета и параметров настройки от несанкционированного доступа на программном и аппаратном уровне.

В канал RS-485 одного КИПП-2 может быть включено до 30 цифровых счетчиков. Сбор данных со счетчиков обеспечивается со скоростью 100—19 200 бит/с. Интервалы опроса счетчиков составляют 1, 3, 5, 30 или 60 минут. Поддерживаются протоколы связи со счетчи-

**НА КЭМЗ
ИЗГОТОВЛЕНЫ ПЕРВЫЕ
ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ
ВВОДЫ
С КОНДЕНСАТОРНОЙ
ВТУЛКОЙ С ПОЛИМЕРНОЙ
ОБОЛОЧКОЙ**

В цехе №4 Карпинского электромашиностроительного завода (входит в «ЭДС-Холдинг») изготовлены высоковольтные вводы с нанесением кремнийорганической оболочки на конденсаторную втулку. Новые вводы не имеют аналогов в России.

Особенности конструкции и применение новых материалов обеспечивают надежную защиту втулки от вредных воздействий окружающей среды и влияют на формирование длины пути утечки тока. При проведении испытаний на нагрев новый ввод выдерживает номинальный ток 1600 А.

Кремнийорганическая оболочка заменяет ранее существующую фарфоровую покрывку. Ее плюсы обусловлены уникальной возможностью этого материала сохранять гидрофобные свойства наружной поверхности в течение срока службы ввода даже в сильно загрязненном состоянии. К тому же с ее применением значительно снизился вес ввода (в пределах 20 кг).

Немаловажным преимуществом является и высокая устойчивость ввода при воздействии ударных и механических нагрузок при транспортировке, монтаже и эксплуатации.

Еще одним позитивным фактором является то, что при высокой температуре окружающей среды при эксплуатации вводов с полимерной оболочкой исключено подтекание масляно-битумной мастики.

Вводы используются на выключатели С-35, ВВС-35, ВВС-27,5, ВБЭТ-35, ВБЭТ-27,5, ВМ-35, ВТ-35, и для замены вышедших из строя вводов на этих выключателях.

«ЭДС-Холдинг»

**РАСХОДОМЕРЫ
VENTURI ДЛЯ БОЛЬШИХ
ТРУБОПРОВОДНЫХ
СИСТЕМ**

Компания Westfall Manufacturing представляет новую линию стойких к коррозии расходомеров Venturi для использования

32 >>

Характеристики электропитания КИПП-2

Характеристика	Мин.	Тип.	Макс.
Напряжение питания переменного тока, В	85	220	265
Частота переменного тока, Гц	47	50	63
Напряжение питания постоянного тока, В	120	220	370
Пульсации постоянного тока, %			10
Испытательное напряжение гальванической изоляции (переменный ток промышленной частоты), В		2000	
Потребляемая мощность, Вт			7,5

ками «ЕвропаАльфа», ЦЭ 6850, ПЦ 6806 и др. Данные энергоучета передаются в заранее установленных протоколах обмена. Помимо этого, доступ к данным энергоучета возможен с помощью индикатора и клавиатуры, расположенных на передней панели КИПП-2.

**Сбор данных
с цифровых устройств**

Функциональные возможности КИПП-2 по сбору данных не ограничиваются опросом счетчиков. Встроенный RS-485 также может использоваться для организации распределенных систем технологического контроля, мониторинга и управления на энергообъектах: опрос устройств телемеханики и контроллеров технологических параметров, релейной защиты и автоматики и др. цифровых устройств.

В такой системе возможно каскадирование различных устройств, где один КИПП-2 выступает в качестве концентратора данных, а другие: КИПП-2, цифровые счетчики, устройства телемеханики, контроллеры, РЗА и ПА — в качестве источников данных.

Электропитание

● электропитание КИПП-2 осуществляется от сети переменного тока 220 В или от сети постоянного тока 220 В.

Устойчивость к внешним воздействиям

- диапазон рабочих температур от -25 до +55°C при относительной влажности воздуха до 95 %;
- степень защиты от проникновения пыли и воды КИПП-2 IP54 (счетчик, применяемый внутри помещения);
- корпус КИПП-2, индикаторный модуль и крышка зажимов обеспечивают защиту от распространения огня: не поддерживают горение при тепловой перегрузке находящихся под напряжением частей при контакте с ними.

Надежность

- средняя наработка до отказа КИПП-2—150 000 часов, полный средний срок службы — 25 лет;
- гарантийный срок эксплуатации КИПП-2 составляет 2—3 года.



**Т.В. Анчарова,
А.В. Романенко**

ОЦЕНКА ТРЕБОВАНИЙ К ВЫБОРУ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Две методики расчета осветительных сетей

Сечения проводников электрической осветительной сети должны отвечать нескольким независимым требованиям:

1. Проводники должны обладать достаточной механической прочностью.
2. Проводники не должны перегреваться сверх допустимого предела.
3. Должен быть обеспечен заданный уровень напряжения у источников света, обусловленных требованиями ГОСТ [6].
4. В случаях, предписанных ПУЭ [4], должна быть выполнена проверка проводов по термической стойкости к токам короткого замыкания.

В большинстве случаев, но далеко не всегда, сечения проводников определяются требованиями п.3, т.е. практически допустимой потерей напряжения, однако обязательной для проектировщика является проверка сечений на соответствие остальным требованиям.

При этом одним из критериев рациональности построения сети если не совпадение, то, по крайней мере, близость сечений, полученных из разных условий.

Вышеуказанные требования являются основными, помимо них, в ряде случаев, приходится учитывать монтажные соображения, в силу которых в групповой сети желательны сечения не более 4 мм², а в питающей — 95 мм².

В современной проектной практике выбор сечений проводников осветительной сети осуществляют аналогично

силовой, когда изначально выбирается сечение по расчетному току нагрузки, с последующей проверкой его по потере напряжения. При этом потери напряжения в разветвленной сети определяются по усмотрению проектировщика.

При расчете осветительной сети распределение потерь напряжения между ее участками не должно производиться произвольно, так как это может привести к излишним затратам проводникового материала.

Разветвленные сети, при отсутствии особых условий, рассчитываются на минимум проводникового материала, причем потери напряжения на отдельных участках сами собой определяются в ходе расчета.

Потеря напряжения в однофазной (двух- или трехпроводной) линии с практически активной нагрузкой определяется формулой:

$$\Delta U = \frac{L \cdot r}{U_{\phi}} \cdot 100 = \frac{2 \cdot P \cdot L \cdot 1000 \cdot 100}{\gamma \cdot q \cdot U_{\phi}^2} = \frac{M}{C \cdot q} \quad (1)$$

откуда при заданной потере напряжения:

$$q = \frac{M}{C \cdot \Delta U}, \quad (2)$$

где

U — потеря напряжения, %;

P — мощность, кВт;

r — сопротивление линии (в оба конца), Ом;

L — расстояние от начала линии до сосредоточенной нагрузки, м;

U_{ϕ} — фазное напряжение, В;

γ — удельная омическая проводимость, $\frac{\text{н}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$;

q — сечение каждого из проводников, мм^2 ;

M — момент нагрузки, т.е. произведение $P \cdot L$, кВт·м;

$C = \frac{U_\phi^2 \cdot \gamma}{20000}$ — коэффициент замещения напряжения сети

и проводникового материала.

Для трехфазных линий с нулем, трехфазных без нуля и двухфазных с нулем, формулы аналогичны (2), отличаются только значением коэффициента C .

Из курса сетей, разветвленная сеть может быть условно заменена неразветвленной линией, имеющей ту же нагрузку и потерю напряжения, но длина которой $L_{\text{пр}}$ (приведенная длина) определяется из соотношения:

$$L_{\text{пр}} = \sqrt{\frac{\sum M \cdot L}{\sum P}} \quad (3)$$

С достаточной для практики точностью приведенная длина может определяться по упрощенной формуле:

$$L_{\text{пр}} = \frac{\sum M}{\sum P} \quad (4)$$

Следовательно, имея разветвленную сеть, мы вычисляем моменты всех ее участков и ответвлений, после чего заменяем сеть неразветвленными линиями с моментом нагрузки:

$$M = L_{\text{пр}} \sum P = \sum M \quad (5)$$

По этому моменту и по полной величине потери напряжения ΔU находим сечение условной линии, которое и принимается для начального участка рассматриваемой разветвленной сети. Подобная операция повторяется для каждого последующего участка, причем потеря напряжения уменьшается каждый раз на величину фактической потери напряжения в предыдущем участке. Для компенсации погрешности упрощенной формулы (4) при выборе стандартных сечений найденные по формуле сечения первых участков округляются в большую сторону. Комплекс питающей и групповой сети рассчитывается на минимум меди, также, как разветвленная сеть, но здесь ответвления могут иметь другое число проводов, чем основная линия, например трехпроводные группы при пятипроводной питающей сети.

В этом случае приведенный момент находят по формуле:

$$M = \sum M + \sum \alpha \cdot m \quad (6)$$

И, соответственно, сечение по формуле:

$$q = \frac{M}{C \cdot \Delta U} = \frac{\sum M + \sum \alpha \cdot m}{C \cdot \Delta U}, \quad (7)$$

где

$\sum M$ — сумма моментов данного и всех последующих по направлению тока участков (включая ответвления) с тем же числом проводов в линии, что и у данного участка;

$\sum \alpha \cdot m$ — сумма моментов всех последующих по направлению тока участков с иным количеством проводов в линии, чем данный участок, умноженных на коэффициент приведения моментов α .

Умножая момент ответвления на α , заменяют ответвление фиктивным участком неразветвленной линии такой длины, чтобы при той же мощности и потере напряжения, которые характеризуют ответвление, этот участок имел одинаковое с ним количество проводникового материала.

В осветительных сетях часто считают $\cos \phi$ практически равным единице. В случаях, когда индивидуальная компенсация дает $\cos \phi$, заметно отличающийся от единицы, или при использовании групповой компенсации реактивной мощности, формула для определения потери напряжения примет вид:

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot (r \cdot \cos \phi + x \cdot \sin \phi)}{U_\phi} \cdot 100, \quad (8)$$

где

I — ток нагрузки, А,

r и x — соответственно активное и реактивное сопротивление линии в Ом на километр;

L — длина линии в километрах.

Граничная длина осветительной группы

Определим мощность светильника, при которой сечение, выбранное по потере напряжения, будет превышать сечение, выбранное по длительно-допустимому току.

Принимаем допустимую потерю напряжения $\text{ПУдоп} = 2\%$, систему питания — трехпроводную, однофазную, 220В.

Длина питающего плеча группы $L_0 = 10\text{м}$.

Длина группы будет определяться высотой помещения и типом КСС, согласно рекомендациям нормативных доку-

Таблица 1

Рекомендуемые и расчетные значения коэффициента λ

Тип КСС	Д	Г	К
$\lambda_{\text{рек}}$	1,4-1,6	0,8-1,1	0,4-0,7
$\lambda_{\text{расч}}$	1,5	1,0	0,6

ментов [5]:

Для каждой КСС берем значение коэффициента $\lambda_{\text{расч}}$ из диапазона $\lambda_{\text{рек}}$, рекомендованного нормативными документами, длина группы будет составлять:

$$L_{\text{гр}} = L_0 + n \cdot \lambda \cdot H.$$

Разрядные лампы типа ДРЛ, ДРИ, ДНаТ, МГЛ

Вначале рассмотрим группу, к которой присоединены лампы типов ДРЛ, ДРИ, ДНаТ, МГЛ.

Количество светильников в группе, по требованию [4]: $n = 20$ ламп.

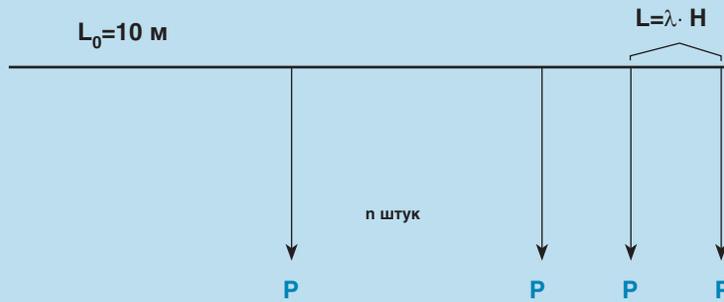


Рис.1. Питающая группа осветительной сети

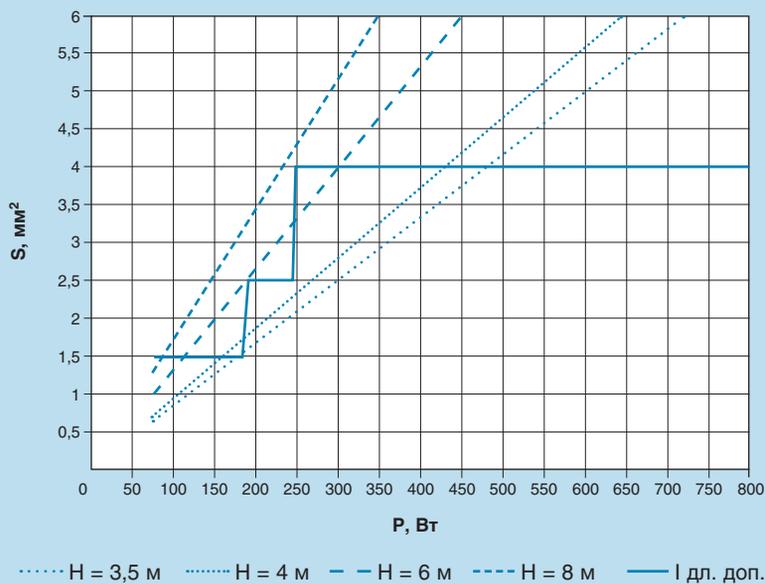


Рис. 2. Сечения питающих проводников. КСС типа «Д», лампы типа ДРЛ, ДРИ, ДНаТ, МГЛ

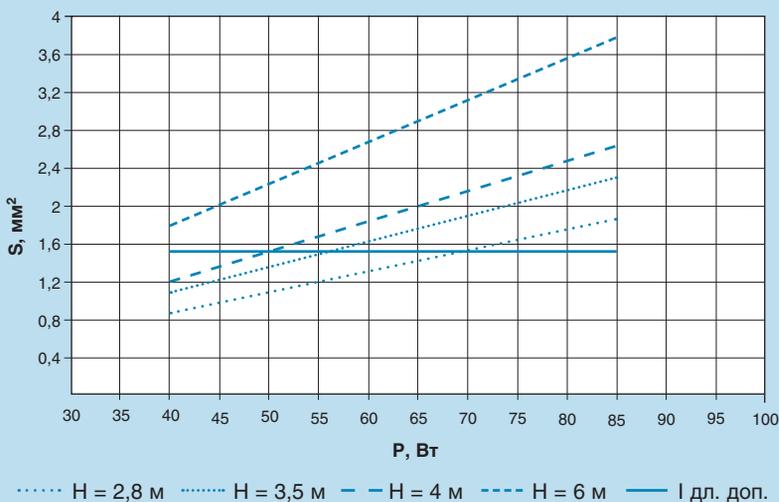


Рис. 3. Сечения питающих проводников. КСС типа «Д», люминесцентные лампы 20—40Вт.

Для каждой КСС (Д, Г, К) и для разных высот помещения, определяющих длину группы, строим зависимость: по оси абсцисс откладываем мощность однолампового светильника в группе из 20 ламп, по оси ординат — сечение питающего проводника для этой группы светильников. Сплошной синей линией («Идл-доп») отмечаем сечения, отвечающие требованиям ПУЭ по длительно допустимому току кабеля при данной мощности светильника.

Из рис.2 видим, что граничное значение сечения питающей линии, при котором выбранное по потерям напряжения значение будет превышать выбранное по длительно-допустимому току, будет достигнуто при нескольких значениях мощности ламп. Причем эти значения мощности находятся в диапазоне широко распространенных номиналов мощности ламп — 125, 150, 250, 400 Вт, поэтому в проектной практике «граничные случаи» будут встречаться весьма часто.

Более того, для определенной высоты помещения «граничное значение» мощности будет задано не одной точкой, а несколькими, образующими области. Для одного и того же светильника, установленного в разных помещениях, сечение питающего проводника может определяться как длительно-допустимым током, так и допустимой потерей напряжения, это будет зависеть от высоты установки осветительного прибора.

Люминесцентные лампы

Рассмотрим группу, к которой присоединены двухламповые светильники с люминесцентными лампами. Мощность ламп — от 20 до 40 Вт, количество светильников в группе, по требованию [4]: $n = 37$ шт. С учетом потерь в ПРА мощность светильника составит 40—88 Вт.

Для каждого типа КСС построим зависимость сечения проводника питающей группы от мощности двухлампового светильника.

Сплошной синей линией («Идл-доп») отмечаем сечения, отвечающие требованиям [4] по длительно-допустимому току кабеля при данной мощности светильника.

<< 28

в трубопроводах с широким диапазоном жидкостей, различных давлений и температур.

Расходомеры Venturi серии Westfall 2300 изготавливаются из стойкого к коррозии эпоксидного винилового стекловолокна или нержавеющей стали и предназначены для вставки в трубопровод, с целью измерения величины потока различных жидкостей при температурах до 350°F. Не имеющие движущихся частей трубки Venturi с различной производительностью могут изготавливаться диаметром до 120" и имеют коэффициент точности не менее ±0,75%.

Предназначенные для обработки потоков больших объемов при низких перепадах давления, расходомеры Venturi серии Westfall 2300 имеют короткую по установочной длине конструкцию, характеризуются высокой точностью измерений и низким уровнем падения давления.

Расходомеры могут устанавливаться в трубопроводах большого диаметра между фланцами стандарта ANSI. Условия прохождения потока в пределах секции входного отверстия предусматривают более точное измерение характеристик проходящей жидкости. Расходомеры Venturi серии Westfall 2300 оцениваются в зависимости от размера и конфигурации и предлагаются для установки в трубах диаметром от 0,5 " до 120 ".

www.nestor.minsk.by

НОВАЯ СЕРИЯ НАСОСОВ COMPOSITE MAG DRIVE

Компания Viking Pump начинает выпуск беспрокладочных неметаллических насосов новой серии Composite Mag Drive, специально разработанных для перекачки особо агрессивных жидкостей, в том числе коррозионных химикатов, летучих органических соединений и легковоспламеняющихся жидкостей.

Благодаря фторополимерному материалу с керамическим покрытием и конструкционным особенностям, новые насосы могут перекачивать самые различные pH-растворы и характеризуются увеличенным сроком эксплуатации, повышенной совместимостью и устойчивостью к коррозии.

Насосы серии Composite Mag Drive имеют ряд преимуществ, в том числе: возможность 100-процентной замены

40 >>

Таблица 2

Мощность светильника, при которой преобладает сечение, выбранное по потерям напряжения

Высота помещения, м	Мощность, когда преобладает сечение, выбранное по потерям напряжения, Вт					
	Лампы ДРЛ, ДРИ, ДНаТ, МГЛ			Люминесцентные лампы 20-40Вт		
	КСС «Д»	КСС «Г»	КСС «К»	КСС «Д»	КСС «Г»	КСС «К»
2,8				>68	-	-
3,5	>480	>675	>960	>60	>80	-
4	160-185, >430	>650	>870	>50	>71	-
6	125-250, >300	160-180, >430	>650	40-85	>49	>69
8	>80	120-180, 210-250, >330	>520			

При использовании двухламповых светильников с люминесцентными лампами 20—40Вт также можно выделить граничные значений мощности светильника, и определяющими могут быть как требования [4] к длительно допустимому току группы, так и требования к допустимой потере напряжения в группе.

В табл. 2 приведены значения «граничных мощностей» для одноламповых светильников с лампами ДРЛ, ДРИ, ДНаТ, МГЛ и двухламповых светильников с люминесцентными лампами от 20 до 40 Вт.

Выводы

При рациональном размещении светильников найдены мощности, определяющие диапазон выбора сечения по току нагрузки либо по потерям напряжения.

Групповые сети являются конечным элементом в системе осветительных сетей, поэтому ΔU групповой сети должна быть выбрана из расчета предшествующего по пути тока участка. В связи с этим следует продолжить аналогичные расчеты для многоступенчатых сетей.

Литература

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



С. Л. Леонидов

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕСПЕРЕБОЙНОСТИ ПИТАНИЯ ПРИ ПРАВИЛЬНОМ ВЫБОРЕ ТИПА ТРАНСФОРМАТОРА

Силовые трансформаторы выпускаются в широком диапазоне номинальных мощностей и напряжений в различных конструктивных исполнениях.

Выбор трансформаторов заключается в определении их требуемого числа, типа, номинальных напряжений и мощности, а также схемы и группы соединения обмоток.

Выбор типа трансформаторов осуществляется в зависимости от условий окружающей среды. Для наружной установки применяют только масляные трансформаторы, а для внутренней — они не всегда рекомендуются в соответствии с ПУЭ.

Практика проектирования и эксплуатации показала, что число типов и исполнений трансформаторов, применяемых на одном предприятии, необходимо ограничивать. Это связано с тем, что разнообразие трансформаторов создает неудобства в обслуживании, вызывает дополнительные затраты на ремонт и осложняет резервирование и взаимозаменяемость.

Правильная эксплуатация силовых трансформаторов обеспечивает бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией, уменьшает потери мощности в трансформаторах.

Основные требования, предъявляемые к силовым трансформаторам в условиях эксплуатации, состоят в следующем.

1. Трансформатор должен обеспечивать надежное электроснабжение потребителей (предприятие, цех и т.п.). Это

положение при проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий обеспечивается правильным, технически и экономически обоснованным выбором числа и мощности трансформаторов для главных понизительных и цеховых подстанций с учетом категории потребителей. В эксплуатации же это положение обеспечивается ведением технически правильного режима работы трансформаторов и соответствующим надзором за их состоянием, а также применением автоматического включения резерва (АВР).

2. Режим работы трансформатора должен быть экономически целесообразным. Это положение определяется условием, обеспечивающим минимум потерь мощности в силовых трансформаторах при работе их по заданному графику нагрузки, и достигается соответствующей загрузкой трансформатора, устранением XX трансформатора, отключением трансформаторов, работающих с малой загрузкой, и т.д. Ведение экономически целесообразного режима работы возлагается на оперативный и технический персонал отдела главного энергетика или главного инженера промышленного предприятия.

3. Установка трансформатора должна обеспечивать в условиях эксплуатации его пожаробезопасность. Выполнение этого условия зависит от соблюдения норм и правил его эксплуатации, например, наличием слива масла в случае его возгорания, наличием специальных ям с гравийным заполнением и т.д.

4. Трансформатор должен иметь соответствующие виды защит от различных видов повреждений и ненормальных режимов работы (от внутренних повреждений, многофазных КЗ в обмотках и на их выводах, сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними КЗ или возможными перегрузками, от понижения уровня масла и т.п.).

Кроме защит трансформатор должен иметь необходимые измерительные приборы для контроля за режимом его работы.

В настоящее время рынок силовых трансформаторов огромен, и отечественные производители занимают на нем лидирующее положение.

Из масляных трансформаторов наиболее современными и совершенными по конструкции из выпускаемых странами СНГ для электрических сетей напряжением 6 и 10 кВ являются трансформаторы типа ТМГ. Они отличаются высокой надежностью и безопасностью в работе. Поставщиками этих трансформаторов являются предприятия ближнего и дальнего зарубежья, а также России.

В качестве примера ниже приведены сведения о перспективных силовых трансформаторах, выпускаемых МЭТЗ им. Козлова.

а) Трансформаторы типа ТМГ имеют следующие преимущества: герметичное исполнение, без расширителя и без воздушной или газовой подушки, отсутствие контакта масла с окружающей средой, что исключает окисление, увлажнение и шламообразование; предварительная дегазация масла и заливка его при глубоком вакууме увеличивают электрическую прочность изоляции; не требуют профилактические, текущие и капитальные ремонты в течение всего срока эксплуатации трансформаторов (25 лет). Кроме того, для ограничения давления в баках при перегрузках трансформаторы снабжены электроконтактным моновакуумметром; для регулирования напряжения трансформаторы снабжены переключателями с автоматическим внутренним фиксатором положений и контактами оптимальной формы, что исключает выход трансформаторов из строя по причине КЗ секций обмоток и повышает его надежность. Конструктивные особенности обеспечивают устойчивость трансформаторов при КЗ.

б) Силовые трансформаторы типа ТМГСУ выпускаются с гофрированным баком и симметрирующим устройством. Использование их обеспечивает равномерное распределение напряжения по фазам даже при несимметричной нагрузке. Преимущество этих трансформаторов по сравнению с трансформаторами аналогичного назначения, имеющими схему и группу соединения обмоток Y/ZH-11, в более низких потерях мощности КЗ и в возможности их параллельной работы с уже установленными трансформаторами со схемой и группой соединения обмоток Y/YH-0.

Трансформаторы типа ТМГСУ со схемой соединения обмоток Y/YH и специальным симметрирующим устройством (СУ) являются самыми экономичными для четырехпроводных сетей 0,4 кВ с однофазной или смешанной нагрузкой. В этих трансформаторах отсутствует перегрев токами нулевой последовательности при неравномерной нагрузке фаз и при ее суммарной мощности, равной или ниже номинальной. Трансформаторы с СУ улучшают работу устройств защиты, повышают безопасность в электрической сети; в них снижено разрушающее воздействие на обмотки токов при однофазных КЗ. СУ улучшает также синусоидальность формы кривой напряжения при наличии в сети нелинейных нагрузок (сварочных агрегатов, люминесцентных ламп и др.), что важно при питании таких чувствительных к качеству электроэнергии устройств, как компьютеры, телевизоры и другие электронные устройства. Кроме того, СУ снижают уровень шума у трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/YH при их неравномерной нагрузке по фазам.

в) Силовые трансформаторы типа ТМГМШ предназначены для потребителей с повышенными требованиями к уровню шума (жилые дома, больницы, общественные здания и др.), а также в местах с особыми требованиями по экологии. Кроме того, трансформаторы типа ТМГМШ являются энергосберегающими: у них сниженные, по сравнению с трансформаторами типа ТМГ, потери мощности холостого хода.

В таблице приведены технические характеристики трансформаторов типов ТМГ, ТМГСУ, ТМГМШ (ВН до 35 кВ, НН — 0,4 кВ).

Технические характеристики трансформаторов типа ТМГ, МГСУ, ТМГМШ

Тип	Мощность, кВА	Напряжение ВН, кВ	Схема и группа соединения обмоток	Напряжение КЗ, %	Потери мощности, Вт		Габаритные размеры, мм			Полная масса, кг				
					ХХ	КЗ	L	B	H					
ТМГ	16	6;10	Y/Y _H -0	4,5	85	440	800	640	890	230				
			Y/Z _H -11	5,0		500								
			Y/Y _H -0	4,5	115	600					930	240		
			Y/Z _H -11	4,7		690								
			Y/Y _H -0	4,5		600							1000	280
			Y/Z _H -11	4,7		690								
	25	15	15	Y/Y _H -0	6,0	145	650	1100	800	1350	590			
				Y/Z _H -11	4,5	155	880	840	680	1000	300			
		Y/Z _H -11	4,7	1000										
		Y/Y _H -0	4,5	165	880		1100					350		
		Y/Z _H -11	4,7		1000									

Тип	Мощность, кВА	Напряжение ВН, кВ	Схема и группа соединения обмоток	Напряжение КЗ, %	Потери мощности, Вт		Габаритные размеры, мм			Полная масса, кг
					ХХ	КЗ	L	B	H	
ТМГСУ	63	6; 10	Y/Y _H -0	4,5	220	1280	940	730	1020	420
			Y/Z _H -11	4,7		1470				
ТМГ	63	10	Y/Y _H -0	4,5	270	1280	1020	750	1100	540
			Y/Z _H -11	4,7		1470				
ТМГ	100	6; 10	Y/Y _H -0	4,5	270	1970	1000	720	1180	540
			Y/Z _H -11	4,7		2270				
ТМГМШ	100	8,05	Y/Δ-11	4,5	220	1970	1000	720	1180	540
ТМГСУ			10							
ТМГ	100	15		Y/Z _H -11	4,7	320	2270	1260	840	1780
			35; 27,5	Y/Y _H -0	6,5		1970			
ТМГ	160	6; 10		Y/Z _H -11	6,8	410	2270	1100	780	1180
			Y/Y _H -11	4,5	2600					
ТМГМШ	160	10	Y/Y _H -0	4,5	320	2600	1120	750	1220	710
ТМГСУ			15			Y/Y _H -0				
ТМГ	160	15		Y/Z _H -11	4,7	480	2900	1350	860	1850
			27,5; 35	Y/Y _H -0	6,5		2650			
ТМГ	250	35		Y/Z _H -11	6,8	580	3100	1220	840	1220
			Y/Y _H -0	4,5	3700					
ТМГМШ	250	6; 10	Y/Y _H -0	4,5	450	4200	1220	840	1320	1020
			Δ/Z _H -11			4,7				
ТМГСУ	250	10	Y/Y _H -0	4,5	580	4200	1220	840	1240	950
			Y _H /Δ-11			6,5				
ТМГ	250	15	Y/Y _H -0	6,5	700	3700	1450	950	1880	1550
			Y/Z _H -11	6,8		4200				
ТМГ	400	6; 10	Y/Y _H -0	4,5	830	5400	1300	860	1350	1360
			Y _H /Δ-11			4,5				
ТМГМШ	400	6; 10	Y/Y _H -0	4,5	600	5600	1300	860	1480	1480
			Δ/Z _H -11			4,5				
ТМГМШ	400	15	Y/Y _H -0	4,5	830	5800	1300	860	1410	1360
			Δ/Z _H -11			6,5				
ТМГ	630	27,5; 35	Y/Y _H -0	6,5	950	5500	1650	1000	1950	2190
			Y/Z _H -11	6,8		1240				
ТМГМШ	630	6; 10	Y/Z _H -11	5,5	940	7600	1540	1060	1470	2000
			Y/Y _H -0			4,5				
ТМГМШ	630	6; 10	Y/Z _H -11	5,5	1370	9600	1655	1170	1580	2250
			Y/Y _H -0			4,5				
ТМГ*	800	6; 10	Y/Y _H -0	5,5	1600	10800	1770	1100	1900	2900
ТМГ	1000	6; 10	Δ/Z _H -11	5,5	1250	10800	1770	1100	1900	3000
ТМГМШ			Y/Y _H -0							
ТМГ*	1250	10	Δ/Z _H -11	5,5	1850	13500	1850	1160	2020	3300



В. М. Пупин

УСТРОЙСТВА ПЛАВНОГО ПУСКА: АКТУАЛЬНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ, СРАВНЕНИЕ УСТРОЙСТВ РАЗЛИЧНЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

1. Общие положения

При прямом пуске высоковольтного электродвигателя начальный бросок пускового тока, создающий ударный электромагнитный момент и передающийся через вал двигателя на приводимый в движение механизм, достигает 4—8 о. е. В течение 2—10 секунд этот момент содержит постоянную составляющую и вынужденную составляющую в виде знакопеременного момента с амплитудой от 2,5 до 4 номинальных моментов электродвигателя. Знакопеременный момент вызывает вибрации электродвигателя и приводимого в движение механизма. Возникающие знакопеременные электродинамические усилия в статорной обмотке вызывают смещение проводников друг относительно друга, приводят к разрушению и пробоям изоляции обмоток статора электродвигателей, перегоранию межкатушечных соединений, обгоранию выводных концов, поломкам валов, соединительных муфт, редукторов и другим неполадкам.

Значительные пусковые моменты и токи электродвигателей приводят к остановам производства в результате провалов напряжения на секциях подстанций, нарушениям технологического процесса, уменьшению выпуска готовой продукции и ущербу для предприятий.

Для повышения экономичности работы синхронных и асинхронных двигателей (СД и АД), используемых для привода вентиляторов, насосов и др. механизмов, пускаемых на холостом ходу, все больше находит приме-

нение устройства плавного (безударного) пуска двигателей (УПП).

Использование плавного пуска высоковольтных синхронных и асинхронных двигателей позволяет:

а) Увеличить надежность работы агрегатов двигатель-механизм. Плавный пуск и останов двигателя увеличивает срок службы приводных систем, предотвращает удары в трансмиссиях и соприкасающихся частях механизмов. Таким образом, снижается время простоев, связанных с осмотром и ремонтом оборудования и увеличивается срок его службы.

б) Улучшить характеристики разгона/торможения привода. С помощью пуска по «кривой» напряжения или, наоборот, по токоограничению достигается соответствие разгона нагрузке. В случае высокой фрикционной нагрузки в механизме возможно применение «толчкового» пуска.

в) Улучшить защиту двигателя. УПП защищает двигатель от перегрузки, потери входной или выходной фазы, блокирования ротора, короткого замыкания, от пониженного и повышенного напряжения, от пониженной и повышенной частоты сети, от неправильной последовательности фаз, от недогрузки.

г) Обеспечить защиту самого УПП. УПП защищает себя от пробоя тиристоров, перегрева радиатора, от скачков напряжения.

д) Способствовать организации АСУ ТП. Устройство плавного пуска имеет ряд современных функций, как разгон по линейной кривой, прямой и реверсный режимы, программируемые входы/выходы. Это позволяет включить устройство в систему управления производством совместно с другими устройствами плавного пуска, контроллерами, регулируемые электроприводами и др. В управляющей системе используется специализированный микроконтроллер, в котором сигналы обрабатываются в цифровом виде, что исключает проблемы нестабильности при обработке сигналов в аналоговом виде, и обеспечивает высокую точность. Управляющая плата изготовлена по технологии «монтаж на поверхности» (SMD), что повышает надежность системы.

е) Повысить оперативность ремонта агрегатов. Коды неисправностей высвечиваются на дисплее, что в любое время позволяет отслеживать текущее состояние устройства и быстро диагностировать оборудование при обнаружении неисправностей.

ж) Снизить величины пусковых токов до уровня номинальных. Следствие этого — исключение вредного воздействия этих токов на питающую сеть.

Неблагоприятное воздействие ударных пусковых моментов сокращает гарантированный срок службы агрегатов. По данным ООО «Межрегиональное проектно-производственное объединение «РЕГИОТУРБОКОМ» каждый пуск центробежного компрессора К-250 или К-500 с электродвигателями 1600 кВт и 3150 кВт сокращает срок службы агрегата на 50 часов, а у более мощных агрегатов — до 200 часов.

Поэтому изготовители высоковольтных электродвигателей и приводимых ими в движение механизмов ограничивают число пусков до 50—60 в год, из-за чего компрессорные агрегаты с высоковольтными электродвигателями останавливаются крайне редко, что приводит к неоправданному расходу электроэнергии. Остановка в ночное время на 8 часов, а также в выходные и праздничные дни компрессора К-250 дает годовую экономию электроэнергии свыше 3,5 млн кВт

часов (в зависимости от стоимости электроэнергии в регионе не менее 3-х млн рублей в год).

Разработкой и производством устройств плавного пуска электродвигателей во времена СССР занимались ВНИИР, завод «ЧЭАЗ» (Чебоксары) и Харьковский электромеханический завод, которые после распада СССР продолжали эту работу уже раздельно. Ученые и инженеры этих предприятий работали или работают в рассматриваемых производителях УПП: ОАО «ВНИИР» (Чебоксары), ОАО «ЧЭАЗ» (Чебоксары) и Solcon Industries Ltd. (Израиль).

2. УПП производства ОАО «ВНИИР»

ОАО «ВНИИР» в зависимости от нагрузочной характеристики приводимого механизма предложили два исполнения устройств:

- УБПВД-В, предназначенные для пуска асинхронных и синхронных электродвигателей механизмов с «вентиляторной» характеристикой нагрузочного момента (центробежные насосы, компрессоры, вентиляторы);
- УБПВД-С, используемые для плавного запуска синхронных электродвигателей механизмов с большими статическими нагрузками и инерционными массами (мельницы, вентиляторные установки, эксгаустеры и т.д.).

Для исключения только ударных нагрузок применяются устройства типа УБПВД-В. При этом пусковой ток в конце разгона достигает величины 2,5 номинального тока двигателя. Если нужно ограничить и ударные нагрузки, и обеспечить значение пускового тока на уровне не более 1,0—1,5 номинального тока двигателя (например, при питании от источника ограниченной мощности), рекомендуется применить более сложное и дорогое устройство УБПВД-С.

а) Устройства безударного пуска и регулирования скорости высоковольтных СД типа УБПВД-С

Устройства УБПВД-С предназначены для осуществления частотного пуска синхронных электродвигателей, используемых в качестве привода исполнительных механизмов с тяжелыми условиями пуска, таких как шаровые мельницы, турбокомпрессоры большой единичной мощнос-

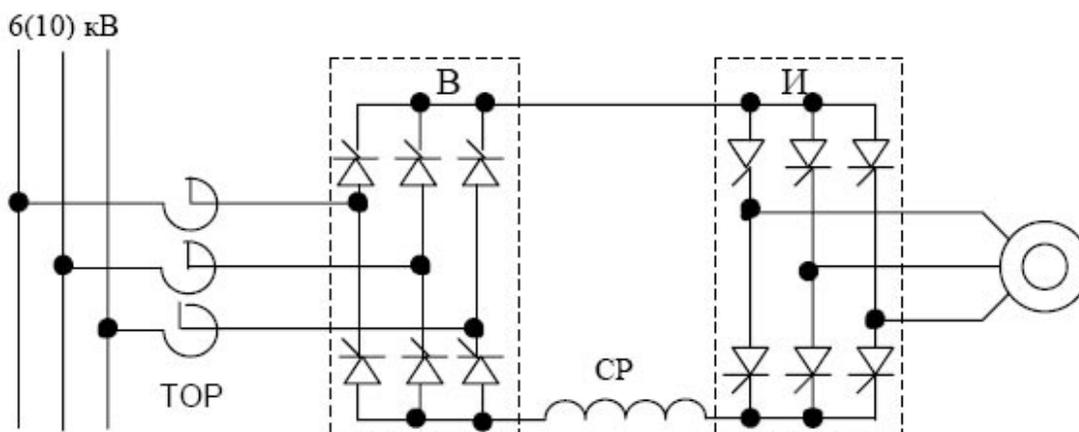


Рис. 1. Схема устройства УБПВД-С

Таблица 1

Классификация устройств УБПВД-С

Тип устройства	Номинальное напряжение, В	Максимальная мощность запускаемого СД, кВт	Номинальный ток, А
УПВД-С-6-200 УХЛ4	6	1600	200
УПВД-С-6-500 УХЛ4		4000	500
УПВД-С-6-800 УХЛ4		6300	800
УПВД-С-6-1250 УХЛ4		10 000	1250
УПВД-С-10-200 УХЛ4	10	2500	200
УПВД-С-10-500 УХЛ4		6300	500
УПВД-С-10-800 УХЛ4		10 000	800
УПВД-С-10-1250 УХЛ4		12 500	1250

ти, вентиляторы с большими инерционными массами, насосы-компрессоры с большим начальным моментом сопротивления. Они выполнены по схеме с зависимым тиристорным инвертором тока и обеспечивают пусковой ток запускаемого электродвигателя, не превышающий 1—1,5 величины его номинального тока. Двухконтурная система регулирования устройства осуществляет пуск в широком интервале времен пуска с формированием требуемой траектории разгона.

На рис. 1 приведена упрощенная электрическая схема устройства УБПВД-С, которое включает в себя трехфазный токоограничивающий реактор ТОР, трехфазный высоковольтный тиристорный выпрямитель В, сглаживающий реактор СР и зависимый тиристорный инвертор И. Цифровая система управления устройства выполнена на основе сигнального процессора.

Устройством УБПВД-С двигатель запускается в режиме регулирования частоты с включенным возбуждением. До частоты 5 Гц осуществляется принудительная коммутация тириستоров инвертора И прерыванием тока тиристорами выпрямителя В. В дальнейшем ЭДС двигателя становится достаточной для коммутации тиристоров инвертора и последний переходит в режим естественной коммутации.

Устройство УБПВД-С обеспечивает максимальную надежность и качество при эксплуатации агрегата «двигатель-механизм» вследствие наличия защит от недостаточного для разгона электродвигателя пускового тока, короткого замыкания в системе, электрической перегрузки в системе, превышения напряжения, обрыва фазы, неправильного чередования фаз, провалов напряжения сети. В устройстве УБПВД-С реализованы функции логического контроллера и программного задания настроек параметров устройства. Пользователь может осуществлять программную коррекцию регуляторов, выбирать кривую пуска, ограничение тока, время разгона, аварийный останов и формировать траекторию торможения. Устройство УБПВД-С легко встраивается в разработан-

ную систему поочередного пуска высоковольтных двигателей, выполненную на базе промышленного контроллера. Алгоритмические решения дискретного и параметрического управления насосными агрегатами в функции давления в трубопроводе и отличительные особенности устройства УБПВД-С являются оптимальными для применения в системах плавного пуска и регулирования насосных агрегатов.

Устройства УБПВД-С (табл. 1) могут использоваться для регулирования скорости высоковольтных СД в диапазоне скоростей от 15 до 100 %, используя конструктивное исполнение устройства с усиленным охлаждением силовых модулей. При этом электродвигатель должен иметь запас по мощности 20—25 % по отношению к мощности, требуемой механизмом. Дополнительное охлаждение в этом случае требуется для электродвигателей механизмов с нагрузочным моментом, независящим от скорости (шаровые мельницы, нагруженные конвейеры и другие механизмы). Система регулирования скорости на базе устройства УБПВД-С с зависимым инвертором тока, в котором используются тиристоры с фазовым управлением, в 3—5 раз дешевле преобразователей частоты на базе IGBT или IGCT приборов, менее сложная и более надежная.

Применение системы автоматического управления с УБПВД-С в режиме регулирования скорости обеспечивает:

- снижение энергопотребления при переменном графике нагрузки насосных установок до 30 %;
- снижение аварийности систем трубопроводов за счет стабилизации давления и исключения гидроударов;
- повышение надежности работы оборудования насосных установок вследствие значительного сокращения количества пусков насосных агрегатов, а также отказа от использования запорной арматуры в качестве регулирующей;
- повышение качества продукта, получаемого на регулируемых агрегатах.

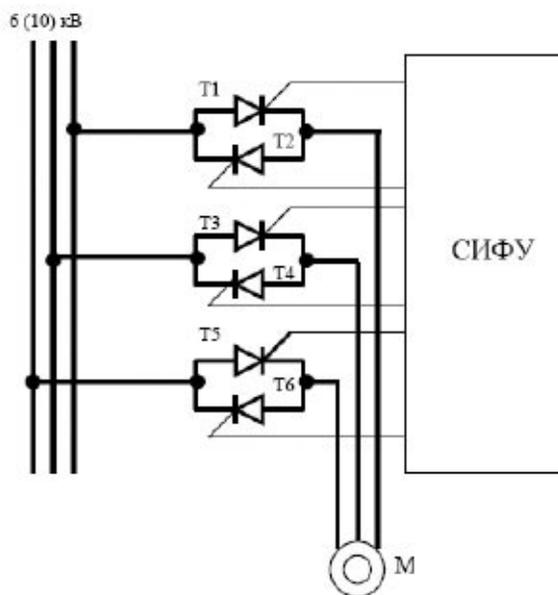


Рис. 2. Схема устройства УБПВД-В

б) Устройство безударного пуска и регулирования скорости высоковольтных СД типа УБПВД-В

Устройство УБПВД-В предназначено для безударного плавного пуска высоковольтных АД и СД, используемых для привода механизмов с «вентиляторной» (пропорциональной квадрату (2÷3) скорости) характеристикой нагрузочного момента (центробежные компрессоры, насосы, вентиляторы, дымососы, эксгаустеры и другие аналогичные механизмы). Устройство выполнено по принципу тиристорного регулятора напряжения (рис. 2) и обеспечивает ограничение скорости нарастания и значения пускового тока электродвигателя изменением углов отпираания тиристоров

через систему импульсно-фазового управления (СИФУ). В течение заданного времени пуска электродвигателя происходит плавное нарастание напряжения на обмотках статора от нуля до номинального значения. Пусковой ток увеличивается плавно с заданным токоограничением, не создавая ударных электромагнитных моментов, отрицательно сказывающихся на электродвигателе и механизме.

В устройствах УБПВД-В (табл. 2) предусмотрены 4 регулируемые, программно выбираемые уставки начального токоограничения с равномерной шкалой от 1,0 до 4,0 ном, что обеспечивает возможность запуска посредством одного устройства нескольких двигателей разной мощности.

В УБПВД-В предусмотрена связь по интерфейсу RS-485 для возможности дистанционного управления от АСУ ТП, что обеспечивает максимально-улучшенные эксплуатационные характеристики устройства.

Устройства УБПВД-В изготавливают в двух конструктивных вариантах шириной 1500 (1875) мм и 750 мм. Компактный вариант шириной 750 мм рекомендуется использовать при отсутствии свободных площадей на действующих установках.

Устройство УБПВД-В имеет следующие виды защит:

- максимально-токовую от превышения заданного значения пускового тока и коротких замыканий;
- время-токовую от перегрузки силовых тиристоров;
- от затягивания времени пуска двигателя;
- от неполнофазного пуска и недопустимой асимметрии фазных токов;
- от неисправности тиристоров главных цепей.

в) Система безударного пуска высоковольтных электродвигателей на базе устройств УБПВД

С целью улучшения эксплуатационных характеристик, снижения затрат при работе УПП разработана и успешно эксплуатируется система безударного пуска (СБП) несколь-

Таблица 2

Классификация устройств УБПВД-В

Тип устройства	Номинальное напряжение, В	Максимальная мощность запускаемого СД, кВт	Номинальный ток, А	Максимальный ток главных цепей в течение не более 60 с.
УПВД-В-6-125 УХЛ4	6; 6,3; 6,6	1000	125	350
УПВД-В-6-250 УХЛ4		2000	250	750
УПВД-В-6-400 УХЛ4		3150	400	1400
УПВД-В-6-630 УХЛ4		5000	630	1800
УПВД-В-6-800 УХЛ4		6300	800	2500
УПВД-В-6-1250 УХЛ4		10 000	1250	3400
УПВД-В-10-125 УХЛ4	10	1600	125	350
УПВД-В-10-250 УХЛ4		3150	250	750
УПВД-В-10-400 УХЛ4		5000	400	1400
УПВД-В-10-630 УХЛ4		8000	630	1800
УПВД-В-10-800 УХЛ4		12500	800	2500

<< 32

деталей с помощью рекомендуемого компанией комплекта запчастей; магнитную систему со шпоночной конструкцией, позволяющей самонастройку магнита при перемещении на валу без использования дополнительных крепежных элементов; самосмазывающиеся особо прочные подшипники специально разработанной конфигурации, допускающей возможность работы насоса всухую в течение 30 минут; универсальный буртик, позволяющий легко устанавливать насос как с фланцевыми системами ANSI, так и системами стандарта DIN.

www.nestor.minsk.by

**РЕМОНТИРОВАТЬ
ПРОМЫШЛЕННОЕ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ
МОЖНО БУДЕТ
В БЕРЕЗНИКАХ**

В настоящее время руководство Пермской электротехнической корпорации «Кама» ведет переговоры об аренде помещения, в котором разместится цех по ремонту силовых трансформаторов большой мощности. Если переговоры увенчаются успехом, подразделение компании откроется в Березниках, в противном случае цех будет организован в Перми. Аналогичное предприятие уже работает в Соликамске на базе Соликамского электромеханического завода (СЭМЗ), за год там ремонтируется около тысячи электродвигателей и небольших трансформаторов. Загрузку двух третей производственных мощностей предприятия обеспечивает ОАО «Сильвинит» (СЭМЗ — дочка «Сильвинита» и «Пермского электромеханического завода»), остальные заказы поступают от других компаний северных регионов Пермского края. С открытием новой площадки в Березниках промышленные предприятия этого города, а также Чердынского, Красновишерского, Александровского и других прилегающих районов смогут сократить затраты по ремонту электродвигателей и трансформаторов и сборке силовых электроподстанций — до сих пор подобные услуги оказывал лишь Пермский электромеханический завод. При этом энергопотребление в Верхнекамье увеличивается с каждым годом, растет использование электрооборудования: по данным Пермьстата, в январе 2007 года производство электродвигателей малой мощности в Прикамье выросло

45 >>

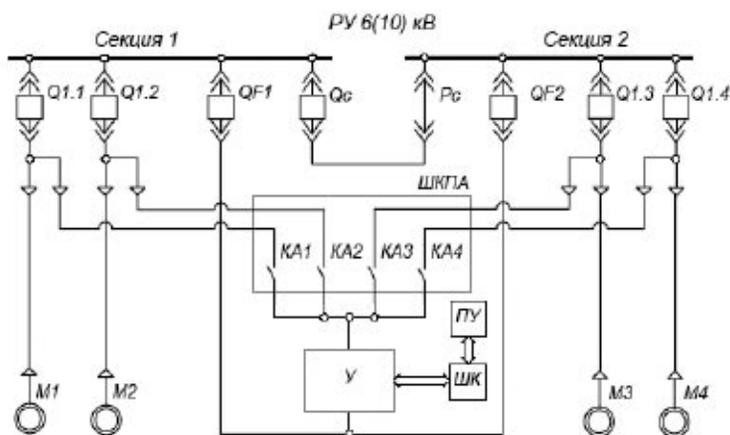


Рис. 3. Однолинейная схема системы безударного пуска на базе УБПВД-В

ких электродвигателей, подключенных к одной или нескольким секциям шин, от одного устройства УБПВД. СБП позволяет осуществлять прямой и поочередный безударный пуск любого электродвигателя под управлением контроллера, который исключает возможность аварийных ситуаций, связанных с ошибочными действиями оперативного персонала. Применение СБП позволяет получить существенную экономию по сравнению с вариантом запуска каждого электродвигателя от индивидуального устройства УБПВД. Например, при запуске 4-х электродвигателей использование СБП обеспечивает сокращение затрат на плавный пуск одного электродвигателя почти в 3 раза.

СБП работает по командам с пульта управления и местного поста управления агрегатами. Контроллер выполняет необходимую последовательность пусковых операций, требуемые законы нарастания тока и разгона электродвигателя, необходимые защиты и блокировки. На мнемосхеме, расположенной на пульте управления, отражается текущее состояние высоковольтных выключателей и электродвигателей, а на дисплее — рекомендации для персонала, осуществляющего пуск. Пульт управления снабжен ЖКИ-дисплеем с клавиатурой и светодиодной мнемосхемой, сенсорной панелью оператора с цветным дисплеем или персональным компьютером.

Все происходящие в СБП события, в том числе изменения состояния коммутационных аппаратов и срабатывания защит, фиксируются в памяти пульта управления и могут быть выведены на экран в текстовом виде с указанием времени появления события, что позволяет быстро определить причины отключения, найти неисправность в системе и устранить ее.

СБП может осуществлять поочередный пуск практически любого количества двигателей от одного устройства УБПВД в пределах одного распределительного устройства 6 (10) кВ. На рис. 3 приведен пример системы на базе устройства УБПВД-В для пуска четырех электродвигателей, подключенных к двум секциям шин, где приняты следующие обозначения: У — устройство безударного пуска УБПВД-В; M1... M4 — запускаемые электродвигатели; Q1.1... Q1.4 — рабочие высоковольтные выключатели; QF1, QF2 — пусковые высоковольтные выключатели; KA1... KA4 — пусковые высоковольтные коммутационные аппараты (разъединители с моторным приводом РВУ, высоковольтные контакторы или выключатели); ШК — шкаф автоматики на базе программируемого контроллера; ПУ — пульт управления.

Безударный пуск двигателя M1 (когда выполнены предпусковые условия, на дисплее появилась информация «пуск разрешен», оператор нажатием кнопки «Пуск» активизировал алгоритм безударного пуска двигателя M1) происходит в следующей последовательности:

- включается коммутирующий аппарат КА1 и двигатель М1 подключается к выходу устройства У;

- включается головной выключатель QF1 и устройство У подключается к секции 1 сборных шин, производится самотестирование элементов силовой цепи устройства УБПВД-В под рабочим напряжением. При положительном результате теста отпираются тиристоры устройства У, и начинается разгон двигателя;

- по окончании разгона пусковой ток снижается до величины, определяемой фактической нагрузкой двигателя; включается рабочий выключатель Q1.1, запираются тиристоры и устройство У выключателем QF1 отключается от секции 1. Так же отключается коммутирующий аппарат КА1.

На этом процесс пуска завершается, а СБП готова к пуску следующего двигателя.

На рис. 4 приведена схема СБП на базе устройства УБПВД-С, используемая для поочередного пуска 6 мельничных агрегатов.

На схеме приняты следующие обозначения: М1 — М6 — запускаемые электродвигатели; Q1- Q6 — рабочие двигательные ячейки; QF1 — QF2 — пусковые головные ячейки для подключения устройства УБПВД-С к секции шин, от которой питается запускаемый электродвигатель; РВУ1 — РВУ6 — разъединители с моторным приводом, устанавливаемые в шкафах ШРВУ1 — ШРВУ2; РТ — реактор токоограничивающий; РС — реактор сглаживающий; ВК — выключатель, обеспечивающий бестоковую коммутацию разъединителей в шкафах ШРВУ1 — ШРВУ2; Qш — шунтирующий выключатель; ШК — шкаф контроллера; ПУ — пульт управления.

Контроллер, управляющий системой пуска, принимает команду на пуск заданного электродвигателя и включает его возбудитель. Далее последовательно включаются аппараты ВК, соответствующий двигателю разъединитель РВУ и головной выключатель QF. После подтверждения их включения и наличия тока возбуждения двигателя контроллер выдает команду на пуск мельницы в систему управ-

ления преобразователем частоты. Система управления анализирует состояние преобразователя частоты, в том числе исправность тиристоров и состояние защит, обеспечивает пуск электродвигателя до синхронной скорости. При достижении двигателем синхронной скорости и минимизации разности фаз между напряжением сети и ЭДС двигателя устройство УБПВД-С шунтируется выключателем Qш, подключая двигатель через токоограничивающий реактор к сети. После втягивания двигателя в синхронизм включается соответствующий рабочий выключатель и двигатель подключается к сети напрямую.

Участвовавшие в пуске аппараты отключаются в следующем порядке: головная ячейка QF, выключатели ВК и Qш и последним разъединитель РВУ. СБП имеют преимущество перед аналогичными системами других изготовителей:

- повышенное удобство обслуживания ввиду расположения в выкатных силовых высоковольтных блоках тиристоров устройства УБПВД;
- испытание и наладка устройства производится совместно с высоковольтными СД и АД на испытательной базе института, что значительно снижает необходимое время для пуско-наладочных работ и повышает надежность;
- дизайн элементов СБП соответствует современным требованиям.

СБП выполнены с применением высокопроизводительных сигнальных процессоров, передовой технологии поверностного монтажа и обеспечивают:

- возможность формирования траектории разгона и торможения двигателя;
- реализацию гибких алгоритмов управления;
- широкий набор функций управления и максимально удобный пользовательский интерфейс, использующий графический дисплей, функциональную клавиатуру управления, светодиодную диагностику;
- удаленный доступ к устройству по высокопроизводительному интерфейсу RS485, что позволяет использовать СБП в составе АСУТП;

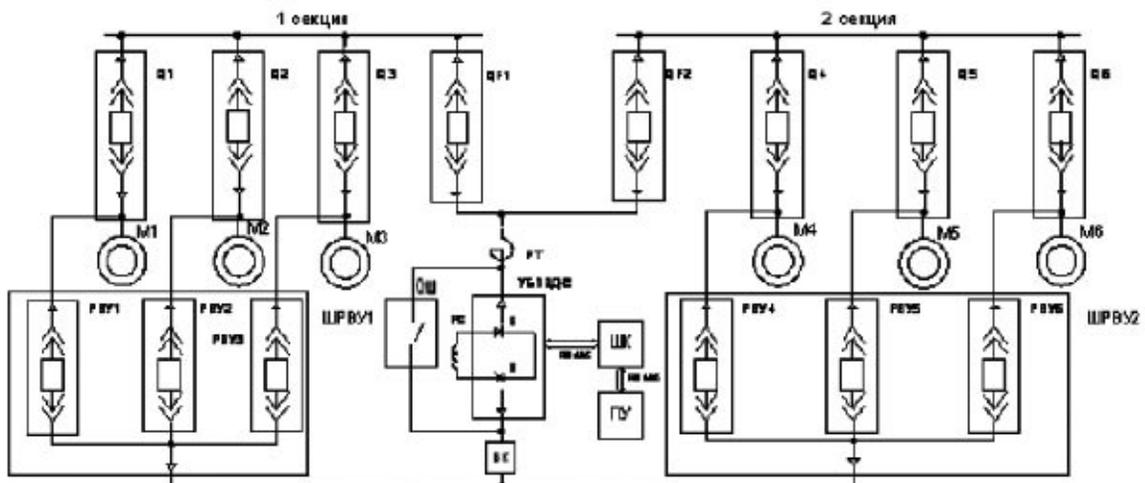


Рис. 4. Однолинейная схема СБП 6 мельничных агрегатов на базе УБПВД-С

- оценку влияния системы плавного пуска на энергосистему предприятия посредством использования функции цифрового осциллографа;

- качественный и количественный анализ работоспособности агрегатов и механизмов с использованием осциллограмм пусков и журнала регистрации событий (дата последнего пуска, максимальный ток последнего пуска, общее время разгона, общее количество пусков);

- широкий набор функциональных защит.

Поставка СБП осуществляется в блок-боксе с отоплением, освещением и вентиляцией, когда оборудование поставляется ошинованным, с монтажом вторичных соединений между элементами системы, в состоянии полной заводской готовности, что существенно упрощает его монтаж, или шкафу ШВРУ.

Накоплен опыт эксплуатации СБП на кустовых и дожимных насосных станциях, насосных станциях водоканалов, компрессорных станциях. Успешно эксплуатируется СБП четырех синхронных электродвигателей 8 МВт, 10 кВ насосов транспортировки нефти.

Окупаемость систем безударного пуска электродвигателей, как показал опыт эксплуатации, не превышает одного года-полутора лет.

Разработанные ОАО «ВНИИР» дистанционно управляемые разъединители серии РВУ (сертификат соответствия №ССБЭ RU. M064. H.00857) и малогабаритное (750x1100x2200 мм) устройство УБПВД-В позволили существенно уменьшить стоимость и габариты СБП.

Разъединитель с габаритными размерами 406x748x360 мм заменяет ячейку КСО с вакуумным контактором КВТ10—4/400 и двумя разъединителями РВЗ с размерами 750x2200x1100 мм. В результате для размещения коммутационной пусковой аппаратуры систем 4-х электродвигателей вместо 3,3 м² требуется 1,375 м² (без учета коридора обслуживания). От 2 до 4 разъединителей монтируются в шкафу ШРВУ с габаритами 1250x1100x2200 мм. Это особенно важно при модернизации и размещении системы безударного пуска в блок-контейнерах.

Стоимость коммутационной аппаратуры уменьшается в 1,5 раза.

В ОАО «ВНИИР» разработана цифровая компьютерная модель системы безударного пуска, с помощью которой могут быть получены основные характеристики процесса разгона электродвигателя: пусковой ток, вращающий момент, время разгона. Полученные результаты моделирования позволяют выбрать оптимальную величину пускового тока и время разгона, а заказчику убедиться в эффективности предлагаемой системы безударного пуска. Пример результата моделирования пуска агрегата с высоковольтным электродвигателем приведен на рис. 5. Как видно из приведенной осциллограммы, нарастание пускового тока до тока трогания 1,33 номинального происходит без удара за время 0,3 с, дальнейший рост тока до 2,4 номинального в течение 10 с осуществляется линейно с небольшой скоростью, что также исключает возникновение ударных нагрузок.

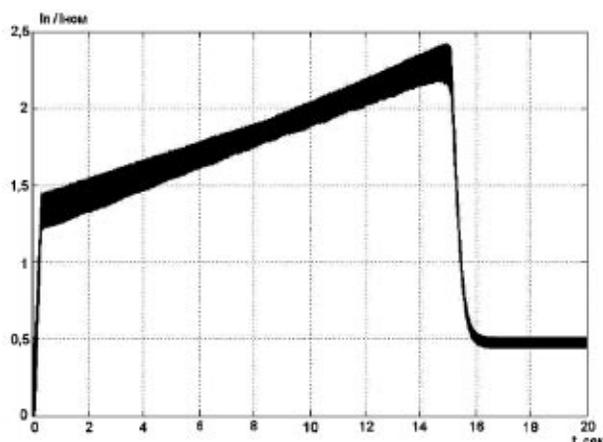


Рис. 5. Осциллограмма пусковых токов АД

ОАО «ВНИИР» обеспечивает квалифицированное обслуживание СБП во время эксплуатации, проводит обучение обслуживающего персонала. Программа обучения предусматривает ознакомление с теоретическими основами использования силовой полупроводниковой техники для управления пуском, остановом и регулирования скорости синхронных и асинхронных электродвигателей, устройством и принципом работы УБПВД-В и УБПВД-С, СБП. Пользователи получают необходимые сведения по вводу в эксплуатацию и обслуживанию СБП, а также приобретают практические навыки работы с устройствами и системами безударного пуска.

3. УПП производства Solcon Industries Ltd

Solcon Industries Ltd. выпускают низковольтное цифровое устройство плавного пуска типа RVS-DN, разработанное для использования со стандартными трехфазными асинхронными двигателями с короткозамкнутым ротором, и высоковольтное устройство типа HRVS-DN. HRVS-DN представляет собой сложное и высоконадежное устройство плавного пуска, разработанное для использования со стандартными трехфазными асинхронными электродвигателями высокого напряжения с короткозамкнутым ротором. УПП обеспечивает оптимальный способ снижения тока и момента во время пуска двигателя. HRVS-DN запускает двигатель путем подачи на него медленно нарастающего напряжения, обеспечивая мягкий пуск и плавный разгон при помощи минимального тока, необходимого для запуска двигателя.

Второе поколение цифровой микропроцессорной техники предоставляет уникальные возможности по управлению насосом, надежной защите двигателя и получению информации с аналогового выхода (опция).

HRVS-DN обеспечивает оптимальный способ снижения тока и момента во время пуска двигателя. HRVS-DN запускает двигатель путем подачи на него медленно нарастающего напряжения, обеспечивая мягкий пуск и плавный разгон при помощи минимального тока, необходимого для запуска двигателя (рис. 6).

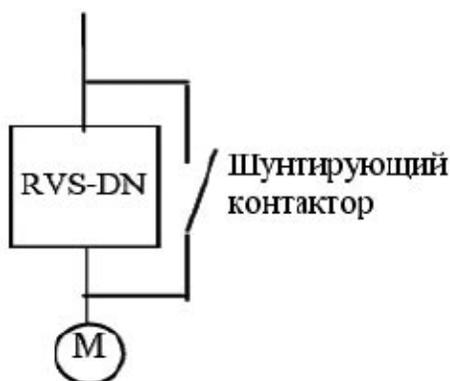


Рис. 6. Схема подключения RVS-DN

Плата последовательной связи RS485 с протоколом MODBUS обеспечивает полное управление (пуск, останов, альтернативная настройка, команды и т.д.) и получение информации. К управляющему компьютеру можно подключить до 32 устройств HRVS-DN при помощи экранированной витой пары проводов.

HRVS-DN рассчитан на работу при следующих условиях:

- максимальная окружающая температура — 50°C;
- максимальный пусковой ток — 400% от I_n двигателя;
- максимальное время пуска — 30 сек. (при 400% $I_{дн}$);
- максимальное количество пусков в час — 4 пуска в час при максимальных условиях. До 60 пусков в час при небольшой нагрузке.

Для питания цепей управления можно заказать следующие напряжения:

- 220-240В + 10%-15%, 50/60 Гц (стандарт);
- 110-120В + 10%-15%, 50/60 Гц;
- 110 В пост. тока для типоразмеров В-Е (по специальному заказу).

Напряжение входов управления (пуск, стоп и т.д.) 24—240 В постоянного или переменного тока (по специальному заказу).

RVS-DN может работать в диапазоне температур от -10°C (14°F) до + 50°C (122°F). Относительная влажность внутри шкафа не должна превышать 95% без конденсата. Рассеиваемое RVS-DN тепло соответствует примерно 3хI_n (трехкратному значению номинального тока) в ваттах. Например, для двигателя на 100 А рассеиваемая мощность соответствует примерно 300 Вт. Нагрев внутреннего пространства корпуса может быть уменьшен следующими способами: а) дополнительной вентиляцией или б) применением шунтирующего контактора. При нормальных условиях эксплуатации тепло, рассеиваемое устройством RVS-DN, приводит к нагреву корпуса и потерям энергии. Нагрев и потери можно уменьшить при использовании шунтирующего контактора, который шунтирует RVS-DN по окончании разгона, при этом ток двигателя течет через контактор (рис. 7).

Величина PIV не будет менее, чем: для напряжения сети 2300 В — 6900 В; для напряжения сети 3300 В — 9900 В;

для напряжения сети 4160 В — 12500 В; для напряжения сети 6900 В — 19 500 В.

При этом сохраняются функции защиты, обеспечиваемые RVS-DN, за исключением токовой защиты, поскольку ток не течет через внутренние токовые трансформаторы RVS-DN после замыкания шунтирующего контактора. Для сохранения функций токовой защиты после замыкания шунтирующего контактора можно заказать набор шунтирующего контактора. Дополнительный набор клемм может быть установлен на месте на стороне сети, после токовых трансформаторов. Клеммы имеют маркировку L1b, L2b, L3b.

Новый — дополнительный набор клемм встроены, при этом сетевая часть находится в верхней части прибора, а двигательная, имеющая маркировку L1b, L2b, L3b, — в нижней части. К этим клеммам должны подключаться кабели от шунтирующего контактора.

Асинхронные двигатели развивают при пуске момент, в 2—3 раза превышающий номинальный. В некоторых насосных применениях этот момент приводит к броску давления в магистральных трубах. RVS-DN позволяет реализовать 4 различных пусковых характеристики:

- кривая пуска 0 — стандартная (по умолчанию), наиболее стабильная и универсальная кривая, предотвращающая затянутый пуск и перегрев двигателя;
- кривые пуска 1, 2, 3 — при разгоне, перед достижением пикового момента, программа управления насосом автоматически снижает напряжение для уменьшения броска момента (рис. 8.).

Обратная связь от тахометра обеспечивает линейную кривую разгона по датчику обратной связи. Можно выбрать один из 12 уровней коэффициента усиления для замкнутой системы управления пуском и остановом.

Импульсный пуск используется для пуска нагрузки с большим моментом трогания, требующим высокой пусковой момент в течение короткого времени. Импульс достигает примерно 80% $I_{ном}$ (рис. 9), без ограничения тока для начала движения механизма.

Длительность импульса настраивается в диапазоне 0,1—1 сек. После этого импульса напряжение снижается

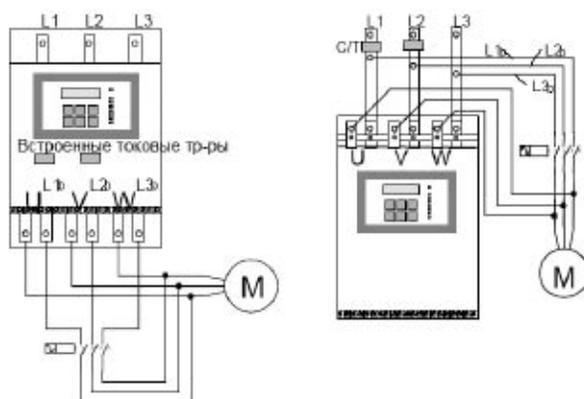


Рис. 7. Схема подключения RVS-DN с шунтирующим контактором



Рис. 8. Кривые пуска, реализуемые устройством RVS-DN

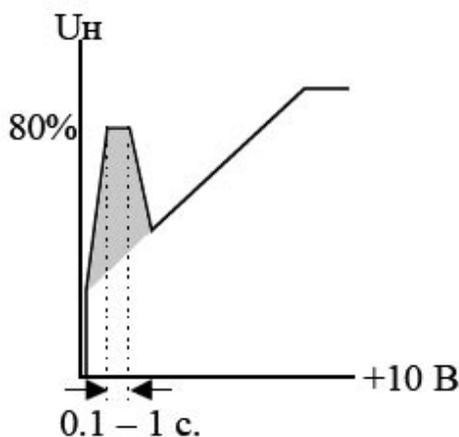


Рис. 9. Импульсный пуск двигателя с помощью устройства RVS-DN

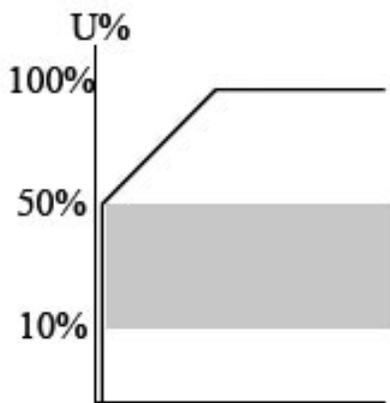


Рис. 10. Кривая напряжения при пуске двигателя от устройства RVS-DN

до начального, а затем плавно повышается до номинального в соответствии с заданными параметрами.

Начальное напряжение определяет начальный пусковой момент (момент прямо пропорционален квадрату напряжения). Диапазон начального напряжения 10—50% Уном (при необходимости расширения этого диапазона свяжитесь с производителем) (рис. 10).

Эта настройка определяет бросок тока и механический удар. Слишком высокая установка может привести к сильным механическим ударам и броскам тока (даже при низкой установке ограничения тока, т.к. установка начального напряжения имеет более высокий приоритет по сравнению с установкой ограничения тока). Слишком низкое начальное напряжение может привести к задержке начала вращения двигателя. Как правило, это напряжение устанавливается так, чтобы двигатель начал вращаться сразу после подачи команды пуска.

Ограничение тока определяет максимальный ток двигателя при пуске. Диапазон составляет 100-400% от тока полной нагрузки. Слишком высокая установка приведет к потреблению большего тока от сети и более быстрому разгону. Слишком низкая установка не позволит завершить процесс пуска и достичь полной скорости. Установка выбирается так, чтобы предотвратить зависание двигателя при пуске. Ограничение тока не действует при работе на полном напряжении и при плавном останове.

Время разгона определяет время нарастания напряжения до номинального. Диапазон времени установлен в пределах 1—30 сек. Рекомендуется устанавливать время разгона на минимально приемлемое значение (5 сек.) и иметь в виду следующее:

1. Если в процессе пуска будет достигнуто установленное ограничение тока, время пуска может оказаться больше установленного.
2. Если двигатель достигнет полной скорости до достижения напряжением номинального значения, время разгона будет сокращено и напряжение будет быстро доведено до номинального.
3. Кривые пуска 1, 2, 3 не допускают быстрого роста напряжения.

Кривые останова используются для управления насосом, для предупреждения гидравлического удара при останове. В насосах момент нагрузки снижается пропорционально квадрату скорости, поэтому при снижении напряжения снижается момент, и двигатель плавно останавливается.

Могут быть выбраны следующие кривые останова:

- кривая останова 0 — стандартная, когда напряжение линейно снижается от номинального до 0;
- кривые останова 1, 2, 3 используются в некоторых насосных установках, дающих высокое давление, определенная часть момента нагрузки является постоянной и не снижается вместе со скоростью.

Возможны случаи, когда при уменьшении напряжения момент двигателя резко падает ниже момента нагрузки, а не снижается плавно. Происходит гидравлический удар

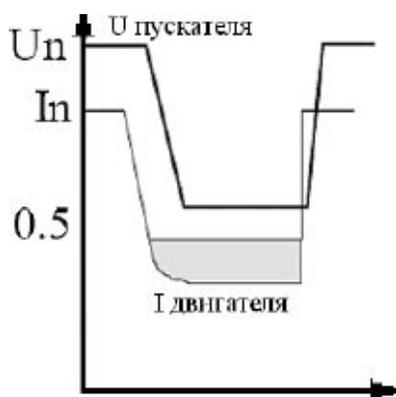


Рис. 11. Кривые тока и напряжения HRVS-DN в режиме экономии

и возможно повреждение обратного клапана. Как показывают кривые 1, 2 и 3, гидравлический удар можно предотвратить путем изменения напряжения таким образом, что момент будет уменьшаться плавно.

Время замедления используется для управляемого замедления нагрузки с большим коэффициентом трения и определяет время снижения напряжения двигателя. Стандартный диапазон для устройств HRVS-DN — 1—30 сек.

Режим экономии энергии включается при длительном режиме работы двигателя с небольшой нагрузкой. Напряжение питания уменьшается (снижая интенсивность вращающего поля), что приводит к уменьшению реактивного тока и снижению потерь в меди и стали (рис. 11).

При использовании режима экономии энергии необходимо учитывать возрастание гармонических искажений. При максимальных настройках режима 5-я гармоника может достигать 30% от номинального значения тока.

В устройствах HRVS-DN существует контроль изоляции двигателя, который осуществляется при отключенном двигателе (двигатель должен быть гальванически изолирован). Можно установить два различных уровня для функций предупреждения и отключения:

- предупреждение, диапазон: 0,2—5 МОм;
- отключение, диапазон: 0,2—5 МОм.

Если сопротивление изоляции падает ниже уровня предупреждения и сохраняется таким дольше 120 сек, на дисплее появляется сообщение Insulation Level, и значение сопротивления изоляции в МОм. При этом мигает светодиод Fault, и включается реле контроля изоляции. Сигнал аварии автоматически пропадает через 60 сек. после возвращения сопротивления изоляции к нормальному значению. При отключении автоматический перезапуск не осуществляется. Если сопротивление изоляции падает ниже уровня отключения, на дисплее появляется соответствующее сообщение и значение сопротивления изоляции в МОм. При этом горит светодиод Fault, и включается реле контроля изоляции.

Термистор двигателя изменяет сопротивление и отключает HRVS-DN при снижении сопротивления ниже заданного уровня. В HRVS-DN может быть установлена только одна дополнительная плата — аналоговая или плата контроля изоляции. Тип термистора: PTC или NTC. Уровень отключения, диапазон: 1—10 кОм, а задержка — 2 сек.

Защита «потеря фазы (и снижение/повышение частоты)» работает при подключенном HRVS-DN и защищает двигатель от потери фазы. Отключает HRVS-DN при отсутствии одной или двух фаз в течение более 1 сек. HRVS-DN отключится и в том случае, если частота меньше 40 или более 65 Гц.

Примеры кривых пуска с устройством HRVS-DN.

1. Легкая нагрузка — насосы, вентиляторы и т.п. Начальное напряжение — 30% (заводская установка), ограничение тока — 300%, время разгона — 5 сек

в 2,7 раза, а крупных электромашин — на 24% по сравнению с январем 2006 года. «Аналогов такого предприятия в Пермском крае пока нет, — говорит исполнительный директор Пермской электротехнической корпорации «Кама» Вячеслав Потанин. — Проект реализуется при поддержке крупнейшего в Европе электромашиностроительного концерна ABB. Мы будем работать на немецком оборудовании, применять немецкие технологии, на первых порах основные производственные процессы будут выполнять специалисты из Германии. Потом их места займут местные работники — предприятие позволит создать порядка 200-250 дополнительных рабочих мест. Кроме промышленных гигантов новое предприятие представляет интерес и для компаний малого и среднего бизнеса: производственные предприятия смогут пользоваться его услугами, сокращая расходы на логистику, сервисные организации — стать его партнерами». «Мы с радостью рассмотрим любые предложения от местных организаций, которые могут осуществлять техническую поддержку, монтаж и пусконаладку нашего оборудования», — заявил Потанин.

vk-online. ru

SCHNEIDER ELECTRIC: ТЕХНОЛОГИЯ «ИНФОРМАЦИОННОГО ПОТОКА» ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ

Кроме того, в последнее время особое внимание уделяется средствам передачи данных по кабельным линиям, что обусловлено, с одной стороны, общей тенденцией увеличения потребностей в средствах телекоммуникаций для систем управления, с другой стороны — невозможностью организации новых каналов связи, как то: оптики, радио, GSM в городских условиях. Первые разработки в области PLC компания Schneider Electric начала осуществлять еще в 1982 г. Приобретение шведской компании Ileo в 2003 г. позволило Schneider Electric продолжить внедрение динамичного инновационного подхода. В его основу было положено удачное сочетание опыта Ileo в области телекоммуникаций и новейших достижений

<< 45

Schneider Electric в сфере электротехники. В результате на рынке появилось одно из самых впечатляющих комплексных предложений — технология PLC. Проведенные в России испытания технологии на кабелях с бумажно-масляной изоляцией показали, что скорость передачи информации в зависимости от дистанции может достигать 50—80 Мбит/с. При этом сложные монтажные работы при установке PLC-оборудования почти не требуются. Благодаря оборудованию компании Schneider Electric можно легко разворачивать сеть на основе кабельной сети 10 (20)/0,4 кВ. Устойчивый к внешним возмущениям и проходящий по силовым электрическим линиям информационный сигнал позволяет организовать канал передачи данных, пропускная способность и устойчивость которого более чем достаточны для диспетчеризации и измерений. На сегодняшний день комплексное предложение Schneider Electric включает в себя: — семейство устройств второго поколения для организации канала связи на основе PLC-технологии; — семейство цифровых устройств Easergy (TALUS) для управления и контроля оборудования 6—20 кВ; — SCADA-систему для реализации комплексного управления распределительной сетью. В настоящее время развитие рынка PLC происходит в двух направлениях. Первое, телекоммуникационное — это разработка коммерческих предложений для создания локальных сетей для жилых зданий и небольших офисов, доступ в Интернет и телефonia. Второе, энергетическое — создание сетей для целей АИИСКУЭ. Говоря о проблемах энергосбережения, необходимо упомянуть проблему сбора информации со счетчиков. Списывание данных со счетчика по-прежнему остается единственным способом учета потребляемой энергии. Такой способ вряд ли можно назвать простым и удобным, ведь энергоснабжающим организациям необходима оперативная и точная информация. Нужна система, которая, во-первых, создавала бы возможности для снижения потерь электроэнергии, а во-вторых, позволяла бы применять дифференцированную шкалу расчетов. Технология PLC компании Schneider Electric позволяет решить эти проблемы в предельно сжатые сроки. С помощью PLC-технологии данные об электроэнергии, распределенной по каждому вводу здания, можно передавать по кабельной

49 >>

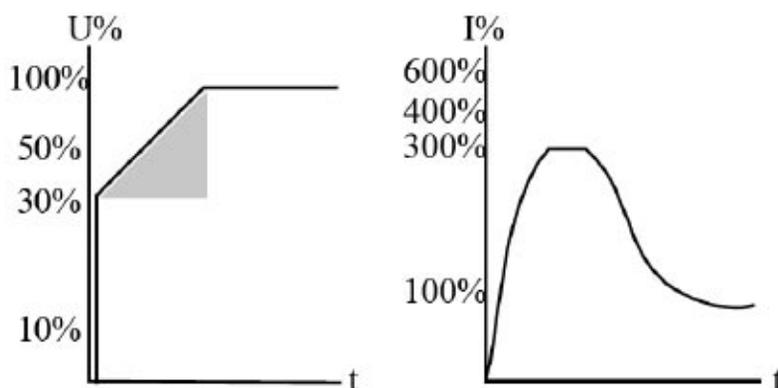


Рис. 12. Кривые тока и напряжения при «легком» пуске от HRVS-DN

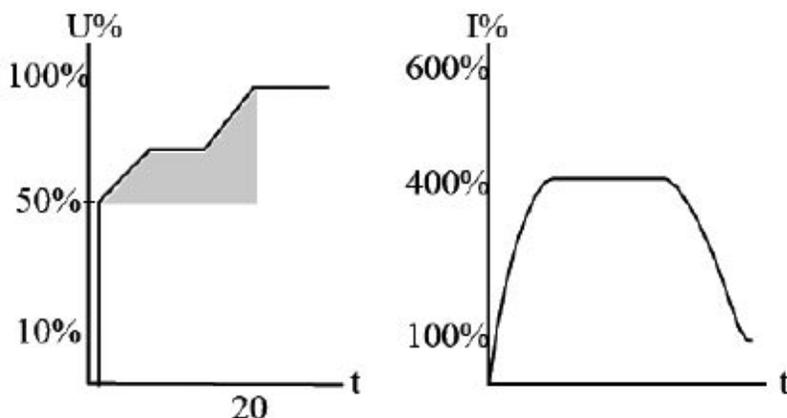


Рис. 13. Кривые тока и напряжения при пуске от HRVS-DN

(рис. 12). Как видно из рис. 12, напряжение быстро увеличивается до начального, а затем плавно растет до номинального. Одновременно ток плавно нарастает до значения ограничения или ниже, а затем плавно снижается до рабочего значения. Скорость растет до номинальной быстро и плавно.

2. Высокоинерционная нагрузка — вентиляторы, центрифуги и т.п. Начальное напряжение — 50%, ограничение тока — 400%, а время разгона — 20 сек. Напряжение и ток увеличиваются до достижения током значения ограничения (рис. 13).

Напряжение остается на этом уровне почти до номинальной скорости, затем ток начинает снижаться. RVS-DN продолжает повышать напряжение до номинального значения. Скорость плавно растет до номинальной.

Сеть подключается к клеммам L1, L2 и L3, шунтирующий контактор подключается к клеммам L1b, L2b и L3b, а двигатель подключается к клеммам U, V и W.

Для подключения УПП к сети и шунтирования необходимо использовать контакторы. Не подключайте никакие устройства между контактором сети и HRVS-DN.

Если необходимы конденсаторы компенсации коэффициента мощности, их можно устанавливать только на стороне подключения к сети. Установка конденсаторов на стороне нагрузки недопустима. Сетевое питание должно подключаться с соблюдением необходимой последовательности фаз.

Продолжение следует



**В. Н. Харечко,
Ю. В. Харечко**

О ТОКЕ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ, ТОКЕ УТЕЧКИ И ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОМ ТОКЕ

В требованиях нормативных документов к низковольтным электроустановкам и к применяемому в них низковольтному электрооборудованию часто упоминают электрические токи, протекающие в различных проводниках при нормальных и аварийных условиях оперирования электроустановок. В тринадцатой статье, посвященной разъяснению терминологии, применяемой в нормативных документах, устанавливающих требования к низковольтным электроустановкам и к низковольтному электрооборудованию, рассматриваются понятия «ток замыкания на землю», «ток утечки» и «дифференциальный ток». Терминология адаптирована к электроустановкам зданий.

Ток замыкания на землю — электрический ток, протекающий в землю, открытые, сторонние проводящие части и защитные проводники при повреждении изоляции токоведущей части.

В Международном электротехническом словаре¹ (МЭС) (в стандарте МЭК 60050-442 «Международный электротехнический словарь. Часть 442. Электрические аксессуары» 1998 г. [1]) термин «ток повреждения на землю» определен следующим образом: ток, протекающий в землю, в результате повреждения изоляции.

В стандартах МЭК 60947-2 «Низковольтная коммутационная аппаратура и аппаратура управления. Часть 2.

Автоматические выключатели» 2006 г. [2], МЭК 61008-1 «Автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током, без встроенной защиты от сверхтока для бытового и подобного использования (ВДТ). Часть 1. Общие правила» 2002 г. [3], МЭК 61009-1 «Автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока для бытового и подобного использования (АВДТ). Часть 1. Общие правила» 2003 г. [4] и в стандарте МЭК 62020 «Электрические аксессуары. Мониторы дифференциального тока для бытового и подобного использования (МДТ)» 2003 г. [5] термину «ток повреждения на землю» дано такое же определение, как в МЭС.

В стандарте МЭК 60439-1 «Низковольтные сборки коммутационной аппаратуры и аппаратуры управления. Часть 1. Сборки, полностью и частично прошедшие типовые испытания» 2004 г. [6] рассматриваемый термин определен так: ток повреждения, который протекает в землю. Под током повреждения в стандарте понимают ток, происходящий в результате повреждения изоляции или шунтирования изоляции.

В стандарте МЭК 61936-1 «Энергетические установки переменного тока напряжением, превышающим 1 кВ. Часть 1. Общие правила» 2002 г. [7] термин «ток повреждения на землю» определен следующим образом: ток, который протекает от главной цепи в землю или заземленные

¹ В состав Международного электротехнического словаря входит более 70 стандартов комплекса МЭК 60050, в которых даны определения около 20000 терминов.

части в месте повреждения (в месте замыкания на землю). Для единичных замыканий на землю это: в системах с изолированной нейтралью — емкостной ток повреждения на землю; в системах с большим сопротивлением заземления — ток повреждения на землю; в системах с компенсацией емкостных токов — остаточный ток повреждения на землю; в системах с глухозаземленной нейтралью или с нейтралью, заземленной через малое полное сопротивление — ток короткого замыкания линии на землю.

Британский стандарт BS 7671 «Требования для электрических установок. Правила электропроводок IEE²» 2001 г. [8] определил термин «ток повреждения на землю» также как стандарт МЭК 60439-1: ток повреждения, который протекает в Землю. Упомянутый в определении термин «ток повреждения» определен в стандарте так: ток, происходящий в результате повреждения. Термин «повреждение», в свою очередь, определен следующим образом: условия цепи, в которых ток протекает через аномальный или непредусмотренный путь. Это может быть результатом повреждения изоляции или шунтирования изоляции. Условно полное сопротивление между токоведущими проводниками или между токоведущими проводниками и открытыми или сторонними проводящими частями при поврежденном состоянии рассматривают пренебрежимо малым.

В национальной нормативной документации рассматриваемый термин называют током замыкания на землю. В ГОСТ Р 50571.1 [9] термин «ток замыкания на землю» определен так: «ток, проходящий в землю через место замыкания».

В ГОСТ Р 50030.2 [10], который разработан на основе стандарта МЭК 60947-2 1998 г., термин «ток замыкания на землю» определен следующим образом: «Ток, уходящий в землю вследствие повреждения изоляции».

В ГОСТ Р 50807 [11], который разработан на основе стандарта МЭК 60755 1983 г., ГОСТ Р 51326.1 [12] и ГОСТ Р 51327.1 [13], которые разработаны соответственно на основе стандартов МЭК 61008-1 и МЭК 61009-1 1996 г., термин «ток замыкания на землю» определен похоже: «ток, проходящий в землю через место замыкания при повреждении изоляции».

В ГОСТ Р 51321.1 [14], который разработан на основе стандарта МЭК 60439-1 1992 г., этот термин определен следующим образом: «Ток повреждения, проходящий в землю через место замыкания». Термин «ток повреждения» определен в стандарте так: «Ток, возникающий в результате пробоя или перекрытия изоляции».

Анализ процитированных определений термина «ток повреждения на землю» из стандартов МЭК и термина «ток замыкания на землю» из национальных нормативных документов указывает на тот факт, что рассматриваемый ток, во-первых, появляется в аварийном режиме какой-либо электроустановки и, во-вторых, протекает с токоведущих частей, находящихся под напряжением, в землю.

Однако в аварийном режиме электроустановки здания, характеризующимся повреждением изоляции какой-либо токоведущей части, наиболее вероятно появление электрического соединения между указанной токоведущей частью и открытой проводящей частью электрооборудования класса I. Соединение этой токоведущей части непосредственно с землей практически невозможно. Поэтому в нормативной документации, устанавливающей требования к электроустановкам зданий, в качестве тока замыкания на землю также целесообразно рассматривать электрический ток, который протекает с токоведущей части на открытую проводящую часть и далее через защитные проводники к заземленной токоведущей части источника питания.

В аварийном режиме электроустановки здания из-за повреждения изоляции какой-либо токоведущей части резко уменьшается сопротивление между этой токоведущей частью, с одной стороны, и землей, открытыми, сторонними проводящими частями и защитными проводниками, с другой стороны. В результате этого резко увеличивается величина электрического тока, стекающего с токоведущей части в землю, а также на проводящие части, соединенные защитными проводниками с заземляющим устройством электроустановки здания и с заземленной токоведущей частью источника питания. Подобный электрический ток аварийного режима электроустановки здания в нормативной документации называют током замыкания на землю.

Путь, по которому может протекать ток замыкания на землю, зависит от типа заземления системы. Если произошло повреждение основной изоляции какой-либо опасной токоведущей части электрооборудования класса I и возникло ее замыкание на открытую проводящую часть, то в электроустановке здания, соответствующей типам заземления системы ТТ (рис. 1) и IT, ток замыкания на землю через поврежденную изоляцию стекает с токоведущей части на открытую проводящую часть. Далее с открытой проводящей части по защитному проводнику, главной заземляющей шине, заземляющим проводникам и заземлителю электрический ток протекает в локальную землю. То есть в системах ТТ и IT можно говорить о «классическом» пути протекания «классического» тока замыкания на землю.

Если электроустановка здания соответствует типам заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S (рис. 2), преобладающая часть тока замыкания на землю стекает не в локальную землю, а по защитным проводникам и по PEN-проводникам электроустановки здания и низковольтной распределительной электрической сети протекает к заземленной токоведущей части источника питания (например, к заземленной нейтрали трансформатора, установленного в трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ). Указанный путь резко отличается от «классического» пути протекания тока замыкания на землю. Однако с целью унификации понятий для одинаковых повреждений было бы логично и такой электрический ток рассматривать в качес-

² The Institution of Electrical Engineers — Общество инженеров-электриков.

линии в соответствии со схемой «Ввод — ТП — РП — диспетчерский пункт», что гарантирует достоверный и своевременный учет электроэнергии. Кроме того, PLC-технологии позволяют осуществлять мониторинг и своевременно предупреждать нарушения и нештатные ситуации. Потенциал PLC-технологии и системы диспетчеризации на ее основе безграничен. Сегодня это, пожалуй, единственная возможность оперативного развертывания комплексной системы телеуправления, диспетчеризации и учета для распределительной сети среднего напряжения.

www.schneider-electric.com

КЭМЗ РАЗВОРАЧИВАЕТ СЕРИЙНЫЙ ВЫПУСК НОВЫХ ПРИВОДОВ

Эти выключатели широко используются в системах силовой и промышленной электроники, добывающем оборудовании. Об этом говорится в пресс-релизе холдинга.

Ранее КЭМЗ для комплектации выключателей использовал пружинные приводы внешних поставщиков. Однако у потребителей эти изделия вызвали «замечания в плане конструкции, надежности и ресурса эксплуатации».

Как подчеркнул заместитель технического директора ОАО «КЭМЗ» (КЭМЗ, входит в состав «ЭДС-Холдинга») Эльдар Мубарактин, «в первую очередь новые надежные приводы требовали нефтяники, использующие сухие выключатели в буровых установках».

По этой причине в 2006 году была осуществлена разработка новой конструкции пружинного привода. На ее основании КЭМЗ изготовил опытный образец выключателя ВВУС-35, который прошел испытания. Заданные проектом параметры были успешно подтверждены. В частности, ресурс изделия увеличен в четыре раза и составляет 20 тысяч циклов включения — выключения.

Первая партия из восьми выключателей уже приобретена нефтедобытчиками и скоро будет отгружена заказчиком. В дальнейшем карпинские машиностроители предполагают использовать оригинальный привод не только для комплектации выключателей собственного производства, но и поставлять его другим предприятиям отрасли.

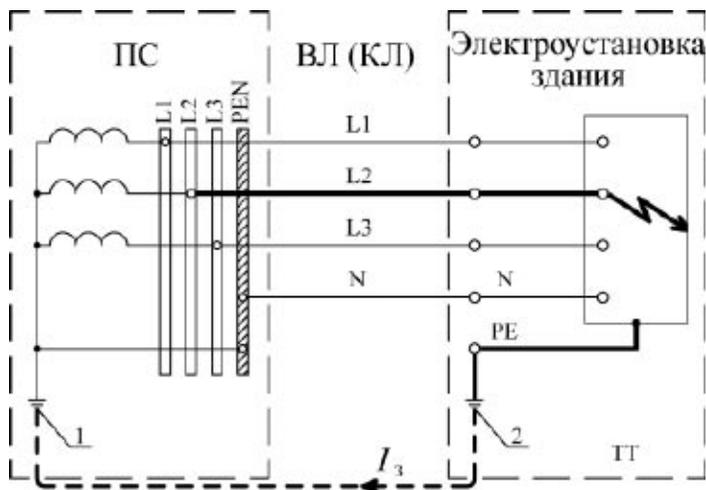


Рис. 1. Путь протекания тока замыкания на землю в системе TT:
1 — заземляющее устройство источника питания;
2 — заземляющее устройство электроустановки здания;
ПС — трансформаторная подстанция; **ВЛ (КЛ)** — воздушная (кабельная) линия электропередачи; I_3 — ток замыкания на землю

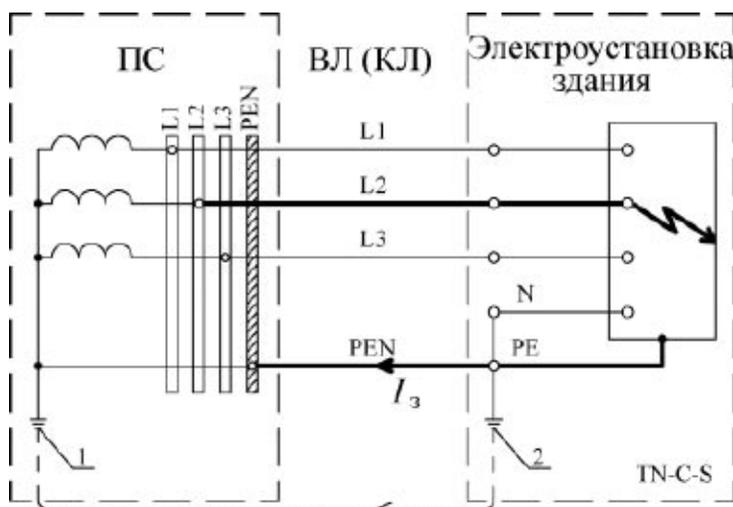


Рис. 2. Путь протекания тока замыкания на землю в системе TN-C-S:
1 — заземляющее устройство источника питания;
2 — заземляющее устройство электроустановки здания;
ПС — трансформаторная подстанция; **ВЛ (КЛ)** — воздушная (кабельная) линия электропередачи; I_3 — ток замыкания на землю

тве тока замыкания на землю, а указанный путь протекания этого тока аварийного режима рассматривать в качестве характерного пути протекания тока замыкания на землю в системах TN-C, TN-S и TN-C-S.

Ток замыкания на землю аварийного электрооборудования классов 0, II и III протекает по менее определенному проводящему пути, например, — через проводящую оболочку электрооборудования в землю или сторонние проводящие части. Причем частью проводящего пути может быть тело человека, который держит в руках переносное электрооборудование или находится в электрическом контакте с доступными проводящими частями передвижного или стационарного электрооборудования классов 0, II и III. Ток замыкания на землю может протекать через полы, стены и другие элементы здания, если по каким-то причинам (например, из-за повышенной влажности) их сопротивление резко уменьшилось, а также по иным заранее неизвестным проводящим путям.

Величина тока замыкания на землю зависит от конкретного типа заземления системы. Наименьшие токи замыкания на землю (до нескольких сотен миллиампер, реже — до нескольких ампер) имеют место в системах IT, в которых токоведущие части источников питания изолированы от земли или какие-то их токоведущие части соединены с землей через переходные сопротивления. Существенно большие токи замыкания на землю (до нескольких десятков ампер) возникают в системах TT, в которых их значения зависят от сумм сопротивлений заземляющих устройств токоведущих частей источников питания и заземляющих устройств открытых проводящих частей электроустановок зданий. Очень большие токи замыкания на землю (до нескольких тысяч ампер), в пределе равные токам однофазного короткого замыкания, могут быть в электроустановках зданий, соответствующих типам заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S.

В электроустановках зданий применяют специальную меру защиты — автоматическое отключение питания, ориентированную на распознавание токов замыкания на землю и отключение электрических цепей, в которых появились токи замыкания на землю. В зависимости от типа заземления системы, которому соответствует электроустановка здания, отключение электрических цепей с аварийным электрооборудованием класса I выполняют с помощью различных защитных устройств. В системах TN-C, TN-S и TN-C-S автоматическое отключение обычно обеспечивают с помощью устройств защиты от сверхтока — автоматических выключателей и плавких предохранителей. В системах TT автоматическое отключение в подавляющем числе электроустановок осуществляют с помощью устройств защитного отключения, а в системах IT для этих целей используют устройства контроля изоляции, которые индицируют появление первого замыкания на землю.

Электрический ток, протекающий через тело человека (животного) на землю или проводящие части, электрически соединенные с землей, при его прикосновении к находящимся под напряжением токоведущим частям

или открытым проводящим частям, является током замыкания на землю. Обнаружение и отключение подобных токов возможно с помощью устройств защитного отключения. Практически все защитные устройства, которые отключают токи замыкания на землю, прямо или косвенно защищают людей и животных от поражения электрическим током в аварийном режиме электроустановки здания.

Ток утечки — электрический ток, протекающий в землю, открытые, сторонние проводящие части и защитные проводники при нормальных условиях.

В МЭС (в стандарте МЭК 60050-195 «Международный электротехнический словарь. Часть 195. Заземление и защита от поражения электрическим током» 1998 г. с поправкой 2001 г. [15, 16]) определен термин «ток утечки»: электрический ток в нежелательном проводящем пути при нормальных условиях оперирования. В другой части МЭС — стандарте МЭК 60050-826 «Международный электротехнический словарь. Часть 826. Электрические установки» 2004 г. [17] этот термин определен аналогично.

В ранее действовавшем стандарте МЭК 60050-826 1982 г. [18] был определен термин «ток утечки (в установке)»: ток в цепи, который в отсутствие повреждения, протекает в землю или в сторонние проводящие части. В примечании к определению термина было сказано, что этот ток может иметь емкостную составляющую, включающую в себя ту, которая получается в результате преднамеренного использования конденсаторов.

Рассматриваемый термин определен и в других частях МЭС. В стандарте МЭК 60050-151 «Международный электротехнический словарь. Часть 151. Электрические и магнитные устройства» 2001 г. [19] термин «ток утечки» определен так: электрический ток в нежелательном проводящем пути ином, чем короткозамкнутая цепь. В стандарте МЭК 60050-442 определен термин «ток утечки на землю»: ток, протекающий с токоведущих частей установки в землю при отсутствии повреждения изоляции.

В стандартах МЭК 60947-2, МЭК 61008-1, МЭК 61009-1 и МЭК 62020 термину «ток утечки на землю» дано такое же определение, как в стандарте МЭК 60050-442.

В стандарте МЭК 62128-1 «Применения для железных дорог. Неподвижные установки. Часть 1. Защитные меры предосторожности, относящиеся к электрической безопасности и заземлению» 2003 г. [20] термин «ток утечки», а в стандарте МЭК 62103 «Электронное оборудование для использования в энергетических установках» 2003 г. [21] термин «ток утечки (в установке)» определены так же, как был определен термин «ток утечки (в установке)» в стандарте МЭК 60050-826 1982 г.

В стандарте МЭК 60695-4 «Испытание на пожарную опасность. Часть 4. Терминология, относящаяся к испытаниям на огнестойкость для электротехнических изделий» 2005 г. [22] использовано наименование и определение термина, заимствованные из стандарта МЭК 60050-151.

В стандартах МЭК 60519-1 «Безопасность в электронагревательных установках. Часть 1. Основные требова-

ния» 2003г. [23] и МЭК 60519-2 «... Часть 2. Специальные требования для оборудования резистивного нагрева» 2006г. [24] термин «ток утечки (в установке)» определен так же, как определен термин «ток утечки» в стандарте МЭК 60050-195. При этом определение термина дополнено примечаниями, в которых сказано, что этот ток может иметь емкостную составляющую, включающую в себя ту, которая получается в результате преднамеренного использования конденсаторов. Значение тока утечки может различаться в разогретом и холодном состоянии установки.

В стандарте МЭК 60730-1 «Автоматические электрические устройства управления для бытового и подобного использования. Часть 1. Общие требования» 2007г. [25] термин «ток утечки» определен так: все токи, включая токи емкостной связи, которые могут быть проведены между открытыми проводящими поверхностями устройства и землей или другими открытыми проводящими поверхностями устройства.

В стандарте МЭК 60601-1 «Медицинское электрическое оборудование. Часть 1. Основные требования для базовой безопасности и важнейшие характеристики» 2005г. [26] определен термин «ток утечки на землю»: ток, протекающий с питающей части через или параллельно изоляции в защитный заземляющий проводник. В стандарте также определен термин «ток утечки»: ток, который не является функциональным. В примечании к этому не очень понятному определению сказано, что определены следующие токи утечки: ток утечки на землю, ток прикосновения и ток утечки пациента.

Стандарт BS 7671 определил термин «ток утечки» так же, как стандарт МЭК 60050-195: электрический ток в нежелательном проводящем пути при нормальных условиях оперирования.

Определение термина «ток утечки» в действующих стандартах МЭК 60050-195, МЭК 60050-826:2004г. и МЭК 60050-151, а также в стандарте BS 7671 имеет общий теоретический вид, мало пригодный для применения в национальной нормативной документации, устанавливающей требования к электроустановкам зданий. Кроме того, все определения из указанных стандартов содержат ключевое словосочетание «нежелательный проводящий путь», которое нуждается в подробном разъяснении. Более приемлемыми для использования в национальной нормативной документации являются определения терминов «ток утечки (в установке)» и «ток утечки на землю» из ранее действовавшего стандарта МЭК 60050-826 1982г. и действующих в настоящее время стандартов МЭК 60050-442, МЭК 60947-2, МЭК 61008-1 и МЭК 61009-1. На основании этих определений можно разработать определение общего термина «ток утечки» для национальной нормативной документации. Рассмотрим ключевые моменты.

Из представленных выше определений следует, что ток утечки имеет место в условиях нормального оперирования электроустановки или оборудования, когда изоляция токоведущих частей, находящихся под напряжением, не имеет повреждений. Ток утечки стекает с токоведущих частей

в землю или на сторонние проводящие части. При этом следует учитывать, что ток утечки электрооборудования класса I стекает с токоведущих частей на его открытые проводящие части и присоединенные к ним защитные проводники.

В ГОСТ Р 50571.1 термин «ток утечки» определен так: «ток, который протекает в землю или на сторонние проводящие части в электрически неповрежденной цепи». Однако здесь более правильно было бы сказать о неповрежденной изоляции токоведущих частей. В стандарте имеются определения еще трех терминов, в которых дана неудачная попытка установить пути протекания токов утечки в различных электрических системах:

«Ток утечки в сети с изолированной нейтралью — ток, протекающий между фазой и землей в сети с изолированной нейтралью»;

«Ток утечки в сети постоянного тока — ток, протекающий между полюсом и землей в сети постоянного тока»;

«Ток утечки в сети с заземленной нейтралью — ток, протекающий по участку электрической цепи, соединенному параллельно с нулевым рабочим проводником, а при отсутствии нулевого рабочего проводника — ток нулевой последовательности».

В ГОСТ Р 50030.2 термин «ток утечки» определен следующим образом: «Ток, проходящий в землю или на сторонние проводящие части в электрически неповрежденной цепи».

В ГОСТ Р 50807, а также в ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 термин «ток утечки» определен следующим образом: «ток, который протекает в землю или на сторонние проводящие части в электрически неповрежденной цепи».

Процитированные определения из ГОСТ Р 50030.2, ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 существенно отличаются от определений в первоисточниках — стандартах МЭК 60947-2 1998г., МЭК 61008-1 и МЭК 61009-1 1996г., в которых был определен иной термин — «ток утечки на землю» так же, как он определен в стандарте МЭК 60050-442.

Активное сопротивление изоляции токоведущих частей электрооборудования не может быть бесконечно большим, а их емкость относительно земли или связанных с землей проводящих частей не может быть равной нулю. Поэтому с любой токоведущей части, находящейся под напряжением, в землю, а также на проводящие части, электрически соединенные защитными проводниками с заземляющим устройством электроустановки здания и с заземленной токоведущей частью источника питания, постоянно протекает небольшой электрический ток, который в нормативной документации называют током утечки. В нормальном режиме электроустановки здания с токоведущих частей функционирующего электрооборудования всегда имеется утечка электрического тока на землю, открытые и сторонние проводящие части и защитные проводники.

Путь, по которому протекает ток утечки, зависит от типа заземления системы. В электроустановках зданий, соответствующих типам заземления системы TT и IT, ток

утечки электрооборудования класса I через неповрежденную основную изоляцию стекает с токоведущих частей на открытые проводящие части. С открытых проводящих частей по защитным проводникам, главной заземляющей шине, заземляющим проводникам и заземлителю ток утечки протекает в локальную землю. Если электроустановка здания соответствует типам заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S, то большая часть тока утечки стекает не в локальную землю, а по защитным проводникам и по PEN-проводникам электроустановки здания и низковольтной распределительной электрической сети протекает до заземленной токоведущей части источника питания. То есть в тех частях электроустановки здания, где установлено электрооборудование класса I, путь, по которому протекает ток утечки такой же, как и путь, по которому протекает ток замыкания на землю (см. рис. 1 и 2).

Ток утечки электрооборудования классов 0, II и III протекает по менее определенному проводящему пути, например, — через оболочку электрооборудования в землю или сторонние проводящие части. Причем частью проводящего пути может быть тело человека, который держит в руках переносное электрооборудование или находится в электрическом контакте с доступными частями передвижного или стационарного электрооборудования. Ток утечки может протекать через полы, стены и другие элементы здания, если по каким-то причинам (например, из-за повышенной влажности) их сопротивление резко уменьшилось, а также по иным нежелательным проводящим путям.

Токи утечки всегда имеют место в электрических цепях в нормальном режиме электроустановки здания. Их значения в групповых электрических цепях мало зависят от типа заземления системы и редко превышают несколько десятков миллиампер (обычно не более 10 мА). Если в электроустановке здания применяют электрооборудование, имеющее повышенные токи утечки, то должны быть выполнены дополнительные электротехнические мероприятия в соответствии с требованиями, например, подраздела 707.4 ГОСТ Р 50571.22 [27]. При этом значения повышенных токов утечки измеряют десятками миллиампер. На это обстоятельство прямо указывает название п. 707.471.3.3 стандарта: «Дополнительные требования для оборудования обработки информации с током утечки **выше 10 мА**» (здесь и далее выделено авторами).

В нормативной документации, многочисленных публикациях и изданиях термин «ток утечки» часто ошибочно используют вместо термина «ток замыкания на землю», который характеризует электрический ток, появляющийся в аварийном режиме электроустановки здания, и термина «номинальный отключающий дифференциальный ток», который определяет одну из характеристик устройства защитного отключения (УЗО). Имеются и другие неправильные варианты использования рассматриваемого термина.

Так, например, в п. 6.1.16 ПУЭ [28] записано: «Для питания светильников местного стационарного освещения с лампами накаливания должны применяться напряжения: в помещениях без повышенной опасности — не выше

220 В и в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных — не выше 50 В. В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных допускается напряжение до 220 В для светильников, в этом случае должно быть предусмотрено или защитное отключение линии при **токе утечки до 30 мА**, или питание каждого светильника через разделяющий трансформатор...». В процитированных требованиях термин «ток утечки» некорректно использован вместо характеристики УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток». В этих нормативных требованиях следует говорить о защите электрической цепи светильников устройством защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током до 30 мА.

Требования п. 6.4.18 ПУЭ: «Установки световой рекламы, архитектурного освещения зданий следует, как правило, питать по самостоятельным линиям... Для линии должна предусматриваться защита от сверхтока и **токов утечки (УЗО)**», содержат грубую терминологическую ошибку, искажающую их смысл. Здесь неправомерно упомянуты токи утечки, от которых следует защищать линию с помощью УЗО. Однако устройство защитного отключения не предназначено для защиты от токов утечки. Электрические цепи в электроустановках освещения, в том числе используемые для освещения наружных поверхностей зданий и световой рекламы, а не какие-то линии, следует защищать УЗО от токов замыкания на землю, которые могут возникнуть при повреждении основной изоляции каких-то токоведущих частей светильников.

В п. 7.1.78 ПУЭ сказано: «В зданиях могут применяться УЗО типа «А», реагирующие как на переменные, так и на пульсирующие токи повреждений, или «АС», реагирующие только на переменные **токи утечки**». Данные требования устанавливают своеобразную «специализацию» устройств защитного отключения: УЗО типа А реагируют только на токи повреждения, а УЗО типа АС — только на токи утечки. То есть, здесь термин «ток утечки» применен вместо термина «ток повреждения». Для устранения этой несуразицы в нормативных требованиях более правильно говорить о синусоидальных переменных и пульсирующих постоянных токах вообще, а даже не о токах повреждения (токах замыкания на землю).

Аналогичную рекомендацию, частично заимствованную из требований п. 7.1.78 ПУЭ, содержит пункт А.4.10 СП 31—110 [29]: «В жилых зданиях могут применяться УЗО типа «А», реагирующие не только на переменные, но и на пульсирующие токи повреждений, или УЗО типа «АС», реагирующие только на переменные **токи утечки**».

Все доброкачественное электрооборудование имеет какой-то ток утечки, который в нормальном режиме электроустановки здания может протекать через тело человека, находящегося в электрическом контакте с его доступными частями. Поэтому в стандартах, устанавливающих требования к конкретным видам электрооборудования, нормируют максимально допустимые значения тока утечки, ограничивая их такими значениями электрического тока, которые не представляют ни прямую, ни косвенную опас-

ность для человека. Если электрооборудование имеет ток утечки, не превышающий нормативное значение, его рассматривают в качестве доброкачественного. В противном случае его следует рассматривать в качестве бракованного электрооборудования, которое подлежит ремонту или утилизации. Рассмотрим максимально допустимые значения токов утечки, установленные нормативными документами для некоторых видов электрооборудования, а также требования к измерению их токов утечки.

В пункте 13 «Ток утечки и электрическая прочность при температуре оперирования» стандарта МЭК 60335-1 «Бытовые и аналогичные электрические приборы. Безопасность. Часть 1. Общие требования» 2006 г. [30] установлены следующие максимально допустимые значения тока утечки для основных видов бытового электрооборудования:

- для приборов класса II — 0,25 мА;
- для приборов класса 0, класса 0I и класса III — 0,5 мА;
- для портативных³ приборов класса I — 0,75 мА;
- для стационарных приборов класса I с приводом от двигателя⁴ — 3,5 мА;
- для стационарных нагревательных приборов⁵ класса I — 0,75 мА или 0,75 мА на кВт номинальной потребляемой мощности прибора в зависимости от того, что больше, но не более 5 мА.

Для комбинированных приборов суммарный ток утечки может быть в пределах, определенных для нагревательных приборов или приборов с приводом от двигателя в зависимости от того, что больше, но два предела не складываются.

Стандарт МЭК 60335-1 устанавливает следующие требования к выполнению измерений токов утечки электрооборудования, предусматривающие нормальное оперирование прибора при самых неблагоприятных условиях нормального использования в течение промежутка времени, который может состоять из более чем одного цикла оперирования.

Во время испытаний бытового электрооборудования нагревательные приборы приводят в действие при 1,15 номинальной потребляемой мощности. Приборы с приводом от двигателя и комбинированные приборы питают напряжением, равным 1,06 номинального напряжения. Трехфазные приборы, которые в соответствии с инструкциями по монтажу, являются также пригодными для однофазного питания, испытывают как однофазные приборы с тремя цепями, соединенными параллельно. До выполнения испытаний отсоединяют защитное сопротивление и фильтры подавления радиопомех.

³ Термин «портативный прибор» определен в стандарте МЭК 60335-1 так: прибор, который предназначен быть перемещаемым во время оперирования, или прибор иной, чем неподвижно установленный прибор, имеющий массу менее чем 18 кг. Этот термин использован в стандарте МЭК 60335-1 при определении термина «переносной прибор»: портативный прибор, предназначенный быть удерживаемым в руках во время нормального использования.

⁴ Термин «прибор с приводом от двигателя» определен в стандарте МЭК 60335-1 так: прибор, содержащий в себе двигателя, но без какого-либо нагревательного элемента. В примечании к определению этого термина уточнено, что приборы с магнитным приводом рассматривают как приборы с приводом от двигателя.

⁵ Термин «нагревательный прибор» определен в стандарте МЭК 60335-1 так: прибор, содержащий в себе нагревательные элементы, но без какого-либо двигателя.

⁶ Ток утечки, измеренный в соответствии с требованиями стандарта МЭК 60335-1, равен току прикосновения, измеренному в соответствии с требованиями стандарта МЭК 60990, но исчисляемому действующим значением электрического тока.

Ток утечки измеряют посредством цепи, изображенной на рисунке 4 стандарта МЭК 60990 между любым полюсом источника питания и доступными металлическими частями, присоединенными к металлической фольге, имеющей площадь не менее 20 × 10 см, которая находится в контакте с доступными поверхностями из изоляционных материалов. При этом вольтметр, показанный на рисунке 4 стандарта МЭК 60990, должен быть способным к измерению истинного действующего значения напряжения.

Для однофазных приборов класса II применяют измерительную цепь, показанную на рисунке 1 стандарта МЭК 60335-1 (рис. 3 статьи), для приборов иных, чем класса II, — на рисунке 2 (рис. 4 статьи). Ток утечки измеряют с многопозиционным переключателем, находящимся в каждой из позиций a и b.

Для трехфазных приборов класса II применяют измерительную цепь, показанную на рисунке 3 стандарта МЭК 60335-1 (рис. 5 статьи), для приборов иных, чем класса II, — на рисунке 4 (рис. 6 статьи). Ток утечки измеряют с выключателями a, b и c, находящимися в замкнутом положении. Затем измерения повторяют с каждым из выключателей a, b и c разомкнутым по очереди, когда другие два выключателя остаются замкнутыми.

Если прибор содержит в себе конденсаторы и обеспечен однополюсным выключателем, измерения повторяют с выключателем, находящимся в положении «Отключено». Если прибор содержит в себе устройство регулирования температуры, которое оперирует в течение испытания, ток утечки измеряют непосредственно до того, как устройство регулирования разомкнет цепь.

В приведенных выше требованиях стандарта МЭК 60335-1 дана ссылка на стандарт МЭК 60990 «Методы измерения тока прикосновения и тока защитного проводника» 1999 г. [31], который представляет собой базовый стандарт по безопасности. В этом стандарте изложены требования к методам измерения токов прикосновения⁶ и токов защитного проводника. Стандарт МЭК 60990 предназначен для использования техническими комитетами МЭК, разрабатывающими стандарты на конкретные виды электрооборудования. Технические комитеты, руководствуясь требованиями стандарта МЭК 60990, формулируют требования в новых стандартах и вносят изменения в требования действующих стандартов на электрооборудование в части проведения испытаний, связанных с измерениями токов прикосновения и токов

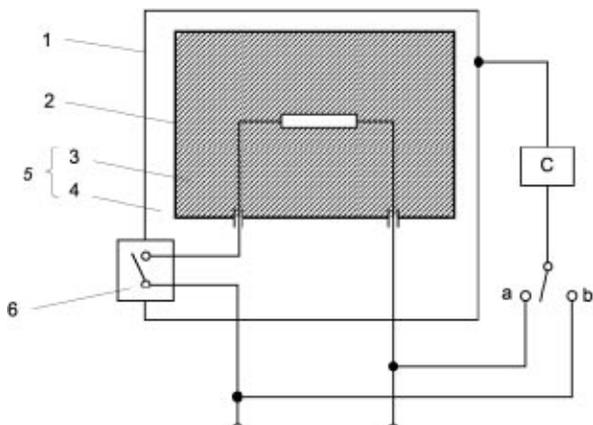


Рис. 3. Принципиальная схема для измерения тока утечки при температуре оперирования для однофазного присоединения приборов класса II:

С — цепь рисунка 4 стандарта МЭК 60990;
1 — доступная часть; **2** — недоступная металлическая часть; **3** — основная изоляция; **4** — дополнительная изоляция; **5** — двойная изоляция; **6** — усиленная изоляция

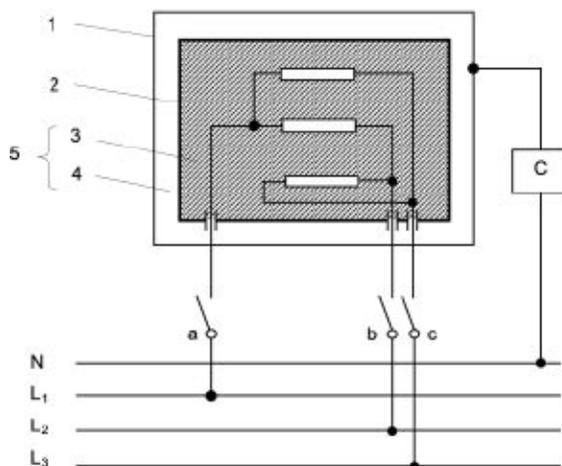


Рис. 5. Принципиальная схема для измерения тока утечки при температуре оперирования для трехфазного присоединения приборов класса II:

С — цепь рисунка 4 стандарта МЭК 60990;
1 — доступная часть; **2** — недоступная металлическая часть; **3** — основная изоляция; **4** — дополнительная изоляция; **5** — двойная изоляция; **L1, L2, L3, N** — присоединения и источники питания

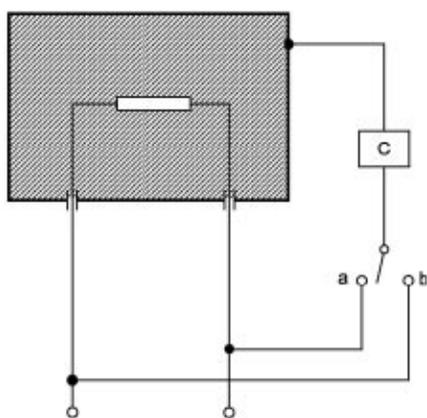


Рис. 4. Принципиальная схема для измерения тока утечки при температуре оперирования для однофазного присоединения приборов иных, чем класса II:

С — цепь рисунка 4 стандарта МЭК 60990

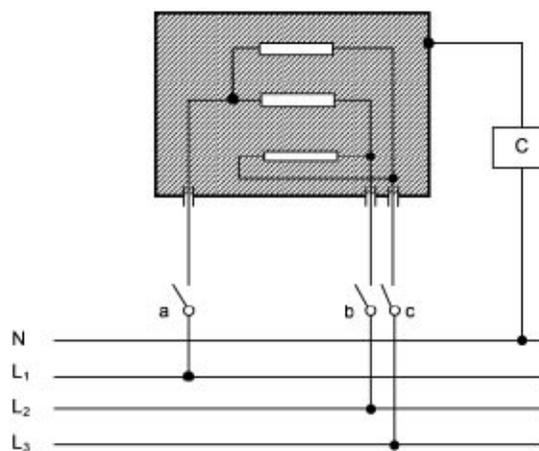


Рис. 6. Принципиальная схема для измерения тока утечки при температуре оперирования для трехфазного присоединения приборов иных, чем класса II:

С — цепь рисунка 4 стандарта МЭК 60990; **L1, L2, L3, N** — присоединения и источники питания

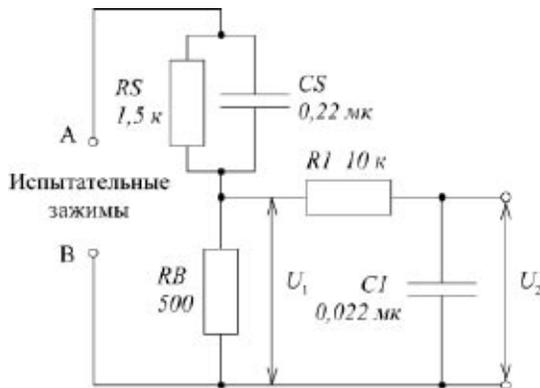


Рис. 7. Измерительный многополюсник, взвешенный ток прикосновения для ощущения или реагирования:

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

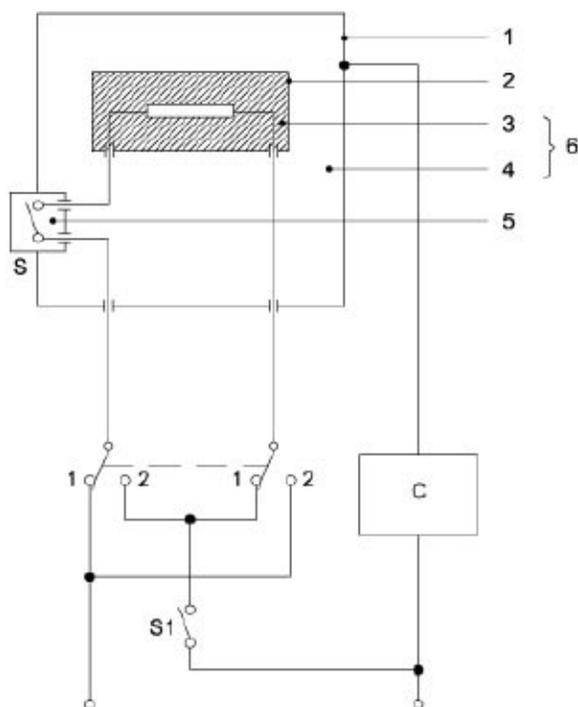


Рис. 8. Схема для измерения тока утечки при температуре оперирования для однофазного присоединения и трехфазных инструментов, пригодных для однофазного питания: С — цепь рисунка 10 для измерителя тока утечки; S — выключатель питания испытываемого изделия; 1 — доступная часть; 2 — недоступная металлическая часть; 3 — основная изоляция; 4 — дополнительная изоляция; 5 — усиленная изоляция; 6 — двойная изоляция

защитного проводника, которые во многих стандартах МЭК называют токами утечки. Широко распространенный общий термин «ток утечки» в стандарте МЭК 60990 был заменен более конкретными терминами «ток прикосновения» и «ток защитного проводника».

Измерительный многополюсник, принципиальная схема которого приведена на рисунке 4 стандарта МЭК 60990 (рис. 7 статьи), применяют при измерении токов прикосновения, которые вызывают ощущение⁷ и реагирование⁸. С его помощью измеряют пиковое значение взвешенного (по частоте) тока прикосновения, равного —. Посредством этого измерительного многополюсника моделируют полное сопротивление тела человека, через которое может протекать ток прикосновения.

В ГОСТ Р МЭК 335-1 [32] установлены такие же максимальные значения тока утечки для основных видов бытового электрооборудования, как и в действующем стандарте МЭК 60335-1. Отличия между требованиями этих стандартов заключаются в том, что в ГОСТ Р МЭК 335-1 использованы термины «переносной прибор класса I» и «стационарный электромеханический прибор класса I», а в стандарте МЭК 60335-1 — «портативный прибор класса I» и «стационарный прибор класса I с приводом от двигателя».

В пункте 13 «Ток утечки» стандарта МЭК 60745-1 «Ручной электрический инструмент с приводом от двигателя. Безопасность. Часть 1. Общие требования» 2006 г. [33] установлены следующие максимально допустимые значения тока утечки для основных видов электрического инструмента:

- для инструмента класса I — 0,75 мА;
- для инструмента класса II — 0,25 мА;
- для инструмента класса III — 0,50 мА.

Соответствие фактического тока утечки электрического инструмента максимально допустимому значению тока утечки в стандарте МЭК 60745-1 проверяют с помощью специального испытания, которое выполняют при напряжении питания, равном 1,06 номинального напряжения. До выполнения испытаний отсоединяют защитное сопротивление. Испытания на ток утечки выполняют с переменным током. Испытания инструмента, предназначенного только для постоянного тока, не проводят.

Ток утечки измеряют посредством цепи рисунка 10 стандарта МЭК 60745-1⁹ между любым полюсом источни-

⁷ Человек ощущает электрический ток, протекающий через его тело. Однако этот ток очень мал (менее 0,5 мА) и поэтому он не вызывает произвольных сокращений мышц.

⁸ Электрический ток, протекающий через тело человека, вызывает произвольные сокращения мышц. Однако этот ток мал и поэтому он обычно не приводит к вредным физиологическим повреждениям.

⁹ На этом рисунке приведена принципиальная схема многополюсника, заимствованная из рисунка 4 стандарта МЭК 60990 (см. рис. 7 статьи). Ток утечки, измеренный в соответствии с требованиями стандарта МЭК 60745-1, равен току прикосновения, измеренному в соответствии с требованиями стандарта МЭК 60990, но исчисляемому действующим значением электрического тока.

<< 49

«Применение новых Карпинских приводов существенно повысит конкурентоспособность отечественного бурового оборудования», — подчеркивается в сообщении.

www.aksnews.ru

**ВРЕМЯ СУШКИ
УМЕНЬШИЛОСЬ
В 5—10 РАЗ**

Специалисты ОАО «Группа Е4» изготовили новый комплекс оборудования для качественной сушки и очистки от механических примесей свежих трансформаторных масел. После опробования комплекс был введен в работу на сервисно-ремонтном предприятии «Группы Е4» — «ЦПРП-Энергосервис», сообщает пресс-служба «Группы Е4». В основу нового принципа сушки и очистки легло использование сорбентов (синтетических цеолитов марки NaA) и набора фильтров тонкой очистки типа 2ТФ-4. Новый комплекс зарекомендовал себя при сушке трансформаторных масел в заводских условиях. Значительно увеличился объем обрабатываемого масла с сохранением всех требований НТД к качеству масла, заливаемого в электрооборудование класса напряжения 110—330кВ. Были снижены трудозатраты персонала, что в конечном итоге позволило уменьшить стоимость подготовки свежих масел. В два раза сократились технологические потери масла. Значительно уменьшились объемы потребляемых энергоресурсов (электроэнергия, пар). Опробование комплекса в работе показало его эффективность по сравнению с ранее применяемым методом. Производительность за один цикл обработки при электрической прочности поступающего на осушку масла составила: при исходных параметрах масла 15—20 кВ — 1500 л/час, при исходных параметрах масла 25—35 кВ — 2100 л/час, при исходных параметрах масла выше 35 кВ — 2300 л/час.

www.ccnews.ru

**ДЗНВА НАЧНЕТ
ВЫПУСК УНИКАЛЬНОГО
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

Как сообщили корреспонденту на предприятии, этот проект стал для завода абсолютно новым, ранее он

61 >>

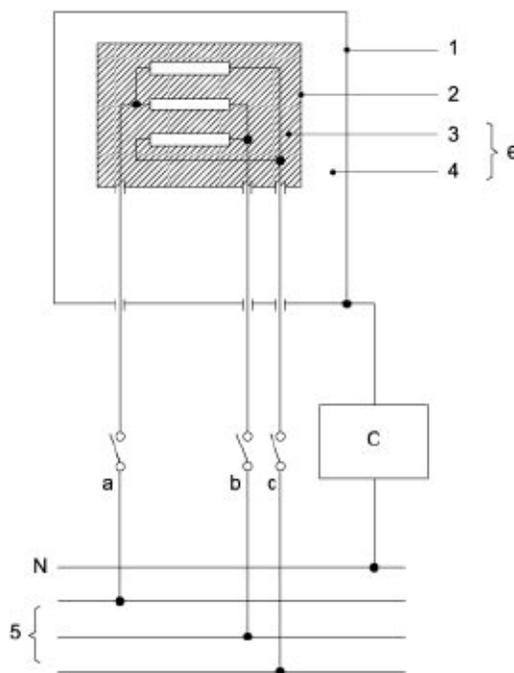


Рис. 9. Схема для измерения тока утечки при температуре оперирования для трехфазного присоединения:
С — цепь рисунка 10 для измерителя тока утечки;
S — выключатель питания испытываемого изделия;
1 — доступная часть; **2** — недоступная металлическая часть;
3 — основная изоляция; **4** — дополнительная изоляция;
5 — трехфазное питание; **6** — двойная изоляция

ка питания и доступными металлическими частями и металлической фольгой с площадью не менее 20 × 10 см, находящейся в контакте с доступными поверхностями из изоляционного материала, соединенными вместе.

Трехфазные инструменты, которые пригодны для однофазного питания, испытывают как однофазные инструменты с тремя секциями, соединенными

Ток утечки

Тип светильника	Максимальные действующие значения тока утечки ³⁾ , мА
Класса II ¹⁾	0,5
Портативный, класса I ²⁾	1,0
Неподвижно установленный, класса I вплоть до 1 кВА номинальной потребляемой мощности, увеличивающийся на 1,0 мА/кВА вплоть до максимального значения 5,0 мА1)	1,0

¹⁾ Измеренный в соответствии с п. 5.1.1 стандарта МЭК 60990, взвешенный для реакции ощущения (переменный ток).
²⁾ Измеренный в соответствии с п. 5.1.2 стандарта МЭК 60990, взвешенный для отпускания (переменный ток).
³⁾ В тех случаях, когда используют многополюсники рисунков 4 и 5 стандарта МЭК 60990, пиковые напряжения U2 и U3 должны быть измерены соответствующим образом и преобразованы в действующие значения.

параллельно. Для однофазных инструментов и трехфазных инструментов, испытываемых как однофазные инструменты, ток утечки измеряют с многопозиционным переключателем, показанным на рисунке 3 стандарта (см. рис. 8 статьи), находящимся в каждой из позиций 1 и 2, и выключателем S1, находящимся в положении «Включено». Для трехфазных инструментов, непригодных для однофазного питания, ток утечки измеряют в соответствии с рисунком 4 стандарта (см. рис. 9 статьи) с выключателями a, b и c, находящимися в положении «Включено».

Если инструмент содержит в себе один или более конденсаторов и обеспечен однополюсным выключателем, измерения повторяют с выключателем, находящимся в положении «Отключено».

В п. 10.3 «Ток утечки» стандарта МЭК 60598-1 «Светильники. Часть 1. Общие требования и испытания» 2006 г. [34] указано, что ток утечки, который может иметь место в течение нормального оперирования светильника между каждым полюсом источника питания и корпусом светильника не должен превышать значения таблицы 10.3 (см. ниже).

Ток утечки, измеренный в соответствии с требованиями стандарта МЭК 60598-1, равен току прикосновения, измеренному в соответствии с требованиями стандарта МЭК 60990, но исчисляемому действующим значением электрического тока.

Под портативным светильником в стандарте МЭК 60598-1 понимают светильник, который при нормальном использовании может быть перемещен из одного места в другое в то время, как он подключен к источнику питания. В примечании к определению этого светильника уточнено, что светильники для настенного монтажа с неразъемным гибким кабелем или шнуром для присоединения к штепсельной вилке и светильники, которые могут быть прикреплены к их основанию посредством винта-барашка, скобы или крючка так, что они могут быть легко перемещены рукой с их основания, рассматривают как портативные светильники.

Термин «неподвижно установленный светильник» определен в стандарте так: светильник, который не может быть легко перемещен из одного места в другое, или потому, что крепление является таким, что светильник может быть перемещен только с помощью инструмента, или потому, что он предназначен для использования вне зоны легкой досягаемости. В примечании к определению термина разъяснено, что вообще неподвижно установленные светильники разрабатывают для постоянного присоединения к источнику питания, но присоединение может также быть выполнено посредством штепсельной вилки или аналогичного устройства.

Измерительный многополюсник, принципиальная схема которого приведена на рисунке 5 стандарта МЭК 60990 (рис. 10 статьи), применяют при измерении токов прикосновения, при которых возможно отпуща-

ние¹⁰. С его помощью измеряют пиковое значение взвешенного (по частоте) тока прикосновения, равного —. Посредством этого измерительного многополюсника также моделируют полное сопротивление тела человека.

Токи утечки работающего электрооборудования всегда протекают в электрических цепях в нормальном режиме электроустановки здания. Поэтому токи утечки следует учитывать при выборе и применении устройств защитного отключения, чтобы исключить их ложные срабатывания в нормальном режиме электроустановки здания, причиной которых могут быть большие суммарные токи утечки в защищаемых УЗО электрических цепях. Нормативная документация, устанавливающая требования к электроустановкам зданий, имеет специальные правила, которые следует рассмотреть подробно.

Требования п. 7.1.83 ПУЭ гласят: «Суммарный ток утечки сети с учетом присоединяемых стационарных и переносных электроприемников в нормальном режиме работы не должен превосходить 1/3 номинального тока УЗО. При отсутствии данных ток утечки электроприемников следует принимать из расчета 0,4 мА на 1 А тока нагрузки, а ток утечки сети — из расчета 10 мкА на 1 метр длины фазного проводника». Однако выполнение процитированных требований вряд ли возможно из-за наличия в них серьезных ошибок.

Во-первых, вместо термина «электрическая цепь» в рассматриваемых требованиях необоснованно использован термин «сеть».

Во-вторых, процитированные требования имеют грубую ошибку — вместо характеристики устройства защитного отключения «номинальный отключающий дифференциальный ток ($I_{\Delta n}$)», который обычно равен 0,01; 0,03; 0,10; 0,30 или 0,50 А, использована другая характеристика — «номинальный ток (I_n)», обычно равный 16, 25, 40, 63, 80, 100 или 125 А (для УЗО по ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1). Любое УЗО типов А и АС обязано отключить электрическую цепь, в которой имеется синусоидальный ток утечки,

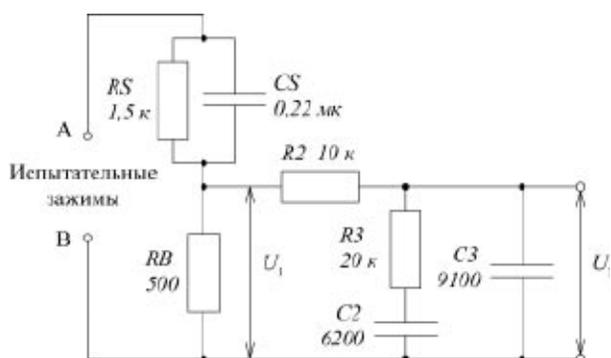


Рис. 10. Измерительный многополюсник, взвешенный ток прикосновения для отпущания:
Взвешенный ток прикосновения (отпущание) = $\frac{U_3}{500}$ (пиковое значение)

¹⁰ Под отпущанием понимают способность человека, через тело которого протекает электрический ток, освободиться самостоятельно.

равный или превышающий его номинальный отключающий дифференциальный ток. Если в электрической цепи имеется пульсирующий постоянный ток утечки, равный или превышающий $1,4 I_{\Delta n}$ (для $I_{\Delta n} > 0,01 \text{ A}$) и $2,0 I_{\Delta n}$ (для $I_{\Delta n} \leq 0,01 \text{ A}$), УЗО типа А также обязано отключить электрическую цепь. При токе утечки, равном $1/3$ номинального тока, любое устройство защитного отключения общего применения срабатывает мгновенно — за время не более $0,04 \text{ с}$.

В-третьих, даже исправленное требование о том, что ток утечки электрических цепей, подключенных к УЗО, в нормальном режиме электроустановки здания не должен превосходить $1/3$ его номинального отключающего дифференциального тока, справедливо лишь для синусоидальных токов. При синусоидальном токе номинальный неотключающий дифференциальный ток УЗО типов АС и А установлен в ГОСТ Р 51326.1, ГОСТ Р 51327.1 и ГОСТ Р 50807 равным половине номинального отключающего дифференциального тока. Если в главной цепи устройства защитного отключения протекает пульсирующий постоянный ток, значение неотключающего дифференциального тока УЗО типа А зависит от угла задержки тока. При угле задержки тока, равном 0° , неотключающий дифференциальный ток УЗО равен $0,35 I_{\Delta n}$, при 90° — $0,25 I_{\Delta n}$ и при 135° — $0,11 I_{\Delta n}$.

Для гарантированного исключения ложных срабатываний устройства защитного отключения максимальный синусоидальный ток утечки в электрических цепях, подключенных к УЗО типов АС и А, должен быть меньше $0,50 I_{\Delta n}$. Максимальный пульсирующий постоянный ток утечки в электрических цепях, подключенных к УЗО типа А, должен быть меньше $0,11 I_{\Delta n}$.

Рекомендации п. А.1.2 СП 31-110: «Суммарное значение тока утечки сети с учетом присоединяемых стационарных и переносных электроприемников в нормальном режиме работы не должно превосходить $1/3$ номинального тока УЗО. При отсутствии данных о токах утечки электроприемников его следует принимать из расчета $0,4 \text{ mA}$ на 1 A тока нагрузки, а ток утечки сети — из расчета 10 мкA на 1 м длины фазного проводника» также содержат ошибки, аналогичные указанным выше ошибкам в требованиях п. 7.1.83 ПУЭ.

Рассматриваемая грубая ошибка (подмена корректной характеристики УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток» другой его характеристикой — «номинальный ток») была допущена еще в п. 1.5 Временных указаний по применению устройств защитного отключения в электроустановках жилых зданий [35], на что мы обратили внимание сотрудников Государственного энергетического надзора и других специалистов в статье [36], опубликованной в 1999 г. в журнале «Вестник Госэнергонадзора». Однако эти требования (без внесения в них соответствующих исправлений) были переписаны из п. 1.5 Временных указаний в п. 7.1.83 ПУЭ, а затем в виде рекомендаций — в п. А.1.2 СП 31-110, в очередной раз красноречиво иллюстрируя низкое качество ПУЭ, СП 31-110 и других нормативных документов, разработанных в течение последних двенадцати лет.

Устройства защитного отключения должны отключать электрические цепи только в аварийном режиме электроустановки здания, когда в их проводниках начинают протекать токи замыкания на землю. В нормальном режиме электроустановки здания УЗО не должны срабатывать. Исключить их ложные срабатывания можно, если максимальный синусоидальный ток утечки в электрических цепях, подключенных к УЗО типа АС или А, будет меньше половины его номинального отключающего дифференциального тока, а максимальный пульсирующий постоянный ток утечки в электрических цепях, подключенных к УЗО типа А, — меньше $0,11$ его номинального отключающего дифференциального тока.

Основное правило применения УЗО в электроустановках зданий можно сформулировать следующим образом:

Максимальный ток утечки в электрических цепях, защищаемых устройством защитного отключения, должен быть меньше его номинального неотключающего дифференциального тока.

Соблюдение этого правила при согласовании характеристик УЗО с характеристиками подключаемых к нему электрических цепей позволит исключить любые его ложные срабатывания из-за токов утечки в нормальном режиме электроустановки здания в условиях отсутствия замыкания на землю. Определение максимального тока утечки следует выполнять на основе максимально допустимых токов утечки, установленных нормативными документами для электрооборудования, применяемого в электроустановке здания. При отсутствии этих данных необходимо выполнять приблизительную оценку максимального тока утечки, используя информацию п. 7.1.83 ПУЭ.

Дифференциальный ток I_{Δ} — действующее значение векторной суммы электрических токов, протекающих в главной цепи устройства защитного отключения.

В МЭС (в стандарте МЭК 60050-826) определен термин «дифференциальный ток»: алгебраическая сумма значений электрических токов во всех токоведущих проводниках в одно и то же время в данной точке электрической цепи в электрической установке.

Процитированное определение имеет логическую погрешность. В определении упомянуты только токоведущие проводники, к которым относят линейный, нейтральный и средний проводники. PEN-, PEL- и PEM-проводники, по которым в нормальном режиме электроустановки здания протекают электрические токи, к токоведущим проводникам не относятся. Следовательно, в любой электрической цепи, которая содержит PEN-, PEL- или PEM-проводник, дифференциального тока быть не может. Устранить указанную погрешность можно, если в определении термин «токоведущий проводник» заменить термином «токопроводящий проводник», поскольку PEN-, PEL- и PEM-проводники классифицированы в стандарте МЭК 60364-1 «Низковольтные электрические установки. Часть 1. Основополагающие принципы, оценка основных характеристик, определения» 2005 г. [37] в качестве токопроводящих проводников.

Аналогичный недостаток имеет определение термина «дифференциальный ток» в стандарте BS 7671: алгебраическая сумма токов в токоведущих проводниках цепи в точке в электрической установке.

В другой части МЭС — стандарте МЭК 60050-442 термин «дифференциальный ток (обозначение: I_{Δ})» определен для защитного устройства: действующее значение векторной суммы токов, протекающих через главную цепь устройства дифференциального тока.

В стандартах МЭК 61008-1, МЭК 61009-1 и МЭК 62020 термин «дифференциальный ток (I_{Δ})» определен применительно к конкретным устройствам дифференциального тока (соответственно ВДТ, АВДТ, МДТ) следующим образом: векторная сумма мгновенных значений тока, протекающего в главной цепи ВДТ, АВДТ, МДТ (выраженное как действующее значение).

В стандарте МЭК 60947-2 рассматриваемый термин определен для автоматического выключателя, функционирующего так же, как АВДТ: векторная сумма токов, протекающих в главной цепи АВДТ, выраженное как действующее значение.

В ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 термин «дифференциальный ток (I_{Δ})» определен следующим образом: «Действующее значение векторной суммы токов, протекающих в первичной цепи ВДТ, АВДТ (выраженное в среднеквадратичном значении)».

В ГОСТ Р 50807 определен термин «дифференциальный (остаточный) ток (I_{Δ})»: «действующее значение векторной суммы токов, протекающих в первичной цепи УЗО — Д (далее — дифференциальный ток)».

В ГОСТ Р 50030.2 термин «дифференциальный ток (I_{Δ})» определен следующим образом: «Действующее значение векторной суммы токов, протекающих в первичной цепи АВДТ».

Процитированные определения термина «дифференциальный ток» из ГОСТ Р 51326.1, ГОСТ Р 51327.1, ГОСТ Р 50807 и ГОСТ Р 50030.2 имеют существенный недостаток. В них сказано о первичной цепи устройства в то время как в первоисточниках — стандартах МЭК речь идет о главной цепи устройства.

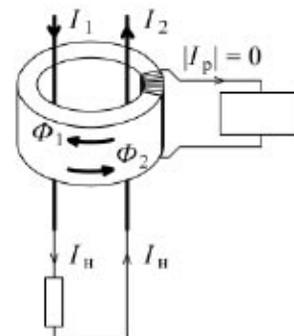
Основным фактором, воздействующим на устройство дифференциального тока (устройство защитного отключения) и управляющим его работой, является дифференциальный ток I_{Δ} , который определен в нормативной документации как действующее значение векторной суммы токов, протекающих в главной цепи устройства. Для определения дифференциального тока УЗО оснащают так называемым дифференциальным (суммирующим) трансформатором, принцип действия которого иллюстрирует рис. 11.

Дифференциальный трансформатор двухполюсного устройства защитного отключения имеет две первичные обмотки, выполненные двумя проводниками главной цепи УЗО, и одну вторичную обмотку, к которой подключен расцепитель дифференциального тока¹¹.

Рассмотрим нормальный режим электрической цепи, при котором отсутствуют какие-либо повреждения основной изоляции опасных токоведущих частей и, следовательно, нет замыкания на землю.

В обоих проводниках главной цепи устройства защитного отключения протекают электрические токи, равные по своему абсолютному значению току нагрузки I_H . То есть электрические токи I_1 и I_2 , протекающие в первичных обмотках дифференциального трансформатора, направленные навстречу друг другу, равны между собой по абсолютному значению. Поэтому векторная сумма указанных электрических токов, протекающих в главной цепи УЗО, равна нулю. Следовательно, дифференциальный ток равен нулю.

НОРМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ



АВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ

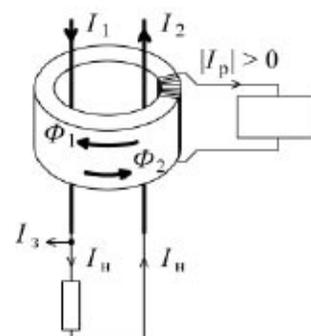


Рис. 11. Функционирование дифференциального трансформатора устройства защитного отключения

Магнитные потоки Φ_1 и Φ_2 , создаваемые электрическими токами I_1 и I_2 в сердечнике дифференциального трансформатора, также направленные навстречу друг другу, равны между собой по абсолютному значению. Эти магнитные потоки взаимно компенсируют друг друга. Поэтому суммарный магнитный поток в сердечнике дифференциального трансформатора равен нулю.

В результате этого абсолютная величина электрического тока I_p , который может протекать в электрической цепи, подключенной ко вторичной обмотке дифференциального трансформатора, также будет равна нулю. При указанных условиях расцепитель дифференциального тока, который подключен ко вторичной обмотке дифференциального трансформатора,

¹¹ Под расцепителем дифференциального тока понимают расцепитель, вызывающий срабатывание УЗО с выдержкой времени или без нее, когда дифференциальный ток превышает заданное значение.

не может сработать. Поэтому в нормальном режиме электрической цепи, когда дифференциальный ток равен нулю, устройство защитного отключения не срабатывает.

Рассмотрим аварийный режим электрической цепи, возникший в результате единичного повреждения основной изоляции опасной токоведущей части и ее замыкания на землю.

В условиях единичного повреждения по одному из проводников главной цепи УЗО помимо тока нагрузки I_n протекает ток замыкания на землю I_3 . Поэтому абсолютное значение электрического тока, протекающего в одной из первичных обмоток дифференциального трансформатора, превышает абсолютное значение электрического тока, который протекает в другой его первичной обмотке. Сумма электрических токов в проводниках главной цепи устройства защитного отключения будет отлична от нуля. Следовательно, дифференциальный ток также будет отличен от нуля.

Магнитные потоки Φ_1 и Φ_2 в сердечнике дифференциального трансформатора, прямо пропорциональные электрическим токам I_1 и I_2 , не равны между собой по абсолютному значению. Они не могут компенсировать друг друга и поэтому абсолютная величина суммарного магнитного потока в сердечнике дифференциального трансформатора превышает ноль.

Абсолютная величина электрического тока, который протекает в электрической цепи, подключенной ко вторичной обмотке дифференциального трансформатора, также будет больше нуля. В указанных условиях расцепитель дифференциального тока срабатывает под воздействием электрического тока I_p , побуждая устройство защитного отключения отключить присоединенные к нему внешние электрические цепи.

В трехфазных электрических цепях применяют трех- и четырехполюсные устройства защитного отключения, которые оснащены дифференциальными трансформаторами, имеющими соответственно три и четыре первичные обмотки. Эти дифференциальные трансформаторы функционируют так же, как и дифференциальный трансформатор двухполюсного УЗО. Векторные суммы электрических токов, протекающих в главных цепях УЗО, они определяют с учетом запаздывания и опережения по фазе электрических токов в проводниках, подключенных к УЗО. Наличие или отсутствие дифференциального тока устанавливают по наличию или отсутствию электрического тока I_p в электрической цепи, подключенной ко вторичной обмотке дифференциального трансформатора. Значение дифференциального тока оценивают по величине тока I_p .

Посредством определения дифференциального тока, таким образом, выполняют обнаружение и оценку тока замыкания на землю. При замыкании на землю токоведущей части дифференциальный ток практически равен току замыкания на землю. В нормальных условиях дифференциальный ток приблизительно равен суммарному току утечки электрической цепи, который может вызвать нежелательное срабатывание УЗО.

Литература

1. International standard IEC 60050-442. International Electrotechnical Vocabulary. Part 442: Electrical accessories. First edition. — Geneva: IEC, 1998–11.
2. International standard IEC 60947-2. Low-voltage switchgear and controlgear. Part 2: Circuit-breakers. Fourth edition. — Geneva: IEC, 2006–05.
3. 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 2.1. — Geneva: IEC, 2002–10.
4. International standard IEC 61009-1. Residual current operated circuit-breakers with integral overcurrent protection for household and similar uses (RCOBs). Part 1: General rules. Edition 2.1. — Geneva: IEC, 2003–02.
5. International standard IEC 62020. Electrical accessories. Residual current monitors for household and similar uses (RCMs). Edition 1.1. — Geneva: IEC, 2003–11.
6. International standard IEC 60439-1. Low-voltage switchgear and controlgear assemblies. Part 1: Type-tested and partially type-tested assemblies. Edition 4.1. — Geneva: IEC, 2004–04.
7. International standard IEC 61936-1. Power installations exceeding 1 kV a. c. Part 1: Common rules. First edition. — Geneva: IEC, 2002–10.
8. British Standard BS 7671–2001. Requirements for Electrical Installations. IEE Wiring Regulations. Sixteenth edition. — London: BSI and IEE, 2001.
9. ГОСТ Р 50571.1–93 (МЭК 364-1–72, МЭК 364-2–70). Электроустановки зданий. Основные положения. — М.: Изд-во стандартов, 1993.
10. ГОСТ Р 50030.2–99 (МЭК 60947-2–98). Аппаратура распределения и управления низковольтная. Ч. 2. Автоматические выключатели. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000.
11. ГОСТ Р 50807-95 (МЭК 755-83). Устройства защитные, управляемые дифференциальным (остаточным) током. Общие требования и методы испытаний. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 1996.
12. 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.
13. 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.
14. ГОСТ Р 51321.1–2000 (МЭК 60439-1–92). Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Ч. 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.
15. International standard IEC 60050-195. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock. First edition. — Geneva: IEC, 1998–08
16. International standard IEC 60050-195-am1. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock. Amendment 1. — Geneva: IEC, 2001–01.

17. International standard IEC 60050-826. International Electrotechnical Vocabulary. Part 826: Electrical installations. Second edition. — Geneva: IEC, 2004–08.

18. Publication 50 (826). International Electrotechnical Vocabulary. Chapter 826: Electrical installations of buildings. First edition. — Geneva: IEC, 1982.

19. International standard IEC 60050-151. International Electrotechnical Vocabulary. Part 151: Electrical and magnetic devices. Second edition. — Geneva: IEC, 2001–07.

20. International standard IEC 62128-1. Railway applications. Fixed installations. Part 1: Protective provisions relating to electrical safety and earthing. First edition. — Geneva: IEC, 2003–05.

21. International standard IEC 62103. Electronic equipment for use in power installations. First edition. — Geneva: IEC, 2003–07.

22. International standard IEC 60695-4. Fire hazard testing. Part 4: Terminology concerning fire tests for electrotechnical products. Third edition. — Geneva: IEC, 2005–05.

23. International standard IEC 60519-1. Safety in electroheat installations. Part 1: General requirements. Third edition. — Geneva: IEC, 2003–04.

24. International standard IEC 60519-2. Safety in electroheat installations. Part 2: Particular requirements for resistance heating equipment. Third edition. — Geneva: IEC, 2006–08.

25. International standard IEC 60730-1. Automatic electrical controls for household and similar use. Part 1: General requirements. Edition 3.2. — Geneva: IEC, 2007–03.

26. International standard IEC 60601-1. Medical electrical equipment. Part 1: General requirements for basic safety and essential performance. Third edition. — Geneva: IEC, 2005–12.

27. ГОСТ Р 50571.22—2000 (МЭК 60364-7-707–84). Электроустановки зданий. Ч. 7. Требования к специальным электроустановкам и особым помещениям. Раздел 707. Заземление оборудования обработки информации. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.

28. Правила устройства электроустановок/Раздел 1. Общие правила. Гл. 1.1: Общая часть; гл. 1.2: Электроснабжение и электрические сети; гл. 1.7: Заземление и защитные меры электробезопасности; гл. 1.9: Изоляция электроустановок. Раздел 6. Электрическое освещение. Раздел 7. Электрооборудование специальных установок. Гл. 7.1: Электроустановки жилых, общественных, административных и бытовых зданий; гл. 7.2: Электроустановки зрелищных предприятий, клубных учреждений и спортивных сооружений; гл. 7.5: Электротермические установки; гл. 7.6: Электросварочные установки; гл. 7.10: Электролизные установки и установки гальванических покрытий. 7-е изд. — М.: ЗАО «Энергосервис», 2002.

29. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. СП 31-110–2003. М.: Госстрой России, ФГУП ЦПП, 2004.

30. International standard IEC 60335-1. Household and similar electrical appliances. Safety. Part 1: General requirements. Edition 4.2. — Geneva: IEC, 2006–09.

31. International standard IEC 60990. Methods of measurement of touch current and protective conductor current. Second edition. — Geneva: IEC, 1999–08.

32. ГОСТ Р МЭК 335-1–94. Безопасность бытовых и аналогичных электрических приборов. Общие требования и методы испытаний. — М.: Изд-во стандартов, 1994.

33. International standard IEC 60745-1. Hand-held motor-operated electric tools. Safety. Part 1: General requirements. Fourth edition. — Geneva: IEC, 2006–04.

34. International standard IEC 60598-1. Luminaires. Part 1: General requirements and tests. Edition 6.1. — Geneva: IEC, 2006–09.

35. Временные указания по применению устройств защитного отключения в электроустановках жилых зданий//Вестник Главгосэнергонадзора России. 1997, №2.

36. Харечко В.Н., Харечко Ю.В. Особенности применения устройств защитного отключения в электроустановках зданий, выполненных из металла//Вестник Госэнергонадзора. 1999, №3.

37. International standard IEC 60364-1. Low-voltage electrical installations. Part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions. Fifth edition. — Geneva: IEC, 2005–11.

выпускал автоматические выключатели мощностью от 0,5 до 630 А. Подготовка к производству нового оборудования велась более двух лет. К настоящему времени пять опытных устройств прошли все необходимые испытания. Специалисты ДЗНВА отмечают, что производство выключателей мощностью 1600 А является перспективным направлением, так как потребность в них значительна, особенно на крупных подстанциях. В настоящее же время аналогичное электрооборудование производится только на одном заводе в России — «Ульяновском контакторе». При этом устройства ДЗНВА будут более современными и компактными. Все составляющие для новых выключателей будут также производиться на самом ДЗНВА.

www.24rus.ru

О ВЫКЛЮЧАТЕЛЯХ КОМПАКТНЫХ И ХОРОШО ВИДИМЫХ

Теперь 84-я серия включает компактный освещенный выключатель «чрезвычайной ситуации». Новый «чрезвычайный» выключатель имеет ошибочностойчивую моноблочную конструкцию и яркую LED-подсветку, видимую даже со стороны. Что же касается монтажной глубины установок, то данный выключатель разделяет такую с изделиями 22S и далеко опережает (по мелкости вхождения в массив) другие продукты 84-й серии. Полный диапазон включает набор освещаемых как светодиодными лампами, так и лампами накаливания кнопок и индикаторов. При этом переключение элементов может быть оснащено красным, желтым, оранжевым, зеленым, синим или белым LED-элементом. Доступно как алюминиевое, так и пластмассовое исполнения. Включающая такую конструктивную особенность, как «двойное лезвие», сверхсрочная система переключения гарантирует сверхчувствительное действие и надежное переключение даже очень легких нагрузок. Имея максимальные параметры 42 В и 50 миллиампер, эти выключатели идеальны для систем сигнализации уровня PLC. Все продукты 84-й серии могут безопасно монтироваться к печатным платам различной высоты. Возможно большое разнообразие как длин кабелей, так и собственно характеристик соединителей.



**Галина Власова,
директор Дивизиона
химической обработки воды
Компания Jurby WaterTech
International**

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ВОДЯНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ КОНДЕНСАТОРОВ

Большое количество воды на предприятиях энергетической промышленности расходуется на охлаждение пара в конденсаторах паровых турбин, на охлаждение смазочных масел, газа и воздуха турбоагрегатов.

Основным требованием, предъявляемым к качеству охлаждающей воды, является обеспечение нормального вакуума в конденсаторах. Охлаждающая вода не должна вызывать образование в системе отложений минерального и биологического характера, а также продуктов коррозии.

Исходная вода, используемая для охлаждения, обычно берется из ближайших открытых водоемов (больших рек или озер). Наиболее часто используемая схема технического водоснабжения — оборотная, когда для охлаждения многократно используется один и тот же запас воды и требует лишь небольшой добавки для восполнения потерь за счет испарения. Охлаждаемыми в этом случае служат градирни, брызгательные бассейны и пруды-испарители. Именно при оборотной схеме водоснабжения наиболее целесообразным является проведение программы стабилизационной обработки, обеспечивающей экономичный и экологичный режим работы.

Однако часто оборотная вода систем водяного охлаждения служит питательной водой для установок химводоподготовки (осветление и деминерализация). Причина этого — постоянное наличие теплой воды в большом количестве.

В таких случаях мы имеем негативное воздействие как на эксплуатацию химводоочистки, так и на работу конденсаторов.

Со стороны химводоочистки: получаемая оборотная вода имеет более высокое солесодержание и большую степень биологического загрязнения, чем исходная вода из естественного источника (за счет наличия в охладительных циклах процессов испарения и благоприятных условий для биологического роста). Это влечет за собой, соответственно, увеличенный расход реагентов при регенерации и частую замену дорогого анионитного материала, по причине его отравления органикой.

Со стороны конденсаторов: невозможность стабилизационной обработки вследствие негативного влияния ингибиторов и биоцидов на ионитный материал химводоочистки, а также, в виду невозможности закрытия цикла из-за больших расходов воды на продувку и подпитку системы. Это влечет за собой накопобразование на теплообменных поверхностях конденсаторов, отложения биологического характера, необходимость дополнительных остановок и затрат на очистку и ремонт оборудования, энергетические потери.

Поэтому, специалисты компании Jurby WaterTech International считают рациональным, воду для химводоподготовки использовать исходную, минуя охладительный цикл, предварительно подогревая и поддерживая необходимую постоянную температуру. Это создает возможность для закрытия охладительного цикла и проведения обра-



Станция дозирования AquaDos®

ботки оборотной воды, для исключения отложений на поверхности трубной системы конденсаторов, снижения коррозионной активности воды по отношению к металлу и предотвращения биологического обрастания охлаждаемых поверхностей.

Предотвращение отложений минерального характера достигается за счет использования органических полимеров, таких, как фосфоновые кислоты и их соли (фосфонаты) и дисперсантов.

Принцип действия основан на нескольких механизмах:

- **порогового ингибирования**, или известного как «трешолд эффект», который заключается в возможности фосфонатов в микродозах ингибировать осадкообразование в насыщенных растворах неорганических солей. Так, например, одна молекула фосфоната способна предотвратить осаждение от 5000 до 10000 молекул накипеобразователей. Фосфонаты прекрасно предотвращают осадкообразование таких малорастворимых веществ, как карбонаты, сульфаты, фосфаты кальция, оксиды железа и др. Величина порогового эффекта зависит от природы осадка, состава воды, температуры, pH и типа фосфоната. Комбинируя различные фосфонаты в формуле ингибитора можно достичь усиления эффекта порогового ингибирования;

- **диспергирования** — снижение тенденции к агломерации (слипанию) частиц путем адсорбирования полимеров на поверхности частиц и изменения их заряда. Таким образом, ингибируется образование накипи за счет формирования мелкодисперсной суспензии;

- **блокирования центров кристаллизации**: адсорбируясь на поверхности кристалла, полимеры искривляют его и предотвращают дальнейший рост кристаллов;

- **разрушения уже образовавшихся отложений**, или отмывка на ходу. В дозах немного более чем достаточных для предотвращения отложений, полимеры способствуют размягчению и растворению ранее образовавшейся накипи.

Создание защитных пленок на поверхностях металлов достигается за счет применения таких ингибиторов коррозии как ортофосфаты, полифосфаты, фосфокарбоксилаты, цинк, молибдаты.

<< 61

Изделия ЕАО серии 84 очень хорошо подходят для монтажа в ограниченном пространстве. Помимо всего прочего, небольшое возвышение профиля панели позволяет легко протирать ее начисто.

www.nestor.minsk.by

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ И ЗАЩИТЫ ТУРБИНЫ Т-35/55—1.6

По заказу ЗАО «Уральский турбинный завод», в НПФ «Ракурс» изготовлена электрическая часть системы регулирования и защиты (ЭЧСРиЗ) для турбины типа Т-35/55—1,6 Пермской ТЭЦ-14. ЭЧСРиЗ предназначена для управления оборудованием турбоагрегата, регулирования режимов работы турбоагрегата, а также реализации защит и блокировок.

Конструктивно ЭЧСРиЗ выполнена в двух металлических шкафах со степенью защиты IP44, размерами: 2000x800x600 мм и 2000x800x800 мм.

В состав ЭЧСРиЗ входят:

1. Шкаф управления ЭЧСРиЗ:

- дублированный программируемый контроллер;
- комплекты модулей для программируемого контроллера;
- программируемый терминал;
- вторичные источники электропитания.

2. Шкаф бесперебойного питания:

- инвертер на 6 кВт;
- источник бесперебойного питания.

3. Рабочая станция оператора:

- промышленный компьютер;
- монитор.

НПФ «Ракурс»

ОСВОЕНО СЕРИЙНОЕ ПРОИЗВОДСТВО НОВОЙ СИСТЕМЫ ВЕНТИЛЯЦИИ СЕРИИ ВО

Армавирский электротехнический завод (входит в «ЭДС-Холдинг») перешел к серийному производству новых систем вентиляции серии ВО производительностью 250, 500 и 700 м³ в час. Основой нового электровентилятора служит однофазный безконденсаторный

64 >>

<< 63

электродвигатель ДАО-115, также разработанный на Армавирском заводе.

Устройства такого типа широко применяются в компаниях малого и среднего бизнеса и при малом энергопотреблении способны быстро и эффективно обеспечивать циркуляцию воздуха в помещениях с особым режимом работы: частные пекарни, автомастерские и т.д. В России такое оборудование не производилось и до последнего времени на 100% импортировалось из стран восточной Европы.

«Первая опытно-промышленная партия в 600 изделий разошлась по регионам Юга России — сказал коммерческий директор «ЭДС-Холдинга» Грачья Абаджян. — Мы предприняли маркетинговую разведку боем и увидели достаточно большой неудовлетворенный спрос. Поэтому было принято решение о серийном производстве семейства ВО.

Для нас важно и то, что мы предлагаем не просто электропривод для систем вентиляции, но готовое изделие, причем стандартизированное по типоразмерам под проекты систем вентиляции. Дополнительно мы готовы изготавливать эти системы и под заказ, по размерам клиента.

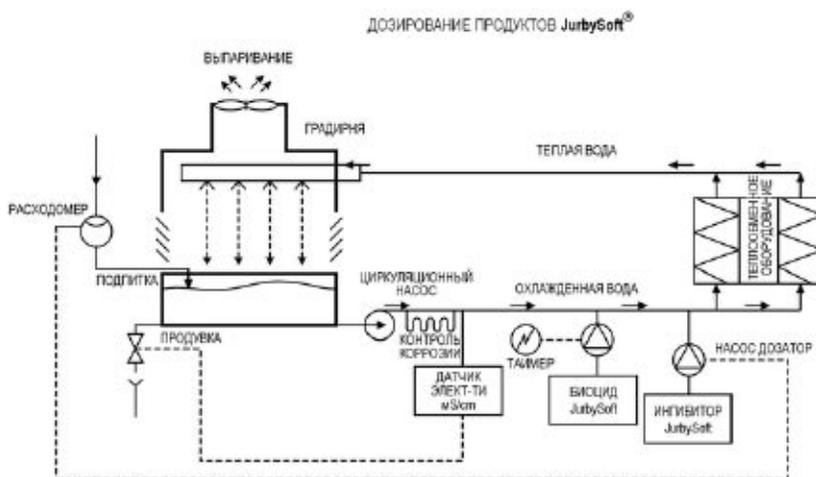
Впервые мы обратили пристальное внимание на дизайн готового изделия: крыльчатки выкрашены в ярко-красный цвет, а корпус — в белый. На выставке в Ростове-на-Дону, где его представили широкой публике, мы получили позитивные отзывы от наших дилеров, и теперь рассчитываем обеспечить охват рынков как европейской части России, так и в регионе Урала и Сибири. Рост и развитие малого и среднего бизнеса предоставляют нашим вентиляционным системам хороший шанс, и мы им воспользуемся полностью».

«ЭДС-Холдинг»

ЕВРОПЕЙСКОЕ КАЧЕСТВО ДЛЯ РОССИЙСКИХ СЕТЕЙ

У популярных во всем мире газовых моноблоков RM6 появились дополнительные функции, во-вторых, было представлено комплексное предложение для распределительных шкафов низкого напряжения. Элегазовые моноблоки RM6 производства Schneider Electric уже успели стать типовым решением для большинства крупных городов

71 >>



Принципиальная схема охладительной оборотной системы

Биоцидная обработка подбирается индивидуально для каждой системы. В распоряжении нашей компании имеется достаточно большой выбор как оксидирующих, так и неоксидирующих биоцидов.

ОПЫТ. Компания Jurby WaterTech International уже имеет опыт по внедрению своих технологий стабилизационной обработки воды на энергетических объектах.

Необходимость применения ингибитора накипеобразования на **Кишневской ТЭЦ-2 (Молдавия)** была вызвана сильным ростом отложений на внутренних поверхностях латунных трубок конденсаторов, снижением интенсивности теплообмена, ухудшением вакуума и падением экономичности работы энергоблоков.

Обработка циркуляционной воды в системе охлаждения продуктом JurbySoft® 83 производится с мая 2001 г.

В течение двух лет эксплуатации получены следующие результаты:

- Образование защитной пленки на внутренних поверхностях трубок конденсаторов, отсутствие солевых отложений.
- Снижение расхода воды для продувки системы охлаждения в результате стабилизации циркуляционной воды ингибитором накипеобразования и коррозии JurbySoft® 83 и возможности работы на более высоких коэффициентах упаривания.
- Подавлению коррозионных процессов, о чем свидетельствует значительное снижение содержания железа в циркуляционной воде.
- Снижение темпов роста температурных напоров уже за первый год обработки в два раза.
- Экономический эффект от экономии расходов технической воды, топлива, затрат на очистку и обслуживание сопоставим с затратами на обработку охлаждающей воды и приносит несомненную выгоду предприятию.

С 2003 года стабилизационная обработка охлаждающей воды была реализована и на соседней Кишневской ТЭЦ-1.

На предприятии «Запорожская АЭС» продолжают промышленные испытания программы стабилизационной обработки одной из систем технического водоснабжения ответственных потребителей. Программа стабилизационной обработки проводится с использованием реагентов JurbySoft® (ингибиторы отложений и коррозии, биоциды). Уже за полугодовой период промышленных испытаний получены результаты по снижению скорости коррозии и отмытки системы. Испытания программы стабилизационной обработки продлятся до конца 2007 г.



НОВИНКА В СФЕРЕ ТЕПЛОСБЕРЕЖЕНИЯ — ТЕРМОМАЙЗЕРЫ

Зачем платить больше?

Сейчас все больше владельцев различных предприятий задумываются о вопросах энергосбережения. И в этом нет ничего удивительного — зачем переплачивать за отопление или водоснабжение, когда на этом можно реально сэкономить? Самый простой вариант экономии — установка счетчиков. Но можно пойти в этом вопросе дальше. На рынке энергосберегающего оборудования появился новый класс продуктов — термомайзеры. Они могут применяться практически в любых системах отопления и горячего водоснабжения. Термомайзеры предназначены для автоматического регулирования температуры горячей воды в системах водоснабжения и температуры теплоносителя в системах отопления. С помощью прибора можно создать необходимый для конкретного помещения микроклимат. Кроме того, термомайзер позволяет экономить расход первичного теплоносителя, а, значит, и денежные средства.

Из чего состоит термомайзер?

Термомайзер состоит из двух частей — регулятора и электронного устройства управления. Регуляторы бывают нескольких видов. Одни из них служат для автоматического регулирования температуры подаваемой воды в систему отопления, другие прежде всего направлены на горячее водоснабжение, но могут использоваться и в системах отопления. Сам принцип работы зависит от типа регулятора.

Вторая часть термомайзера — электронное устройство. По сути, оно и регулирует температуру воды, а также температуру теплоносителя. К устройству подключено несколько

датчиков. Они снимают показания температуры воздуха внутри помещения и на улице, температуру теплоносителя на входе в систему отопления и на выходе из нее. В соответствии с полученными данными программа устройства делает необходимые расчеты и посылает сигнал на регулятор. В зависимости от выбранной программы устройством обеспечивается:

- поддержание заданной температуры воды в системе горячего водоснабжения;
- поддержание заданного температурного графика в системе отопления;
- ограничение температуры теплоносителя в обратном трубопроводе системы отопления;
- коррекция температуры теплоносителя в подающем трубопроводе системы отопления по отклонению температуры внутри помещения от заданной;
- снижение температуры объекта регулирования или теплоносителя при включении таймера (при использовании этой функции вы можете ограничивать подачу теплоносителя в выходные и праздничные дни, а также ночью, когда предприятие не работает).

Благодаря наличию датчика уличной температуры, термомайзер чутко реагирует на изменения климата. Это особенно важно весной, когда наблюдаются резкие перепады дневной и ночной температуры. Происходит отслеживание динамики, и поэтому внутри здания всегда поддерживается заданная температура.

Выбор типа термомайзера зависит от вида системы отопления и водоснабжения. Но любой тип прибора

будет экономить расход первичного теплоносителя и позволит создать в помещении необходимый микроклимат. Термомайзеры с одним типом регуляторов температуры используются в системах теплоснабжения жилых, общественных и административных зданий, другие подходят для открытых систем горячего водоснабжения и систем отопления, третьи — для закрытых систем горячего водоснабжения и систем отопления с насосным смещением и в виде дополнительной опции для систем вентиляции и кондиционирования воздуха. От типа регулятора зависит та экономия, которую можно получить при установке термомайзера.

Срок службы и эксплуатация

Срок службы термомайзера определить сложно. По сути, он практически вечен. Здесь все зависит от качества теплоносителя. При существующих реалиях, регулятор может свободно отработать 15—20 лет. Российские термомайзеры сделаны из нержавеющей стали, латуни и чугуна. Эти материалы отличаются своей долговечностью. Импортные приборы делают из углеродистой стали. При выборе термомайзера стоит обратить внимание на то, что в России качество первичного теплоносителя находится не на самом высоком уровне. Поэтому при эксплуатации импортных термомайзеров, не рассчитанных на характеристики российского теплоносителя, скорее всего возникнут проблемы. Не исключена необходимость использования дополнительных дорогостоящих приборов.

В плане технического обслуживания термомайзеры не прихотливы. Основная работа связана скорее с первоначальной настройкой, чем с эксплуатацией. Термомайзер в случае профессиональной установки не требует никакого обслуживания.

Зачем ставить термомайзер?

Экономия, получаемая при установке термомайзера, объясняется двумя факторами. Во-первых, в случае если после прохождения через систему отопления теплоноситель сохраняет высокую температуру, она снова задействуется системой, а не уходит в теплоцентральный. Вторичное использование теплоносителя дает неоспоримый плюс, так как для обеспечения необходимой температуры требуется гораздо меньшее количество первичного теплоносителя, чем без использования термомайзера. Этот вариант подходит для жилых, общественных и административных зданий.

Во-вторых, благодаря термомайзеру, мы можем устанавливать необходимую нам температуру теплоносителя в то время, когда помещение не используется. Таким образом, происходит сокращение расхода тепловой энергии, а, следовательно — ее экономия. В случае необходимости, уменьшается проходное сечение регулятора на прямой, и температура носителя падает до минимально допустимой. При использовании термомайзера на производстве или торговых площадях, вы будете получать немалую экономию тепловой энергии, а, значит, и средств, которые придется платить по счетчику. В ночное время и празд-

ничные дни, когда предприятие не функционирует, расход теплоносителя по умолчанию не снижается. А, значит, вам придется платить гораздо больше, чем вы могли бы. Установив термомайзер, можно снижать температуру теплоносителя на ночь. Благодаря устройству управления, вам необходимо лишь ввести нужные для вас параметры, и термомайзер будет экономить расход теплоносителя.

Плюсы термомайзера не ограничиваются экономией денег. Благодаря устройству, можно поддерживать необходимую температуру внутри помещения. Для работы многих предприятий, офисов и торговых центров создание определенного микроклимата имеет большое значение.

Сколько экономит термомайзер?

Чтобы рассчитать экономию, которую дает установка термомайзера, надо воспользоваться следующей формулой:

$$Q' = (Q/a) \times b + 0,5 \times (Q/a) \times c$$

(формула представляет собой расчет эффективности использования термомайзеров в производственных и административных зданиях при применении их для поддержания температуры в нерабочее время на уровне 50% от температуры в рабочее время и считая зависимость температуры от расхода тепла линейной)

Q — общий расход тепла за отопительный сезон (рассчитывается индивидуально в зависимости от помещения);

Q' — общий расход тепла за отопительный сезон с учетом применения термомайзера;

a — длительность отопительного сезона. В Центральном регионе России она составляет 220 дней или 5280 часов (220×24);

b — число рабочих часов за время отопительного сезона. Для того чтобы вычислить эту величину, надо разделить количество дней отопительного сезона на 7 (количество дней в неделе) и умножить на пять (количество рабочих дней). $(220/7) \times 5 = 157$. Пусть рабочий день составляет 9 часов, тогда $b = 157 \times 9 = 1413$.

Число нерабочих дней — $(220/7) \times 2 = 63$

Число нерабочих часов — $63 \times 24 = 1512$

c — общее число нерабочих часов. Для того чтобы его рассчитать, необходимо сложить число нерабочих часов в выходные и число нерабочих часов в будни ($(24 - 9) \times 157 = 2355$)

$1512 + 2355 = 3867$.

Таким образом, $a = 5280$, $b = 1413$, $c = 3867$.

Подставив эти данные в исходную формулу, получаем:

$$Q' = (Q/5280) \times 1413 + 0,5 \times (Q/5280) \times 3867$$

$$Q' = (1413Q/5280) + 0,5 \times (3867Q/5280)$$

$$Q' = (1413Q + 1933,5Q)/5280$$

$$Q' = 3346,5Q/5280 = 0,63Q$$

Получается, что, применяя термомайзер при пятидневной рабочей неделе, можно получать экономию тепла приблизительно равную 35%.

В среднем, термомайзер стоит около 25 тыс. руб.

Экономия, получаемая от установки термомайзера, зависит от площади отапливаемого помещения. Вместе

с экономией средств вы получаете и необходимый микроклимат в помещении.

Для расчета возьмем самый теплоемкий месяц зимы в центральном регионе — февраль. При площади здания в 7000 квадратных метров (отапливаемый объем 60 000 кубометров), расчетная тепловая нагрузка будет составлять приблизительно 0,926 Гкал/час (данная величина рассчитывается индивидуально в зависимости от отапливаемого объема и фиксируется в специальном договоре).

1 Гкал стоит 526 руб. 75 коп.

Если не устанавливать прибор учета, то расход тепла будет следующим: $0,926 \times 28 \times 24 = 622,16$ Гкал.

Средний расход при применении прибора учета — 352,92 Гкал.

При использовании термомайзера средний расход тепла за февраль составил бы 294,1 Гкал.

Таким образом, с помощью термомайзера каждый месяц можно экономить порядка 58,82 Гкал или 30 983 руб.

После установки термомайзера возможно снижение теплотребления за счет уменьшения температуры в цехах и офисе в нерабочие дни:

$$(294,1/28) \times 7 \times 0,35 = 25,7 \text{ Гкал}$$

$$\text{или } 25,7 \times 526,75 = 13\,537 \text{ руб. 47 коп.}$$

0,35 — возможное уменьшение температуры.

Если использовать термомайзер для снижения тепловой нагрузки в межсменное время, то можно получить еще большую экономию. Допустим, смена на предприятии длится 9 часов, и организация работает в одну смену:

$$294,1/28/24 = 0,44 \text{ Гкал/час}$$

$$0,44 \times 15 = 6,6 \text{ Гкал/сутки}$$

15 — межсменный перерыв в сутки

$$6,6 \times 21 \times 0,35 = 48,51 \text{ Гкал/месяц}$$

21 — количество рабочих дней

0,35 — возможное уменьшение температуры

$$48,51 \times 526,75 = 25\,552 \text{ руб. 64 коп.}$$

Уменьшение теплотребления за счет снижения температуры в нерабочее время составит $25,7 + 48,51 = 74,21$ Гкал, что равно экономии 39 090 руб.

Общая экономия с учетом использования всех функций термомайзера составит 70 073 руб.

Для примера возьмем меньшее предприятие. Допустим, площадь помещения равна 3000 квадратных метров.

При высоте 9 метров отапливаемый объем составит 27 000 кубометров. Расчетная тепловая нагрузка для него будет равна примерно 0,42 Гкал/час.

Таким образом, расчетная тепловая нагрузка за февраль составит 282,24 Гкал.

С учетом применения приборов учета тепловая нагрузка будет равна — 160,87 Гкал.

С учетом применения приборов учета и термомайзера — 128,7 Гкал.

Экономия за счет установки термомайзера — 32,17 Гкал или 16 945 руб.

Экономия при снижении теплотребления за счет уменьшения температуры в цехах и офисе в нерабочие дни — 11,26 Гкал/месяц или 5931 руб.

Если использовать термомайзер для снижения тепловой нагрузки в межсменное время при работе в одну девятичасовую смену, можно сэкономить еще 21,1 Гкал/месяц или 11 114 руб.

Экономия при уменьшении теплотребления за счет снижения температуры в нерабочее время составит 17 045 руб.

Общая экономия с учетом использования всех функций термомайзера за февраль составит 33 990 руб.

При площади предприятия равной 300 кв.м и высоте помещения в 4 м отапливаемый объем составит 1200 кубометров. Расчетная тепловая нагрузка для него будет равна примерно 0,02 Гкал/час. Расчетная тепловая нагрузка за февраль составит 13,44 Гкал. С учетом применения приборов учета — 8,06 Гкал. С учетом применения приборов учета и термомайзера — 6,44 Гкал.

Экономия за счет установки термомайзера — 1,62 Гкал или 853 руб.

Экономия при снижении теплотребления за счет уменьшения температуры в цехах и офисе в нерабочие дни — 1,61 Гкал или 848 руб.

Если использовать термомайзер для снижения тепловой нагрузки в межсменное время при работе в одну девятичасовую смену, можно сэкономить еще 1,06 Гкал/месяц или 558 руб.

Экономия при уменьшении теплотребления за счет снижения температуры в нерабочее время составит 1406 руб.

Общая экономия с учетом использования всех функций термомайзера за февраль составит 2259 руб.¹

Площадь помещения и отапливаемый объем	Экономия за счет установки термомайзера (без применения доп. функций)	Экономия за счет уменьшения температуры в цехах и офисе в нерабочие дни	Экономия за счет снижения тепловой нагрузки в межсменное время	Общая экономия
7000 кв. м (отапливаемый объем 60 000 кубометров)	30 983 рубля	13 537 рублей	25 552 рубля	70 072 рубля
3000 кв. м (отапливаемый объем 27 000 кубометров)	16 945 рублей	5931 рубль	11 114 рублей	33 990 рублей
300 кв. м (отапливаемый объем 1200 кубометров)	853 рубля	848 рублей	558 рублей	2259 рублей

¹ Расчеты являются примерными. Для того, чтобы провести точный расчет экономии, необходимо знать отапливаемый объем конкретного помещения и расчетную тепловую нагрузку по договору.



**В. Косарев,
ООО «Вактех»**

РОСТЕХНАДЗОР КАК УСТАНОВИТЬ КОМПРЕССОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ В СООТВЕТСТВИИ С МНОГОЧИСЛЕННЫМИ ТРЕБОВАНИЯМИ?

Действительно, какие могут быть проблемы с инспектором Госгортехнадзора (ранее Котлнадзора) и как свести их к минимуму? В свое время, бороздя просторы Интернета, я не нашел однозначного ответа на этот вопрос. Так что, сейчас мы постараемся описать в человеческом виде, как следует устанавливать оборудование компрессорного зала и устанавливать сосуды, работающие под давлением (воздушные ресиверы), согласно правилам, и какие документы на компрессорное оборудование необходимо требовать у поставщика. Хотя следует оговориться, что настоящая статья обращает внимание только на возможные очень грубые ошибки при проектировании системы сжатого воздуха и, в частности, компрессорной.

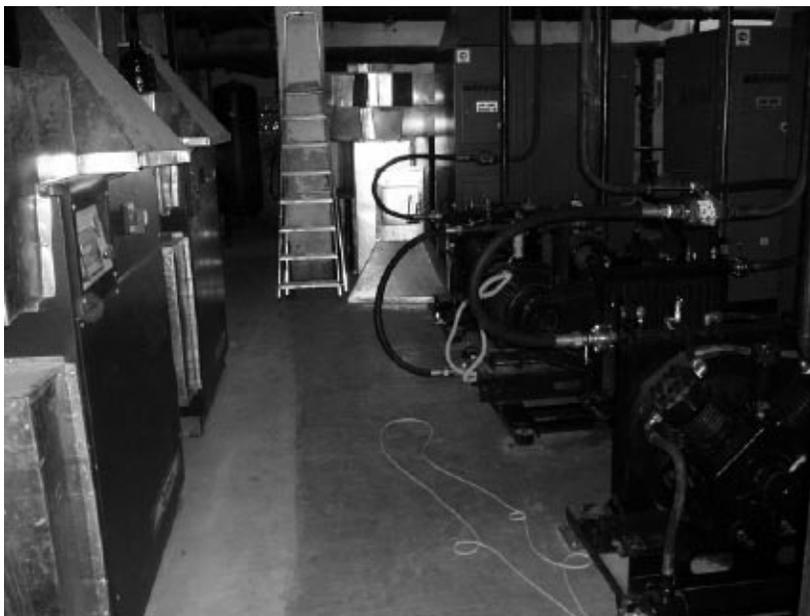
Человек, проектирующий компрессорный зал в первый раз, может потерять кучу времени и нервов, перечитывая две непонятные книги ПБ 03—581—03 и ПБ 03—576—03, суммарным объемом более 180 страниц. При этом самые необходимые на практике статьи правил можно не увидеть за огромным количеством «воды».

Итак начнем, пожалуй, с документов на компрессорное оборудование, которое будет необходимо предъявить инспектору. Прежде всего, компрессоры должны иметь сертификат соответствия ГОСТу 12.2.016—81, ГОСТу 12.2.016.1—91

и ГОСТу 12.2.016.5—91, а осушители и доохладители должны иметь сертификат по ГОСТу 12.2.003—91. Воздушный ресивер должен удовлетворять требованиям (иметь сертификат соответствия) ГОСТа 12.2.003—91 и ГОСТа 26291—84. Это, что касается сертификатов соответствия.

Для эксплуатации компрессора, имеющего полную потребляемую мощность более 14 кВт может потребоваться паспорт на компрессор — документ с завода изготовителя, содержащий технические характеристики компрессора, а также элементы серийных номеров комплектующих. Кроме того, для таких компрессоров необходимо предоставить разрешение на применение, выданное органами Госгортехнадзора. Также это разрешение необходимо для эксплуатации сосудов, работающих под давлением (в нашем случае воздушных ресиверов). Напомним, что под действие попадает любой ресивер, объемом более 25 л и производство рабочего давления в барах на объем сосуда в литрах превышает 200.

Для ресивера самым необходимым документом является паспорт сосуда, работающего под давлением — документ, содержащий в себе технические характеристики сосуда расчеты на прочность, материалы из которых он изготовлен, чертежи и многое другое. Причем не существует такого правила в законодательстве, которое обязывает



поставщика сосуда также предоставлять паспорт на сосуд. И это очень важно! Так как, если вовремя не согласовать наличие в договоре пункта о предоставлении паспорта на ресивер, это может привести юридически к покупке «консервной банки».

На каждом ресивере, согласно правилам, должны быть установлены манометр и предохранительный клапан. Проблема в том, что основные западные поставщики ресиверов монтируют предохранительный клапан, который никак не удовлетворяет требованиям ГОСТа. Обходится эта проблема следующим образом: в правилах сосудов, работающих под давлением, имеется пункт 5.5.5, согласно которому установка предохранительного клапана и манометра необязательна в случае, если рабочее давление сосуда равно или больше максимального давления питающего источника и в сосуде исключена возможность повышения давления от химической реакции или обогрева. На практике это выглядит следующим образом: для ресивера с рабочим давлением, например 11 бар, приобретается компрессор с максимальным рабочим давлением 7,5, 8 или 10 бар. И в этом случае установка манометра и предохранительного клапана на ресивере уже не требуется, как и предоставление документов на них. Более того, если уже собрана система с компрессором, максимальное рабочее давление которого превышает рабочее давление ресивера, в этом случае тоже существует способ ее решить.

Место и взаимное расположение ресиверов может вылиться в настоящую головную боль на предприятии. Согласно требованиям правил, сосуды, работающие под давлением, должны устанавливаться на открытых площадках или же в помещениях, примыкающих к производственным зданиям, при условии отделения их от здания капитальной стеной. На практике это значит либо применение дорогостоящей адсорбционной осушки или обеспечение дополнительного отопления в прилегающем помещении, чтобы исключить возможность замерзания конденсата в холодное время года.

Что касается компрессорной, то прежде всего следует обратить внимание на то, что «в помещениях компрессорных установок не допускается

размещать аппаратуру и оборудование, технологически и конструктивно не связанных с компрессорами». Это значит, что оборудование, предназначенное для осушки воздуха, или не дай бог, ресиверы, могут вызвать очень живое любопытство инспектора. Проходы в машинном зале должны выбираться, исходя из более жесткого требования правил и инструкции эксплуатации оборудования. Проблема в том, что для технического обслуживания крупных компрессоров, необходимо довольно много места, что иногда превышает требования правил.

Все вышеперечисленное — далеко неполный перечень проблем, с которыми можно столкнуться, но по значимости, на взгляд автора, они занимают первые места. Мы надеемся, что данная статья будет вам полезна в работе.





ОШИБКИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ВОЗДУШНОЙ МАГИСТРАЛИ

ПАДЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ

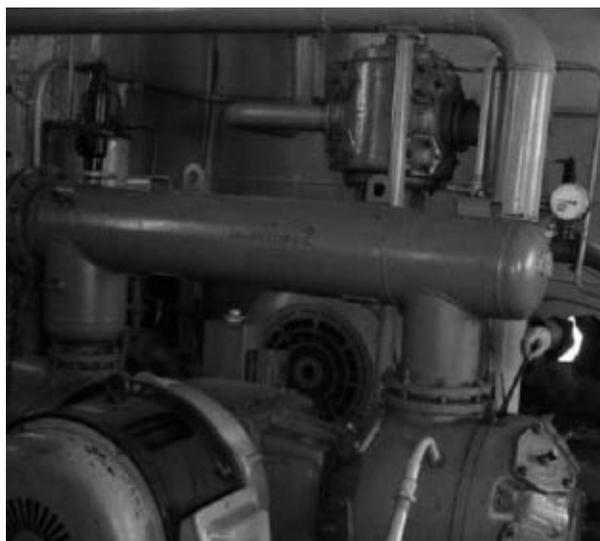
Подбирая компрессорное оборудование для потребителя сжатого воздуха, покупатель часто смотрит лишь на два параметра компрессора: рабочее давление и производительность, и совершенно забывает про своего потребителя. Проблема в том, что воздух до потребителя еще необходимо подготовить и доставить. Что из этого может выйти, мы попробуем разобрать в этой статье.

Типичная схема воздушной магистрали от компрессора до потребителя обычно выглядит так: **компрессор — фильтры грубой и тонкой очистки — осушка — ресивер — трубопровод — потребители.**

Любое препятствие на пути сжатого воздуха: фильтр, теплообменник (или башня с адсорбентом) осушителя, являются сопротивлением, на котором неизбежно падает давление. Трубопровод со всеми его поворотами и вентилями также оказывает сопротивление потоку воздуха.

Рассмотрим типичный пример грубой ошибки при выборе компрессора. Допустим, у нас имеется группа потребителей сжатого воздуха, удаленная от компрессорной на 150 м, требующие суммарный поток 5,7 м³/мин, причем минимальное давление работы потребителей — 6,5 бар. Требования к качеству воздуха по ISO — 1.4.1, что означает наличие фильтров тонкой очистки и рефрижераторного осушителя.

Проектировщик закладывает в проект винтовую маслосмазываемую машину с максимальным рабочим давлением 7,5 бар и максимальной производительностью 6 м³/мин, режим работы «разгрузка-нагрузка». Вроде бы



все в порядке. Давления 7,5 бар должно хватать с избытком, и система подобрана правильно. Что же здесь не так?

Любая система должна проектироваться под максимально неблагоприятные возможные условия работы. Кроме того должны учитываться неявные параметры. Оказывается, что типичный разброс давления у машины, работающей в режиме «разгрузка-нагрузка» — 1 бар, это значит, что рабочее давление будет время от времени «проседать» до 6,5 бар. В нашем примере за компрессором находятся два фильтра: грубой и тонкой очистки и один после осушки. Когда фильтры чистые, нормальное падение давления



на каждом из них будет около 0,05 бар. Но по мере загрязнения, падение давления может достигать на них до 0,3 бар, что даст 0,9 бар на всех фильтрах. Дальше больше. Даже на самых качественных теплообменниках падение давления будет не менее 0,2 бар и 0,05 бар на ресивере.

И наконец, падение давления будет на 150 метрах трубопровода, которое при указанных расходе и диаметре будет составлять примерно 0,3 бар.

Итак, что мы имеем? При штатном режиме работы возможна ситуация, при которой до потребителей будет доходить всего $6,5 - 0,9 - 0,2 - 0,05 - 0,45 = 4,9$ бар. И это при минимально допустимом 6,5 бар!

Таким образом, такая схема будет нежизнеспособной, в принципе, и ценой будет либо высокий процент брака, либо даже полная остановка производства. К сожалению, подобные ситуации при выборе воздушного компрессора далеко не редкость. И расчет падения давления не рассчитывается должным образом.

Правильное решение такой задачи выглядело бы примерно так: диаметр трубопровода закладывается не 1", а 2", что убрало бы падение давления в трубопроводе до 0,14 бар, и выбрать компрессор, рассчитанный на 10 бар избыточного давления.

По материалам ООО «Вактех»

России. Они использованы в системах электроснабжения наиболее важных объектов страны. Согласно статистике, сегодня на территории России эксплуатируется свыше 12 000 моноблоков RM6, серийное производство которых осуществляет завод ЭЗОИС. Элегазовые моноблоки RM6 предназначены для использования в магистральных и петлевых распределительных сетях 6, 10, 20 кВ и выполняют функции присоединения, питания и защиты одного или нескольких распределительных трансформаторов мощностью до 3000 кВА. Кроме того, RM6 позволяют: — осуществлять визуальный контроль положения контактов благодаря стеклянным колпачкам, расположенным в верхней части моноблока; — проводить испытание кабеля без его отсоединения от моноблока, что значительно упрощает процедуру проверки изоляции кабельной линии. Благодаря новым функциям RM6, которые позволяют производить измерения и учет электроэнергии, секционирование шин, расширение и подключение кабеля к шинам, расширились возможности компоновки схем. Измерительные ячейки Mt позволяют осуществлять коммерческий учет электроэнергии по высокой стороне. Возможна компоновка 3/3 (три трансформатора тока и три трансформатора напряжения) и 2/3 (два трансформатора тока и три трансформатора напряжения). Секционирование шин может осуществляться как с выключателем (функция BC), так и с выключателем нагрузки (функция IC). Расширение функций элегазовых моноблоков RM6 позволяет со всей уверенностью назвать их надежной гибкой системой высокого европейского качества, позволяющей реализовывать любые, самые амбициозные решения, отвечающие жестким требованиям заказчика. Для защиты и развязки цепей низкого напряжения компания Schneider Electric предлагает комплекс, состоящий из выключателей Opus и Interpack. OPUS — это выключатели нагрузки и разъединители на предохранителях. Требования заказчиков привлекают в первую очередь высокие стандарты качества, являющиеся неотъемлемой частью налаженных в Европе производственных процессов, а также отличные технические характеристики, например класс огнестойкости пластика V0. Применение гаммы OPUS, в производстве которой используются плавкие вставки стандарта DIN



НПО КВАЛИТЕТ

Предлагает:

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

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

E-mail: Info@qualitet.org

www.qualitet.org



В.А. Янсюкевич

МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Область применения

Рекомендации настоящей методики распространяются на проведение испытаний измерительных трансформаторов тока и напряжения в электроустановках всех типов, напряжения и систем.

Контроль за режимом работы электрических машин и аппаратов, измерение электрических величин, защита и автоматика в распределительных устройствах осуществляется с помощью различных электроизмерительных приборов и аппаратуры.

При больших номинальных токах электроустановок переменного тока измерительные приборы, реле и аппаратура автоматики присоединяется к соответствующему участку электрической цепи с помощью измерительных трансформаторов тока.

Применение измерительных трансформаторов тока позволяет расширить пределы измерения токов, получив ток ограниченной, пропорциональной величины, что позволяет изготовить приборы измерения и обмотки реле со стандартной обмоткой (например, на 5А, или 1А).

Трансформаторы тока питают токовые обмотки измерительных приборов и реле (амперметров, счетчиков, ваттметров, реле тока, мощности и др.).

Первичные обмотки трансформаторов тока, изолированные соответственно номинальному напряжению установки, включаются последовательно в ту цепь, где необходимо измерять ток.

Внешний вид и размеры самых распространенных типов трансформаторов тока представлены на рис. 1.

На рис. 1 изображены: 1 — ТФН-35М (в скобках — размеры для ТФНД-35М); 2 — ТФНД-110М; 3 — ТФНК-500 (группа трансформаторов тока наружной установки с фарфоровой основной изоляцией); 4 — трансформатор тока ТПОЛ-35; 5 — ТНШ-0,5 (трансформатор тока на напряжение 0,5кВ и токи 15000—25000А); 6 — ТПОЛ-20; 7 — ТПОЛМ-10; 8 — ТВОЛ-10; 9 — ТКЛН-10; 10 — ТПШЛ-10; 11 — ТШЛ-20 (трансформаторы тока высоковольтные с литой изоляцией).

Вторичные обмотки трансформаторов тока изготавливают на ток 1; 2,5 и 5А. Измерительные приборы и реле подключаются во вторичную цепь последовательно, а их шкала градуируется в соответствии с номинальным током первичной обмотки.

В целях предупреждения последствий пробоя изоляции между первичной и вторичной обмотками, последние обязательно заземляются. Заземление вторичных цепей трансформаторов тока осуществляется обычно как можно ближе к самому трансформатору.

Особенностью трансформаторов тока является то, что они работают в режиме, близком к режиму короткого замыкания, так как сопротивление их вторичных обмоток и присоединенных к ним приборов весьма мало.

Величина тока в первичной обмотке трансформатора тока зависит только от нагрузки, создаваемой потребите-

обмотке измерительных трансформаторов.

Вторая (угловая) представляет собой угол сдвига фаз между повернутыми один относительно другого на 180° напряжениями (или токами) на зажимах первичной и вторичной обмоток.

Угловая погрешность влияет только на измерения приборами ваттметрового типа (ваттметр, фазометр, счетчики, реле мощности).

Объект испытания

Объектом испытания в измерительных трансформаторах тока и напряжения являются, прежде всего, изоляция трансформаторов, обмотки трансформаторов как первичная, так и вторичная, а также трансформаторное железо сердечника.

Трансформаторы тока изготавливаются со следующим исполнением внутренней изоляции:

- Бумажно-бакелитовая (трансформаторы серии ТП 6—35 кВ).
- Керамическая (трансформаторы тока 6—10 кВ типов ТПОФ, ТПФ и др).
- Литая эпоксидная (трансформаторы тока типов ТПОЛ, ТПШЛ, ТШЛ и др. 6—35 кВ).
- Бумажно-масляная звеньевоего типа (трансформаторы тока ТФН 35—500 кВ).

- Бумажно-масляная конденсаторная (трансформаторы тока типа ТФКН-330 и трансформаторы тока серии ТРН 330-750 кВ).

Трансформаторы напряжения изготавливаются со следующими типами внутренней изоляции:

- Сухая (трансформаторы напряжения до 10 кВ включительно типа НОСК-6, ЗНОЛТ-3, ЗНОЛТ-6, ЗНОЛТ-10 и др.).
- Бумажно-масляная (трансформаторы напряжением до 35 кВ включительно типа НОМ-10, НОМ-35) с изоляцией выводов обмотки на полное номинальное напряжение.
- Бумажно-масляная, градируванная (трансформаторы напряжения ЗНОМ на напряжение 15,20,24,35 и 110кВ и серии НКФ на номинальное напряжение 110, 220, 330 и 500 кВ)

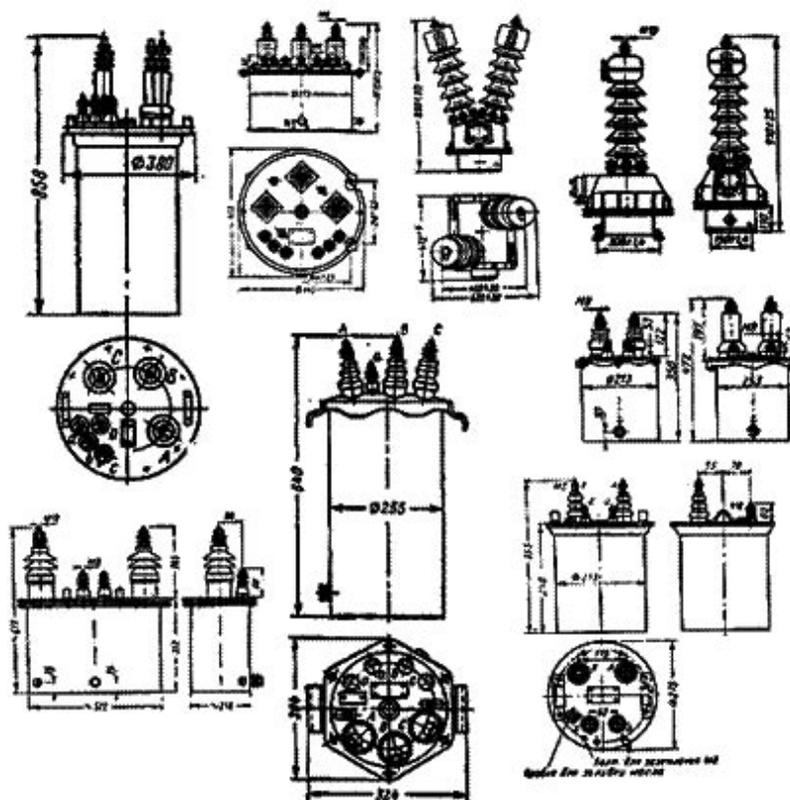


Рис. 2. Трансформаторы напряжения

- Литая эпоксидная (чешские однофазные трансформаторы напряжения и трансформаторы типа НОЛ).

Объем испытаний трансформаторов тока:

1. измерение сопротивления изоляции первичной и вторичной (вторичных) обмоток (К, М);
2. измерение $\text{tg } \delta$ изоляции (К, М);
3. испытание повышенным напряжением изоляции обмоток (М);
4. снятие характеристик намагничивания трансформаторов (К);
5. измерение коэффициента трансформации (К);
6. измерение сопротивления обмоток постоянному току (К);
7. испытание трансформаторного масла (М);
8. проверка полярности обмоток (К).

Объем испытаний трансформаторов напряжения:

1. измерение сопротивления изоляции обмоток первичной и вторичной (вторичных) (К, М);
2. испытание повышенным напряжением трансформаторов напряжения с литой изоляцией (К, М);
3. измерение коэффициента трансформации (К);
4. измерение сопротивления обмоток постоянному току (К);
5. испытание трансформаторного масла (К, М);
6. определение группы соединения трехфазных трансформаторов напряжения (К);
7. измерение тока и потерь холостого хода (К).

Примечание: К — капитальный ремонт, испытание при приемке в эксплуатацию; М — межремонтные испытания

Определяемые характеристики

Сопротивление изоляции

В процессе эксплуатации измерения проводятся:

- на трансформаторах тока 3—35 кВ — при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены;
- на трансформаторах тока 110 кВ с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) — при неудовлетворительных результатах испытаний масла;
- на трансформаторах тока 220 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) — при отсутствии контроля изоляции под рабочим напряжением и неудовлетворительных испытаниях масла.

Измеренные значения сопротивления изоляции должны быть не менее значений, приведенных в табл. 1.

- для трансформаторов напряжения 3—35 кВ — при проведении ремонтных работ в ячейках, где они установлены, если работы не проводятся — не реже 1 раза в 4 года;
- для трансформаторов напряжения 110-500 кВ — 1 раз в 4 года.

Измеренные значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть не менее значений, приведенных в табл. 2.

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg} \delta$) изоляции обмоток

Измерение $\operatorname{tg} \delta$ у трансформаторов тока с основной бумажно-масляной изоляцией производится при напряжении 10 кВ.

В процессе эксплуатации измерения проводятся:

- на трансформаторах тока 35 кВ — при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены;
- на трансформаторах тока 110 кВ с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) — при неудовлетворительных результатах испытаний масла;
- на трансформаторах тока 220 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) — при отсутствии контроля изоляции под рабочим напряжением и неудовлетворительных испытаниях масла.

Измеренные значения, приведенные к температуре 20°C, должны быть не более указанных значений в табл. 3.

У каскадных трансформаторов тока $\operatorname{tg} \delta$ основной изоляции измеряется для трансформатора в целом. При неудовлетворительных результатах таких измерений $\operatorname{tg} \delta$ основной изоляции дополнительно измеряется по ступеням.

Испытание повышенным напряжением

Значения испытательного напряжения основной изоляции трансформаторов тока и напряжения приведены в табл. 4. Длительность испытания трансформаторов тока и напряжения с фарфоровой изоляцией — 1 минута, с органической изоляцией — 5 минут.

Допускается проведение испытаний трансформаторов тока совместно с ошиновкой. При совместном испытании измерительных трансформаторов с элементами ошиновки или другими аппаратами, продолжительность испытания

Таблица 1

Значения сопротивления изоляции трансформаторов тока

Класс напряжения (кВ)	Допустимые сопротивления изоляции (МОм), не менее				
	Основная изоляция	Измерительный ввод	Наружные слои	Вторичные обмотки*	Промежуточные обмотки
3-35	1000/500	—	—	50(1)/50(1)	—
110-220	3000/1000	—	—	50(1)/50(1)	—
330-750	5000/3000	3000/1000	1000/500	50(1)/50(1)	1/1

*Сопротивление изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок – при отключенных вторичных цепях, в скобках – с подключенными вторичными цепями.

В числителе указаны значения сопротивления изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе – в процессе эксплуатации.

Таблица 2

Значения сопротивления изоляции трансформаторов напряжения

Класс напряжения (кВ)	Допустимые сопротивления изоляции (МОм), не менее		
	Основная изоляция	Вторичные обмотки*	Связующие обмотки
3-35	100	50(1)	1
110-500	300	50(1)	1

* Сопротивление изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок – при отключенных вторичных цепях, в скобках – с подключенными вторичными цепями

Таблица 3

Значения $\text{tg } \delta$ для изоляции различных видов

Тип изоляции	Предельные значения $\text{tg } \delta$ %, основной изоляции трансформаторов тока на номинальные значения (кВ), приведенных к температуре 20°C						
	3—15	20—35	110	220	330	500	750
Бумажно-бакелитовая	3,0/12,0	2,5/8,0	2,0/5,0	—	не более 150 % от измеренного на заводе, но не выше 0,8 не более 150 % от измеренного при вводе в эксплуатацию, но не выше 1,0		
Основная бумажно-масляная и конденсаторная	—	2,5/4,5	2,0/3,0	1,0/1,5			

принимается равной времени испытания для тех элементов сети, к которым подключены трансформаторы. Например, при испытании трансформаторов тока установленных в ячейке КРУ продолжительность испытания устанавливается равной 1 минуте (изоляторы ошиновки ячейки — фарфоровые). Трансформаторы тока напряжением выше 35 кВ не подвергаются испытаниям повышенным напряжением.

Значения испытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток, вместе с присоединенными к ним цепями, принимается равным 1кВ.

Продолжительность приложения испытательного напряжения — 1 минута.

Снятие характеристик намагничивания трансформаторов тока

Характеристика снимается методом повышения напряжения на вторичных обмотках до начала насыщения (но не выше 1800 В), с одновременным измерением тока в испытываемой обмотке с помощью амперметра.

При наличии у обмоток ответвлений характеристика снимается на рабочем ответвлении, при этом на нерабочих ответвлениях замеры не производятся.

Снятая характеристика сопоставляется с типовой характеристикой намагничивания или с характеристиками намагничивания исправных трансформаторов тока, однотипных с проверяемыми.

Отличия от значений, измеренных на заводе-изготовителе или от измеренных на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемыми, не должны превышать 10 %.

Измерение коэффициента трансформации

Отклонение измеренного коэффициента трансформации от указанного в паспорте или от измеренного на исправном трансформаторе тока или напряжения, однотипном с проверяемыми, не должно превышать 2 %.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Отклонение измеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортных значений, или от измеренных на других фазах не должно превышать 2%. При сравнении измеренных значений с паспортными данными измеренные значения сопротивления должны приводиться к заводской температуре. При сравнении с другими фазами измерения должны производиться при одинаковой температуре.

Измерения сопротивления обмоток постоянному току производятся у трансформаторов тока на напряжение 110 кВ и выше и у связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения.

В качестве дополнительных измерений при комплексных испытаниях данный вид измерения может исполь-

Таблица 4

Значения испытательного напряжения промышленной частоты

Класс напряжения трансформатора (кВ)	Испытательное напряжение (кВ) для трансформаторов тока и напряжения		
	На заводе-изготовителе	Перед вводом в эксплуатацию и в эксплуатации	
		Фарфоровая изоляция	Другие виды изоляции
До 0,69	2,0	1	1
3	24,0	24,0	21,6
6	32,0	32,0	28,8
10	42,0	42,0	37,8
15	55,0	55,0	49,5
20	65,0	65,0	58,5
35	95,0	95,0	85,5

зоваться и для трансформаторов тока и напряжения всех типономиналов.

Испытание трансформаторного масла

Испытания трансформаторного масла производятся перед вводом оборудования в эксплуатацию (перед заливкой в трансформаторы тока или напряжения).

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из трансформаторов тока и напряжения до 35 кВ включительно допускается не испытывать.

Масло из трансформаторов тока напряжением 110-220 и 330-500 кВ, не оснащенных системой контроля изоляции под рабочим напряжением испытывается 1 раз в два года.

У трансформаторов напряжения 110 кВ и выше устанавливается следующая периодичность испытаний трансформаторного масла:

- для трансформаторов напряжения 110-220 кВ — 1 раз в 4 года
- для трансформаторов напряжения 330-500 кВ — 1 раз в 2 года

Испытания трансформаторного масла проводятся в соответствии с «Методикой проведения испытаний трансформаторного масла».

Определение полярности обмоток трансформаторов тока и проверка группы соединения трансформаторов напряжения

Определение полярности обмоток трансформаторов тока производится для проверки соответствия выводов обмоток заводской маркировке. Полярность обмоток должна соответствовать заводской маркировке.

Определение группы соединения трансформаторов напряжения производится для проверки соответствия выводов заводской маркировке.

Измерение тока и потерь холостого хода трансформаторов напряжения

Данные измерения производятся перед вводом в эксплуатацию или после капитального ремонта для определения качества внутренних соединений, сборки и характеристик трансформаторного железа. Измеренные данные не должны отличаться от заводских (паспортных) более чем на 2%, при условии проведения измерений при одинаковых температурах.

Условия испытаний и измерений

Испытание измерительных трансформаторов тока и напряжения производят при температуре окружающей среды не ниже +10°C, с контролем температуры обмоток. При проведении испытаний следует помнить, что температура обмоток трансформаторов может быть выше температуры окружающей среды, поэтому контроль температуры обмоток осуществляют непосредственно внутри корпуса трансформатора или по температуре масла. Данное требование не распространяется на трансформаторы тока

и напряжения с органической изоляцией, так как малые объемы изоляции обуславливают ее быстрое остывание до температуры окружающей среды.

Влажность окружающего воздуха имеет значение при проведении высоковольтных испытаний обмоток, т.к. конденсат на изоляторах может привести к пробое изоляции и, соответственно, к выходу из строя оборудования (как испытательного, так и испытуемого).

Трансформаторы подвергаются испытаниям в собранном виде, с установленными на них всеми деталями и узлами, которые могут повлиять на результат испытаний. При высоковольтном испытании трансформаторов тока совместно с ошиновкой ячейки, в которой они установлены, испытание проводится при полностью собранной ошиновке, отсутствии всех посторонних предметов. При проведении таковых испытаний (когда подвергаются испытанию измерительные трансформаторы с ошиновкой ячейки) допускается проводить испытание, ориентируясь на меньшее значение испытательного напряжения — например при испытании литых трансформаторов тока типа ТПЛ-10 с номинальным напряжением 10 кВ в ячейке распределительного устройства 6 кВ с изоляторами, рассчитанными на рабочее напряжение 6 кВ, испытание следует проводить напряжением 32 кВ, но в течение 5 минут.

Перед проведением высоковольтных испытаний изоляторы трансформаторов (или литой корпус, который сам по себе изолятор) следует протереть от пыли, грязи и влаги. Если испытание проводится совместно с ошиновкой, то необходимо очистить от пыли и влаги изоляторы в ячейке.

Перед испытанием производится внешний осмотр, проверка целостности изоляторов, отсутствие течи масла, целостности изоляции.

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

Средства измерений

Измерение сопротивления изоляции производят мегаомметрами на соответствующее напряжение: для обмотки НН (вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения) используют мегаомметры на 1000 В, а мегаомметры на напряжение 2500 В — для обмоток ВН.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току производится мостами постоянного тока (например, Р 333), которые позволяют произвести замеры с точностью до 0,001 Ом. При отсутствии данных приборов возможно использовать метод амперметра-вольтметра с источником постоянного тока, который может обеспечить достаточный ток для проведения данных испытаний. При проведении замеров методом амперметра-вольтметра рабочий ток не должен превышать номинальный ток обмотки испытуемого объекта.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты производят с помощью различных установок,

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

которые состоят из следующих элементов: испытательного трансформатора, регулирующего устройства, контрольно-измерительной и защитной аппаратуры. К таким аппаратам можно отнести установку АИИ — 70, АИД — 70, а также различные высоковольтные испытательные трансформаторы, которые обладают достаточным уровнем защиты и надлежащим уровнем подготовлены для проведения испытаний.

При проведении испытаний трансформаторов напряжения на потери холостого хода удобно применять измерительные мосты и комплекты (типа К-50). При отсутствии данных приборов можно использовать вольтметр, амперметр и ваттметр.

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

Порядок проведения испытаний и измерений

Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления изоляции обмоток трансформаторов тока и напряжения производят в соответствии со схемой на рис. 3 и 4.

При проведении измерений сопротивления изоляции вторичных цепей трансформаторов необходимо предварительно снять заземление с этих цепей. У трансформаторов напряжения может заземляться и первичная обмотка, поэтому перед измерением сопротивления изоляции схему трансформатора необходимо разобрать. Это не касается трансформаторов напряжения, включенных на междуфазное напряжение — у них выводы первичной обмотки не заземляются. В любом случае необходимо исходить из местных условий.

Измерение производится на закороченной обмотке относительно корпуса, при этом другая обмотка транс-

форматора (вторичная или первичная — смотри рисунки выше) должна быть закорочена и заземлена. Для трансформаторов тока первичную обмотку можно не закорачивать — слишком мало сопротивление. Отсчет показаний мегаомметра производится через 60 секунд после начала измерения.

У трехфазных трансформаторов напряжения все три фазы первичной обмотки перед измерением закорачиваются, аналогично поступают с вторичными обмотками. Измерение производится у первичной обмотки относительно корпуса и закороченных и заземленных вторичных обмоток, затем у вторичных обмоток относительно закороченной и заземленной первичной обмотки.

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) изоляции обмоток

Измерение производится у трансформаторов тока при напряжении 10 кВ. Схема соединения испытательной установки с применением моста переменного тока показана на рис. 5. Применение «перевернутой» схемы оправдано, т.к. основание трансформаторов тока в большинстве случаев соединено с землей.

Необходимо сделать два замера — для исключения влияния полярности питающего напряжения (для смены полярности необходимо поменять нуль и фазу на вилке питания).

Измерение тангенса с применением прибора «ВЕКТОР» показано на рис. 5а.

Для проведения измерения прибор «ВЕКТОР» переводится в режим «Диэлектрические параметры». В этом режиме можно нажатием на кнопку «ВЫБОР» перейти в дополнительные режимы с «Компенсацией токов влияния» и «Компенсацией помех общего вида». Во всех режимах прибор измерит I_0 и I_x (мА) — (кнопка «ВЫБОР»)

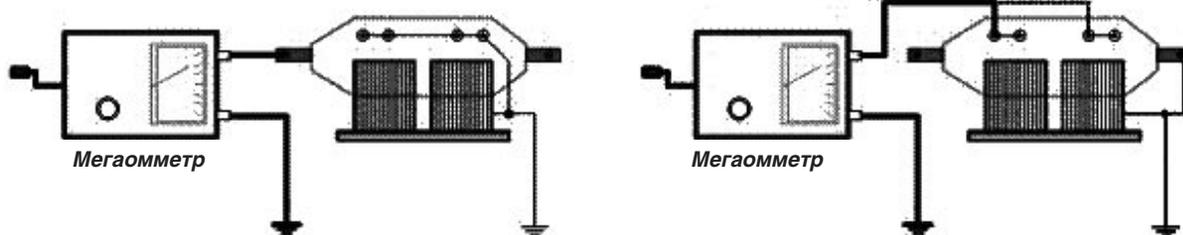


Рис. 3. Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН и НН трансформатора тока

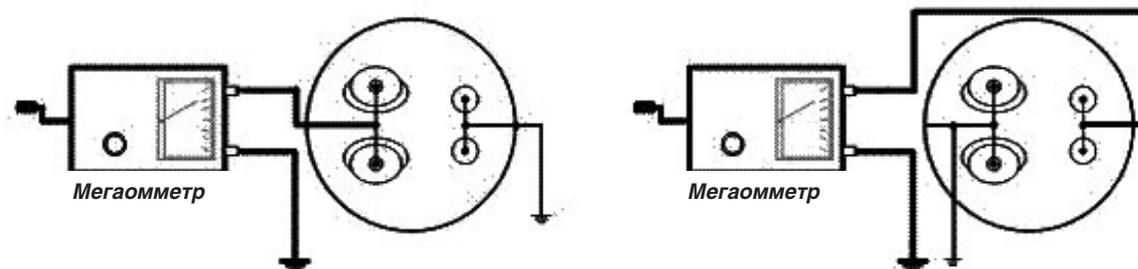


Рис. 4. Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН трансформатора напряжения

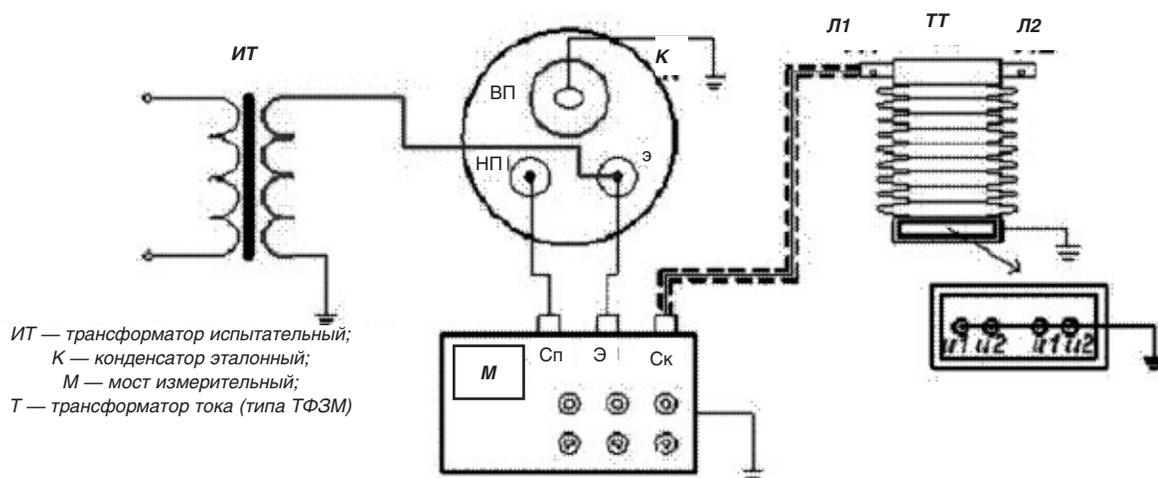


Рис. 5. Схема измерения tg угла диэлектрических потерь трансформатора тока по «перевернутой схеме»

емкость и tg (pF и %) — (кнопка «ВЫБОР») рабочее напряжение на объекте и C_0 (кВ и pF) — (кнопка «ВЫБОР») частота и фаза (Гц и градус).

Измерение с помощью прибора «ВЕКТОР» удобно тем, что измеренные параметры выводятся на дисплей и нет необходимости в пересчете.

Испытание повышенным напряжением

Испытание повышенным напряжением трансформаторов тока и напряжения проводится в собранном виде

с установкой всех деталей, которые могут оказать влияние на результат испытаний. Испытание первичных обмоток трансформаторов проводится напряжением промышленной частоты по схеме, представленной на рис. 6.

При проведении испытаний изоляции вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения собирают схему, аналогичную схеме на рис. 6, только заземляют и соединяют накоротко первичную обмотку трансформатора. Вторичные цепи, в случае испытания трансформатора на месте установки, не отсоединяют.

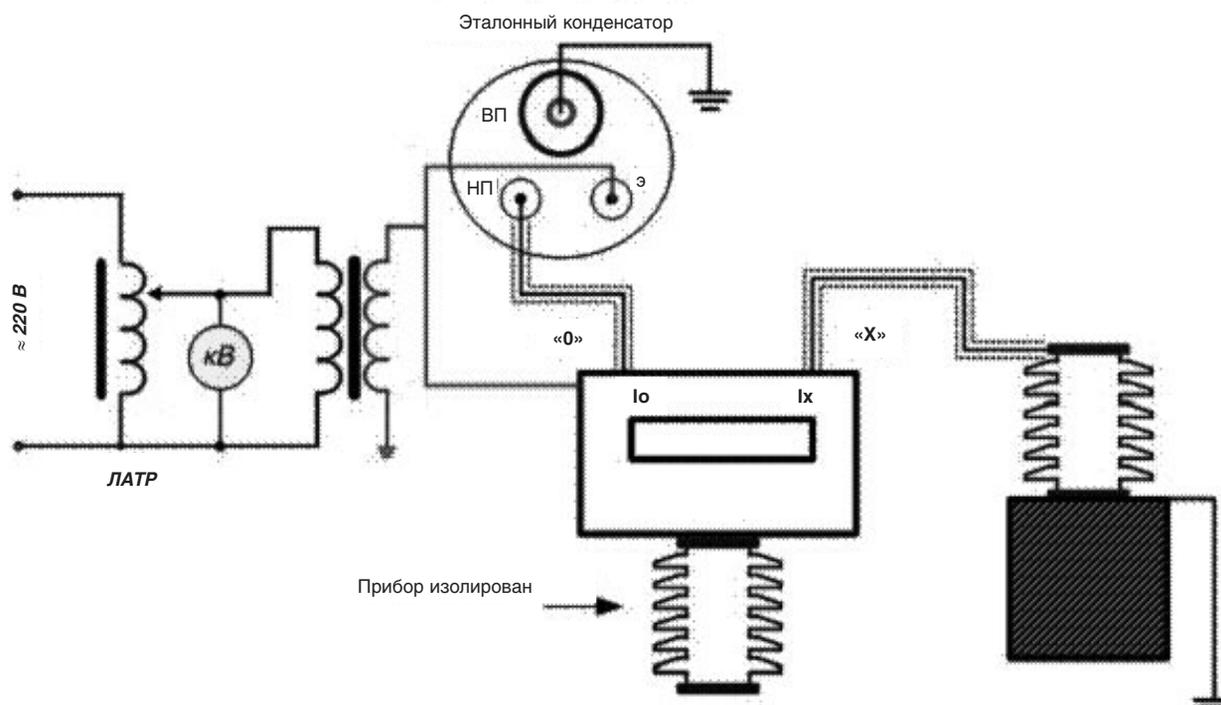


Рис. 5а. Схема измерения tg угла диэлектрических потерь трансформатора тока напряжением 110 кВ с помощью «ВЕКТОРА» обратная (инверсная) схема

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Снятие характеристик намагничивания трансформаторов тока

Характеристики намагничивания снимаются для проверки исправности трансформаторов тока. При этом убеждаются в том, что нет коротко замкнутых витков и повреждения сердечника, оцениваются возможности использования трансформатора в схеме релейной защиты в конкретных условиях.

Характеристика намагничивания представляет собой зависимость подводимого ко вторичной обмотке напряжения от тока в этой обмотке. Схема для снятия характеристики намагничивания представлена на рис. 7.

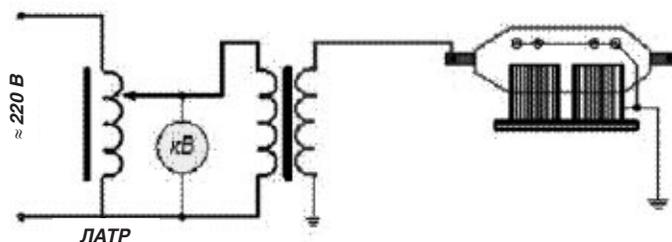
Характеристику намагничивания снимают до номинального тока трансформатора (тока вторичной обмотки), в тех случаях, если это требуется (для особо ответственных трансформаторов), характеристику снимают до начала насыщения трансформатора тока (для 5-амперных трансформаторов — до достижения тока 10А).

Если при снятии характеристики необходимо напряжение выше 250 В используют повышающие трансформаторы с более высоким напряжением.

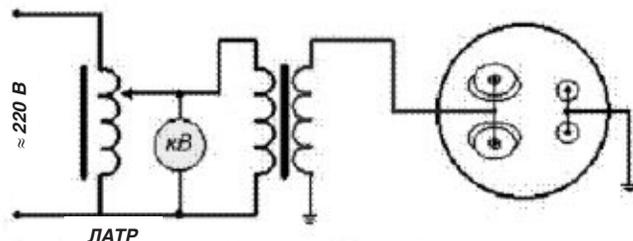
Перед началом работ необходимо насытить трансформатор тока — для этого сначала плавно поднимают ток в цепи измерения до номинального тока испытуемого трансформатора (иными словами подать в обмотку трансформатора тока ток в 5 А).

Затем ток снижают и начинают отсчет по точкам: для пятиамперных трансформаторов тока принимаются следующие точки отсчета — 0,05 А; 0,1 А; 0,15 А; 0,2 А; 0,3 А; 0,5 А; 0,8 А; 1 А; 3 А; 5 А, для трансформаторов тока с током вторичной обмотки 1 А отсчет необходимо начинать с тока 0,01 А и заканчивать естественно на токе 1 А. Соответственно для трансформаторов тока с током вторичной обмотки 1 А не следует применять насыщение с током 5 А, а следует ограничиваться током в 1 А.

По результатам измерений необходимо построить кривую намагничивания трансформатора тока и сравнить полученные данные с типовыми характеристиками намагничивания для данного типа трансформаторов тока.



Испытание изоляции и обмотки ВН трансформатора тока



Испытание изоляции и обмотки ВН трансформатора напряжения

Рис. 6. Схема испытания изоляции приложенным напряжением частоты 50 Гц

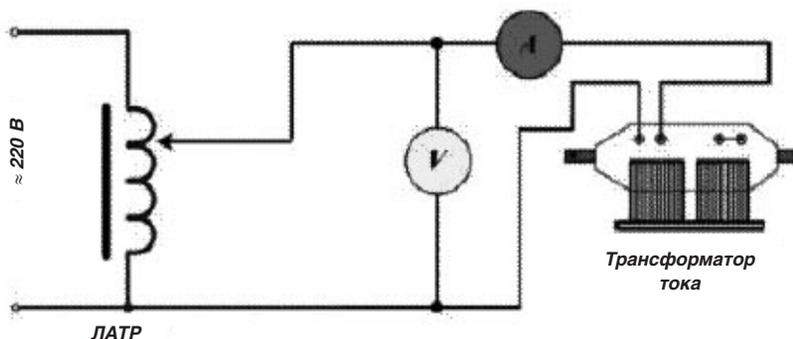


Рис. 7. Снятие характеристики намагничивания трансформаторов тока

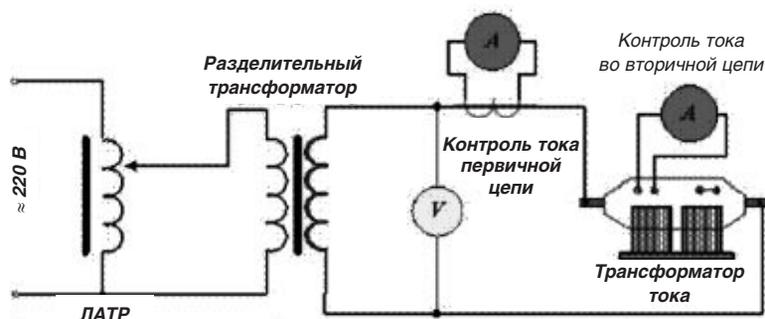


Рис. 8. Измерение коэффициента трансформации трансформаторов тока

Измерение коэффициента трансформации

Для проверки коэффициента трансформации трансформаторов тока собирают схему, представленную на рис. 8. У встроенных трансформаторов тока коэффициент трансформации проверяется только на рабочих ответвлениях — остальные части обмоток не проверяются.

Ток в первичной цепи трансформатора пропорционален току во вторичной цепи. Коэффициент пропорциональности токов и будет искомым коэффициентом трансформации.

Разделительный трансформатор создает на своей вторичной обмотке напряжение порядка 5 В и ток порядка 1000 А (в зависимости от испытуемого трансформатора тока).

Чаще всего достаточно создать номинальный ток в первичной обмотке трансформатора, при этом в цепи вторичной обмотки будет протекать ток в 5 А (если трансформатор тока пятиамперный).

Коэффициент трансформации трансформаторов напряжения определяется аналогично, но без использования разделительного (нагрузочного) трансформатора. При испытании напряжение от ЛАТРа подается на первичную обмотку трансформатора напряжения, а со вторичной обмотки снимается напряжение (вольтметр с малым диапазоном). Напряжение на первичной обмотке пропорционально напряжению на вторичной обмотке.

При проверке коэффициента трансформации трехфазных трансформаторов на первичную обмотку подается трехфазное напряжение 380—400 В, с вторичной обмотки снимается измеряемое напряжение для проведения расчетов.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерение проводится для выявления некачественных соединений, паек и контактов в обмотке трансформаторов. Для проведения измерений собирают схему, представленную на рис. 9.

На рисунке представлена схема для трехфазного трансформатора напряжения. Сопротивление измеряется как на высоковольтной обмотке, так и на низковольтной.

Для проведения испытаний однофазных трансформаторов напряжения и трансформаторов тока схема аналогична. Измерения сопротивления обмоток постоянному току целесообразно у трансформаторов тока с несколькими ответвлениями — для выявления качества контакта на рабочем положении коэффициента трансформации.

Измерение с помощью вольтметра и амперметра на практике не очень удобны, в связи с тем, что необходимо большое количество приборов, а кроме приборов еще и источник постоянного тока достаточной мощности. Поэтому проще проводить измерение с применением мостов постоянного тока, таких как Р333, Р4833, а для оценочных измерений можно применять и ММВ.

Для проведения измерений собирают схему, приведенную на рис. 9а. Необходимо обеспечить хороший контакт на выводах обмоток, поэтому закреплять провода измерительного прибора следует с применением штатных креплений, очистив зажимы от грязи.

Определение полярности обмоток и определение группы трансформаторов напряжения

Маркировка зажимов измерительных трансформаторов выполняется на заводе-изготовителе и при вводе в эксплуатацию подвергается проверке. Для приведения опыта используют схемы, представленные на рис. 10.

При проверке полярности однофазных трансформаторов напряжения и трансформаторов тока зажимы гальванометра подключаются к зажимам вторичных обмоток, а источник питания (в виде батарейки) подключается к первичной обмотке. При кратковременном замыкании элемента питания на первичную обмотку, стрелка гальванометра отклонится вправо, если элемент питания и гальванометр подключены к одноименным зажимам, и, влево, если подключение не одноименное (рис. 10).

Подводимое напряжение постоянного тока должно обеспечивать в измеряемой цепи ток, не превышающий номинальный для данной обмотки

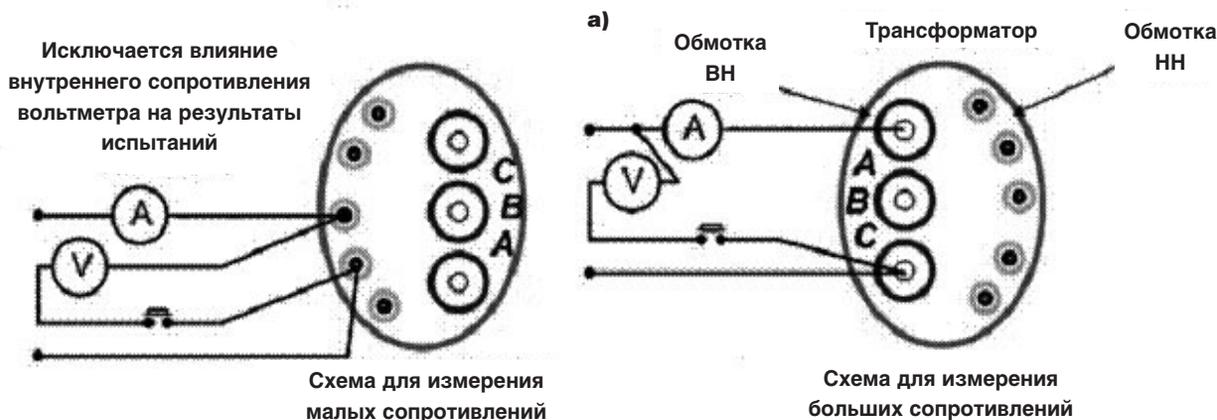


Рис. 9. Схема измерений сопротивления обмоток постоянному току

При проверке полярности у трехфазных трансформаторов напряжения с соединением обмоток «звезда-нуль» с высокой и низкой стороны, источник питания также подключается к первичной обмотке, минусом к нулю. Тогда при кратковременном замыкании источника питания на обмотку стрелка гальванометра отклонится вправо, если минус прибора подключен к нулю вторичной обмотки (рис. 10).

Проверка полярности трансформаторов напряжения с соединением «звезда-нуль» — «разомкнутый треугольник», зажимы гальванометра постоянно подключаются плюсом к зажиму трансформатора, а источник питания поочередно подключается плюсом к зажимам первичной цепи «А», «В» и «С». Тогда, при замыкании цепи источника питания, стрелка гальванометра будет отклоняться вправо (рис. 10).

Проверка трансформаторов напряжения со схемой соединений «звезда-нуль» — «звезда-нуль» осуществляется аналогично проверке трансформаторов со схемой соединения «звезда-нуль» на обеих обмотках. Источник питания в этом случае подключается к зажимам «А», «В» и «С» плюсом, а минусом к «С», «В» и «А» поочередно. Стрелка гальванометра будет отклоняться вправо.

Измерение тока и потерь холостого хода трансформаторов напряжения

Ток и потери холостого хода измеряются при номинальном напряжении вторичной обмотки трансформатора напряжения.

Схема для проведения измерений представлена на рис. 11.

При измерениях следует учитывать, что у однофазных трансформаторов напряжения, у которых второй вывод первичной обмотки заземляется, номинальное напряжение основной вторичной обмотки составляет 100 В, а дополнительной — 100 В или 100/3 В. При измерении тока холостого хода следует надежно заземлить корпус, вторичную обмотку, а также первичную обмотку, имеющую вывод с ослабленной изоляцией, присоединенный к земле.

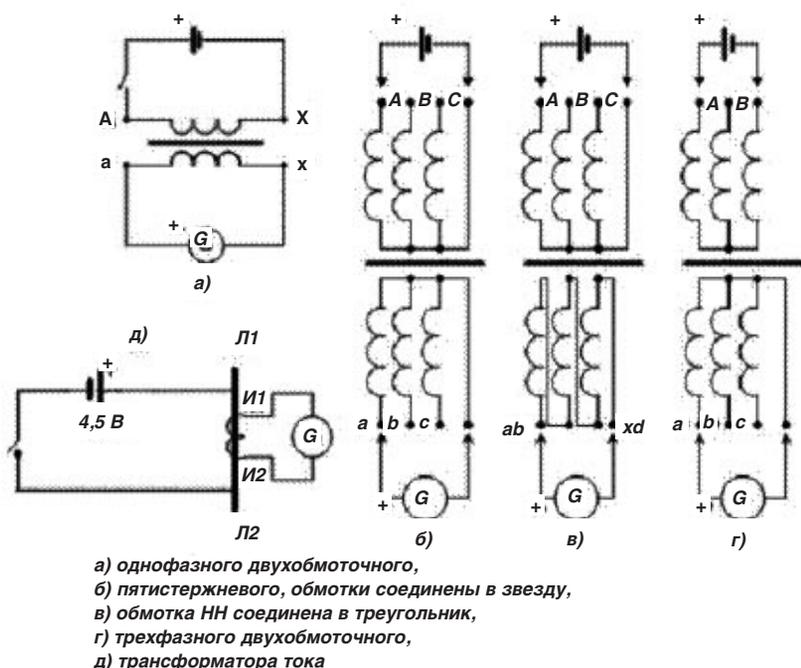


Рис. 10. Схема проверки полярности выводов или группы соединения трансформаторов напряжения и тока

При измерении тока холостого хода ТН свыше 35 кВ необходимо применять регулирующие устройства большой мощности, так как величина тока холостого хода может достигать величин в 10 А и выше (у трансформаторов НКФ-110—10 А, у НКФ-220—25 А).

Обработка данных, полученных при испытаниях

Первичные записи рабочей тетради должны содержать следующие данные:

- дату измерений;
- температуру, влажность и давление;
- температуру изоляции измерительных трансформаторов;
- наименование, тип, заводской номер трансформатора;
- номинальные данные объекта испытаний;
- результаты испытаний;
- результаты внешнего осмотра;
- используемую схему.

Данные, полученные при измерении сопротивления изоляции обмоток и сопротивлению обмоток постоянному току, следует сравнивать с заводскими данными на данный трансформатор, с учетом температуры. Кроме того, данные по сопротивлению фаз не должны отличаться друг от друга не более чем на 2% (у трехфазных трансформаторов напряжения).

Кривые намагничивания трансформаторов тока не должны отличаться от типовых (или паспортных) более чем на 10%. При большем отличии следует рассмотреть возможность работы трансформаторов тока в данной схеме (защита, учет, измерение).

Определение полярности выводов трансформаторов тока следует учитывать при установке трансформатора на место и соответствующее подключение ко вторичным цепям.

Коэффициент трансформации и потери холостого хода должны соответствовать паспортным данным трансформатора.

Все данные испытаний сравниваются с требованиями НТД и на основании сравнения выдается заключение о пригодности электродвигателя к эксплуатации.

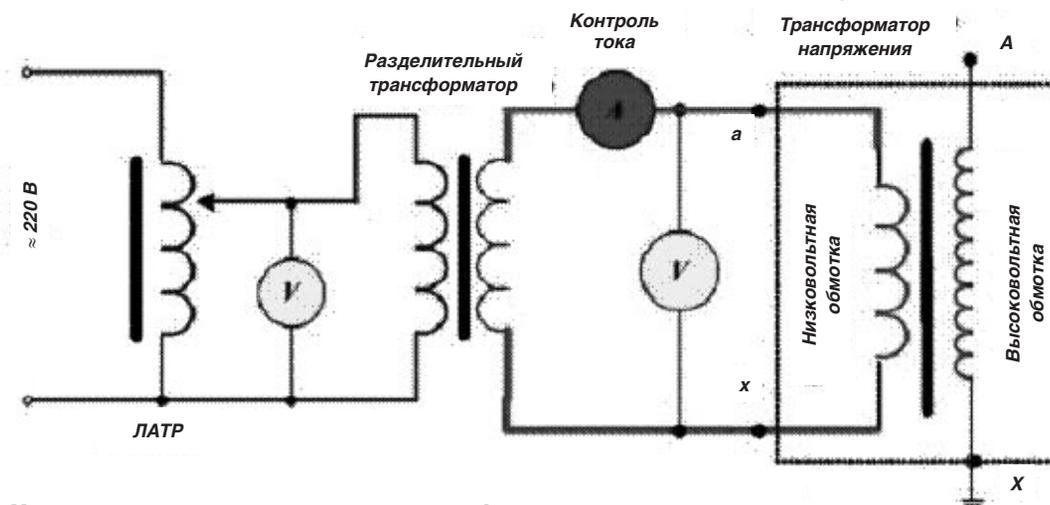


Рис. 11. Измерение тока холостого хода трансформатора напряжения

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.

При окончании работ следует:

- На электрооборудовании 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 кабельный журнал о проведенных испытаниях (при испытании кабеля), либо сделать запись в черновик, для последующей работы с полученными данными.

- Оформить протокол на проведенные работы.

Проводить измерения с помощью мегаомметра разрешается обученным работникам из числа электротехнической лаборатории. В электроустановках напряжением выше 1000 В измерения проводятся по наряду, в электроустановках напряжением до 1000 В — по распоряжению.

В тех случаях, когда измерения мегаомметром входят в содержание работ, оговаривать эти измерения в наряде или распоряжении не требуется.

Измерять сопротивление изоляции мегаомметром может работник, имеющий группу III.

Измерение сопротивления изоляции мегаомметром должно осуществляться на отключенных токоведущих частях, с которых снят заряд путем предварительного их заземления. Заземление с токоведущих частей следует снимать только после подключения мегаомметра.

При измерении мегаомметром сопротивления изоляции токоведущих частей соединительные провода следует присоединять к ним с помощью изолирующих держателей (штанг). В электроустановках напряжением выше 1000 В, кроме того, следует пользоваться диэлектрическими перчатками.

При работе с мегаомметром прикасаться к токоведущим частям, к которым он присоединен, не разрешается. После окончания работы следует снять с токоведущих частей остаточный заряд путем их кратковременного заземления.

Проведение работ с подачей повышенного напряжения от постороннего источника при испытаниях

К проведению испытаний электрооборудования допускается персонал, прошедший специальную подготовку и проверку знаний и требований, содержащихся в разделе 5.1 Правил Безопасности, комиссией, в состав которой включаются специалисты по испытаниям электрооборудования с соответствующей группой.

Испытания электрооборудования, в том числе и вне электроустановок, проводимые с использованием передвижной испытательной установки, должны выполняться по наряду.

Проведение испытаний в процессе работ по монтажу или ремонту оборудования должно оговариваться в строке «Поручается» наряда.

Испытания электрооборудования проводит бригада, в составе которой производитель работ должен иметь группу IV, член бригады — группу III, а член бригады, которому поручается охрана, — группу II.

<< 71

российского производства, позволяет производить замену предохранителей без использования дополнительных устройств. OPUS обеспечивает полную безопасность персонала (IP XXB). В настоящее время в мире эксплуатируется в общей сложности свыше 5000 подобных устройств. Выключатели нагрузки разъединители Interpact INS/INV 40—2500 А представляют собой единую серию устройств для секционирования и управления электрическими цепями. Выключатели Interpact могут быть представлены в следующих типоразмерах и исполнениях: — INS — гарантированное разъединение; — INV — гарантированное разъединение + видимый разрыв; — аппараты экстренного отключения (INS/INV красно-желтого исполнения) на токи до 1600 А. Оба устройства (Opus и Interpact) подходят для установки в типовые распределительные щиты низкого напряжения российского производства. Основными партнерами по производству низковольтных распределительных щитов в России являются компании ЭЗОИС, «Специнжэлектро» и «Хайтек». Все вышесказанное позволяет утверждать, что использование оборудования Schneider Electric в распределительных шкафах — это: — высокое качество и надежность; — безопасность обслуживающего персонала; — полный комплект оборудования; — большой ассортимент вспомогательного оборудования и аксессуаров; — сервисная поддержка.

www.eprussia.ru

ЭКОНОМИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ СТАНОВИТСЯ ВСЕ АКТУАЛЬНЕЙ

По прогнозам аналитиков в ближайшее время цены на тепловую энергию значительно вырастут. Этому способствует повышение мировых цен на энергоносители и вступление России в ВТО. В таких условиях единственным выходом для сокращения издержек, связанных с отоплением и горячим водоснабжением, остается тотальная экономия расходуемой тепловой энергии.

Костромской концерн «Медведь» презентовал новый прибор — термомайзер, состоящий из двух агрегатов: автоматического регулятора и электронного устройства управления. По заверениям сотрудников НИИ теплотехники, проводивших тестирование новых приборов,

85 >>

Массовые испытания материалов и изделий (средства защиты, различные изоляционные детали, масло и т.п.) с использованием стационарных испытательных установок, у которых токоведущие части закрыты сплошным или сетчатым ограждениями, а двери снабжены блокировкой, допускается выполнять работнику, имеющему группу III, единолично в порядке текущей эксплуатации с использованием типовых методик испытаний.

Рабочее место оператора испытательной установки должно быть отделено от той части установки, которая имеет напряжение выше 1000 В. Дверь, ведущая в часть установки, имеющую напряжение выше 1000 В, должна быть снабжена блокировкой, обеспечивающей снятие напряжения с испытательной схемы в случае открытия двери и невозможность подачи напряжения при открытых дверях. На рабочем месте оператора должна быть предусмотрена отдельная световая, извещающая о включении напряжения до и выше 1000 В, и звуковая сигнализация, извещающая о подаче испытательного напряжения. При подаче испытательного напряжения оператор должен стоять на изолирующем ковре.

Передвижные испытательные установки должны быть оснащены наружной световой и звуковой сигнализацией, автоматически включающейся при наличии напряжения на выводе испытательной установки.

Допуск по нарядам, выданным на проведение испытаний и подготовительных работ к ним, должен быть выполнен только после удаления с рабочих мест других бригад, работающих на подлежащем испытанию оборудовании, и сдачи ими нарядов допускающему. В электроустановках, не имеющих местного дежурного персонала, производителю работ разрешается после удаления бригады оставить наряд у себя, оформив перерыв в работе.

При необходимости следует выставлять охрану, состоящую из членов бригады, имеющих группу III, для предотвращения приближения посторонних людей к испытательной установке, соединительным проводам и испытательному оборудованию. Члены бригады, несущие охрану, должны находиться вне ограждения и считать испытываемое оборудование находящимся под напряжением. Покинуть пост эти работники могут только с разрешения производителя работ.

При размещении испытательной установки и испытываемого оборудования в различных помещениях или на разных участках РУ разрешается нахождение членов бригады, имеющих группу III, ведущих наблюдение за состоянием изоляции, отдельно от производителя работ. Эти члены бригады должны находиться вне ограждений и получить перед началом испытаний необходимый инструктаж от производителя работ.

Снимать заземление, установленное при подготовке рабочего места и препятствующее проведению испытаний, а затем устанавливать его вновь, разрешается только по указанию производителя работ, руководящего испытаниями, после заземления вывода высокого напряжения испытательной установки.

Разрешение на временное снятие заземления должно быть указано в строке «Отдельные указания» наряда.

При сборке испытательной схемы прежде всего должно быть выполнено защитное и рабочее заземление испытательной установки. Корпус передвижной испытательной установки должен быть заземлен отдельным заземляющим проводником из гибкого медного провода сечением не менее 10 мм². Перед испытанием следует проверить надежность заземления корпуса.

Перед присоединением испытательной установки к сети напряжением 380/220 В вывод высокого напряжения ее должен быть заземлен.

Сечение медного провода, применяемого в испытательных схемах заземления, должно быть не менее 4 мм².

Присоединение испытательной установки к сети напряжением 380/220 В должно выполняться через коммутационный аппарат с видимым разрывом или через штепсельную вилку, расположенную на месте управления установкой.

Коммутационный аппарат должен быть оборудован устройством, препятствующим самопроизвольному включению, или между подвижным и неподвижным контактами аппарата должна быть установлена изолирующая накладка.

Провод или кабель, используемый для питания испытательной установки от сети напряжением 380/220 В, должен быть защищен установленными в этой сети предохранителями или автоматическими выключателями. Подключать к сети передвижную испытательную установку должны представители организации, эксплуатирующие эти сети.

Соединительный провод между испытательной установкой и испытуемым оборудованием сначала должен быть присоединен к ее заземленному выводу высокого напряжения.

Этот провод следует закреплять так, чтобы избежать приближения (подхлестывания) к находящимся под напряжением токоведущим частям на расстоянии менее указанного в таблице 1.

Присоединять соединительный провод к фазе, полюсу испытуемого оборудования или к жиле кабеля и отсоединять его разрешается по указанию руководителя испытаний и только после их заземления, которое должно быть выполнено включением заземляющих ножей или установкой переносных заземлений.

Перед каждой подачей испытательного напряжения производитель работ должен:

- Проверить правильность сборки схемы и надежность рабочих и защитных заземлений.
- Проверить, все ли члены бригады и работники, назначенные для охраны, находятся на указанных им местах, удалены ли посторонние люди и можно ли подавать испытательное напряжение на оборудование.
- Предупредить бригаду о подаче напряжения словами «Подаю напряжение» и, убедившись, что предупреждение услышано всеми членами бригады, снять заземление с вывода испытательной установки и подать на нее напряжение 380/220В.

С момента снятия заземления с вывода установки вся испытательная установка, включая испытываемое оборудование и соединительные провода, должна считаться находящейся под напряжением, и проводить какие-либо пересоединения в испытательной схеме и на испытываемом оборудовании не допускается.

Не допускается с момента подачи напряжения на вывод установки находиться на испытываемом оборудовании, а также прикасаться к корпусу испытательной установки, стоя на земле, входить и выходить из передвижной лаборатории, прикасаться к кузову передвижной лаборатории.

После окончания испытаний производитель работ должен снизить напряжение испытательной установки до нуля, отключить ее от сети напряжением 380/220 В, заземлить вывод установки и сообщить об этом бригаде словами «Напряжение снято». Только после этого допускается пересоединять провода или в случае полного окончания испытания отсоединять их от испытательной установки и снимать ограждения.

При проверке полярности трансформаторов тока и напряжения следует помнить, что на обмотках может возникать ЭДС самоиндукции (если они разомкнуты), значения которой может достигать значительной величины.

термомайзеры, в купе с установленными счетчиками тепловой энергии позволяют экономить до 40 % теплоносителя.

По расчетам при площади предприятия 7000 м² термомайзер костромского концерна «Медведь» окупил себя уже в первый месяц работы. Дополнительным плюсом стала возможность создания оптимального температурного режима в цехе. Необходимо отметить, что еще одним мощным игроком на рынке термомайзеров является датская фирма Danfoss. Однако при почти равных характеристиках, отечественный прибор пока значительно дешевле.

www.rosteplo.ru

+

НОВЫЙ ПРИБОР ДЛЯ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯТОРОВ

Как известно, проблема повышения надежности работы опорно-стержневых изоляторов является весьма актуальной. Их разрушение зачастую приводит к коротким замыканиям, обесточиванию распределительных устройств, потере электроснабжения, несчастным случаям с оперативным персоналом, выполняющим переключения в распределительных устройствах, отмечает пресс-служба ОАО «Башкирэнерго». Поэтому контролю технического состояния опорно-стержневых изоляторов уделяется большое внимание. До последнего времени на подстанциях ООО «Башкирские распределительные электрические сети» состояние изоляторов проверялось при помощи прибора «Метаконэксpress», требующего вывода оборудования из работы. ООО «Энерготехсервис» предложило использовать мобильный индикаторный комплекс МИК1 производства НПО «ЛОГОТЕХ» (Снежинск), и 6 февраля на подстанции «Западная» Центральных РЭС БашРЭСУфа состоялась презентация этого комплекса. Электротехнической службой ООО «БашРЭС» совместно с лабораторией ООО «Энерготехсервис» были проведены сравнительные измерения комплексом МИК1 и прибором «Метаконэксpress». Были продемонстрированы преимущества МИК1 при определении технического состояния как вновь монтируемых фарфоровых опорно-стержневых изоляторов, так и работающих в составе разъединителей, находящихся под рабочим напряжением. При использовании

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Заказчик
Объект

Дата проведения испытания:
«__» _____ 2004г.

ПРОТОКОЛ № _____ испытания трехфазного трансформатора напряжения

1. Основные данные

Тип	Предприятие-изготовитель	Заводской номер	Год изготовления	Ном.напряжение, В		Мощность ВА	Группа соединения
				ВН	НН		

2. Результаты испытаний

2.1. Испытание изоляции обмоток

2.1.1. Сопротивление изоляции обмоток трансформатора, измеренное при температуре _____ °С.

Схема измерения	ВН—НН ₁ +НН ₂ + корпус	НН ₁ —ВН+НН ₂ + корпус	НН ₂ —НН ₁ +ВН+ корпус
Сопротивление изоляции, МОм			

2.1.2. Изоляция вторичных обмоток испытана напряжением _____ кВ частоты 50 Гц в течение _____ мин.

2.2. Сопротивление обмоток постоянному току, измеренное при температуре _____ °С.

Обмотка ВН, Ом			Обмотка НН ₁ , Ом			Обмотка НН ₂ , Ом
А—О (А—В)	В—О (В—С)	С—О (С—А)	А—О (А—В)	В—О (В—А)	В—О (С—В)	А _д —Х _д

2.3. Определение тока.

Напряжение подано на выводы	Напряжение, В	Ток XX, А

2.4. Коэффициент трансформации трансформатора напряжения соответствует паспортным данным.

2.5. Группа соединения обмоток трансформатора соответствует паспортным данным.

3. Дополнительные испытания и проверки: _____

4. Условия окружающей среды при проведении измерений:

4.1. Температура воздуха _____ °С

4.2. Влажность _____ %

4.3. Атмосферное давление _____ мм. рт. ст.

5. Нормативно-технический документ: РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

6. Измерительные приборы:

Наименование	Тип	Зав.№	Характеристики		Дата поверки
			Напряжение, В	Погрешность	

7. Заключение на соответствие требованиям НТД:

_____ *Данные измерений и испытаний соответствуют нормам НТД. Годно к эксплуатации.*

8. Примечание: _____

Испытания произвели:

« _____ »

« _____ »

Начальник электролаборатории

« _____ »

« _____ »

(подпись)

(фамилия)

Отчет №	Протокол №	Страница протокола	Страниц протокола	Страница отчета
		1	1	

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Заказчик
Объект

_____.

Дата проведения испытания:
«__» _____ 2004г.

ПРОТОКОЛ № _____ испытания однофазного трансформатора напряжения

1. Основные данные

Тип	Предприятие-изготовитель	Заводской номер			Год изготвл.	Схема соедин.	Номинальное напряжение		
		фаза А	фаза В	фаза С					

2. Результаты испытаний

2.1. Испытание изоляции обмоток

2.1.1. Сопротивление изоляции

Схема измерения	Сопротивление изоляции, измеренное при температуре _____ °С, МОм		
	фаза А	фаза В	фаза С
ВН—НН ₁ +НН ₂ +Корпус			
НН ₁ —ВН+НН ₂ +Корпус			
НН ₂ —ВН+НН ₁ +Корпус			

2.1.2. Изоляция вторичных обмоток трансформатора испытана повышенным напряжением _____ кВ частоты 50 Гц в течение _____ мин.

2.2. Сопротивление обмоток постоянному току. Ток холостого хода

Фаза	Сопротивление, измеренное при _____ °С, МОм			Сопротивление по заводским данным при _____ °С, МОм			Ток холостого хода		
	ВН	НН ₁	НН ₂	ВН	НН ₁	НН ₂	напряжение подано на выводы	напряжение, В	Ток XX, А
А									
В									
С									

3. Дополнительные испытания и проверки:

4. Условия окружающей среды при проведении измерений:

4.1. Температура воздуха _____ °С

4.2. Влажность _____ %

4.3. Атмосферное давление _____ мм. рт. ст.

5. Нормативно-технический документ: РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

6. Измерительные приборы:

Наименование	Тип	Зав.№	Характеристики		Дата проверки
			Напряжение, В	Погрешность	

7. Заключение на соответствие требованиям НТД:

_____ Данные измерений и испытаний соответствуют нормам НТД. Годно к эксплуатации.

8. Примечание:

Испытания произвели:

«_____»

«_____»

Начальник электролаборатории

«_____»

«_____»

(подпись)

(фамилия)

Отчет №	Протокол №	Страница протокола	Страниц протокола	Страница отчета
		1	1	

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Заказчик
Объект

Дата проведения испытания:
«__» _____ 2004г.

ПРОТОКОЛ № _____ испытания трансформаторов тока

1. Основные данные

Тип	Зав. номер	Предприятие-изготовитель	Год изготовления	К тр.	U ном (В)	Класс обмоток	Мощность обмоток, (ВА)

2. Измерение сопротивления изоляции

Фаза	Класс обмотки	Сопротивление изоляции, МОм		
		Первичная обмотка- корпус	Вторичная обмотка-корпус	Пер. обмотка- Вт. обмотка

3. Изоляция первичных обмоток испытана напряжением _____ кВ частоты 50 Гц в течение _____ мин.

4. Изоляция вторичных обмоток испытана напряжением _____ кВ частоты 50 Гц в течение _____ мин.

5. Полярность выводов обмоток (ответвлений обмоток) соответствует заводской маркировке.

6. Коэффициент трансформации трансформаторов тока соответствует паспортным данным.

7. Проверка характеристики намагничивания

Ток, А	Напряжение, В		
	Фаза	Фаза	Фаза

3. Дополнительные испытания и проверки: _____

4. Условия окружающей среды при проведении измерений:

4.1. Температура воздуха _____ °С 4.2. Влажность _____ % 4.3. Атмосферное давление _____ мм. рт. ст.

5. Нормативно-технический документ: РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

6. Измерительные приборы:

Наименование	Тип	Зав.№	Характеристики		Дата поверки
			Напряжение, В	Погрешность	

7. Заключение на соответствие требованиям НТД:

_____ *Данные измерений и испытаний соответствуют нормам НТД. Годно к эксплуатации.*

8. Примечание: _____

Испытания произвели:

«_____»

«_____»

Начальник электролаборатории

«_____»

«_____»

(подпись)

(фамилия)

Отчет №	Протокол №	Страница протокола	Страниц протокола	Страница отчета
		1	1	



ООО «НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
«ПРОМБЕЗОПАСТНОСТЬ-ОРЕНБУРГ»
460052, г. Оренбург, пр-кт Дзержинского, 2
тел. (3532) 73-21-45, 73-21-46, факс 73-21-45

Практика применения новых технологий в геофизических исследованиях

Больше двух лет ООО «Научно-технический центр «Промбезопасность — Оренбург» предоставляет уникальную услугу по проведению геофизических исследований. Нарботанный опыт позволяет с уверенностью утверждать, что метод исследования, применяемый специалистами научно-технического центра, существенно экономит время и средства при проведении инженерных и строительных работ.

Инженерно-геофизические исследования на строительных и промышленных объектах зачастую связаны с необходимостью проведения многочисленных и дорогостоящих мероприятий, таких как бурение скважин, сейсморазведка, электроразведка, гравиразведка и т.д. При подобных исследованиях специалисты ООО «НТЦ «Промбезопасность — Оренбург» используют переносной геофизический комплекс «Лоза», который позволяет существенно снизить материальные затраты и сроки проведения исследовательских работ. В сравнении с другими геофизическими методами, георадарное обследование является менее дорогостоящим, непрерывным и более оперативным.

Георадары серии «Лоза» относятся к классу геофизических приборов для исследования подповерхностной структуры почвы на глубине единицы — сотни метров, в зависимости от модели прибора, используемой антенны и параметров зондируемой среды.

Главной особенностью этого прибора, по сравнению с известными зарубежными и отечественными аналогами (SIR-3000, RAMEK, ОКО), является большой энергетический потенциал, позволяющий работать в средах с высокой проводимостью, например в суглинке или влажной глине, что для других георадаров не представляется возможным из-за их малого потенциала.

Прибор доказал свою высокую эффективность при решении следующих задач:

- Инженерно-геологические изыскания при проектировании линейных и площадных сооружений.
- Выявление подземных металлических и неметаллических коммуникаций (кабельных линий, трубопроводов и т.д.).
- Контроль состояния грунта под железными и шоссейными дорогами.
- Определение геометрических размеров и глубины заложения фундаментов зданий и сооружений.
- Предварительные геофизические исследования при бурении горизонтальных скважин.
- Поиск полостей искусственного и естественного происхождения (карстовые полости, пустоты и тектонические нарушения) в грунте и строительных конструкциях.
- Определение мощности насыпных и деформированных грунтов, выявление границ коренных пород под рыхлыми отложениями.
- Определение геометрических параметров (размеры, глубина, пространственная ориентация) зарытых емкостей, скрытых траншей, границ загрязнения почв, мест протечек.
- Выявление нарушений целостности отдельных элементов конструкций мостов, опор, туннелей.
- Изучение геологической структуры придонных слоев грунта водоемов.
- Определение физических параметров содержимого открытых емкостей с нефтехимическими отходами.
- Археологические исследования.

Приобретенный опыт работы с георадаром «Лоза» показывает эффективность его применения в условиях плотной городской застройки, интенсивного транспортного движения, на промышленных предприятиях в непосредственной близости с различными зданиями, сооружениями, техническими устройствами, создающими активные и пассивные помехи.

Длительная эксплуатация подземных сооружений и коммуникаций без своевременной диагностики и ремонта приводит, зачастую, к крушениям зданий, провалам автомобильных и железных дорог, прорывам коммуникационных систем.

Всех этих негативных последствий можно было бы избежать, своевременно проведя исследования с помощью геофизического комплекса «Лоза».



**Андрей Шилов,
консультант НПП «ЭНТАС»**

МОДЕРНИЗАЦИЯ КОТЛОВ ПУТЕМ ЗАМЕНЫ СИСТЕМЫ АВТОМАТИКИ

На предприятиях промышленности и ЖКХ, где требуется большое количество тепловой энергии в виде пара и горячей воды, котельные оборудованы разнообразными паровыми и водогрейными котлами, произведенными 30 и более лет назад.

Для управления процессами котлы комплектовались системами, построенными на основе средств релейно-контактной автоматики, которые к настоящему времени морально и физически устарели. Моральное старение связано с тем, что системы, построенные на основе подобной автоматики, не удовлетворяют требованиям, предъявляемым потребителем к точности регулирования параметров технологических процессов и степени автоматизации процессов управления: розжига и останова, автономной работе, непрерывного контроля текущих значений регулируемых параметров, уровню диспетчеризации. Кроме того, такие системы автоматики не отвечают требованиям существующих СНиПов и правил безопасности. Физическое старение указанных систем обусловлено износом элементов, на основе которых построены системы.

В процессе эксплуатации котлов, оснащенных релейно-контактной автоматикой, нередко возникают аварийные режимы. Для определения предаварийных режимов необходим определенный уровень квалификации обслуживающего персонала, а своевременное регулирование

процесса производства тепловой энергии требует постоянного наблюдения за параметрами процесса со стороны оператора. Конечно, промышленность и сейчас выпускает широкий диапазон водогрейных и паровых котлов. Но, к сожалению, большинство систем автоматики, поставляемых в комплекте с котельными установками, по-прежнему реализовано на основе релейно-контактных элементов. Кроме того, большое количество котельных установок, эксплуатируемых практически во всех регионах России, имеют еще достаточный запас ресурса, их полная замена не оправдана.

Для продления сроков службы котлов эксплуатирующие предприятия вынуждены оснащать агрегаты системами автоматизированного управления в основном импортного производства. Такое оборудование имеет высокую стоимость и, как правило, требует дорогого сервисного обслуживания. Наряду с этим постепенное удорожание топлива потребовало наиболее рационального и вместе с тем эффективного использования энергоресурсов.

В результате возникла необходимость оснащения котлов высоконадежными и быстродействующими системами автоматики, в основе которых используются последние достижения в области микроэлектроники и программного регулирования процессов.

Появление на мировом рынке большого разнооб-

разия быстродействующих и высоконадежных микроконтроллеров для промышленной автоматизации, предназначенных для продолжительной работы в различных условиях, а также развитые компьютерные технологии позволяют создавать системы управления процессами, способные функционировать в автономном режиме.

Внедрение систем автоматизированного управления паровыми и водогрейными котлами, построенными на основе программируемых контроллеров, позволяет автоматизировать процесс производства тепловой энергии в котлах и значительно упростить контроль и управление этим процессом. Применение указанной системы повышает эффективность функционирования котлоагрегата за счет снижения потребления энергоресурсов, рационального сжигания топлива, использования технологического оборудования, оперативного управления оборудованием и технологическим процессом.

Кроме того, внедрение таких систем позволяет снизить влияние «человеческого фактора» в производственном процессе и вероятность возникновения аварийных режимов функционирования котла, повысить экологические характеристики котельной и культуру производственного процесса. Благодаря программному управлению система автоматически отслеживает все параметры текущих процессов, реализуемых водогрейными и паровыми котлами, и управляет технологическим оборудованием, обеспечивая нормальное и безаварийное функционирование котельной установки. Кроме того, система контролирует исправность оборудования и при возникновении поломок и аварийных ситуаций сигнализирует об этом обслуживающему персоналу.

Котел как объект автоматизации

Для создания автоматизированной системы управления процессами выработки пара и горячей воды, реа-

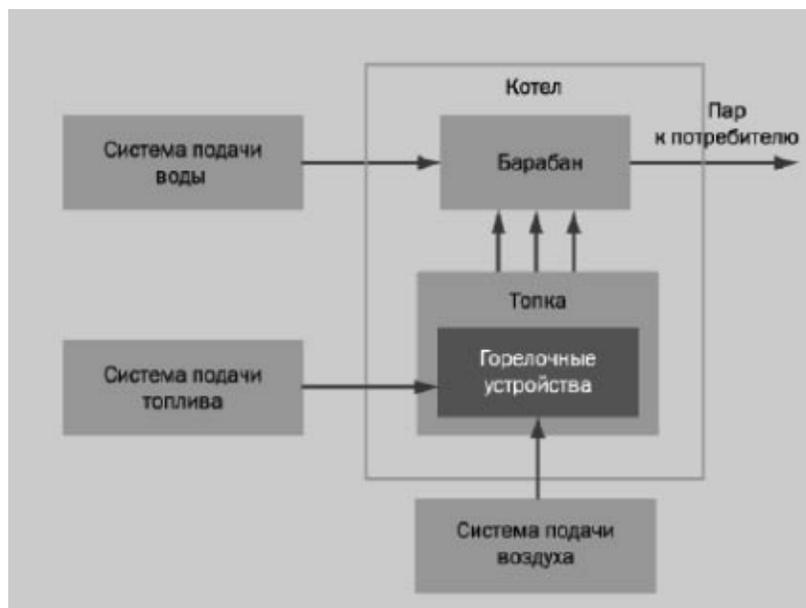


Рис. 1. Функциональная схема котла

лизуемыми паровыми и водогрейными котлами, в первую очередь необходимо определить цель создания системы и ее назначение, а также провести обследование котла и его технологического оборудования как объекта предстоящей автоматизации. В процессе обследования надо составить перечень технологического оборудования, указать на его исправность, определить режимы работы и эксплуатационные характеристики: энергопотребление, вид топлива, производительность и др., а также контролируемые и управляемые параметры, перечень критических и опасных значений параметров процесса.

В качестве примера приведем обследование наиболее сложного в управлении объекта автоматизации — парового котла, представляющего собой довольно сложный технологический агрегат с большим количеством контролируемых и управляемых параметров.

Функционально котел и его оборудование можно разделить на несколько частей (рис. 1):

- система подачи топлива;
- система подачи воздуха;
- горелочные устройства;
- топка;
- система подачи воды;
- барабан котла.

Котел имеет следующие режимы функционирования:

- розжиг;
- основной режим;
- останов.

Анализ режимов работы показал, что наиболее сложным с точки зрения управления является основной режим с динамически изменяющимися нагрузками, и исправность котла во многом зависит от уровня давления пара и количества воды в барабане котла. Рассмотрим механизм ситуаций, в которых превышения этими параметрами предельных значений приводят к неисправностям котла.

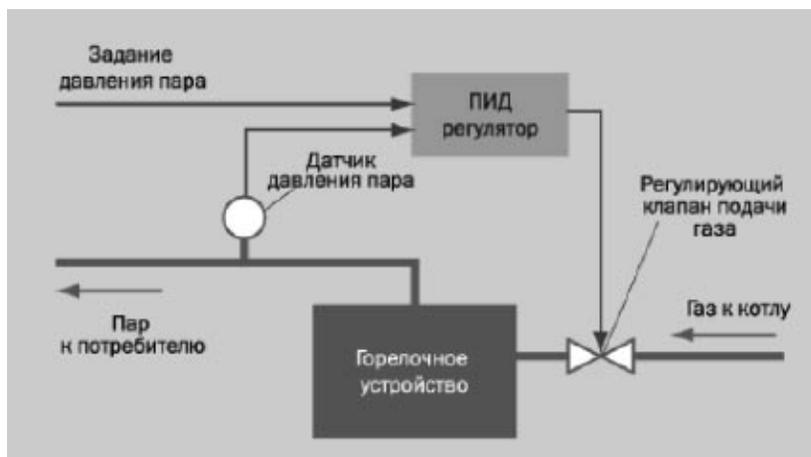


Рис. 2. Функциональная схема регулирования давления пара

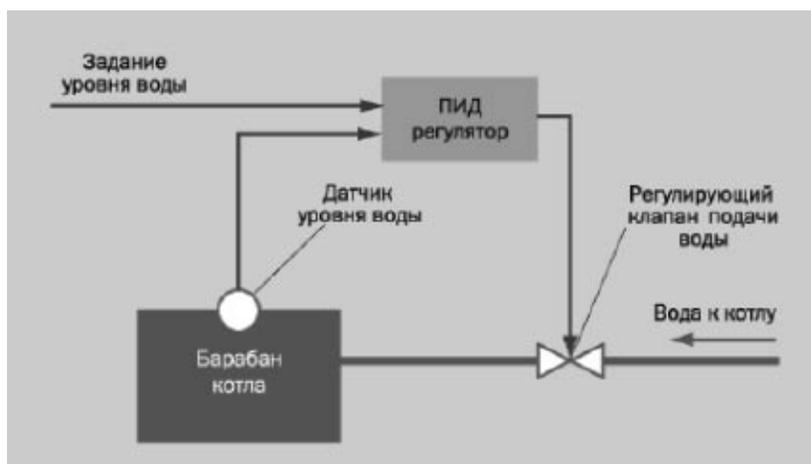


Рис. 3. Функциональная схема регулирования уровня воды в барабане

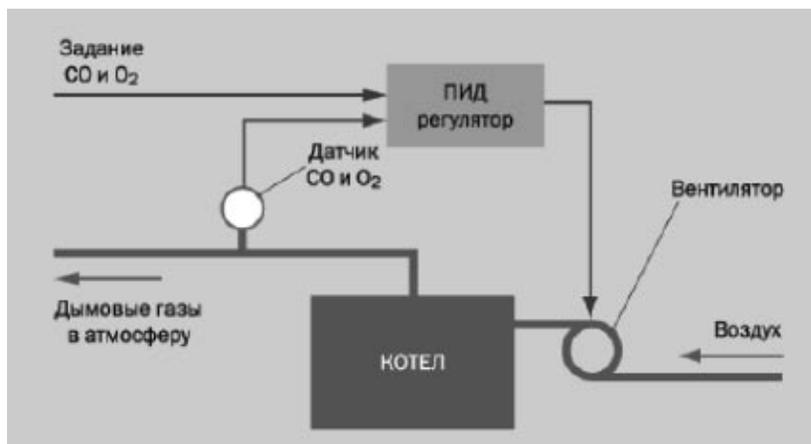


Рис. 4. Функциональная схема регулирования подачи воздуха

При нормальном течении процесса уровень воды в барабане котла уравновешен давлением подпитки котла водой и давлением пара. При этом он находится выше среза экранных труб, стенки которых охлаждаются циркулирующей в них водой. Вследствие создания чрезмерно высокого давления в барабане котла уровень воды может снизиться ниже допустимого предела, при котором не обеспечивается циркуляция воды. В результате нарушения циркуляции воды в экранных трубах происходят чрезмерное повышение температуры и перегор их стенок.

Снижение давления пара также может привести к выводу из строя агрегата. В результате резкого снижения давления возможен заброс воды в пароперегреватель, что вызовет выход его из строя.

В связи с этим к точности поддержания заданных значений давления пара и уровня воды в барабане предъявляются высокие требования. Регулирование давления в барабане котла и питания котельных агрегатов главным образом сводится к поддержанию материального баланса между отводом пара и подачей воды.

Исправность котельного агрегата во многом определяется качеством регулирования уровня воды. Параметром, характеризующим баланс, является уровень воды в барабане котла. Барабанам котла с естественной циркуляцией присуща значительная аккумулирующая способность, которая проявляется в переходных режимах. Если в статическом режиме положение уровня воды в барабане котла определяется состоянием материального баланса, то в динамике на положение уровня влияет большое количество возмущений. Основными из них являются изменения:

- подачи воды в котел;
- паросъема котла при изменении нагрузки потребителя;
- паропроизводительности при изменении нагрузки топки;
- температуры воды, подаваемой в котел.

Кроме того, частые и резкие изменения подачи воды в котел могут вызвать значительные температурные напряжения в металле экономайзера, и качество поддержания уровня также определяется равномерностью подачи воды.

Наряду с этим создание необходимого давления пара в котле и его поддержание на заданном уровне обеспечиваются созданием соответствующих температурных режимов. Они достигаются сжиганием некоторого количества топлива. В свою очередь процесс сжигания также имеет критические моменты. Химическая сторона горения топлива представляет собой реакцию окисления горючих элементов молекулами кислорода. Для горения используется кислород, находящийся в атмосфере. Воздух в топку подается в определенном соотношении с газом посредством дутьевого вентилятора. Соотношение «газ-воздух» составляет примерно 1: 10.

При недостатке воздуха в топочной камере происходит неполное сгорание топлива, и несгоревший газ выбрасывается в атмосферу, что ведет к снижению экологических характеристик котельной и нерациональному использованию топлива. Избыточная же подача воздуха в топочную камеру приводит к полному сгоранию топлива. Однако при этом происходит охлаждение топки, что также снижает эффективность агрегата. Кроме того, остатки кислорода и азот, присутствующий в воздухе, будут образовывать двуокись азота, что также недопустимо, поскольку это соединение вредно для человека и окружающей среды. Поэтому регулирование подачи воздуха для сжигания топлива необходимо как физически, так и экономически.

Вместе с тем отсутствие разряжения в топке приводит к обгоранию горелок и нижней части топки, дымовые газы при этом пойдут в помещение цеха, что делает невозможной работу обслуживающего персонала. Таким образом, создание и поддержание разряжения в топке котла является необходимым условием для поддержания топки под наддувом.

Кроме того, подготовка котла к розжигу представляет собой довольно трудоемкий и кропотливый процесс, при котором проводятся проверка исправности технологического оборудования и многочисленные замеры параметров. Результаты подготовительного процесса определяют возможность запуска и использования котла по назначению, так как исправность котла и его безопасность обуславливаются обеспечением поддержания на заданном уровне необходимых параметров процесса.

Таким образом, нормальное протекание процесса, реализуемого паровым котлом, требует выполнения множества условий, и несоблюдение хотя бы одного из них может вызвать аварийную ситуацию и выход из строя дорогостоящего оборудования. Все это обуславливает необходимость постоянного слежения за параметрами и немедленного реагирования на отклонение их от нормы.

Цель создания системы автоматизированного управления котлом, ее назначение, задачи управления

Все вышесказанное определяет цель создания системы — обеспечение оптимальных производственно-экономических, технологических и технических параметров работы котла.

Система предназначена для автоматического контроля параметров и оперативного управления технологическим оборудованием в зависимости от значений параметров процесса производства тепловой энергии в котлах во всех режимах функционирования.

Исходя из вышесказанного, определяется ряд задач, которые должна решать система автоматизированного управления котлом (САУК) и его технологическим оборудованием в различных режимах эксплуатации.

При подготовке котла к запуску система должна осуществлять:

- проведение проверок исправности технологического оборудования;
- проведение замеров параметров.

При запуске котла:

- проверку контроля герметичности запорной арматуры при использовании в качестве топлива газа;
- наполнение котла водой до требуемого уровня;
- проверку соответствующего давления подачи топлива на горение;
- подачу воздуха на горение и создание соответствующего давления подачи воздуха;
- создание соответствующего разряжения в топке;
- подачу топлива и розжиг.

При функционировании котла в основном режиме система должна осуществлять контроль и регулирование:

- давления пара;
- уровня воды в котле;
- подачи воздуха на горение;
- разряжения в топке.

При останове котла системой производится прекращение:

- подачи топлива;
- подачи воздуха на горение;
- создания разряжения в топке.

Для предотвращения вывода из строя котла и обеспечения безопасности САУК должна блокировать розжиг котла в следующих случаях:

- при обнаружении неисправности оборудования и нарушении герметичности клапанов горелок;
- при недопустимом давлении топлива на вводе;
- при недопустимом пониженном или повышенном уровне воды в барабане котла;
- при отсутствии необходимого разряжения в топке.

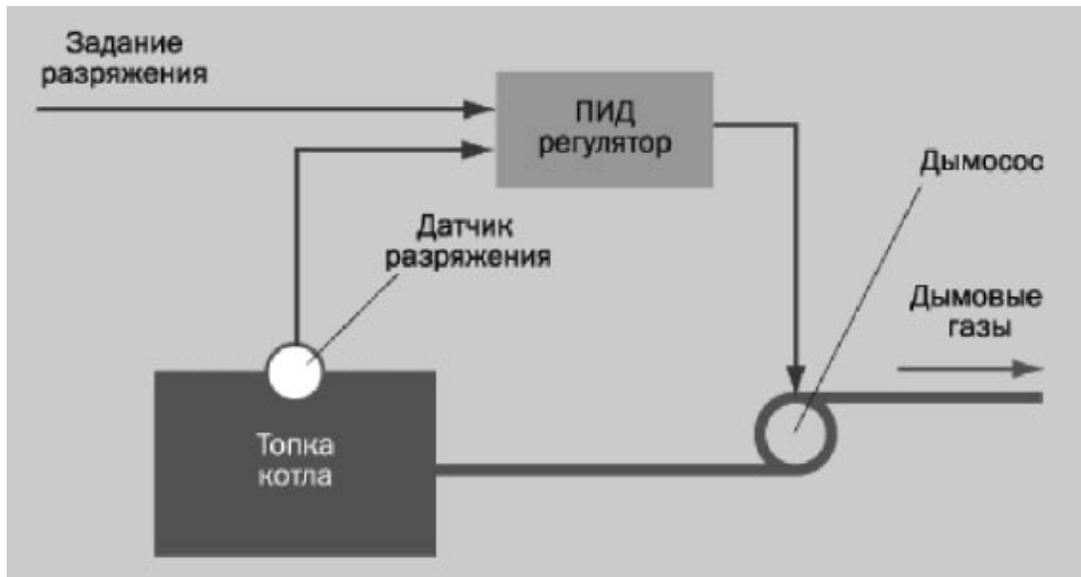


Рис. 5. Функциональная схема регулирования разряжения в топке

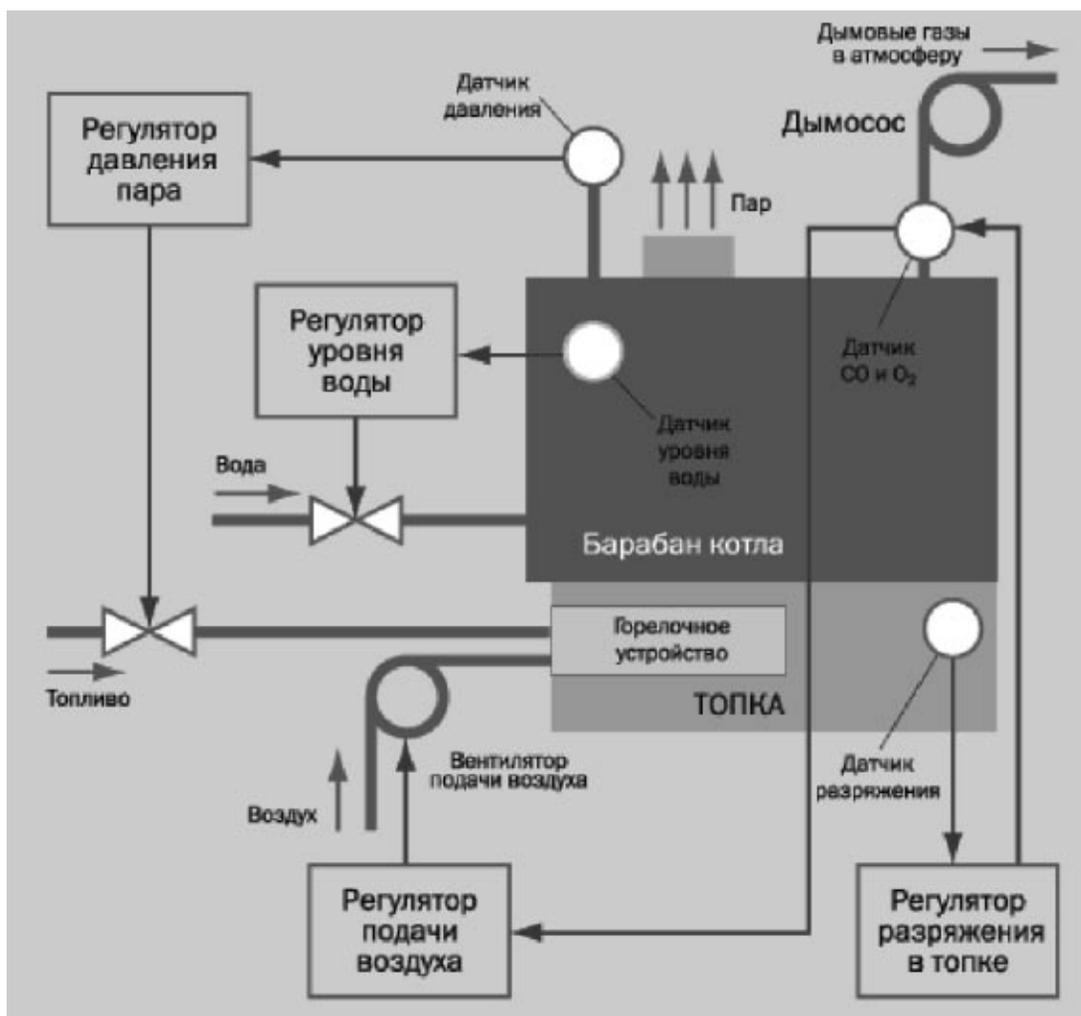


Рис. 6. Функциональная схема автоматической системы регулирования

Для предотвращения вывода из строя котла и обеспечения безопасности САУК должна инициировать срабатывание защит и прекращение подачи топлива к горелкам при определении следующих критических параметров:

- повышенном или пониженном давлении топлива перед горелками;
 - недопустимых отклонений в подаче воздуха для сжигания топлива;
 - недопустимом снижении разряжения в топочном пространстве;
 - повышенном давлении пара в барабане котла;
 - повышенном или пониженном уровне воды в барабане;
- а также при:
- погасании факелов горелок;
 - неисправности цепей защиты, включая исчезновение напряжения;
 - неисправности датчиков, участвующих в процессах регулирования подачи газа, уровня воды в барабане, разряжения, подачи воздуха.

Структура, техническое и программное обеспечение САУК

Для решения указанных задач автоматизированная система должна выполнять следующие функции:

- автоматический сбор значений параметров технологических процессов;
- анализ значений контролируемых параметров технологических процессов;
- автоматическое управление параметрами технологических процессов;
- определение внештатных ситуаций.

Из анализа возложенных на систему управления функций становится ясно, что для обеспечения сбора значений параметров технологических процессов котельный агрегат и его технологическое оборудование должны быть оснащены датчиками, а для управления параметрами — исполнительными устройствами. Конечно же, для осуществления анализа значений контролируемых параметров, формирования управляющих воздействий, определения внештатных ситуаций необходимо вычислительное устройство — автоматический регулятор, обеспечивающий сравнение полученных значений параметров со значениями параметров нормального течения процесса — уставок.

На основе результатов сравнения регулятор обеспечивает формирование управляющих воздействий на исполнительные устройства с целью компенсации отклонений и восстановления значений параметров, соответствующих нормальному течению процесса.

Для оснащения котла и технологического оборудования датчиками и исполнительными механизмами необходимо составить перечень контролируемых параметров с указанием их максимальных и минимальных значений,

соответствующих нормальному, неаварийному функционированию оборудования. Далее следует составить схему формирования управляющих воздействий системы при изменении значений параметров, снимаемых с датчиков, и выходе этих параметров за пределы минимальных и максимальных значений. Имея перечни входных и выходных сигналов, критических и опасных значений параметров процесса, а также схему формирования управляющих воздействий системы, нетрудно составить алгоритм работы системы.

Из составленного перечня легко определяются состав и типы датчиков — аналоговые или дискретные, а из схемы — состав и типы исполнительных механизмов.

Как было сказано выше, для управления процессами САУК в своем составе должна иметь регуляторы давления пара, уровня воды в котле, подачи воздуха на горение и разряжения в топке.

Поддержание давления пара может осуществляться регулированием подачи топлива на сжигание с использованием в качестве исполнительных устройств клапанов, ограничивающих подачу топлива в горелку.

Для поддержания уровня воды в котле в качестве исполнительных устройств также могут использоваться клапаны, которые будут перекрывать подачу воды в котел при наполнении котла до отметки максимального уровня и соответственно разрешать подачу воды при снижении уровня.

Регулирование подачи воздуха и поддержание разряжения в топке могут осуществляться изменением частоты вращения соответствующих вентиляторов. Наиболее качественное регулирование подачи воздуха достигается применением частотного преобразователя. Кроме того, использование частотного преобразователя для регулирования частоты вращения вентилятора приводит к снижению потребления электроэнергии вентилятором, а с учетом мощности электродвигателя — и к значительной экономии. Функциональные схемы регуляторов приведены на рис. 2, 3, 4, 5.

С учетом этого функциональная схема системы управления выглядит следующим образом (рис. 6). Конечно же, это упрощенная схема.

В реальности система должна отслеживать более 50 параметров и управлять более чем 20 устройствами, а также предусматривать сигнализацию (предупреждение машинисту котла) о выходе параметров за установленные пределы и сигнализацию о срабатывании защит, действующих на останов котла. А для предотвращения вывода из строя котла в случае возникновения опасных ситуаций алгоритм работы системы должен предусматривать защиту, реализуемую прекращением подачи топлива на горение.

Эти требования обусловлены невозможностью одно-временного отслеживания оператором всех параметров функционирующего котла.



Э. А. Александрова

СНИЖЕНИЕ РАСХОДОВ ЗА СЧЕТ РАЦИОНАЛЬНОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Работа по рациональному использованию электроэнергии на действующих промышленных предприятиях только тогда считается эффективной, когда налажен учет и контроль расхода электроэнергии и нормирование электропотребления. Учет электроэнергии предназначен для получения информации о параметрах электропотребления, которая необходима для:

- расчетов предприятия с энергоснабжающей организацией;
- контроля соответствия фактических значений параметров электропотребления ожидаемым (планируемым);
- оперативного управления процессами производства, преобразования, распределения и потребления электроэнергии;
- разработки удельных норм расхода электроэнергии;
- составления ЭБ и прогнозирования параметров электропотребления.

Объектами учета электроэнергии на промышленном предприятии являются производство собственными ТЭЦ, потребление из ЭЭС, отпуск сторонним предприятиям, расход цехами, участками, агрегатами. Учет принято разделять на коммерческий и технический, оба вида учета выполняют с помощью счетчиков электроэнергии.

Коммерческий учет электроэнергии необходим для расчета с энергоснабжающей организацией; в этом случае счетчики устанавливают на границе балансовой принадлежности они должны иметь класс точности не ниже 0,5.

Технический учет электроэнергии предназначен для контроля расхода электроэнергии внутри предприятия; в этих случаях счетчики устанавливают на РП, ТП, цеховых вводах и отдельных агрегатах и установках, и они должны иметь класс точности 1,0. Опыт учета электроэнергии

внутри предприятий различных отраслей промышленности показал, что фактическая экономия от внедрения системы учета составляет 1—3% годового расхода электроэнергии. На предприятиях должен вестись учет ежесуточного, ежемесячного расхода активной и реактивной энергии (мощности), а также учет расхода активной электроэнергии (мощности) каждые 30 мин во время прохождения максимума нагрузки ЭЭС. К техническим средствам учета электроэнергии относятся различные типы индукционных и электронных счетчиков электроэнергии, преобразователи мощности и энергии, датчики — формирователи импульсов, сумматоры, микропроцессорные контроллеры и т.д.

Одной из особенностей систем электроснабжения промышленных предприятий является неравномерность потребления электроэнергии, которая влияет на суммарный график нагрузки энергосистемы. При неравномерном графике нагрузки энергосистемы стоимость производства электроэнергии будет выше, чем при равномерном. Однако выравнивание графиков нагрузки ЭЭС (т. е. регулирование электропотребления предприятий), которое может осуществляться с помощью потребителей-регуляторов на промышленных предприятиях, связано, как правило, с дополнительными затратами (ущербом) для самих предприятий и эффективно прежде всего для самой ЭЭС. Потребители-регуляторы — это те потребители, которых можно по условиям технологического процесса отключать или снижать их мощность в часы максимальной нагрузки энергосистемы. Распределение получаемого эффекта от выравнивания графика нагрузки ЭЭС между энергосистемой и промышленным предприятием реализуют в системе тарифов на электроэнергию, дифференцированных по зонам суток.

Время суток делят как бы на три зоны: «ночной провал» с 23 до 7 ч ($k = 0,7$, где k — коэффициент, на который умножается существующий тариф); дневное время: 7—8, 10—17, 20—23 ч ($k = 1$); «часы пик»: 8—10, 17—20 ($k = 1,2$) с октября по май и 8—10 ($k = 1,2$), 17—20 ($k = 1$) с мая по октябрь.

Применение при расчетах за электроэнергию дифференцированных по зонам суток тарифов, обеспечивающих экономическое стимулирование предприятий за разгрузку ими ЭЭС в часы максимума ее нагрузки при внедрении на предприятиях автоматизированных систем учета и контроля электроэнергии (АСКУЭ), стало приносить реальную экономию. Эти системы предназначены для эффективного контроля и учета потребляемой электроэнергии и мощности и выполнены на базе многофункционального электронного сумматора (СЭМ-01) с установкой электронных электросчетчиков активной ПСЧ-4 и реактивной ПСЧ-4Р электроэнергии с информационными выходами на всех расчетных фидерах. К каждому источнику питания через трансформаторы тока ТВЛ М-10—0,5 и трансформаторы напряжения НТМИ-10 подключены по два счетчика. Счетчики трехфазные и имеют гальванически развязанные от других цепей импульсные выходы.

Импульсы со счетчиков поступают на сумматор СЭМ-01, в котором установлен микропроцессор, производящий вычисления и обладающий памятью.

По каналам коммутируемой модемной связи информация передается на компьютеры Энергосбыта энергоснабжающей организации и головное предприятие отрасли. Схема передачи информации зависит от конкретных условий.

Сумматор СЭМ-01 позволяет вести учет и контроль электроэнергии и мощности по шести группам учета. Учитывается отдельно активная и реактивная электроэнергия. Сумматор позволяет также визуальное контролировать любой параметр, текущее показание счетчиков электроэнергии, дату и время суток, обеспечивает вычисление и хранение в течение следующего календарного месяца по каждой группе учета. Известно, что оплата по двухставочному тарифу состоит из двух частей: по показаниям счетчиков и за заявленную мощность, за превышение которой на предприятие накладываются штрафные санкции (десятикратная стоимость каждого киловатта превышения). В АСКУЭ предусмотрено оповещение о приближении к допустимому пределу (заявленной мощности) за 100—200 кВт до достижения порогового значения, когда срабатывает звуковая и световая сигнализация и персонал может принять необходимые меры.

Пример. Рассчитать стоимость электроэнергии за март с учетом и без учета дифференцированных тарифов на одной из насосных станций. Заявленную мощность в расчет не берем, так как стоимость ее при указанных выше условиях одинакова.

Месячный расход электроэнергии составил 511 242 кВт·ч;

рассчитаем стоимость расхода электроэнергии по зонам суток (данные получены при измерении счетчиками электроэнергии, а коэффициенты взяты из нормативных материалов АСКУЭ):

а) с учетом дифференцированных тарифов

23—7 ч: $166\,634 \times 0,2 = 33\,326,8$ руб.;

7—8, 10—17, 20—23 ч: $236\,979 \times 0,28 = 66\,354,12$ руб.;

8—10, 17—20 ч: $107\,629 \times 0,34 = 36\,593,86$ руб.

Итого: $33\,326,8 + 66\,354,12 + 36\,593,86 = 136\,274,78$ руб.;

б) без учета дифференцированных тарифов $5\,112\,421 \times 0,28 = 1\,431\,477,6$ руб.

Экономия за март составила: $1\,431\,477,6 - 136\,274,78 = 1\,295\,202,82$ руб.

Значительную экономию электроэнергии можно получить от внедрения автоматизированных систем управления (АСУ) на базе компьютерной техники. Экономия достигается за счет точности и скорости обработки отклонений от рациональных режимов, расширения функциональных возможностей, динамического прогнозирования с определением направления и темпа изменения процессов.

Кроме непосредственной информации об электропотреблении, необходимо иметь данные о режимах работы электроприемников, определяющих в основном характер электропотребления.

комплекса МИК1 не требуется вывод оборудования из работы, сокращается время обследования и появляется возможность создания базы данных по техническому состоянию изоляторов. Были рассмотрены перспективы применения индикаторного комплекса МИК1 группой диагностики Энерготехсервиса на объектах ООО «БашРЭС» наряду с тепловизионным контролем. Кроме того, электротехническая служба ООО «БашРЭС» предложила использовать МИК1 и для диагностики фарфоровых покрышек выключателей серии ВМТ под рабочим напряжением.

www.eprussia.ru

ЗАВЕРШЕНЫ ПУСКО-НАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА НОВОМ КОТЛЕ В РАМКАХ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЭЦ «ЧМК» (ЧЕЛЯБИНСК)

На ТЭЦ ОАО «Челябинский металлургический комбинат» («ЧМК») были окончены пуско-наладочные и начались режимно-наладочные работы на новом котле, установленном в связи с модернизацией станции.

Большая часть оборудования ТЭЦ ОАО «ЧМК», построенной в 1943 году, требует замены или реконструкции. Новый котел имеет более высокие параметры производительности, его установка повысит эффективность работы всей станции: обеспечит бесперебойное электроснабжение комбината и надежность теплоснабжения Металлургического района, а также улучшит экологическую обстановку в Челябинске.

Завершение пуско-наладочных работ на котле было отмечено торжественным перерезанием ленточки. Генеральный директор ОАО «Челябинский металлургический комбинат» Сергей Малышев поблагодарил подрядчиков и пожелал сотрудникам станции эффективной работы на новом оборудовании. Первый заместитель генерального директора ЗАО «СибКОТЭС» Юрий Елисеев отметил, что ввод новых объектов подобной мощности в России — это большое событие. «Несмотря на грандиозные планы российских энергетиков в рамках программы ГОЭЛРО-2, строительство первых объектов завершится только через несколько лет», — отметил он.

В ячейке котла ст. №4 Бабкок-Вилькокс (1933 года выпуска) мощностью



**Е. В. Шумилин,
Ю. В. Хоничев,
ХГТУ**

НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ

Одной из отличительных проблем градостроительства России по сравнению с другими странами является сложность решения задач энергообеспечения. Объясняется это очень просто — большинство городов Российской Федерации расположены в зонах «неблагоприятных для проживания» по условиям климатического районирования. Решение проблемы, естественно, отражается на внешнем облике городов, но в большей степени на «внутреннем» — насыщенности зданий и территорий энергетическими коммуникациями. Известно например, что только в нашей стране подавляющая масса зданий имеют три энергетических ввода: газ, электрическую и тепловую энергию. Нерешенность энергетической проблемы — одна из причин, которая отталкивает нашу страну в список развивающихся стран. Этот факт является, в том числе, следствием тяжелого наследия экстенсивного социалистического развития энергетики, когда в условиях полной обеспеченности энергоресурсами наша страна стала одной из самых энергорасточительных стран мира. Поэтому, с началом экономической перестройки в России была сначала подготовлена, а затем законодательно оформлена основа новой энергетической стратегии России — достижение энергоэффективности на основе энергосбережения.

Энергосбережение подразумевает поиск и реализацию энергетически и экономически эффективных решений в условиях повсеместного учета и контроля потоков энергоресурсов. Как известно, начальным этапом работ по энергосбережению и основным инструментом в разра-

ботке программы энергосбережения, является **энергоаудит** (энергетическое обследование). Напомним, что **энергоаудит** — это методически и инструментально достоверное обследование по поиску нерационального использования энергии и составление на этой базе бизнес-плана приведения энергопотребления объекта в энергоэффективный вид.

Основной результат энергоаудита. Бизнес-план должен отвечать двум основным требованиям — быть точным и объективным.

Первое подразумевает точное получение всех экономических характеристик предлагаемых энергосберегающих мероприятий: необходимых инвестиций, текущих затрат, ожидаемого экономического эффекта, а также производных критериев оценки — показателя прибыльности, срока окупаемости, чистого приведенного дохода, внутренней ставки доходности и др.

При расчете экономических параметров энергосберегающих мероприятий в условиях сформировавшегося рынка, как правило, не возникает большой погрешности при определении размера инвестиций и текущих затрат. Основные ошибки, как показывает анализ, вносятся на этапе определения экономического эффекта мероприятия.

Второе требование — объективность обоснования, базируется на следующей аксиоме: при известной цели на каждом объекте наиболее целесообразна реализация своего уникального бизнес-плана. Именно он отвечает критерию наибольшей экономической эффективности. Другими словами, обследования, проведенные различны-

ми специалистами, должны привести к одинаковому результату. Но на практике, однако, это не так. В связи с этим, рассмотрим, насколько отвечает приведенным выше требованиям существующее на сегодняшний день методическое обеспечение энергообследований.

Как уже было сказано выше, основным гарантом точности обоснования бизнес-плана является точность определения энергетического эффекта от внедрения мероприятий. В связи с этим, одним из важных разделов методики энергообследований должен быть расчет и обоснование энергетического эффекта мероприятий. Однако в действующей методической литературе этому уделяется мало внимания.

Некоторыми методическими документами предлагаются перечни энергосберегающих мероприятий с указанием значений эффекта в % от годового энергопотребления. Например, в [1] экономия за счет снижения температуры внутреннего воздуха в ночные часы и выходные дни для средней полосы оценивается в 8÷10%; в [2] экономия за счет применения газозвоздушного лучистого отопления на промышленных предприятиях — до 50%, за счет устройства «теплого пола» — 15% от отопительной нагрузки; в [3] эффект от применения автоматизированного теплового пункта 20÷30%. При этом условия, при которых получен эффект от мероприятий либо вообще не приводятся, либо описаны поверхностно. Легко доказать, что прямое использование этих данных приводит к большим погрешностям, и мало приемлемо при обосновании бизнес-плана. Требуются надежные научно-обоснованные методики определения энергетических эффектов энергосберегающих мероприятий.

Специалистами ощущается недостаток таких методик, и делаются попытки их разработки. Например, в [3] приводится расчет экономии тепловой энергии при применении автоматизированного индивидуального теплового пункта. Суммарный эффект по мнению авторов определяется суммой следующих величин: «экономии тепловой энергии от устранения «перетопа» зданий в осенне-весенний период, экономия от снижения теплотребления в ночные часы и выходные дни, экономия за счет учета теплоступлений от солнечной радиации и бытовых тепловыделений». В то же время указанная методика не учитывает ряд важных факторов. Во-первых, все расчеты производятся из предположения, что температурный график в тепловой сети и коэффициент смешения элеватора соответствуют расчетным значениям (за исключением осенне-весеннего среза графика на горячее водоснабжение). В действительности температурный график может существенно отличаться от расчетных значений, а элеватор выполнять только функцию дросселирования (коэффициент смешения равен нулю). Во-вторых, как известно, не учитывается тот факт, что автоматика не может полностью реализовать полученные по методике значения экономии, т.е. эффективность автоматического регулирования всегда меньше 100% и зависит от степени автоматизации всей системы теплотребления. В частности, в [2] приводятся коэффициенты эффективности регулирования, которые находятся в широком диапазоне — от 0,5 до 0,98. Таким образом, расчеты по методике [3] пока могут носить только ориентировочный характер.

Другой пример разработки методики приводится в [7]. Здесь предложено определение энергетического эффекта от устранения перерасхода тепла в системах отопления зданий, вызванного увеличением диаметра сопла элеватора относительно расчетного значения. Работа элеваторов в нерасчетном режиме весьма распространенное явление в условиях хронического невыполнения графика центрального качественного регулирования (ЦКР) в теплофикационных системах теплоснабжения. Это актуально и для условий Хабаровска. Так, обследование 100 жилых домов в различных районах города, проведенное нами, показало следующие результаты. При расчетном значении коэффициента смешения элеватора $u=(125-95)/(95-70)=1,2$ среднее фактическое значение составило 0,26. При этом 59% обследованных элеваторов имеют коэффициент смешения близкий к нулю ($u=0\div 0,1$) и только 7% элеваторов работают в режи-

175 т пара в час был установлен новый котел (производства ОАО «Красный Котельщик») мощностью 220 т пара в час. Он предназначен для сжигания коксового, доменного (попутного при производстве металла) и природного газов. Все это будет способствовать улучшению экологической обстановки в Челябинске, поскольку позволит сократить вредные выбросы в атмосферу. Также на ТЭЦ ОАО «ЧМК» была проведена реконструкция питательного тракта котла с установкой нового деаэратора и двух питательных насосов. Новый котел и химическая лаборатория полностью автоматизированы. Теперь основные параметры работы котла и результаты химического анализа воды автоматически передаются на щит управления.

ИА REGNUM

В КИТАЕ СДАНА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПЕРВАЯ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ С ОБОРУДОВАНИЕМ ВЫСОКОГО УРОВНЯ

Как стало известно в Китайской ассоциацией электроэнергетических предприятий, на днях в уезде Жудун Наньтуна провинции Цзянсу/Восточный Китай/была сдана в эксплуатацию первая в Китае ветровая электростанция с передовым оборудованием. Это знаменует, что китайские ветровые генераторные установки достигли передового мирового уровня.

Ветроэлектростанция «Жундун» провинции Цзянсу представляет собой первый введенный в действие объект специального разрешения государственного органа. Эта электростанция, годовая выработка электроэнергии составляет около 250 млн кВт/ч, позволяет уменьшить расходы угля на около 300 тыс. т в год, а также сокращать выбросы двуокиси углерода почти на 200 тыс. т. Этот объект финансировался главным образом Национальной электроэнергетической корпорацией «Лунъюань». В настоящее время 67 энергоблоков уже полностью были сданы в эксплуатацию. Эта ветроэлектростанция является объектом по уменьшению выбросов загрязняющих веществ

<http://russian.people.com.cn>

ме, близком к расчетному ($u=1\pm 1,2$). Данный факт свидетельствует о том, что большинство жилых домов в течение большей части отопительного периода перерасходуют тепловую энергию. Суть предложений автора [7] состоит в использовании известного уравнения характеристики отопительных установок Е. Я. Соколова [8] для определения теплопотребления при расчетных и нерасчетных режимах. При этом разница полученных значений теплопотребления является энергетическим эффектом мероприятия. Однако применение данной методики для точного обоснования энергетического эффекта мероприятия проблематично по следующим причинам. Во-первых, возврат к расчетному режиму эксплуатации элеваторов невозможен при нарушении графика ЦКР. Во-вторых, при использовании характеристики отопительных установок Е. Я. Соколова не учитывается изменение температуры внутреннего воздуха, а также существенное изменение воздухообмена за счет инфильтрации в течение отопительного периода.

Приведенные примеры касаются только двух возможных энергосберегающих мероприятий. По перечням других мероприятий вообще обнаруживается отсутствие соответствующей методической базы для расчета энергетических эффектов. Другими словами, можно констатировать, что разработка научно-обоснованных методик определения энергетических эффектов энергосберегающих мероприятий сегодня является актуальной задачей.

Объективность обоснования бизнес-плана энергоаудита связана с тем, что из огромного количества принципиально возможных энергосберегающих мероприятий, число которых невозможно подсчитать, энергоаудитор должен отобрать комплекс мероприятий, отвечающих критерию наибольшей экономической эффективности.

Решение данной задачи, по нашему мнению, возможно двумя способами. Первый способ — перебор типовых вариантов мероприятий, что предлагается большинством существующих методик по энергоаудиту. Для получения объективных результатов требуется детальная проработка всех типовых мероприятий, что не представляется возможным из-за огромной трудоемкости.

Второй, предлагаемый нами, способ — получение величины и структуры потенциала энергосбережения объекта и на основе его анализа — отсеивание мероприятий, направленных на реализацию малозначимых статей потенциала энергосбережения. В действующей на сегодняшний день нормативно-методической литературе сколько-нибудь значимых сведений по обоснованию и использованию в энергоаудите потенциала энергосбережения не приводится.

Таким образом, по предъявленным требованиям к бизнес-плану существующая методическая информация не дает научно-обоснованного ответа.

Для повышения точности и обеспечения объективности бизнес-плана необходима разработка согласованной теории энергоаудита и совершенствование методики его проведения. В наиболее общем виде нами предлагается следующая последовательность выполнения энергоаудита.

На первом этапе необходимо определить величину и структуру потенциала энергосбережения (ПЭ). Для этого нами разработана классификация факторов, формирующих ПЭ [9] и предложены некоторые методики расчета ПЭ.

Далее на основе анализа величины и структуры ПЭ выделяются основные факторы воздействия и связанные с ними списки наиболее эффективных мероприятий.

На следующем этапе определяется энергетический эффект мероприятия как произведение ПЭ на коэффициент эффективности данного мероприятия.

На окончательном этапе определяются все экономические параметры выбранных мероприятий, на основе чего и формируется бизнес-план.

Выводы

1. К сожалению, сегодня приходится констатировать несогласованность методического обеспечения проведения энергоаудита и отсутствие методик расчета энергетического эффекта мероприятий. В условиях существующего методического обеспечения нет возможности обеспечить точность и объективность обоснования основного результата энергоаудита бизнес-плана.

2. Отсутствие теоретической проработки методологии энергоаудита не позволяет систематизировать имеющиеся данные по энергетическим эффектам и эффективности различных энергосберегающих мероприятий.

3. Для повышения точности и обеспечения объективности основного результата энергоаудита бизнес-плана необходима разработка научно-обоснованной методологии, а также ряда методик по определению потенциала энергосбережения, энергетического эффекта и эффективности мероприятий.

Литература

1. Варнавский Б. П., Колесников А. И., Федоров М. Н. Энергоаудит промышленных и коммунальных предприятий. — М., 1999.
2. Энергосберегающие системы теплоснабжения здания на основе современных технологий и материалов. Под ред. Чистович С. А. и др. С-Пб., 2003.
3. РД.34.01—00. Методика проведения энергетических обследований (энергоаудита) бюджетных учреждений. Н.-Новгород, 2000.
4. Регламент проведения обследования энергетического хозяйства потребителей энергии. М., 1993.
5. Методика проведения энергетических обследований и паспортизации предприятий железнодорожного транспорта. ОмГУПС, 2000.
6. Правила проведения энергетических обследований организаций. Утв. МинтопэнергоРФ. 25.03.98 г. — М., 1998.
7. Фаликов В. С. Энергосбережение в системах теплоснабжения зданий. М.: ГУП «ВИМИ», 2001.
8. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. 7-е изд. — М.: Изд-во МЭИ, 2001.
9. Энергосбережение в экономике Хабаровского края: состояние, проблемы и перспективы//Материалы региональной научно-практической конференции. Правительство Хабаровского края. Хабаровск, 2004.



СПРАВОЧНИК ЭНЕРГЕТИКА

М.: «КОЛОС». — 2006. — 488 с.

В задачах, стоящих перед энергетиками России, предусматривается прежде всего широкое внедрение энергосберегающих техники и технологии. В связи с этим важное значение приобретает рационализация энергопотребления, включающая в себя снижение расхода тепловой и электрической энергии и увеличение энерговооруженности промышленности, транспорта и сельского хозяйства. Здесь ведущая роль принадлежит инженерно-техническому персоналу, занимающемуся вопросами распределения и потребления электрической и тепловой энергии на различных объектах.

Особенностью настоящего времени является появление большого количества нового электроэнергетического и теплотехнического оборудования при том, что значительная часть действующего оборудования отработала свой нормативный срок и устарела.

Помощь в решении всех этих вопросов должны оказать материалы настоящего справочника, в который включены необходимые сведения по выбору теплового и электрооборудования. В справочнике учтены запросы специалистов, занимающихся эксплуатацией электротехнических и теплотехнических аппаратов, устройств и систем.

Подготовлен справочник коллективом авторов — сотрудников и преподавателей Московского энергетического института (технического университета) и Тверского государственного технического университета.

Справочник состоит из двух разделов и приложения. В первом разделе (электротехническом) приведены систематизированные сведения по электрооборудованию напряжением до и выше 1 кВ (выключателям, контакторам, силовым и измерительным трансформаторам, разъединителям, конденсаторам, кабелям, низковольтному оборудованию), а также справочные материалы по электрическому освещению. Таблицы параметров современного электрооборудования (силовых выключателей, трансформаторов и кабелей, воздушных линий, конденсаторов и конденсаторных установок, контакторов) приведены в отдельной большой главе раздела.

Во втором разделе рассмотрено энергосиловое и тепломеханическое оборудование. Здесь даны основные сведения по энергетическому топливу, промышленным котельным установкам, типоразмерам и параметрам паровых и водогрейных котлов. Представлены типы нагнетательных машин: насосы, вентиляторы и компрессоры, рассмотрены принципы их работы, характеристики, способы регулирования и расчеты мощности на валу и приводного электродвигателя. Показаны конструкции теплообменных аппаратов и приведены примеры расчета теплообменников разных типов. В отдельной главе приведены сведения об автономных источниках энергоснабжения предприятий. Раздел дополнен большим количеством таблиц с параметрами нового теплоэнергетического и теплотехнического оборудования.

В приложении рассмотрены вопросы энергоаудита на предприятиях промышленности, объектах сельскохозяйственно-го назначения. Здесь рассмотрены цели и задачи, порядок проведения энергоаудита, а также приведены таблицы параметров оборудования для его проведения.

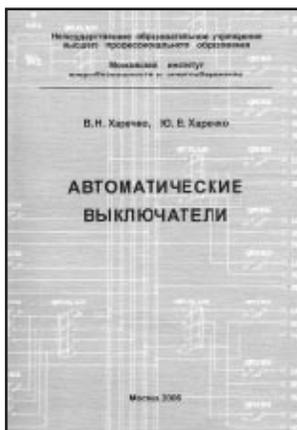
В книге 488 стр., выпущена она в твердом переплете. По вопросам приобретения книги следует обращаться по адресу:

**107996, Москва, Садовая-Спаская, 18, «Колос»,
тел.: 207-19-45, 207-22-95, 207-21-25, 975-55-27.**

Московский институт энергобезопасности и энергосбережения (телефон (495) 965-37-90, сайт www.mieen.ru) в декабре 2006 г. и феврале 2007 г. издал следующие книги, рассчитанные на специалистов проектных, электромонтажных и эксплуатационных организаций, которые также могут быть рекомендованы в качестве учебных пособий для студентов энергетических специальностей.

ХАРЕЧКО В. Н., ХАРЕЧКО Ю. В. АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

4-е изд. — М.: ПТФ МИЭЭ, 2006. — 155 с.: ил.



В книге изложены требования ГОСТ Р 50345—99 (МЭК 60898—95) к автоматическим выключателям бытового и аналогичного назначения, которые широко применяют в электроустановках зданий для защиты от сверхтока электрических цепей. Рассмотрены конструкция и характеристики автоматических выключателей, приведена их классификация.

В книге представлены данные о номенклатуре выпускаемых автоматических выключателей, приведена информация о дополнительных устройствах, с помощью которых осуществляют управление, контроль и другие операции с автоматическими выключателями.

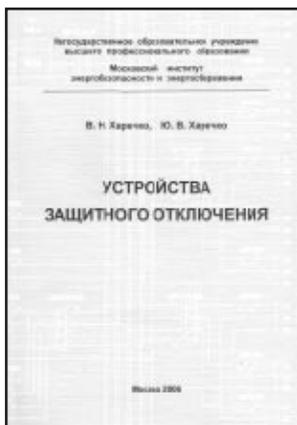
В отличие от предыдущих изданий книги, в четвертом издании изложены основные требования к использованию автоматических выключателей для защиты от перегрузки и короткого замыкания. Рассмотрены меры защиты от поражения электрическим током и применение автоматических выключателей в составе такой электротехнической меры, как автоматическое отключение питания. Приведены примеры применения автоматических выключателей в электроустановках жилых зданий.

В книге также рассмотрены принцип действия, конструкция и характеристики устройств дифференциального тока, которые в совокупности с автоматическими выключателями образуют управляемые дифференциальным током автоматические выключатели бытового и аналогичного назначения со встроенной защитой от сверхтока (АВДТ).

Книга содержит 13 таблиц, 24 иллюстрации, библиография включает в себя 41 название.

ХАРЕЧКО В. Н., ХАРЕЧКО Ю. В. УСТРОЙСТВА ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ

4-е изд. — М.: ПТФ МИЭЭ, 2006. — 240 с.: ил.



В книге изложены требования стандартов, входящих в состав комплексов ГОСТ Р 51326 (МЭК 61008) и ГОСТ Р 51327 (МЭК 61009), к устройствам защитного отключения бытового и аналогичного назначения без встроенной защиты от сверхтока и со встроенной защитой от сверхтока, рассмотрены принцип действия и конструкция устройств защитного отключения, даны основные характеристики и приведена их классификация.

Представлены данные о номенклатуре выпускаемых устройств защитного отключения, приведена информация о дополнительных устройствах, с помощью которых осуществляют управление, контроль и другие операции с устройствами защитного отключения.

В книге рассмотрены меры защиты от поражения электрическим током и особенности использования устройств защитного отключения в электроустановках зданий в составе электротехнических мер.

В отличие от предыдущих изданий книги, в четвертом издании выполнен анализ требований стандартов комплекса ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий», Правил устройства электроустановок седьмого издания и рекомендации СП 31 110 по применению устройств защитного отключения в низковольтных электроустановках. Рассмотрены основные принципы применения устройств защитного отключения и приведены примеры их применения в электроустановках жилых зданий.

Книга содержит 10 таблиц, 25 иллюстраций, библиография включает в себя 87 названий.



НЕСЧАСТНЫЙ СЛУЧАЙ НА ПРОИЗВОДСТВЕ

Как бы ни развивались техника и технологии современного производства, какими бы безопасными ни казались условия труда, несчастные случаи на производстве происходят и будут происходить, по-видимому, до тех пор, пока человек будет принимать непосредственное участие в трудовом процессе. Сегодня значительные усилия прилагаются к тому, чтобы максимально снизить количество производственных травм и других несчастных случаев, однако, к сожалению, они иногда случаются. Данная статья расскажет о том, как в соответствии с законом произвести правильное урегулирование всех необходимых вопросов, если произошел несчастный случай на производстве.

В первую очередь, и работники, и работодатель должны хорошо знать свои права и обязанности при наступлении несчастного случая на производстве. Для этого следует изучить следующие законодательные документы:

- ст. 227-231 Трудового кодекса Российской Федерации (в редакции Федерального закона от 30.06.2006 № 90-ФЗ, далее по тексту ТК РФ);

- Федеральный закон от 02.06.1998 № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» (далее по тексту Закон № 125-ФЗ);

- Постановление Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 24.10.2002 № 73 «Об утверждении форм документов, необходимых для расследования и учета несчастных случаев на производстве, и положения об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях» (далее по тексту «Постановление...»).

Произошедший несчастный случай подлежит расследованию и учету в соответствии со ст. 227 ТК РФ. Эта же статья устанавливает перечень лиц, относящихся к участвующим в производственной деятельности работодателя, а также список событий, подлежащих расследованию как несчастный случай. Еще более детализируют содержание названной статьи ТК РФ пункты 2 и 3 главы I «Положения об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях» (далее по тексту «Положение...»). Не вдаваясь в подробности, можно сказать, что к несчастному случаю на производстве относится практически любой причиненный вред здоровью работника, возникший либо непосредственно при выполнении его трудовых обязанностей или иных поручений работодателя, либо при нахождении работника на территории или в транспорте работодателя, либо при следовании работника к месту выполнения работ (командировки). При этом под работником понимается не только лицо, выполняющее работы по трудовому договору или по договору подряда, но и практически любое лицо, привлекаемое к выполнению работ (в том числе общественно-полезных) по требованию работодателя.

Согласно ст. 228 ТК РФ, при несчастном случае на производстве работодатель должен организовать первую помощь пострадавшему и при необходимости доставку его в медицинскую организацию; принять неотложные меры по предотвращению развития аварийной ситуации и воздействия травмирующих факторов на других лиц; сохранить до начала расследования несчастного случая обстановку, какой она была на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью других лиц и не ведет

к катастрофе, аварии или возникновению иных чрезвычайных обстоятельств, а в случае невозможности ее сохранения — зафиксировать сложившуюся обстановку (составить схемы, провести фотографирование или видеосъемку, другие мероприятия). Также необходимо немедленно проинформировать о несчастном случае соответствующие органы и организации, а о тяжелом несчастном случае или несчастном случае со смертельным исходом — также родственников пострадавшего.

Степень тяжести несчастного случая устанавливает врач, руководствуясь Приказом Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 24.02.2005 № 160 «Об определении степени тяжести повреждения здоровья при несчастных случаях на производстве». Всего может быть две степени тяжести несчастного случая — легкая и тяжелая. В зависимости от степени тяжести изменяется порядок расследования несчастного случая и последующие за расследованием обязанности работодателя. Пока на руках нет заключения врачей, и несчастный случай не повлек за собой летальный исход, можно приступать к рассмотрению обстоятельств несчастного случая как легкой степени тяжести. Сроки расследования несчастного случая также зависят от степени его тяжести: при легкой степени расследование проводится в течение 3 дней, при тяжелой — до 15 дней. По весомым обстоятельствам (см. ст. 229.1 ТК РФ) указанный срок может быть продлен, но не более чем на 15 дней.

Для расследования обстоятельств несчастного случая работодателем создается специальная комиссия, состоящая не менее чем из трех человек, причем лица, ответственные за безопасность проведения работ на участке, где произошел несчастный случай, в комиссию включаться не могут. Состав комиссии также может быть различен в зависимости от места происшествия и иных обстоятельств (на рабочем месте, на территории другого работодателя, в командировке и т.п.). Порядок формирования комиссий по расследованию несчастных случаев устанавливается ст. 229 ТК РФ и главой II «Положения...».

Целью создаваемой комиссии является выяснение всех обстоятельств несчастного случая, определение виновных, выработка мер по устранению аварийных последствий и недопущению повторения аналогичного несчастного случая. Комиссия также в конечном итоге квалифицирует инцидент как несчастный случай на производстве или несчастный случай, не связанный с производством. К непроизводственным несчастным случаям комиссия может отнести

смерть вследствие общего заболевания, самоубийства, по единственной причине алкогольного или наркотического опьянения, при совершении пострадавшим уголовного преступления. Если в происшедшем несчастном случае имеется вина пострадавшего, комиссия вычисляет степень вины в процентах для соответствующего снижения страховых выплат.

Порядок работы комиссии и оформления материалов расследования несчастных случаев регламентируется ст. 229.2, 230 ТК РФ, главами III и IV «Положения...». Формы документов, необходимых для расследования и учета несчастных случаев на производстве, приводятся в приложении № 1 к «Постановлению...».

Кроме самостоятельного расследования обстоятельств несчастного случая работодатель в обязательном порядке в течение суток должен информировать соответствующие органы об имевшем место групповом несчастном случае (два человека и более), тяжелом несчастном случае или несчастном случае со смертельным исходом. Порядок извещения о несчастных случаях, а также перечень информируемых органов устанавливается ст. 228.1 ТК РФ.

При выявлении сокрытого несчастного случая, при поступлении заявления пострадавшего или его представителей о несогласии с выводами комиссии по расследованию несчастного случая, а также при получении объективных сведений о нарушении порядка расследования несчастного случая дополнительное расследование проводит государственный инспектор труда, в соответствии с требованиями ст. 229.3 ТК РФ и независимо от срока давности несчастного случая.

Если по решению комиссии или государственного инспектора труда инцидент квалифицирован как несчастный случай на производстве, он считается также страховым случаем в соответствии с Законом № 125-ФЗ. Другими словами, работодатель обязан возместить утраченный доход пострадавшего за счет страховых выплат. Определение размера страховых выплат в зависимости от степени тяжести несчастного случая осуществляется в соответствии с Приказом Минздравсоцразвития от 24.02.2005 № 160. Согласно Закону № 125-ФЗ, возможны следующие страховые выплаты: единовременные и ежемесячные страховые выплаты, пособие по временной нетрудоспособности, оплата дополнительных расходов на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию. Выплаты производятся за счет средств соцстраха.

По материалам ЗАО «ЗНАК-Комплект»