

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ	3
РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ	9
Современные тенденции в производстве кабельной продукции	9
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО	13
Опыт диагностики силового трансформаторного оборудования	13
Об оценке состояния электрооборудования с большим сроком службы	17
Способы быстрой локализации и устранения аварийных ситуаций на электрических подстанциях и в распределительных сетях напряжением 0,4—6—10 кВ	21
Новые возможности измерительных трансформаторов тока 6—35 кВ	24
Новые приборы контроля качества электроэнергии	29
Электрооборудование для открытых горных работ	33
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ	37
Ремонт трубопроводной арматуры в инженерных сетях	37
Опыт диагностики трубопроводов в Санкт-Петербурге	41
Выбор типа трубопроводной арматуры	45
Трубопроводы. Рекомендации по выбору труб	48
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ	53
Пневмоаудит — комплексное обследование системы подачи сжатого воздуха на предприятиях	53
Выбор компрессорного оборудования	55
Экономия на сжатом воздухе	62

ЖУРНАЛ «ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК» №10

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

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

ИД «Панорама»
Издательство «Промтрансиздат»
<http://promtransizdat.ru>

Почтовый адрес:
107031, Москва, а/я 49 (ИД «Панорама»)

Редакционный совет:
Жуков В. В., д-р техн. наук, проф.,
чл.-корр. Академии электротехнических наук РФ,
директор Института энергетики
Киреева Э. А., канд. техн. наук, проф. Института
повышения квалификации «Нефтехим»
Мисриханов М. Ш., д-р техн. наук, проф.,
генеральный директор «ФСК Межсистемные
электрические сети Центральной России»
Старшинов В. А., д-р техн. наук, проф.,
зав. кафедрой МЭИ
Харитон А. Г., д-р техн. наук, проф.,
ректор Международной академии
информатизации
Чохонелидзе А. Н., д-р техн. наук, проф.
Тверского государственного технического
университета.

Главный редактор издательства
Шкирмонтов А. П.,
канд. техн. наук
aps@panor.ru
promjurnal@mail.ru
тел. (495) 945-32-28

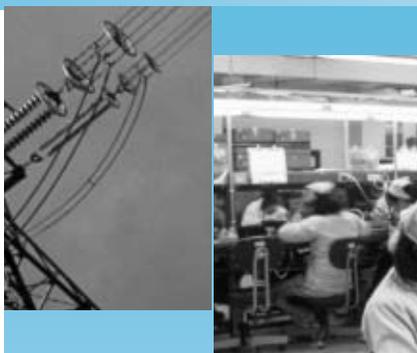
Главный редактор
Леонов С. А.
glavenergo@mail.ru

Предложения и замечания:
promizdat@panor.ru
тел. (495) 945-32-28

Журнал распространяется по подписке во всех
отделениях связи РФ по каталогам:
ОАО «Агентство «Роспечать» — индекс 82717;
«Пресса России» — индекс 29465;
«Почта России» — индекс 16579,
а также с помощью подписки в редакции:
тел.: (495) 625-96-11, 625-94-22
podpiska@panor.ru



Подписано в печать 09.09.2008
Формат 60x88/8. Бумага офсетная.
Усл. печ. л. 13. Заказ №



ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

65

Методика проверки состояния смонтированной электроустановки требованиям нормативной и проектной документации

65

Преимущества и недостатки пирометрического метода измерения температуры перед контактным

76

СМАЗОЧНО-ОХЛАЖДАЮЩИЕ ЖИДКОСТИ

79

«Скрытая суть» чистого масла

79

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

84

Совершенствование котельной на Нововятском комбинате древесных плит

84

ВОПРОС–ОТВЕТ

86

Критерии наличия (отсутствия) технической возможности технологического присоединения

86

ОБМЕН ОПЫТОМ

88

Новые теплообменники надежнее

88

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

91

Задачи, определяющие состав противоаварийных мероприятий, в системах электроснабжения промышленных предприятий

91

ЭНЕРГОАУДИТ

96

Порядок подготовки проведения и оформление результатов энергетических обследований (энергоаудитов) в соответствии с требованиями системы добровольной сертификации организаций в области рационального использования энергоресурсов (Москва, 2007 г.)

96

ИТОГИ ПРОВЕРКИ СОБЛЮДЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору подвела итоги проверки соблюдения требований промышленной безопасности при изготовлении оборудования, работающего под давлением в ОАО «Таганрогский котлостроительный завод «Красный котельщик».

Ростехнадзор считает, что Таганрогский котлостроительный завод, изготавливающий оборудование для тепловых электростанций, а также малой и средней энергетики, в основном соответствует требованиям в области промышленной безопасности.

Ростехнадзором выявлены отдельные нарушения требований промышленной безопасности на заводе при изготовлении паровых котлов и сосудов, работающих под давлением. Наиболее серьезные из них: применение импортных материалов, не имеющих соответствующего разрешения; проведение входного контроля основных материалов без соответствующего оформления их результатов; применение не аттестованных в установленном порядке сварочных материалов; использование при неразрушающем контроле оборудования, не имеющего разрешения Ростехнадзора.

По итогам проверки «Таганрогского котлостроительного завода «Красный котельщик» Ростехнадзор провел производственное совещание с руководством и специалистами предприятия, на котором определены мероприятия по обеспечению качественного изготовления оборудования, работающего под давлением в соответствии с требованиями промышленной безопасности.

Последнее комплексное обследование завода «Красный котельщик» проводилось в 2006 году. Тогда

на предприятии также был выявлен ряд нарушений и выдано предписание на их устранение. Сегодня все пункты прошлого предписания Ростехнадзора в ОАО «Таганрогский котлостроительный завод «Красный котельщик» выполнены.

www.gosnadzor.ru

ТОПОЧНЫЕ ЦЕНЫ

В. Путин на заседании Президиума Правительства, посвященном подготовке к осенне-зимнему периоду, отметил, что на рост цен на мазут ему жаловались руководители практически всех регионов. На эту проблему обращали внимание министра энергетики Сергея Шматко гендиректора энергокомпаний.

«Ускоренный рост цен на топливо в ряде регионов создает финансовые разрывы у энергетических компаний», — говорится в докладе Шматко, выдержки из которого зачитали представители министерства. Энергетикам тарифы повышаются меньше, чем дорожает мазут: тарифы на электроэнергию с 2007 г. выросли в среднем на 12% (для населения — на 14%), на услуги ЖКХ — 15%, в том числе на тепло в разных регионах — от 6,5 до 24,5%. По данным ИЦ «Кортес», оптовая цена 1 т топочного мазута наиболее востребованной марки М-100 за год (с 1 июля 2007 г. по 1 июля 2008 г.) в среднем выросла на 86%.

Из-за этого потребители мазута несут дополнительные расходы, так называемый выпадающий доход. Например, «Камчатскэнерго» оценило его в этом году в 1 млрд руб.

«Нужно разбираться с поставщиками, выявлять факты ценового сговора, искать альтернативные каналы поставок», — сказал В. Путин. ФАС после критики премьера возбудила дела против основных производителей авиакеросина. В рамках этих дел антимонопольная служба уделила особое внимание ценам на мазут, пре-

дупреждает замруководителя ФАС Анатолий Голомолзин.

Конечная цена помимо отпускных цен НПЗ включает расходы на логистику, объясняет директор по развитию и маркетингу «Кортеса» Павел Строков, и зачастую между НПЗ и конечным потребителем существует цепочка перепродавцов, что приводит к росту цен.

Отпускные цены на мазут формируются только на открытых тендерах и поэтому являются рыночными, заявил представитель «Роснефти».

Возможно, правительство окажет финансовую поддержку предприятиям коммунального комплекса в отдельных регионах, которые больше других страдают от роста цен на топливо. Их будет не более 10, заверил министр регионального развития Дмитрий Козак. Среди претендентов чиновник Минрегиона назвал Карелию, Камчатку, Приморье, Архангельскую, Вологодскую, Ивановскую, Магаданскую, Мурманскую, Пензенскую и Ульяновскую области. Эти регионы в зависимости от бюджетной обеспеченности получают дополнительные субсидии из федерального центра, которые они смогут направить на закупку дополнительных объемов мазута.

Министр регионального развития Дмитрий Козак прокомментировал ситуацию с возможным изменением тарифов на электроэнергию и коммунальные услуги в следующем году. «Мы не ожидаем существенных колебаний тарифов, то есть ни существенного повышения, ни существенного снижения, по сравнению с тем, что установила Федеральная служба по тарифам, не будет», — сказал глава Минрегиона.

Министр напомнил, что с 1 января 2008 года регулирование тарифов было передано на уровень субъектов Российской Федерации. «С 1 января 2009 года мы передаем регулирование тарифов, устанавливаемых для организаций. Сказать, что это повлечет повышение тарифов, нельзя. Скорее, будет наоборот».

Дмитрий Козак также ответил на вопросы, касающиеся оценки деятельности губернаторов. «Одним из ключевых показателей эффективности работы органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации будет безаварийная работа объектов жилищно-коммунального хозяйства, и мы дополним соответствующий указ президента на этот счет».

Министр подчеркнул, что аналогичные показатели должны быть включены субъектами Российской Федерации для оценки деятельности органов местного самоуправления. «Кроме того, в число показателей эффективности использования субсидий, которые выделяются из федерального бюджета на модернизацию инженерно-коммунальной инфраструктуры, будет включена безаварийная работа коммунального хозяйства в осенне-зимний период», — добавил глава Минрегиона.

«Такую оценку мы произведем дважды — по итогам подготовки к зиме в декабре и по итогам прохождения осенне-зимнего периода в апреле будущего года. По этому показателю мы будем судить об эффективности работы органов госвласти субъектов и местного самоуправления, поскольку подготовка к зиме — это важный социальный вопрос, и мы должны уделять ему первостепенное значение», — подчеркнул Дмитрий Козак.

«Ведомости»

МОЭК ОЖИДАЕТ В 2009 ГОДУ УВЕЛИЧЕНИЕ ТАРИФА НА ТЕПЛОЭНЕРГИЮ НА 25%

ОАО «Московская объединенная энергетическая компания» (МОЭК) ожидает в 2009 году увеличение своего тарифа на теплоэнергию для потребителей на уровне порядка 25%, сообщил журналистам гендиректор компании Александр Ремезов.

Также он отметил, что с 1 января 2009 года по Москве будет произво-

диться перевод потребителей на двуставочный тариф. Как пояснил гендиректор МОЭК, этот тариф предполагает отдельную оплату за мощность и за объем потребления. «При этом компания не будет зависеть от колебаний температуры воздуха», — сказал Ремезов.

В настоящий момент МОЭК производит установку специализированных счетчиков, а также ведет переговоры с рядом организаций об установке аппаратов для учета потребления теплоэнергии по новому тарифу.

ОАО «Московская объединенная энергетическая компания» создано в 2004 году по распоряжению правительства Москвы. МОЭК осуществляет отопление и горячее водоснабжение жилых и административных зданий, промышленных предприятий и объектов социальной сферы столицы.

По итогам завершившейся в апреле допэмиссии, правительству Москвы принадлежит 83,7% уставного капитала МОЭК, компании «МОЭК-Финанс» — 8,19%, ОАО «Газпром» — 6,92%, миноритарным акционерам — 1,12%.

www.rian.ru

ПЕРВАЯ РОССИЙСКАЯ АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ — MONOWAI ENERGY — ОБЪЯВИЛА О НАЧАЛЕ РАБОТЫ

Первая российская альтернативная энергетическая компания — Monowai Energy — объявила о начале работы. Компания образована при участии российских и новозеландских специалистов в области традиционной и возобновляемой энергетики. Инвесторами проекта выступили частные лица из России, говорится в пресс-релизе Monowai Energy.

«Экономический потенциал одной только ветроэнергетики в России составляет примерно 260 млрд кВт. ч/год, т.е. около 30%

производства электроэнергии всеми электростанциями России. Наша основная задача — сформировать рынок альтернативной энергетики в России, где цены за киловатты будут зависеть только от климатических условий конкретного региона», — заявил управляющий партнер Monowai Energy Вадим Резвый.

Компания уже провела переговоры о поставке ветроэнергетических установок мегаваттного класса для строительства Ейской ветроэлектростанции (ВЭС) суммарной мощностью 50 МВт и модернизации Воркутинской ВЭС (4 МВт). Компания также приступила к разработке проектов строительства альтернативных электростанций в 9 регионах России, Казахстана, Болгарии и Бахрейна.

Monowai Energy специализируется на разработке и реализации комплексных решений автономного энергоснабжения промышленных и гражданских объектов, а также строительстве ветряных, солнечных и гибридных электростанций мегаваттного класса. Профессиональное оборудование линейки Monowai разрабатывается в научно-техническом центре компании в Окленде (Новая Зеландия) и собирается на собственных производственных мощностях в Юго-Восточной Азии. Приоритетными для компании рынками, помимо России, станут Восточная и Центральная Европа, Средняя Азия и Ближний Восток.

АЗИ «ПРАЙМ-ТАСС»

НА ТЕРРИТОРИИ ГУСЕВСКОГО ХРУСТАЛЬНОГО ЗАВОДА НАЧАЛОСЬ СООРУЖЕНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

До конца 2008 года компания «Энерготех» (Москва) должна построить газопоршневую электростанцию, которая ликвидирует дефицит электрической и тепловой энергии на активно развивающемся стекольном производстве.

В легкосборном ангаре будет установлено генерирующее оборудование станции — пять газопоршневых установок (ГПГУ) производства Waukesha Engine Dresser (США) единичной мощностью 900 кВт. В качестве топлива будет использоваться магистральный газ.

Кроме ГПГУ, «Энерготех» поставит КРУ с двумя отходящими линиями для работы электростанции параллельно с внешней сетью, установку утилизации тепла и другие инженерные системы, аппаратно-программный комплекс EnergoSoft для управления и мониторинга оборудования. В ведении московской компании находятся также шеф-монтажные и пуско-наладочные работы, обучение эксплуатационного персонала.

<http://news.elteh.ru>

МОСКОВСКИЙ МЕТРОПОЛИТЕН МОЖЕТ ОТКАЗАТЬСЯ ОТ УСЛУГ «МОСЭНЕРГОСБЫТА»

ОАО «Мосэнергосбыт», обеспечивающее энергоснабжение московского метрополитена, располагает информацией о намерении метрополитена в 2009 году заключить договор об энергоснабжении с независимым поставщиком ООО «Русэнергосбыт», сообщив источник в «Мосэнергосбыте».

Как пояснил собеседник агентства, энергопотребление метрополитена составляет порядка 1,8 млрд кВт·ч в год (порядка 2,6% от общих поставок компании в 2007 году). По его словам, за метрополитеном закреплено порядка 100 млн руб. перекрестного субсидирования. «В этом случае региональная энергетическая комиссия (РЭК) будет вынуждена перераспределить нагрузку на других потребителей», — сообщил источник.

Кроме того, по его словам, точки подключения столичного метрополитена не оборудованы автоматизированными системами коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), и возможен вариант, при котором

«Русэнергосбыт» будет покупать электроэнергию у «Мосэнергосбыта» и перепродавать ее метрополитену.

«Мосэнергосбыт» реализует 8% вырабатываемой в РФ электроэнергии, объединяет 12 городских, 13 межрайонных отделений, а также шесть муниципальных отделений и участков. Полезный отпуск электроэнергии «Мосэнергосбытом» в первом полугодии составил 34,96 млрд кВт·ч. 50,9% акций «Мосэнергосбыта» принадлежит РАО «ЭС Востока», созданному в ходе реорганизации РАО «ЕЭС России». Кроме того, блокпакетом владеют структуры «Газпрома», правительству Москвы принадлежит 7,5% капитала.

ООО «Русэнергосбыт» — одна из крупнейших в РФ независимых энергосбытовых компаний. Ее основными акционерами являются группа ЕСН (51%) и итальянский Enel (49% капитала).

www.rian.ru

«СИЛОВЫЕ МАШИНЫ» ПОСТАВЯТ ТУРБИНЫ ДЛЯ ТЭЦ НОВОЛИПЕЦКОГО МЕТКОМБИНАТА

Калужский турбинный завод (КТЗ), входящий в компанию «Силловые машины», и Энергостроительная корпорация «Союз» (генеральный подрядчик) подписали контракт на поставку энергооборудования для Новолипецкого металлургического комбината (НЛМК). Стоимость контракта составляет более 500 млн руб.

КТЗ впервые в своей истории изготовит турбины мощностью свыше 40 МВт. Контракт предусматривает проектирование, изготовление и поставку трех паровых турбин типа ПТ-40/50 мощностью по 50 МВт для строящейся ТЭЦ металлургического комбината. Кроме того, «Силловые машины» осуществят шеф-монтаж и пусконаладочные работы. Срок окончания поставок — II квартал 2010 г.

Ранее, в период с 2006 по 2007 гг., КТЗ поставил для НЛМК две паровые турбины мощностью по 25 МВт.

Одновременно с производством энергии, новые турбины будут задействованы в процессе утилизации доменного газа, являющегося основным топливным компонентом станции, что исключит его выбросы в атмосферу. Пуск электростанции суммарной мощностью 150 МВт запланирован на 2011 г.

EnergyLand.info

ЭНЕРГОТАРИФЫ ПОВЫСЯТ НА ЧЕТВЕРТЬ

Будущий год готовит россиянам неприятный сюрприз — тарифы на электроэнергию станут значительно выше. При этом для населения электричество будет дорожать быстрее, чем для предприятий. Одним из наиболее пострадавших субъектов окажется Москва.

Федеральная служба по тарифам (ФСТ) утвердила предельные уровни роста энерготарифов на 2009 год. В столице плата за электроэнергию для всех категорий потребителей вырастет сразу на 26%, тогда как по стране в целом — на 19%.

Эксперты считают, что в условиях отсутствия реальной конкуренции резкий рост тарифов подстегнет инфляцию, но не повысит энергоэффективность экономики.

Правление ФСТ утвердило предельные уровни роста тарифов в электроэнергетике для конечных потребителей на 2009 год. Как сообщил один из участников заседания правления, рост энерготарифов в целом по России составит 19%, как и заложено в прогнозе социально-экономического развития страны. «По регионам рост очень разный — где-то 10%, где-то — 25%», — заявил чиновник. В частности, в Москве энерготарифы вырастут для конечных потребителей в среднем на 26%.

Наибольший удар от повышения энерготарифов придется на население. Если для всех категорий потребителей рост тарифов составит 19%, то для населения — целых 25%.

Для сравнения — в 2007 году энерготарифы для населения выросли на 13%, а в 2008-м — на 14%. Эти цифры зафиксированы в сценарных условиях развития экономики до 2011 года, которые в мае этого года были разработаны в Минэкономразвития.

Пока ФСТ не делила «тарифный пирог» между генерирующими, сетевыми, сбытовыми компаниями. Эта работа будет проведена в октябре. По словам чиновников, максимальное повышение тарифов получат распределительные и сетевые компании.

«Ускоренный рост тарифов напрямую связан с финалом реформы РАО «ЕЭС», которая завершилась распродажей энергоактивов с условиями будущих инвестиций», — считает глава департамента стратегического анализа компании ФБК Игорь Николаев. По его словам, государство фактически заключило сделку с будущими инвесторами по схеме «вы покупаете, а мы резко повышаем тарифы».

Резкий рост тарифов монополий, по мнению экспертов, втягивает в инфляционную спираль и госбюджет. «Подъем тарифов стимулирует инфляцию, которую власти пытаются компенсировать за счет бюджета путем повышения пенсий и субсидий. Витки этой спирали можно наблюдать ежегодно», — говорит Николаев. При этом надежды на рост энергоэффективности и энергосбережения, по его мнению, останутся неоправданными. «Рост энергоэффективности стимулирует не увеличение тарифов, а конкуренцию, которой фактически нет во многих секторах российской экономики. Вместо инвестиций в энергоэффективность многие российские компании просто закладывают увеличенные тарифы в цены своей продукции», — поясняет эксперт.

Опережающий рост энерготарифов, по мнению многих аналитиков, объясняется резким увеличением управленческих и непрофильных расходов новых энергокомпаний. Впрочем, часть экспертов считают, что этот фактор не является главным.

«Высокие непрофильные и административные расходы — явление

негативное, но это лишь капля в море. Основной рост тарифов подстегивается необходимостью реализации необоснованно раздутой инвестпрограммы энергокомпаний, основанной на почти вдвое завышенных прогнозах роста энергопотребления», — говорит эксперт-аналитик отдела исследований электроэнергетической отрасли Института проблем естественных монополий Евгений Рудаков. По его мнению, при разумном планировании и взвешенном прогнозировании энергопотребления столь резкого роста тарифов, который в первую очередь скажется на конкурентоспособности российской промышленной продукции, можно было бы избежать. По словам Рудакова, бывшие менеджеры РАО считают завышенность инвестпрограммы нормальной ситуацией — мол, если инвестпрограмма по вводам мощностей будет выполнена только наполовину, то это только нивелирует завышенность прогнозов электропотребления. «Но от освоения запланированных средств никто отказываться и не подумает, а заплатят за это потребители», — отмечает эксперт.

«Независимая газета»

МИНЭНЕРГО ПОЛУЧИЛО ПРАВО ВЕТО НА РЕШЕНИЯ СОВЕТА РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Владимир Путин решил больше не препятствовать работе Совета рынка электроэнергетики (некоммерческое партнерство, которое объединяет энергетиков, потребителей и чиновников) и подписал постановление о механизмах его работы. В документе говорится, что Министерство энергетики, которое стало преемником РАО «ЕЭС России», будет иметь право самостоятельно принимать решения по важным вопросам, если этого в течение 45 дней не сделает наблюдательный совет НП, а также накладывать вето на решения Совета рынка. Все вопросы и предложения Минэнерго подлежат обязательно-

му рассмотрению на внеочередных и очередных собраниях и заседаниях наблюдательного совета НП, отмечается в документе. Таким образом, государство, с одной стороны, несколько отдаляется от разработки механизмов функционирования рынка, но с другой стороны — не отдает контроль над отраслью в руки саморегулирующей структуры. Энергетики к этому решению премьера отнеслись сдержанно и на условиях анонимности говорят, что в отрасли теперь все будет «по понятиям, а не по законам рынка», то есть почти так же, как и было до сих пор.

Совет рынка задуман как организация, которая будет определять правила игры на энергорынке. Де-факто и предполагалось, что она в этом качестве заменит РАО, но при этом будет действовать в интересах всех участников рынка. В апреле этого года Совет рынка был зарегистрирован, однако учредительное собрание в мае не состоялось — как говорили источники в крупных энергокомпаниях, новое правительство не захотело создавать совет, не разобравшись в ситуации. Кроме того, считалось, что вице-премьер Игорь Сечин, курирующий электроэнергетику, не хотел, чтобы совет возглавлял член правления теперь уже реорганизованного РАО Юрий Удальцов. В итоге учредительное собрание состоялось, и г-н Удальцов действительно не стал номинироваться на пост главы совета. На это место был избран Дмитрий Пономарев, одновременно возглавляющий «Администратора торговой системы», который будет исполнять коммерческие функции по организации торговли электрической энергией и мощностью.

Минэнерго, вполне возможно, было бы не прочь вообще взять себе функции Совета рынка, оставив участникам торговли лишь площадку для экспертного обсуждения тех или иных вопросов. Однако реализовать такое желание оно пока не в силах хотя бы из-за кадровой проблемы: в министерстве по штатному расписанию электроэнергетикой

заниматься должно около полусотни человек, говорит источник, знакомый с ситуацией, однако реально найдено не более десятка специалистов. В РАО «ЕЭС» же, на этих направлениях работало несколько сотен человек, однако высококвалифицированные работники явно не намерены переходить в министерство — в частных компаниях тоже дефицит кадров, а зарплаты очевидно выше.

Таким образом, было принято решение о сохранении Совета рынка и о передаче контроля за его деятельностью в Минэнерго. «Такое решение обсуждалось еще в мае, — рассказал руководитель одной из крупных энергогенерирующих компаний. — Государство хочет сохранить контроль над рынком, который в то же время должен быть цивилизованным. Поэтому и было принято такое решение». Является ли оно сомоновым, энергетик говорить не захотел, сказав лишь, что пока в отрасли никаких серьезных изменений по сравнению с «жизнью при РАО» не произошло.

Руководитель одной из крупных энергосбытовых компаний указал, что в принципе решение отдать контроль над Советом рынка в Минэнерго не «страшное», а скорее формализующее отношения. К тому же надзор за деятельностью бирж и рынков практически во всех странах ведет государство. «Другое дело, что пока не прописаны процедуры принятия тех или иных экономических решений ни Советом рынка (он же намерен отсекал высокие ценовые заявки), ни министерством. В этих условиях Минэнерго окажется перед соблазном, мягко говоря, принимать самостоятельные экономические решения». Впрочем, по-другому в нынешней ситуации и быть не могло, считает он: идея создания Совета рынка была сырая, процедурные моменты не прописаны, ответственности за принятые решения нет, а потому, чтобы не допустить хаоса, правительство было вынуждено взять ситуацию под свой контроль.

Кстати, несколько лет назад, когда начинал работу «Администратор тор-

говой системы», Федеральная антимонопольная служба имела право вето на все его решения, вспоминает бывший топ-менеджер АТС, глава Фонда энергетической политики Сергей Пикин. Однако реального надзора не было — вся статистика и аналитика готовилась сотрудниками «Администратора», и вето никогда не накладывалось.

В любом случае такое положение дел явно временное, полагает глава энергосбытовой компании, так как с появлением четко прописанных правил функционирования рынка и механизма принятия решений госконтроль в такой сомнительной форме будет тормозить развитие электроэнергетики.

В Минэнерго же считают, что «предоставление права вето ведомству вполне логично». «В Совете рынка представлено восемь госструктур, а Минэнерго лишь одна из этих восьми отвечает за энергетику. И мы принимаем решения наиболее оптимальные для участников рынка, ведь надо соблюдать баланс между всеми ними. И важные вопросы — это вопросы социально значимые, мы должны искать решения, которые не будут ущемлять ничьих интересов», — сказали в пресс-службе министерства.

«Время новостей»

КРАСНОЯРСКИЙ ХОЛДИНГ «СИБРОСС» СДЕЛАЛ МОНТАЖ ВЕНТИЛЯЦИИ НА ЗЫКОВСКОМ КИРПИЧНОМ ЗАВОДЕ

Красноярский вентиляционный холдинг «Сибросс» завершил разработку и установку новой приточной вентиляции на Зыковском кирпичном заводе. В цех сушки и котельную завода установлены четыре вытяжные системы. Площадь спирально-навивных воздухопроводов, смонтированных на предприятии, составляет 410 кв. м.

Как сообщили в холдинге, проблемой кирпичного завода является сильная загазованность. Новая систе-

ма вентиляции позволит значительно улучшить условия труда на рабочих местах, приведя к допустимым нормативам содержание в воздухе вредных веществ. «Все воздухопроводы были изготовлены на нашем производстве, это позволило выполнить работу в короткие сроки», — заявил коммерческий директор холдинга «Сибросс» Владимир Якименко.

<http://c-o-k.ru>

РОСТЕХНАДЗОР НАЧИНАЕТ ВЫДАВАТЬ РАЗРЕШЕНИЯ НА ДОПУСК В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭНЕРГОУСТАНОВОК В СТРОГОМ СООТВЕТСТВИИ С УСТАНОВЛЕННЫМ В ВЕДОМСТВЕ ПОРЯДКОМ

Согласно приказу руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Константина Пуликовского должностные лица Ростехнадзора обязаны действовать строго в рамках принятого в ведомстве документа. Порядок разработан и утвержден с целью пресечения попыток некоторых чиновников предъявлять излишние требования к заявителям, а также необоснованно отказывать им в выдаче разрешений. Приказ Ростехнадзора призван также обеспечить контроль за технологической надежностью единой энергетической системы в связи с объявленным увеличением в 2,5 раза объектов электроэнергетики по генеральной схеме развития энергетической отрасли.

Порядок определяет последовательность действий и организацию работ должностных лиц Ростехнадзора по выдаче разрешений на допуск в эксплуатацию испытательных установок (электролабораторий), энергоустановок, которые ранее в надлежащем порядке не были технологически присоединены к сети. Документ используется также при выдаче разрешений на допуск в экс-

платацию ранее технологически присоединенных реконструированных энергоустановок в случае изменения присоединенной мощности, изменения схемы энергоснабжения, точки присоединения, изменения категории надежности, смены собственника, а также энергоустановок, на которые была прекращена подача электрической энергии.

Срок рассмотрения документов и осмотра энергоустановки не должен превышать тридцати календарных дней со дня регистрации заявления.

Пресс-служба Ростехнадзора

В СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ БУДЕТ ПОСТРОЕНО 14 МИНИ-ГЭС

В Свердловской области будет построено 14 мини-ГЭС. Постановление об этом уже подписано региональным правительством. Объекты нужны для обеспечения энергетической безопасности Среднего Урала, совершенствования региональной топливно-энергетической базы, более полного использования возобновляемых источников энергоресурсов и вовлечения в энергетический баланс региона потенциала малой гидроэнергетики.

Как сообщили «Новому Региону» в пресс-службе министерства энергетики и ЖКХ Свердловской области, самая первая из списка ГЭС будет располагаться под Серовом на Киселевском гидроузле. Она будет построена уже в сентябре 2008 года. Оборудование мини-ГЭС составят два агрегата по 100 кВт. Планируется, что этот локальный источник энергии будет производить электроснабжение отдельно стоящего комплекса (пансионата или коттеджного поселка).

Кроме сдачи в работу мини-ГЭС на Киселевском гидроузле, в 2008 году проводятся проектно-изыскательские работы и закуп оборудования для трех мини-ГЭС: двух в Сысертском районе (Верхнесысертский и Нижнесысертский гидроузлы) и одной в Красноуфимском районе (Нижнеиргинский гидроузел).

Сдача в работу этих трех мини-ГЭС произойдет в 2009 году.

По словам специалистов министерства энергетики и ЖКХ, итоги работы мини-ГЭС позволят сделать выводы о целесообразности распространения такого метода генерации электроэнергии в других небольших населенных пунктах области и необходимых условиях эффективности его применения.

На настоящий день лидером по строительству объектов малой генерации с использованием энергии воды является Башкирия, где действуют более 20 таких мини-ГЭС.

РИА «Новый Регион»

В ЯНВАРЕ — ИЮНЕ 2008 Г. НА ТЕРРИТОРИИ РФ ПРОИЗОШЕЛ 61 НЕСЧАСТНЫЙ СЛУЧАЙ СО СМЕРТЕЛЬНЫМ ИСХОДОМ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

По итогам проверок Ростехнадзора в I полугодии 2008 года на территории РФ произошел 61 несчастный случай со смертельным исходом при эксплуатации энергообъектов.

За полгода инспекторы государственного энергетического надзора провели 85327 обследований на 11454 поднадзорных организациях. Выявлено 781067 нарушений обязательных требований нормативных документов. 512 раз был применен временный запрет деятельности энергетических объектов.

За 6 месяцев 2008 года при эксплуатации энергообъектов произошел 61 несчастный случай со смертельным исходом (в первом полугодии 2007 года — 84), из них 56 случаев — на электростанциях, электроустановках потребителей и электрических сетях, 5 — на тепловых установках и сетях.

По данным Управления государственного энергетического надзора Ростехнадзора, большинство

несчастных случаев со смертельным исходом происходит в Приволжском и Сибирском федеральных округах. Так, за 6 месяцев 2008 года на электростанциях, электроустановках потребителей, электрических сетях, тепловых установках и сетях Приволжского федерального округа погибло 16 человек (21 человек за аналогичный период в 2007 году), в Сибирском федеральном округе — 12 человек (19 человек — в 2007 году).

«УралБизнесКонсалтинг»

НОВЫЙ «СТАРЫЙ» ИГРОК НА КАБЕЛЬНОМ РЫНКЕ

ОАО «Севкабель-холдинг» намерен инвестировать в реконструкцию своего завода «Агрокабель» в городе Окуловка Новгородской области около 1,8 млрд руб., сообщил представитель администрации.

«В частности, на базе этого завода создается предприятие по выпуску высоковольтного кабеля», — сказал собеседник агентства.

Церемония закладки этого предприятия состоялась накануне. «С запуском в эксплуатацию этого предприятия завод «Агрокабель» к 2010 году почти удвоит выпуск продукции», — пояснил собеседник.

ОАО «Севкабель-холдинг», созданное в 2003 году, специализируется на производстве и реализации кабельно-проводниковой продукции. В этот холдинг в настоящий момент входят 11 заводов в РФ и СНГ, а также НИИ и логистическая компания. Базовым предприятием ОАО является старейший российский кабельный завод — петербургский «Севкабель».

Основные потребители холдинга — электросетевые и генерирующие компании РФ. Окуловский завод «Агрокабель», входящий в «Севкабель-холдинг», производит более трех тысяч видов кабельно-проводниковых изделий.

www.procable.com.ua



СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В ПРОИЗВОДСТВЕ КАБЕЛЬНОЙ ПРОДУКЦИИ

Кабельно-проводниковые изделия прямо или косвенно используются во всех сферах человеческой деятельности. Они необходимы предприятиям ЖКХ, строительной, энергетической, транспортной, машиностроительной, нефтегазохимической, целлюлозно-бумажной и других отраслей, без них в современном мире не обходится решительно никто.

О рынке кабельной продукции России и Санкт-Петербурга, отечественных производителях, новых видах продукции и перспективах на будущее рассказала Эльвира Бахвалова, директор по маркетингу компании «Мицар» — одного из крупнейших в Северо-Западном регионе поставщиков кабельно-проводниковой продукции и кабельной арматуры.

Производство и потребление. Общие показатели

Самым большим сектором кабельно-проводниковой продукции является силовой сектор низкого напряжения с преобладанием установочных проводов. В этом секторе значительное место занимает потребление кабелей с алюминиевыми жилами, хотя спрос на кабели с медными жилами растет намного быстрее.

Доля импорта кабельной продукции составляет на рынке России примерно 10%, и эта цифра в последние годы колеблется незначительно. При этом поставка волоконно-оптических кабелей снизилась примерно в три раза. Основной категорией импортируемых кабельных изделий являются слаботочные кабели различного назначения, затем следуют силовые.

Самые большие объемы импорта поступают из Германии и включают главным образом коаксиальные кабели и кабели низкого напряжения. Другие крупнейшие страны, ввозящие кабель в Россию, — Финляндия (кабели низкого напряжения), США (силовые кабели) и Китай (кабели низкого напряжения).

Основные производители кабельной продукции в России

В России около 36 крупных кабельных заводов. Кроме того, имеется ряд небольших изготовителей. Наиболее известные игроки на кабельном рынке:

- «Камкабель» (Пермь) — самый крупный производитель кабеля в России, основная специализация — силовые кабели среднего напряжения.
- «Москабельмет» (Москва) производит широкий диапазон изделий. Имеет совместное предприятие с концерном АББ под названием «АББ Москабель», которое первым в России начало производство силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 10—35 кВ. В 1999 году было создано совместное предприятие с фирмой Fujikura для производства волоконно-оптических кабелей. Компания также имеет долю в фирме Elkat, производящей медную катанку.
- «Электрокабель» (Кольчугино) выпускает широкий ассортимент низковольтных кабелей, в 2005 году освоено производство силовых кабелей низкого и среднего напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена,



Производство кабелей

ранее начато производство аналогичных кабелей низкого напряжения.

- «Самаракабель» (Самара) — одна из ведущих компаний-производителей кабелей связи в России, благодаря своему совместному предприятию с компанией Corning является также ведущим производителем волоконно-оптических кабелей.

- «Севкабель» (Санкт-Петербург) производит низковольтные кабели и кабели связи широкого диапазона. Имеет несколько дочерних фирм. Недавно на заводе начато производство силовых кабелей марки NYU, был освоен выпуск силовых кабелей низкого, среднего и высокого напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена, был расширен ассортимент пожаробезопасных кабелей с улучшенными характеристиками.

Рынок кабельной продукции Санкт-Петербурга и Ленинградской области

Главными импортерами кабельных изделий в Санкт-Петербурге и области являются:

- Reka Cables Ltd, Draka NK Cables Ltd и другие финские компании-производители.

- Lapp Kabel и Helukabel и другие немецкие заводы-изготовители.

- китайские, европейские, турецкие и американские компании: Tусо Electronics Raychem GmbH, Cavel, Raydex/CDT, CQR, Belden, Uniflex, Coleman и др.

Основные отечественные компании-производители, представленные на кабельном рынке Северо-Запада: «Севкабель», «Камкабель», «Электрокабель», «Иркутскабель», «Саранскабель», «Москабельмет», «АББ Москабель», «Южкабель», «Подольскабель».

При этом продукция первых трех заводов занимает примерно 50% рынка региона.

Что касается компаний, продающих кабельные изделия, то их на рынке Санкт-Петербурга и Ленинградской области около сотни. При этом самыми крупными являются «Мицар», «Электротехмонтаж» и «Минимакс».

Новая продукция

Генеральными в развитии новой кабельной продукции стали четыре основных направления:

- новое поколение силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ);
- пожаробезопасные кабели;
- самонесущие изолированные провода (СИП);
- волоконно-оптические кабели связи.

Силовые кабели с изоляцией из СПЭ

Вслед за заводом «АББ Москабель» в 2003—2004 годах к производству силовых кабелей на напряжение 10—35 кВ с изоляцией из СПЭ подключился целый ряд отечественных изготовителей: «Иркутскабель», «Камкабель», «Севкабель», «Кавказкабель», в Украине — «Южкабель».

Причина этого в преимуществе таких кабелей по сравнению с традиционными, имеющими изоляцию из пропитанной специальным составом бумаги (БПИ). СПЭ-кабель обладает меньшим весом, меньшим диаметром, низкой повреждаемостью и более высокой пропускной способностью, а также большей устойчивостью к влажной среде и низкими диэлектрическими потерями. Конструкция таких кабелей герметизирована от проникновения влаги в радиальном и продольном направлениях, что позволяет эксплуатировать их в обводненных грунтах без образования в изоляции водных трещин. При замене 10-киловольтных кабелей с БПИ на кабели с изоляцией из СПЭ достигается значительное снижение эксплуатационных затрат (10 кВ — основное напряжение распределительных сетей в энергосистемах РФ и стран СНГ).

В 2007 году производство было переведено на современные кабели с изоляцией из СПЭ вместо примерно 30% кабелей с БПИ.

Несмотря на преимущества кабелей с изоляцией из СПЭ, в ближайшие десять лет в странах СНГ, по-видимому, сохранится производство кабелей с пропитанной бумажной изоляцией, но с повышением их эксплуатационных показателей.

Тенденции совершенствования кабелей с пропитанной бумажной изоляцией сводятся к следующему:

- замена алюминиевых оболочек на свинцовые вплоть до их исключения из номенклатуры выпуска, так как удельная повреждаемость кабелей в алюминиевых оболочках значительно выше, чем у кабелей в свинцовых оболочках;

- исключение однопроволочных секторных жил с заменой их многопроволочными;

- совершенствование пропиточных составов (использование нестекающих составов с технологией полной пропитки), а также защитных покровов.

Пожаробезопасные кабели

Большое внимание кабельная промышленность уделяет созданию и организации производства пожаробезопасных кабелей. В нашей стране разработано новое поколение, учитывающее требования отечественных и международных норм.

В соответствии с ними кабели должны обладать комплексом свойств, необходимых для защиты от пожарах ответственных объектов (АЭС и т.д.), людей (метрополитены, зрелищные залы и др.), а также для защиты от повреждений электронного оборудования и телекоммуникационных систем.

Пожаробезопасность кабелей обеспечивается в соответствии со следующими показателями:

- нераспространение горения по кабельным коммуникациям при прокладке кабелей в пучках с высокой концентрацией горючей массы;
- пониженное выделение дыма, коррозионно активных и опасных для здоровья продуктов горения обеспечивают кабели с применением новой серии пластикатов пониженной пожарной опасности (кабели с индексом LS — low smoke) и кабели с оболочкой из материалов, не содержащих галогенов (кабели с индексом HF — halogen free). HF-кабели имеют еще более низкую по сравнению с LS0-кабелями дымообразующую способность и пониженную кислотность газов, выделяемых при горении;
- обеспечение функционирования кабелей при пожаре объекта заданное время (до 3 часов) (FR- или огнестойкие кабели).

Самонесущие изолированные провода СИП предназначены для передачи и распределения электроэнергии в воздушных силовых и осветительных сетях. В Европе и Америке этот тип кабельной продукции почти вытеснил привычные нам «голые» провода.

На основе международного опыта ОАО «ВНИИКП» совместно с РАО «ЕЭС России» и кабельными заводами были разработаны самонесущие изолированные провода (СИП) для распределенных сетей низкого напряжения 0,4 кВ и провода с защитной изоляцией на напряжение 6—10 кВ.

Эксплуатационные преимущества изолированных самонесущих проводов по сравнению с неизолированными:

- повышенная надежность в эксплуатации;
- стойкость к атмосферным воздействиям (обледенение, ветровые нагрузки);
- снижение индуктивного сопротивления в 3,5 раза;
- защита зеленых насаждений (не требуется вырубка деревьев и кустарников на трассе прокладки).

Высокая надежность СИП позволяет снизить эксплуатационные затраты на 80%, поскольку короткие замыкания, обрывы, вызванные падением деревьев, налипанием снега и т.д., практически исключены. Электропотери в линии уменьшаются более чем в три раза, снижается риск несанкционированных подключений, вандализма и воровства электроэнергии, приносящих ежегодно огромные потери. В Санкт-Петербурге СИП активно применяются в ходе реализации программы реконструкции сетей наружного освещения города.

До 1997 года основными поставщиками изолированных проводов на российском рынке являлись фирмы Alcatel и Nokia Cable. Сейчас промышленный выпуск проводов марок СИП освоен на заводах «Иркутсккабель», «Севкабель», «Москабельмет», «Электрокабель», «Камкабель» и др.

Протяженность воздушных ЛЭП на напряжение 0,4—10 кВ в России составляет более 1,8 млн км. По данным российской фирмы «ОРГРЭС», около 50% эксплуатируются более 30—50 лет с превышением нормативных сроков службы. Если программа реконструкции и нового строительства ЛЭП с использованием изолированных проводов будет успешно реализовываться энергосистемами, то в кабельной промышленности потребуются создание дополнительных производственных мощностей и модернизация созданных производств.

Волоконно-оптические кабели связи

Наиболее перспективной и быстро развивающейся группой кабелей связи являются волоконно-оптические кабели (ВОК), имеющие широкое применение. Например, ВОК являются лучшим решением для предоставления клиенту широкополосного доступа в Интернет.

SEKISUI И SUMITOMO ОТКРЫВАЮТ ЗАВОД ПО ВЫПУСКУ ПЛАСТИКОВЫХ ТРУБ В ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

В Ленинградской области, во Всеволожске появится завод по производству пластиковых труб диаметром от 500 до 2000 мм. Предприятие является совместным проектом двух японских компаний Sumitomo Tokyo и Sekisui Chemical и российского предприятия «Водоканалстрой».

Регистрация компании, название которой ООО «Суми-Лон», проведена в июле. Долевое участие компаний распределилось следующим образом: Sumitomo — 40%, Sekisui Chemical и «Водоканалстрой» — по 30%.

Первая поточная линия завода с мощностью 3 тыс. т. труб в год будет запущена в эксплуатацию к концу 2008 года. Три дополнительных линии с общей мощностью 15 тыс. т. труб запустят в 2011 году. Рынком сбыта труб будут муниципальные водоканалы, в первую очередь петербургский.

<http://c-o-k.ru>

НОВИНКА ОТ GRUNER — УЗЕЛ V-PORT

В 2008 году компания Gruner расширила ассортимент двухходовых и трехходовых водяных клапанов с электроприводом. В новых моделях BOFB и BOLB специалистам компании удалось значительно улучшить точность регулировки расхода воды. Это стало возможно благодаря принципиально новому конструктивно-технологическому решению V-port.

Узел V-port изготавливается из устойчивого к влиянию температуры специального полимера GE Noryl, который обеспечивает продолжительную работу при 180°C. Узел впрессовывается в шар клапана с усилием 850 Н, образуя с ним единое целое.

<< 11

Одним из основных преимуществ новой технологии является отсутствие скачка в начальный момент открытия, что значительно уменьшает вибрации и увеличивает стабильность регулировки. Допустимое рабочее давление новых трехходовых клапанов — 40 бар. Возможность установки разных по размеру узлов V-port значительно увеличивает диапазон пропускных способностей для кранов одного типоразмера, таким образом, требуется меньшее количество переходных муфт.

Клапаны BOFB и BOLB разработаны специально для систем вентиляции и кондиционирования.

Отсутствие необходимости их подготовки к работе в агрессивных средах значительно снижает стоимость устройств. При этом допустимое содержание гликоля 50%.

Электропривод, приводящий клапан в действие, управляется аналоговым или 2—3-позиционным сигналом. Ограничение угла поворота — механическое, настраивается при помощи упоров. Компактный универсальный адаптер обеспечивает легкий монтаж при высокой надежности конструкции.

www.apic.ru

В РОССИИ ВВЕДЕНА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫЕ БОЛЬШИЕ НАСОСЫ GRUNDFOS

Компания GRUNDFOS — ведущий мировой производитель насосного оборудования — осуществила первые в России поставки новых больших вертикальных многоступенчатых насосов CR150. На сегодняшний день это самое большое в мире насосное оборудование подобного типа. Отличительной чертой CR150 является возможность перекачивания жидкости с расходом до 180 м³/ч.

Заказчиком выступил пермский пивоваренный завод (ОАО «САН

20 >>

Кабели городской связи применяются в качестве соединительных линий между городскими АТС и узлами связи. Кабели междугородные (внутризоновые и магистральные) предназначаются для передачи информации на более значительные расстояния (сотни километров) и имеют большее число каналов.

Конструкции ВОК могут выполняться как в модульном варианте, так и на основе профилированного сердечника, когда одно или несколько волокон укладываются в пазы сердечника. Зоновые и магистральные кабели могут иметь различные защитные покрытия (металлические и неметаллические) в зависимости от условий прокладки (в сетях канализации, грунтах, при прокладке через водные преграды, самонесущие кабели для воздушной прокладки). Наибольшее распространение в России получили ВОК с модульным сердечником, причем количество волокон в одной трубке колеблется от 1 до 6 и более. Среднее число оптических волокон в кабелях, производимых в России, составляет 15—17. ВОК с профилированным сердечником в отечественной практике нашли ограниченное применение. В России выпускаются также ВОК, предназначенные для эксплуатации на опорах линий электропередачи (ЛЭП) и электрифицированных участках железных дорог. Обычно ВОК встраивается в структуру грозотроса.

Перспективы

В ближайшие годы начнется ввод ВОК связи «в дом» (in door), который имеет пока ограниченное применение из-за высокой стоимости аппаратуры, необходимой для подобных линий.

Особое внимание будет уделяться конструкциям кабелей для внутренней прокладки и для вводов на объекты. Кабели для внутренней прокладки при повышенных нормах пожарной безопасности должны иметь оболочки из материалов, не распространяющих горение, или выполняться в огнестойком варианте.

Большое внимание будет уделяться также повышению водостойкости и влагостойкости ВОК. Кроме традиционных гидрофобных наполнителей возможно использование порошков и лент, набухающих при попадании влаги.

Пути усовершенствования традиционных кабелей связи с медными жилами в принципе те же: обеспечение стойкости к распространению горения и радиальной и продольной герметичности. Стойкость к возникновению и распространению горения будет обеспечиваться за счет применения для оболочки материалов с низким дымогазовыделением или не содержащих галогенов. Радиальная и продольная герметичность с точки зрения миграции влаги, проникающей в кабель в случае повреждения оболочки или соединительных муфт либо в случае нарушения технологии прокладки и монтажа, достигается путем применения гидрофобных наполнителей, а также лент и порошков, набухающих при увлажнении.

Для изоляции жил городских телефонных кабелей будет использоваться вспененный полиэтилен в комбинации с одним или двумя слоями сплошного полиэтилена. Такая комбинированная изоляция не только хорошо обеспечивает заданные характеристики кабелей, но и снижает их себестоимость.

При намечаемом вступлении России в ВТО потребуются серьезная модернизация производства кабелей и пересмотр в ряде случаев технической документации. Кабельными заводами и ВНИИ кабельной промышленности уже проводится работа в этом направлении.

По материалам «Промышленно-строительного обозрения»



А. Ю. Хренников,
канд. техн. наук,
О. М. Киков, В. А. Передельский,
А. А. Сафонов, В. А. Якимов,
инженеры,
филиал ФСК ЕЭС Московское
ПМЭС — ЗАО «ДИАРОСТ»

ОПЫТ ДИАГНОСТИКИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Оценка фактического состояния силового электрооборудования по результатам диагностических измерений является на сегодняшний день сложной и актуальной задачей. Его значительная часть выработала свой ресурс, но продолжает эксплуатироваться из-за недостатка финансовых средств на его замену. Соответственно с каждым годом возрастают затраты на проведение комплексных обследований и диагностики.

Следует отметить, что трансформаторы с дефектами в активной части могут нормально эксплуатироваться еще в течении многих лет, хотя в месте дефекта идут процессы развития нагрева, частичных разрядов (ЧР) в изоляции и, как следствие, ухудшение результатов диагностических измерений и анализов. В дальнейшие годы эксплуатации, а также в случае следующего серьезного КЗ вероятен аварийный выход из строя трансформатора с тяжелыми последствиями.

По данным Департамента генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО «ЕЭС России» для трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110—500 кВ мощностью 63 МВА и более, эксплуатируемых на предприятиях электрических и межсистемных сетей России, около 30% от общего числа технологических нарушений, связанных с отключением оборудования от устройств защиты или персоналом по аварийной заявке, сопровождалось возникновением внутренних

коротких замыканий (КЗ). Основными причинами таких отключений, связанных с внутренними КЗ, являются износ и пробой изоляции обмоток и отводов, недостаточная электродинамическая стойкость обмоток при КЗ, пробой внутренней изоляции высоковольтных вводов, повреждения РПН. Таким образом, вырисовываются две основные причины повреждаемости — это недостаточная стойкость обмоток при КЗ и пробой внутренней изоляции.

Наиболее важными и эффективными методами диагностики активной части силового трансформаторного оборудования являются метод низковольтных импульсов (НВИ), измерение сопротивления КЗ (Z_k) для контроля механического состояния обмоток после протекания сквозных токов короткого замыкания (КЗ), а также мониторинг уровня частичных разрядов (ЧР) в изоляции вводов и обмоток в совокупности с контролем основных изоляционных характеристик (R изол., $\tan \delta$ и др.). Эти несколько методов диагностики позволяют охватить и состояние геометрии обмоток, и состояние их изоляции, что в сумме дает достаточно объективную общую картину «самочувствия» активной части силового трансформатора в свете анализа повреждаемости, приведенного выше.

К остальным необходимым элементам системы комплексной диагностики можно отнести измерение уровня вибрации с целью оценки состояния запрессовки обмоток, состояния магнитопровода, системы охлаждения силовых



Рис. 1. Фаза «А» обмотки НН трансформатора типа ТДЦ-250000/220



Рис. 2. Пример возникновения виткового замыкания в обмотке НН трансформатора типа ТДЦ-250000/220

трансформаторов, физико-химические анализы трансформаторного масла и другие методы. Достаточно информативными для оценки состояния электротехнического оборудования являются метод тепловизионного контроля с помощью средств инфракрасной диагностики и хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле (ХАРГ).

Основным параметром, определяющим безаварийную работу трансформаторного оборудования, является геометрия обмоток, которая может изменяться при протекании сквозных токов короткого замыкания (КЗ) и приводить к деформациям обмоток, а в дальнейшем к витковым замыканиям, взрывам и пожарам с серьезными последствиями и ущербом по недоотпуску электроэнергии. Примером возникновения остаточных деформаций в результате воздействия сквозных токов короткого замыкания (КЗ) во время электродинамических испытаний на мощном испытательном стенде (МИС) в г. Тольятти в конце 80-х годов может служить изображенная на рис. 1 фотография фазы «А» обмотки НН трансформатора типа ТДЦ-250000/220, иллюстрирующая потерю радиальной устойчивости обмотки.

Пример возникновения виткового замыкания в обмотке НН трансформатора типа ТДЦ-250000/220 Набережночелнинской ТЭЦ на рис. 2.

Методами диагностики, чувствительными к изменению механического состояния обмоток, т.е. их геометрии, по праву считается сопротивление (напряжения) КЗ, метод низковольтных импульсов (НВИ), метод частотного анализа (FRA) — Frequency Response Analysis и др.

Обследование методом низковольтных импульсов необходимо проводить параллельно с измерением сопротивления КЗ (Z_k) трансформатора, что может быть достаточно эффективным при постановке диагноза повреждения. В связи с этим необходимо пофазное измерение u_k (Z_k) на заводе-изготовителе, так как в настоящее время в заводском паспорте приводится лишь одно усредненное по фазам значение u_k .

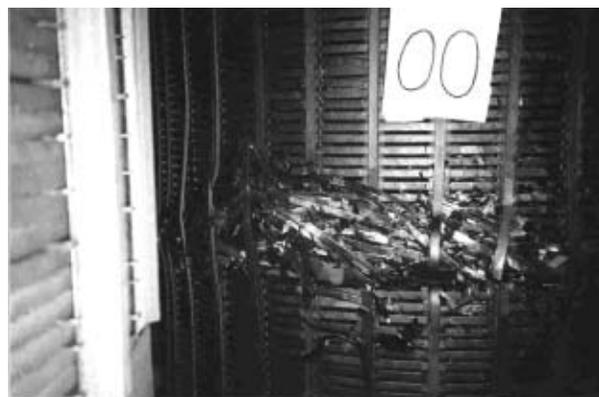


Рис. 3. Фотография ранее поврежденной в результате внутреннего замыкания общей обмотки 220 кВ на п/ст «Бугульма-500» однопроводного автотрансформатора 167 МВА/500/220 кВ

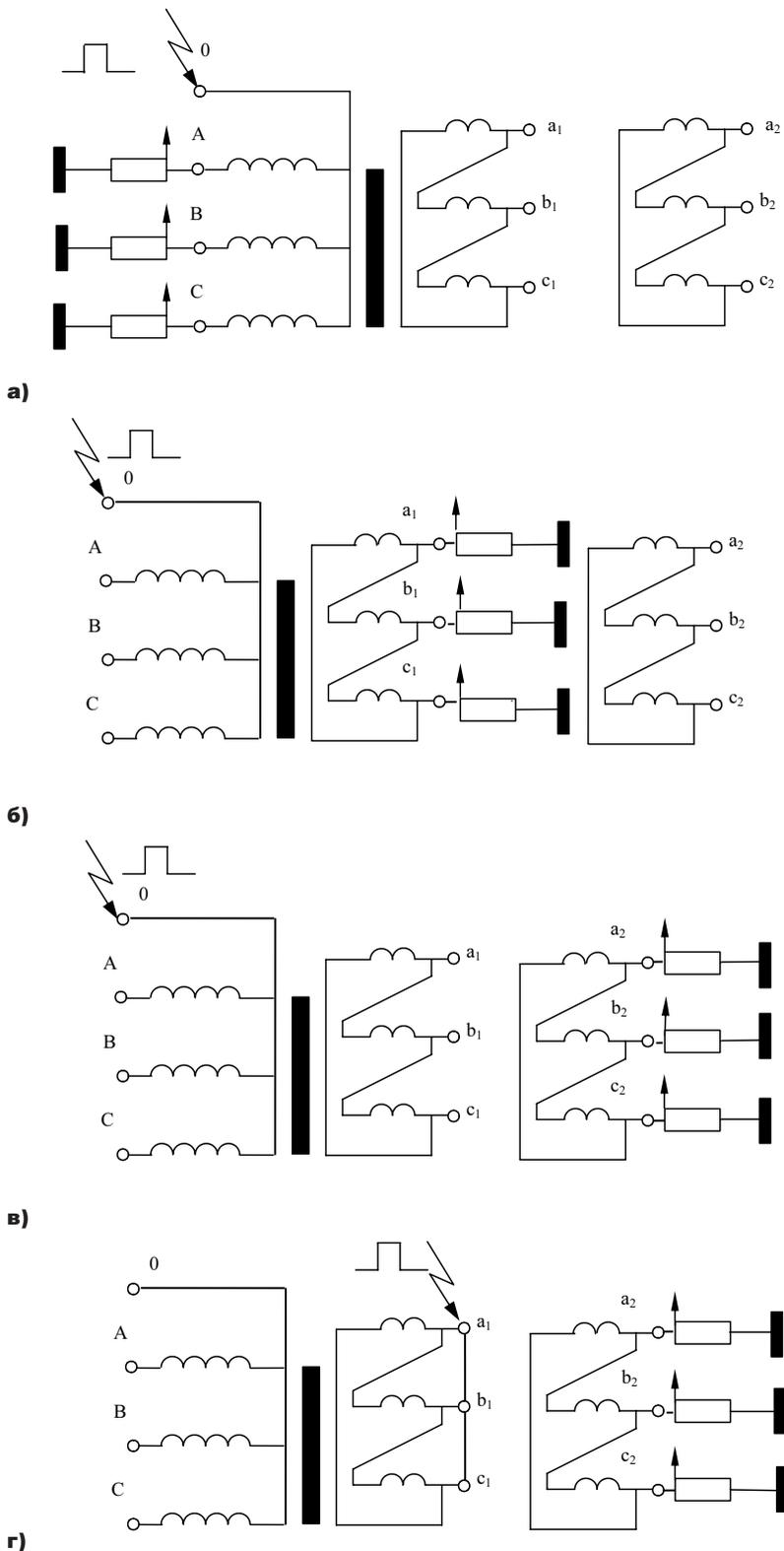


Рис. 4. Схемы дефектографирования методом НВИ трансформатора Т-2

Опыт диагностики показывает, что заводской паспорт трансформатора помимо стандартных характеристик должен содержать: нормограммы НВИ, первичные данные по ЧР, нормограммы тепловизионного контроля (головных образцов), снятые во время тепловых испытаний и данные по остаточной прессовке обмоток, полученные виброакустическим методом. НВИ-диагностику необходимо проводить параллельно с измерением сопротивления КЗ (Zk). Назрела необходимость снятия нормограмм НВИ всех вновь изготовленных на заводе ОАО «Трансформатор» и на других заводах силовых трансформаторов мощностью свыше 2500 кВА, чтобы иметь базу данных о механическом состоянии обмоток трансформаторов на будущее для обследования в энергосистеме в случае потенциального КЗ. Первым таким положительным примером является снятие нормограмм НВИ автотрансформатора типа АТДЦТН-125000/220/110 «Брянскэнерго», типа ТДЦ-250000/220 Набережночелнинской ТЭЦ («Татэнерго»), проводившееся по инициативе ЗАО «ДИАРОСТ» после ремонта с заменой обмоток на ОАО «Трансформатор». Сняты нормограммы НВИ вновь изготовленного трансформатора типа ТМН-6300/110 [7].

Кроме этого, силами специалистов ЗАО «ДИАРОСТ» проведена комплексная диагностика со снятием нормограмм НВИ силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации на подстанции «Центр» Набережночелнинских электрических сетей типа ТРДЦН-63000/110 (Т-1 и Т-2); подстанции «Бугульма-500» типа АОДЦТН-167000/500/220 (гр. ЗАТ) («Татэнерго»). Фотография ранее поврежденной в результате внутреннего замыкания общей обмотки (ОО) 220 кВ на п/ст «Бугульма-500» однотипного автотрансформатора 167 МВА/500/220 кВ на рис. 3.

Проведена НВИ-диагностика с целью выяснения ремонтнопригодности силовых трансформаторов типа ТМУ-43 производства фирмы

ASEA (Швеция) на ОАО «Оскольский электрометаллургический комбинат» (Старый Оскол); типа ТРДН-32000/110 (Т-2) ОАО «Моготекс» (Республика Беларусь). Схемы дефектографирования методом НВИ трансформатора Т-2 на рис. 4.

Выявлено наличие виткового замыкания и остаточные деформации на фазе «С» обмоток НН1 и НН2 трансформатора типа ТРДН-32000/110 (Т-2) зав. №4521 (год изготовления — 1972) ОАО «Моготекс» после и длительного КЗ по стороне 10 кВ. Обнаружены значительные отличия в осциллограммах НВИ между фазами обмоток НН (рис. 5), снятых по взаимной схеме НН1 (рис. 4г). Отличие величины Z_k между фазами составило: в режиме ВН-НН1 $Z_k = + 8,8\%$, в режиме ВН-НН2 $Z_k = - 7,2\%$; потери хода не поддавались измерению в режимах с участием фазы «С» по причине резкого возрастания тока. При вскрытии трансформатора через лючки видно большое количество королек меди на прессующих кольцах фазы «С», подгорание изоляции отводов обмотки НН. По результатам данного обследования рекомендован капитальный ремонт с заменой обмоток трансформатора Т-2 [7—8].

Выводы

1. Согласно статистике, для трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110—500 кВ около 30% от общего числа отключений сопровождалось возникновением внутренних коротких замыканий.

2. Две основные причины повреждаемости — это недостаточная стойкость обмоток при КЗ и пробой внутренней изоляции.

3. Необходимо внесение изменений в «Объемы и нормы испытаний электрооборудования» в части дополнения их разделами о проведении периодических обследований силовых трансформаторов и реакторов методом низковольтных импульсов (НВИ) для контроля механического состояния обмоток и проведения мониторинга уровня частичных разрядов (ЧР) в изоляции вводов и обмоток.

4. Для облегчения диагностики силовых трансформаторов в паспорт (формуляр) трансформатора должны быть занесены заводом-изготовителем или в энергосистеме при вводе в эксплуатацию следующие данные: нормограммы НВИ, первичные данные по ЧР, нормограммы тепловизионного контроля, данные по остаточной прессовке обмоток, данные пофазных измерений сопротивления КЗ (Z_k) во всех режимах, в номинальном и 2-х крайних положениях РПН.

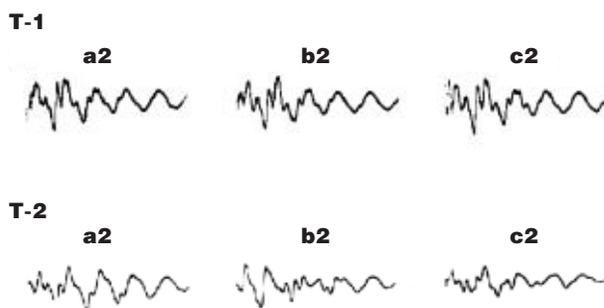


Рис. 5. Отличия в осциллограммах НВИ между фазами обмоток НН

Литература

1. Хренников А.Ю., Шлегель О.А., Запорожец М.И. Диагностика поврежденных силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации на ТЭЦ Волжского автозавода в г. Тольятти //Электрические станции 1994. — №2. — С. 43.
2. Хренников А.Ю., Шлегель О.А. Диагностика поврежденных и методика обработки результатов измерений силовых трансформаторов при испытаниях и в эксплуатации //Электротехника. — 1997. — №2. — С. 32—34.
3. Хренников А.Ю., Еганов А.Ф., Смолин А.Ю., Щербаков В.В., Языков С.А. Тепловизионный контроль генераторов и импульсное дефектографирование силовых трансформаторов //Электрические станции №8. — 2001.
4. Хренников А.Ю. Опыт обнаружения остаточных деформаций обмоток силовых трансформаторов //Энергетик. — №7. — 2003.
5. Хренников А.Ю., Передельский В.А., Сафонов А.А., Якимов В.А. Опыт диагностики дефектов и повреждений силовых трансформаторов, накопленный в ЗАО «ДИАРОСТ» //Сборник докладов Регионального совета по диагностике электрооборудования при Уралэнерго. Екатеринбург, 16—17 сентября 2003. — Бюлл. №19.
6. Хренников А.Ю., Киков О.М. Диагностика силовых трансформаторов в «Самараэнерго» методом низковольтных импульсов //Электрические станции. — №11—2003.
7. Хренников А.Ю., Шлегель О.А. Контроль изменения индуктивного сопротивления трансформатора для определения повреждений в обмотках //Энергетик. — №2—2004.
8. Хренников А.Ю., Петров А.С., Цыгикало Г.В., Щербаков В.В., Языков С.А. Системы мониторинга и опыт диагностики состояния электротехнического оборудования в ОАО «САМАРАЭНЕРГО» //ЭЛЕКТРО. — №2—2004.



Е. И. Иванова,
директор Уральского центра охраны
труда энергетиков,
В. Н. Осотов,
канд. техн. наук, председатель
общественного Совета специалистов
по диагностике электрооборудования
при УРЦОТЭ, главный специалист ЦИДН
ОАО «Свердловэлектроремонт»

ОБ ОЦЕНКЕ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ С БОЛЬШИМ СРОКОМ СЛУЖБЫ

Несмотря на обилие разговоров о постоянном увеличении в эксплуатации доли оборудования, выработавшего не только назначенный, но и парковый ресурс, темпы его замены настолько малы, что процесс старения парка силового электрооборудования практически не снижает своих темпов. «Болезнь» настолько запущена, что ожидать быстрого решения этой проблемы не приходится. Объем «старого» оборудования настолько велик, что быстрая его замена практически не возможна как из-за недостаточности необходимых производственных мощностей, так и недостатка строительно-монтажного персонала. Существующие темпы ввода новых энергетических мощностей часто не успевают за темпами роста энергопотребления, что в ряде регионов уже сегодня является фактором, сдерживающим рост экономики в целом. В этих условиях совершенствование системы сервисного обслуживания стареющего электрооборудования становится не только задачей поддержания его работоспособности, но и задачей поддержания на должном уровне надежности электроснабжения в целом. Для решения этих задач необходимо не просто установить факт соответствия или несоответствия оборудования набору неких формальных признаков, но и своевременно выявить признаки ускоренного старения и провести комплекс мероприятий, позволяющих продлить ресурс электрооборудования на определенный срок.

Ключевыми в этой ситуации становятся следующие вопросы:

- Каков фактический или остаточный ресурс работоспособности конкретной группы или единицы электрооборудования?
- Каковы фактические характеристики надежности конкретной группы или единицы электрооборудования, срок службы которого существенно превышает назначенный в технической документации?
- Что нужно сделать, чтобы не только поддержать работоспособность «старого» электрооборудования, но и обеспечить приемлемые характеристики его надежности?

К сожалению, в настоящее время абсолютно точных и однозначных ответов на эти вопросы чаще всего не существует. Это обусловлено целым рядом причин и, прежде всего, несовершенством действующей нормативно-технической документации (НТД). Однако это не означает, что приемлемого решения такой задачи вообще не существует. В реальной жизни совсем необязательно иметь однозначные ответы на все вопросы. Во многих случаях достаточно получения качественной оценки с приемлемым уровнем достоверности.

Рассмотрим возможные пути решения таких проблем на примере оценки состояния изоляции силовых трансформаторов.

В соответствии с действующей НТД практически единственным решением является определение степени полимеризации образцов изоляции из зоны, где изоляция подвержена наибольшей деградации. Чаще всего это наиболее

нагретая зона обмоток трансформатора, которая расположена в труднодоступном месте. Поэтому на практике это означает, что для проведения относительно простого и недорого анализа необходимо, по сути дела, провести капитальный ремонт трансформатора (разгерметизировать активную часть, слить масло, отобрать образец изоляции из труднодоступной зоны обмоток, восстановить поврежденную в месте отбора образцов изоляцию и т.д.). Если даже предположить идеальные условия проведения процедуры отбора образцов, то и тогда становится ясным, что такая работа должна проводиться только тогда, когда имеются достаточные основания ожидать значительного износа изоляции. Проводить же такие работы, чтобы убедиться в незначительном термическом старении изоляции не имеет никакого практического смысла. А если учесть, что на любом этапе работ по отбору образцов витковой изоляции могут быть допущены ошибки, способные привести в дальнейшем к повреждению трансформатора, то становится ясно, что необходимо «семь раз отмерить», прежде чем проводить такие процедуры. Это особенно актуально на современном этапе реформирования электроэнергетики, когда сервисные услуги объявлены «непрофильным бизнесом», а исполнители этих услуг определяются по результатам торгов, где компетенция исполнителя, как показывает реальная практика, является не самым главным фактором. В совокупности это означает, что в действительности образцы изоляции отбираются из удобной для отбора зоны, а не из зоны с наибольшим старением изоляции. Это приводит к тому, что достоверность казалось бы абсолютно достоверного метода контроля на самом деле достаточно далека от 100 %.

В такой ситуации важную роль должны играть косвенные методы, позволяющие накопить достаточные данные для оценки состояния изоляции и обоснованного решения о проведении отбора образцов изоляции. Такие методы косвенной оценки известны и должны использоваться на практике.

Например, законы термического старения бумажной изоляции изучены достаточно хорошо и на их основе разработаны многочисленные, в том числе и стандартизованные, методики оценки относительного расхода ресурса изоляции силовых трансформаторов по температуре наиболее нагретой точки. Однако для трансформаторов с большим сроком службы невозможно получить точные данные для расчетов, так как в относительно недалеком прошлом отсутствовали системы автоматизированного сбора и длительного хранения необходимой информации (текущая нагрузка, систематические и аварийные перегрузки, температура масла и окружающей среды и т.п.). Ретроспективно эти данные могут быть оценены только экспертно, что позволяет оценить термический износ изоляции лишь в первом приближении. Однако на практике и этих данных в ряде случаев достаточно для принятия решения об отборе образцов изоляции. Например, если известно, что нагрузка трансформатора на протяжении всего срока службы не превышала 50% номинальной, температура верхних слоев масла при

этом была ниже допустимой на 30—40°C, и другие данные указывают на отсутствие опасных перегревов, то очевидно, что и через 30—40 лет эксплуатации термический износ незначителен и поэтому проведение дорогостоящих процедур для подтверждения этого факта не имеет смысла. Это подтверждается как опытом эксплуатации (успешная эксплуатация трансформаторов со сроком службы более 40—45 лет), так и опытом обследования «старых» трансформаторов (случаи выявления предельного состояния изоляции единичны). Другое дело, когда нагрузка и другие параметры, определяющие процесс износа изоляции, близки к предельным значениям. В этом случае неточность в месте отбора образцов может существенно повлиять на корректность оценки степени старения изоляции. Для повышения точности оценки в этом случае необходимо применение дополнительных косвенных методов.

Наименее затратными из таких методов являются методы, основанные на анализе продуктов деструкции изоляции и других элементов активной части, содержащихся в масле (определение содержания фурановых соединений, состав растворенных газов, состав механических примесей, и т.п.). Например, высокое содержание фурановых соединений в масле является достаточным основанием для проведения отбора образцов изоляции с целью определения степени полимеризации бумаги. Если же небольшое содержание фурановых соединений в масле хорошо согласуется с другими косвенными показателями, свидетельствующими о незначительном старении изоляции, то нет никакой необходимости проводить отбор образцов для определения степени полимеризации бумаги. Опыт ОАО «Свердловэлектроремонт» подтверждает это: во всех трансформаторах с аномально большим содержанием фурановых соединений степень полимеризации бумажной изоляции была очень близка к предельным значениям, а при небольшом содержании фурановых соединений ни разу не было зафиксировано значение степени полимеризации, приближающееся к предельному. Случай, когда небольшая концентрация фурановых соединений явно противоречила бы другим данным, свидетельствующим о предельном старении изоляции, в практике ОАО «Свердловэлектроремонт» пока не встречался. Однако при возникновении такой ситуации отбор образцов изоляции для определения степени полимеризации будет вполне оправданным.

Процесс старения изоляции зависит также от степени ее увлажнения и загрязнения изоляционных промежутков. Загрязнению изоляционных промежутков способствуют процессы старения трансформаторного масла, продукты разложения которого, отлагаясь на поверхности изоляции, снижают ее изоляционные характеристики, затрудняют отвод тепла или просто разрушают изоляцию вследствие химических реакций. Поэтому при оценке степени старения изоляции в качестве косвенных показателей вполне можно использовать данные о диэлектрических характеристиках изоляции и масла. Однако для получения достоверной информации методика проведения этих измерений должна

отличаться от закрепленной в действующей НТД (Объем и нормы испытания электрооборудования и т.п.). Прежде всего, это касается условий отбора проб масла и проведения измерений диэлектрических характеристик изоляции, на что неоднократно обращалось внимание в различных публикациях. Для примера в табл. 1 приведены результаты измерений на трансформаторе, предельное состояние изоляции которого было подтверждено комплексом других измерений, в том числе и измерением степени полимеризации целлюлозы. Эти данные показывают, что измерения характеристик изоляции трансформаторов с большим сроком службы только при допустимых действующими НТД относительно низких значениях температуры могут создать ложное представление о состоянии изоляции.

Особо следует подчеркнуть, что ни один из перечисленных методов оценки степени старения изоляции не дает 100-процентной достоверности (вероятности абсолютно точной оценки). Например, по данным ЗТЗ-СЕРВИС ошибка в оценке степени полимеризации целлюлозы за счет ошибки в выборе места отбора образца (определении места наиболее нагретой точки) может достигать 10—20%. Поэтому суммарная достоверность даже этого, каза-

лось бы абсолютного метода, может быть в идеале оценена значением 0,8—0,9. Достоверность каждого косвенного метода может быть оценена значением 0,6—0,7. Однако в случае совпадения оценок двух независимых косвенных методов суммарная достоверность достигнет уже значения 0,84—0,91, что не уступает достоверности наиболее точно-го метода.

Таким образом, для подтверждения работоспособности изоляции силовых трансформаторов совсем необязательно прибегать к прямым методам оценки с отбором образцов и определением степени полимеризации целлюлозы. Для этих целей можно использовать комплекс косвенных методов оценки, позволяющих избежать дорогостоящих и небезопасных для изоляции трансформатора работ по вскрытию его активной части. Отбор образцов следует проводить только тогда, когда это необходимо для получения количественных оценок при наличии достаточных оснований по результатам косвенных методов оценки.

Проблема оценки состояния изоляции силовых трансформаторов с большим сроком службы является ключевой и одной из самых сложных при решении вопроса о продлении ресурса трансформаторов.

Таблица 1

Сравнение характеристик изоляции трансформатора, измеренных на заводе и при комплексном обследовании, при разных температурах

Тип трансформатора, наработка (лет), вид защиты масла	Схема измерений	Температура изоляции, °С	Место измерений	R ₆₀ МОм	tg δ %
ТДЦГ-90000/110 33 года Силикагелевый фильтр	ВН -(НН+К)	+56	завод	310	0,6
			обследование	9	8,1
		+35	завод	700	0,4
			обследование	270	0,9
	НН — (ВН+К)	+56	завод	370	0,7
			обследование	7	6,8
		+35	завод	600	0,5
			обследование	230	0,7
	(ВН+НН)- К	+56	завод	200	0,7
			обследование	9	6,8
		+35	завод	450	0,4
			обследование	200	0,8
	ВН-К	+56	обследование	20	8,9
		+35		810	0,7
НН-К	+56	обследование	10	10,0	
	+35		600	0,6	
ВН-НН	+56	обследование	11	8,5	
	+35		1300	0,5	

<< 12

Инбев»). Оборудование GRUNDFOS серии CR150 установлено на насосной станции, предназначенной для подачи воды в системы водоподготовки предприятия, солодовенного производства и котельного цеха. Забор жидкости осуществляется из двух резервуаров объемом 1000 м³

«В ходе реализации плана по реконструкции руководство пивоваренного завода решило заменить старое оборудование на новое, — рассказал Александр Колмаков, региональный представитель компании GRUNDFOS в Перми. — Для системы водоподготовки были необходимы мощные, энергоэффективные насосы, способные постоянно поддерживать требуемое давление. Поэтому было принято решение об установке CR150. Поставка насосов была произведена в комплексе со шкафом управления, что позволило обеспечить полную автоматизацию системы водоподготовки». По словам специалиста, реконструкция насосной станции позволит Пермскому пивоваренному заводу значительно снизить энергозатраты, повысить надежность и безаварийность водоснабжения собственного производства.

Рабочее колесо нового CR150 произведено методом точечной сварки и имеет высокую чистоту поверхности. Благодаря такому решению КПД насосов достигает 80%.

Спектр применения подобного оборудования достаточно велик. GRUNDFOS серии CR150 используются в водоподготовке и водоснабжении, кондиционировании, вентиляции, отоплении зданий. Кроме того, такие агрегаты монтируются в установки Hydro MX, предназначенные для систем пожаротушения.

Справка о компании GRUNDFOS:

Компания GRUNDFOS была основана в 1945 году. На данный момент она представлена более чем 60 дочерними компаниями по всему миру. Общий объем производства концер-

22 >>

Мы не рассматриваем методы оценки остаточного ресурса других элементов силовых трансформаторов. Но несложно показать, что корректная оценка их состояния и ресурса также может быть выполнена на основании комплекса косвенных методов, а применение прямых измерений при ревизии активной части целесообразно проводить только при наличии достаточных оснований по данным косвенных методов.

В настоящее время для легитимной оценки состояния «старых» трансформаторов принято применять технологию так называемого «комплексного обследования», когда для повышения достоверности оценки применяется комплекс методов контроля как на работающем трансформаторе с созданием режимов, приближающихся к предельно допустимым, так и на отключенном трансформаторе с применением методик, выходящих за рамки, регламентированные основополагающими НТД (иначе, как отмечено выше, получить достоверную оценку просто невозможно). Несмотря на высокую эффективность такой методики, она обладает одним существенным недостатком — высокая трудоемкость и наукоемкость и, как следствие, высокая цена. Опыт показывает, при проведении полноценного комплексного обследования ежегодно можно оценить не более 3—4% существующего парка трансформаторов. Очевидно, что при таких темпах невозможно обоснованное стратегическое планирование обновления парка трансформаторов. Необходима разработка и широкое внедрение новых технологий оценки силовых трансформаторов, которые бы позволили за относительно короткое время (1—3 года) разбить весь парк «старых» трансформаторов на несколько групп. Например: работоспособные трансформаторы, не требующие профилактического ремонта, с ожидаемым остаточным ресурсом не менее 15—20 лет; работоспособные трансформаторы с тем же ожидаемым остаточным ресурсом, но требующие для его обеспечения профилактического ремонта; аналогичные группы трансформаторов с ожидаемым ресурсом 10—15 лет и 5—10 лет; трансформаторы с ожидаемым ресурсом менее 5 лет и, наконец, трансформаторы в предаварийном состоянии, требующие срочной замены. При наличии такой градации комплексное обследование потребуется только для трансформаторов одной или двух последних групп. Для других групп трансформаторов может быть достаточно оценки методами функциональной диагностики (без вывода трансформаторов из работы) при расширении номенклатуры анализов масла и учете конструктивных особенностей и опыта эксплуатации трансформаторов с привлечением компетентных экспертов. Предварительный анализ показывает, что такая технология снижает трудоемкость работ в 15—20 раз, а их стоимость примерно в 10 раз при практически той же достоверности оценки. Это делает реальным и обоснованным разработку стратегических планов обновления парка силовых трансформаторов при умеренных затратах и сохранении показателей их надежности на приемлемом уровне. Аналогичные технологии могут применяться и при оценке парка других видов электрооборудования.

Несмотря на то, что в настоящее время накоплен достаточный научный и практический опыт оценки и прогнозирования ресурса трансформаторов и других видов электрооборудования, до сих пор отсутствует какой-либо нормативный документ, регламентирующий саму процедуру продления их ресурса. Это является основным препятствием не только на пути внедрения новых технологий оценки и продления ресурса трансформаторов и других видов электрооборудования, но лишает возможности разработки обоснованных перспективных планов обновления электрооборудования.



А. А. Кучерявинков,
ведущий инженер,
Е. А. Карташева,
специалист,
ООО МНПП «Антракс»

СПОСОБЫ БЫСТРОЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ И УСТРАНЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЯХ И В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4—6—10 кВ

В последнее время все более возрастает количество аварий на электрических подстанциях и распределительных сетях низкого напряжения вследствие значительного увеличения количества потребителей. В то время как большинство крупных энергообъектов по возможности защищены от чрезвычайных ситуаций, региональные электрические подстанции и электрические сети часто страдают от внезапных снегопадов, низких или, напротив, слишком высоких температур, сильных ветров и, как следствие, аварийных ситуаций на энергообъектах, что приводит к отключению садовых товариществ, деревень, поселков и даже городов.

Причиной перебоев электроэнергии называют наливание мокрого снега на провода, в результате чего произошли обрывы. Говорят, что проблемой стал шквалистый ветер, который повалил деревья, что также привело к обрывам ЛЭП. Утверждают, что столь масштабная аварийная ситуация была последствием слишком раннего снегопада, который обильно лег на еще неопавшую листву деревьев, что согнуло и сломало их и привело к падению

на линии электропередач. МОЭСК утверждает, что одна из главных причин большого количества отключений при сильных осадках и порывистом ветре в том, что в течение лета работники лесничеств не разрешили вырубать так называемые «угрожающие деревья». Не желая включаться в эти споры о причине аварий и искать виноватых, давайте лучше подумаем о том, как можно быстрее ликвидировать чрезвычайную ситуацию, чтобы потребители не сидели без электроэнергии в течение четырех суток.

Очевидно, что для быстрой ликвидации аварийной ситуации необходимо прежде всего ее локализовать, то есть точно установить место обрыва провода или выхода из строя какого-либо энергооборудования, а затем как можно скорее ее устранить, для чего подобрать и задействовать возможные резервные схемы подключения и произвести починку оборудования. Различных разработок для быстрой локализации аварии достаточно много, однако в большинстве своем они рассчитаны на работу в электросетях высокого напряжения. ООО МНПП «Антракс» выпускает ряд приборов, специально приспособленных для работы на электрических подстанциях и в распределительных сетях напряжением от 0,4 до 35 кВ, которые стоит рассмотреть подробнее.

<< 20

на — более 16 млн насосов в год. Доля мирового рынка по циркуляционным насосам составляет более 50%, что делает GRUNDFOS самым большим производителем насосов данного типа. В России насосы GRUNDFOS известны с начала 60-х годов. Официальное представительство GRUNDFOS в Москве открыто в 1992 году, а в 1998 году была основана дочерняя компания ООО «ГРУНДФОС». В 2005 году открыто первое производство в Истре (Московская область), и в настоящее время идет строительство второй очереди завода.

Пресс-служба компании
GRUNDFOS

ОДОБРЕНО ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИЕЙ

Федеральная сетевая компания — один из основных клиентов управляющей компании «Глобал Инсулэйтор Групп» — согласно существующему положению об аттестации обновил список оборудования, технологий и материалов, допущенных к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». В данном списке содержится и продукция Южноуральского арматурно-изоляторного завода (ЮАИЗ): изоляторы, срок действия на которые распространяется до 2012 года, и линейная арматура (до 2010 г.).

— Мы полностью поддерживаем политику ФСК в направлении постоянного контроля за качеством устанавливаемого электрооборудования и неоднократно озвучивали эти вопросы на встречах с техническими руководителями ФСК, на которых поднимались и вопросы повышения надежности линейной арматуры, — прокомментировал ситуацию генеральный директор ООО «Глобал Инсулэйтор Групп» Валерий Розов. — Это правильный и своевременный шаг — шаг к повышению надежности линий и увеличению сроков эксплуатации арматуры.

23 >>



Электрическая подстанция

Контроллер аварий ввода КАВ-2 предназначен для обнаружения аварийных ситуаций на электрических подстанциях и в распределительных сетях и регистрации аварийных процессов с привязкой ко времени в цифровом виде во внутренней памяти. Регистратор применяется на электрических подстанциях и оптимально подходит для установки на 6-ти и 10-ти кВ вводы. Он позволяет измерять и регистрировать 4 тока, 4 напряжения и 10 дискретных сигналов. При разработке использовалась самая современная элементная база. Имеет широкий диапазон рабочих температур: от -40 до $+85$ °С, что позволяет монтировать его в неотапливаемых помещениях или непосредственно в ячейках РУ. Для считывания информации о зарегистрированных авариях можно использовать компьютер или Notebook через LPT/COM/USB порт, подключая непосредственно к регистратору КАВ-2 без дополнительных контроллеров, или сохранять информацию на USB носитель без участия ПК. Позволяет регистрировать до 50 аварий по всем каналам. Внутри блока установлен аккумулятор резервного питания, поэтому при перерыве внешнего питания зарегистрированная информация сохраняется до 24-х часов. Габаритные размеры прибора — 160x200x65 мм, поэтому он очень мобилен и приспособлен для установки на ячейках ПС 6/10 кВ, КРУ и т.д. Отметим, что КАВ-2 значительно дешевле аналоговичных приборов за счет оптимизации для работы на 6/10/35 кВ подстанциях.

Индикатор короткого замыкания (ИКЗ) предназначен для определения направления поиска места короткого замыкания на воздушных линиях распределительных электросетей напряжением 6—35 кВ, отключившихся в результате короткого замыкания. Визуальный индикатор указывает направление поиска места повреждения. Прибор срабатывает при междуфазных коротких замыканиях, которые сопровождаются скачком тока в фазах линии. Порог срабатывания индикатора соответствует увеличению тока на 50—100 А. Необходимая для срабатывания указателя длительность протекания тока при его двукратном превышении порога срабатывания составляет не менее 0,1 с. Состояние индикатора определяется визуально через смотровое окно в корпусе индикатора, установленного на опоре. В сработавшем состоянии флажок индикатора, площадью 30 см², повернут к наблюдателю стороной, окрашенной в ярко желтый цвет, обратная сторона флажка окрашена в черный цвет. Наблюдение состояния индикатора может осуществляться с расстояния не менее 20 м от опоры, на которой установлен индикатор. При восстановлении напряжения на линии сработав-

шие индикаторы автоматически возвращаются в исходное состояние. Питание указателя обеспечивается с помощью емкостного отбора напряжения от двух фаз контролируемой линии через дополнительные изоляторы. Мощность, потребляемая индикатором, не превышает 0,01 Вт. Время подготовки индикатора к повторному срабатыванию не более 1 мин. Индикатор не срабатывает при повторных включениях линии в цикле неуспешного АПВ с бестоковой паузой более 5 с.

Система телемеханики, АСДУ, АС-КУЭ МАКС-Т для подстанций 0,4—110 кВ предназначена для дистанционного управления энергообъектами 0,4/6/10/35/110 кВ, контроля работы оборудования, телеизмерения действующих значений тока, напряжения, мощности, показаний счетчиков, а также для обнаружения несанкционированного проникновения на ТП или РП.

Контроль осуществляется дистанционно с диспетчерского пункта. Комплекс МАКС-Т представляет собой радиосистему, состоящую из расположенных на диспетчерском пункте антенны, приемного комплекта МАКС-2Д и персонального компьютера. На каждом контролируемом ТП или РП устанавливаются антенна, передающий комплект МАКС-2П и датчики аналоговых и дискретных сигналов. Контролируемые ТП или РП передают по радиоканалу на диспетчерский пункт сигнал аварии или проникновения. Также возможна передача информации по выделенной линии, каналам DECT и т.д. На диспетчерском пункте производится прием аварийного сигнала и определение его типа, запоминание и выдача на экран монитора персонального компьютера, также возможно подключение активного мнемощита. Ведется архив всех событий. Эта система может использоваться для создания системы АСКУЭ.

Программно-аналитический комплекс «ОДС Софт», работающий с системой телемеханики МАКС-Т, предназначен для улучшения работы оперативно-диспетчерского персонала путем информирования о текущем состоянии схемы электроснабжения, потреблении и потерях электроэнергии и состоянии оборудования, помощи в решении расчетно-аналитических задач управления режимами системы электроснабжения инженерным персоналом производственных служб. Основная функция комплекса — расчет работы энергосистемы. Комплекс «ОДС Софт» предназначен для отображения информации, полученной с абонентских пунктов и расчета режимов работы энергообъектов, на дисплее компьютера, а также и на активном мнемощите. Информация отображается в виде мнемосхемы, на которой наглядно выводятся положения выключателей, токи, напряжения на ВЛ, КЛ, трансформаторах, и шинах, состояния релейной аппаратуры и дверей объекта. Расчет производится исходя из данных, полученных от системы телемеханики, и позволяет вводить данные вручную оператором. Комплекс обеспечивает: расчет токов на воздушных и кабельных линиях при нормальных и установившихся режимах работы, расчет напряжения в конце линии, расчет технических потерь электроэнергии в распределительной сети или определенном узле, автоматический пересчет токов и нагрузок при изменениях топологии (токоразделов) на каждом узле схемы (разветвлении сети через коммутационный аппарат, либо напрямую от опоры), расчет токов КЗ, пропорциональный номинальным мощностям расчет нагрузки на линиях. Также пользователь имеет возможность распечатать в виде таблиц или графиков вышперечисленную информацию на текущий момент времени, или суммарные отчеты за определенный период. Таким образом, при возникновении аварийной ситуации данный комплекс позволяет диспетчерскому персоналу оперативно локализовать аварию, действуя не наугад, а рассчитав точные значения параметров работы энергообъектов, и заметно ускорить время восстановления работоспособности энергосистемы.

В заключение хотелось бы еще раз обратить внимание энергетиков России на современное оборудование, предназначенное для увеличения надежности — важнейшего фактора работы энергосистемы. Внедрение современных аппаратных и программных решений для сетей 0,4—35 кВ позволит существенно снизить вероятность аварийных ситуаций и сократить время их ликвидации.

Это позволит нашим энергетикам применять арматуру, соответствующую международным стандартам как по качеству изготовления, так и по самой конструкции. Что касается стеклянных изоляторов, то заводы группы уже имеют пятидесятилетний опыт выпуска стеклянных изоляторов по международным стандартам. На сегодняшний день заводы выпускают изоляторы согласно европейского, американского и британского стандартов (МЭК, ANSI и BS).

www.gig-group.com

ТРАНСФОРМАТОРЫ СУХИЕ С ЭПОКСИДНОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ ТИПА GEAFOL SIEMENS

Трансформаторы сухие с эпоксидной изоляцией типа GEAFOL понижающие трехфазные двухобмоточные и трехобмоточные общего назначения мощностью от 100 до 3150 кВА напряжением до 35 кВ используются во многих отраслях народного хозяйства и предназначены для преобразования электрической энергии в электросетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц. Устанавливаются в промышленных помещениях и общественных зданиях, к которым предъявляются повышенные требования в части пожаробезопасности, взрывозащищенности, экологической чистоты.

Трансформаторы типа ТС (З) ГЛ мощностью от 100 до 3150 кВА с номинальным напряжением первичной обмотки (высшего напряжения) до 35 кВ включительно и вторичной обмотки (низшего напряжения) — 0,4 кВ. Основные схемы группы соединения обмоток (ВН/НН), Д/Ун — 11, У/Ун — 0. Регулирование напряжения — переключение без возбуждения с помощью перемычек на 2х2,5% Уном.

Условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха: от -25°C до $+40^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха — не более 80% при температуре $+25^{\circ}\text{C}$;



С. А. Ключев,
директор по развитию
ООО «Торговый Дом
Электрощит-К»

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА 6—35 кВ

Как известно, трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения.

Необходимость создания высокоточных измерительных трансформаторов тока назревала давно, а с возможностью приобретать электроэнергию на оптовом рынке и необходимостью ее коммерческого учета согласно требованиям НП АТС, особенно. Однако небольшой выбор отечественных трансформаторов с узким диапазоном фиксированных характеристик не покрывал разнообразные требования потребителей, выходящих на оптовый рынок электроэнергии и мощности.

Учитывая это, начиная с 2003 года, группа компаний «Трансформэлектро», в которую входят ООО «Электрощит-К», ОАО «Бабынинский завод «Юность» и ООО «ТД Электрощит-К», начала производить литые измерительные трансформаторы тока 6—35 кВ марок ТЛО и ТЛП по технологии компании KWK Messwandler, Германия.

Продукция запатентована, сертифицирована, внесена в Госреестр средств измерений РФ и Реестр системы «ЭнСЕРТИКО». Имеются лицензии на право конструирования и изготовления электротехнического оборудования



Рис. 1. Измерительные трансформаторы тока ТЛП-10-1

для атомных станций, выданные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Производство сертифицировано по стандарту системы менеджмента качества DIN EN ISO 9001:2000.

Возможно изготовление с четырьмя вторичными обмотками с классом точности 0,5; 0,5S; 0,2; 0,2S, а также с различными коэффициентами трансформации в одном

трансформаторе тока, с нестандартными вторичными нагрузками и крышкой для пломбирования вторичных цепей.

Средняя наработка на отказ трансформаторов ТЛО и ТЛП составляет 5 500 000 часов, срок службы — 25 лет. Остановимся подробнее на ТТ напряжением 10 кВ.

Преимущества трансформаторов тока ТЛО-10, 24, 35 и ТЛП-10

1. Важным достоинством трансформаторов ТЛО-10 является возможность изготовления этих изделий с 3-мя обмотками в габаритах 2-обмоточного трансформатора, также возможно изготовление до 4-х обмоток в увеличенном габарите.

2. Трансформаторы ТЛО и ТЛП-10 могут изготавливаться с различными коэффициентами трансформации на измерительных и защитных обмотках, в соотношении 1:2, 1:3, что очень важно при замене существующих трансформаторов тока, включенных в схемы дифференциальной защиты силовых трансформаторов и увеличения точности измерений при небольших нагрузках.

3. Трансформаторы ТЛО и ТЛП-10 изготавливаются с различной величиной вторичной нагрузки, что позволяет обеспечить требование ГОСТ-7746, раздел 6,4.

4. Трансформаторы имеют прозрачную защитную пластмассовую крышку, предназначенную для закрытия и пломбирования выводов измерительной обмотки.

5. Возможность изготовления трансформаторов с переключением по первичной обмотке. Это очень важно для объектов, где в дальнейшем предусмотрено изменение мощностей.

6. При этом уменьшена, по сравнению с российскими аналогами, ширина и масса, что дает определенные преимущества при их установке в ячейки КРУ, КСО, не только старых типов, но и в новые КРУ, КСО уменьшенных габаритов и т.д.

7. Одним из определяющих параметров является уровень частичных разрядов (ЧР) изоляции первичной обмотки. Трансформаторы тока имеют уровень ЧР не более 5 пКл при напряжении 7,62 кВ, а испытательное напряжение составляет 42 кВ, как для фарфоровой изоляции. При этом на заводе проверяются на ЧР все трансформаторы.

8. Трансформаторы тока ТЛО-10 имеют исполнения с односекундным током термической стойкости 40 кА, начиная с первичного тока 100 А и 5 кА, начиная с первичного тока 20 А при сохранении габаритных размеров.

9. На панели вторичных выводов трансформатора с двумя вторичными обмотками предусмотрен вывод заземления, к которому может крепиться «экран».

10. Для повышения точности учета электрической энергии трансформаторы тока изготавливаются в различном сочетании класса точности и номинальной вторичной нагрузки. Это особенно актуально при использовании электронных счетчиков, имеющих значительно меньшую индуктивность и сопротивление токовой обмотки, что повышает точность измерений.

11. Трансформаторы тока ТЛО-10, ТЛП-10 с тремя вторичными обмотками могут быть использованы в системах АИИС КУЭ без конструктивных изменений ранее установленных ячеек КРУ 6—10 кВ.

Группа компаний «Трансформэлектро» изготавливает трансформаторы тока в исполнении для АЭС, которые могут отвечать требованиям Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, особенно в части вопросов по токам термической и электродинамической стойкости.

На сегодняшний день наша продукция особенно востребована при реализации проектов АИИС КУЭ.

Хорошо известно, что автоматизированная информационная измерительная система коммерческого и технического учета электроэнергии и мощностей (АИИС КУЭ) представляет собой сочетание современных средств измерения — измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков, вычислительной техники, программного обеспечения, средств приема, обработки и передачи информации. Важной особенностью АИИС КУЭ является то, что она дает возможность покупать электроэнергию на оптовом рынке электроэнергии и мощностей (НОРЭМ). Учитывая важную особенность роста стоимости электроэнергии, важно отметить, что современные системы измерения и контроля позволяют потребителям сэкономить серьезные финансовые ресурсы.

Наличие АИИС КУЭ позволяет реализовать следующие основные преимущества: во-первых, влиять на потребление электроэнергии в периоды суточных пиковых и полупиковых нагрузок и реально снизить оплату за потребляемую мощность; во-вторых, исключить прямое хищение, в-третьих, навести порядок в собственном потреблении.

Наиболее массовыми точками расчета за отпущенную и полученную электроэнергию являются присоединения 6—10 кВ, где на границе балансовой принадлежности потребителя и поставщика электроэнергии устанавливаются расчетные счетчики коммерческого учета, присоединенные к трансформаторам тока и напряжения.

Поскольку трансформаторов тока на 6—10 кВ в измерительных системах в 2—3 раза больше, чем счетчиков и трансформаторов напряжения, важным показателем качества измерительных систем является правильный подбор измерительных трансформаторов тока, иначе, даже после создания АИИС КУЭ, потребители имеют потери от погрешности элементов, а не экономии средств.

Измерительные трансформаторы тока с обмоткой класса точности 0,2S — это веление времени, поскольку в совокупности с измерительными трансформаторами напряжения 0,2 и счетчиками класса точности 0,2S они обеспечивают точность измерения, т.е. экономию средств, начиная с 0,5% от номинального тока. Трансформаторы тока ТЛО-0,2S и ТЛП-0,2S имеют погрешность измерения в 2,5 раза меньше, чем трансформаторы с классом точности 0,5S, не говоря уже о трансформаторах с классом точности 0,5.

Рассмотрим основные ошибки и заблуждения при создании системы АИИС КУЭ

Потребитель считает, что, заменив индукционные счетчики на микропроцессорные без замены трансформаторов тока, будет достигнута необходимая точность учета.

Но при этом:

1. Коэффициенты трансформации трансформаторов тока 6—35 кВ выбираются с завышенными параметрами из-за низкой термической и электродинамической стойкости к токам короткого замыкания, исходя из проектной мощности электроустановок.

Оставляемые без замены трансформаторы тока 6—35 кВ, хотя и проверенные для коммерческого учета, зачастую не проверяются на термическую и электродинамическую стойкость из-за увеличившейся мощности энергосистемы, строительства новых линий.

Поэтому при эксплуатации трансформаторы тока находятся в условиях, при которых погрешности выходят за пределы допустимых ГОСТом 7746-2001.

2. Нижний предел нормированной погрешности трансформатора тока с классом точности 0,5 при 5% номинального тока составляет 1,5%. В совокупности с погрешностями измерений трансформаторов напряжения и счетчиков общая погрешность измерительного канала достигает 2,9—3%.

3. Поверенные в классе точности 0,5 трансформаторы тока 6—35 кВ, из-за близкого расположения к счетчикам и резкого уменьшения вторичной нагрузки обмотки класса точности 0,5 при замене индукционного счетчика на микропроцессорный (до 0,015 ВА), не будут работать в классе точности 0,5 при нагрузках до 20% номинального тока.

Поскольку магнитопроводы обмотки класса точности 0,5 изготавливались из обычной электротехнической стали, имевшие высокие потери на перемагничивании, по сравнению с магнитопроводами из аморфных или специальных сплавов.

Большинство установленных в прошлом столетии трансформаторов тока имели расчетную мощность вторичной нагрузки 10 ВА и, соответственно, нижний предел нагрузки 3,75 ВА (ГОСТ 7746-2001), при этом в измерительную цепь вторичной обмотки класса точности 0,5 включались измерительные приборы и устройства.

Требования НП АТС однозначно устанавливают необходимость обеспечения отдельной измерительной обмотки только для коммерческого учета, совместное включение счетчиков и устройств недопустимо при различном рынке электроэнергии.

Исключение из цепи вторичной обмотки класса 0,5 мощностью 10 ВА нагрузки приборов и устройств приводит к уменьшению вторичной нагрузки менее нижнего предела, и токовая погрешность выходит за верхний предел допускаемой ГОСТом погрешности.

Высокая точность измерений потребления электроэнергии не предусматривалась в типовых проектах 70—80-х годов XX века.

Реальные условия эксплуатации измерительных трансформаторов тока были детально рассмотрены специалистами завода «Электроцит-К» и, в результате, на основе технических решений и использования импортных материалов изоляции и магнитопроводов трансформаторов тока ТЛО-10 были созданы трансформаторы тока ТЛО-24 и ТЛО-35, в лучшую сторону отличающиеся от трансформаторов тока, выпускаемых российскими производителями.

Основные отличия следующие:

1. Трансформаторы тока, кроме измерительной обмотки класса точности 0,2S, имеют одну обмотку для подключения устройств защиты класса 5P или 10P и одну обмотку класса точности 0,5 для подключения измерительных приборов (амперметров, вольтметров, ФНП и р.).

2. Диапазон измерения первичных токов в заданном классе точности 0,2 S или 0,5 S составляет от 5 до 2500 А.

2.1. Номинальный первичный ток трансформатора тока ТЛК-35 измеряет от 150 А, что ограничивает область его применения.

Трансформаторы тока ТЛО-24 и ТЛО-35 обеспечивают измерение первичного тока во всем диапазоне реальных нагрузок потребителей на напряжение 35 кВ.

2.2. Трансформаторы тока ТЛО-24 и ТЛО-35 могут изготавливаться в одном корпусе с различными коэффициентами коммерческой обмотки 0,2S и защитных обмоток (при гарантированной термической стойкости) в соотношении 1:2 или 1:3, с различными вторичными токами коммерческой и защитных обмоток 1 А и 5 А, широким диапазоном мощности каждой из трех вторичных обмоток от 1 ВА до 30 ВА.

2.3. Трансформаторы тока ТЛО-24 и ТЛО-35 могут изготавливаться разным коэффициентом трансформации первичного тока в соотношении 1:2, с возможностью механического переключения, позволяющей увеличить коэффициент трансформации. Например, с 300 А/5 А до 600 А/5 А при увеличении потребляемой мощности потребителя.

2.4. По заявке потребителя могут изготавливаться трансформаторы тока ТЛО-24 и ТЛО-35 с расширенным диапазоном измерения коммерческой обмотки от 0,5 до 200% номинального первичного тока.

3. Гибкий диапазон номинальных вторичных нагрузок от 1 до 30 ВА, в отличие от фиксированных величин нагрузки отечественных трансформаторов тока. Эта характеристика позволяет максимально согласовать нагрузку трансформатора тока в цепи.

3.1. Номинальный класс точности 0,2S; 0,5S поддерживается и при нагрузках вторичной обмотки менее нижнего предела, определяемого ГОСТом 7746, близкое к нулю. Это означает, что благодаря этой возможности счетчики электроэнергии могут устанавливаться в непосредственной близости от трансформаторов тока без расчета сопротивления соединительных проводов, без опасения выйти за нижний предел допускаемой нагрузки.

4. Высокие характеристики уровня изоляции класса «б» позволяют испытывать трансформаторы тока ТЛО-24 и ТЛО-35 в составе комплектных распределительных устройств, как имеющих фарфоровую изоляцию.

Из вышеизложенного следует, что трансформаторы тока ТЛО-24 и ТЛО-35 обеспечивают любые требования потребителя при создании системы коммерческого учета.

Кроме того, трансформаторы тока ТЛО-24 будут весьма востребованы при переводе городских сетей крупных городов на напряжение 20 кВ.

Рассмотрим некоторые реалии сегодняшнего дня

На практике, в настоящее время выбор измерительных трансформаторов в основном сводится к подбору из серийно выпускаемых тех, которые по своим номинальным параметрам лежат наиболее близко к требуемым. Такой подход достаточно прост, однако не всегда позволяет произвести правильно выбор и очень часто может привести к увеличению погрешности измерений. Рассмотрим и проанализируем некоторые подобные случаи:

Случай 1. Для коммерческого учета требуется опорный трансформатор тока на малый первичный ток (напр., 50 А) с высоким значением тока термической стойкости (31,5 кА).

Среди серийно выпускаемых трансформаторов тока подобных нет, поскольку обычные опорные трансформаторы на малые первичные токи имеют малые значения токов термической стойкости.

Как поступают на практике проектировщики? Они выбирают из серийных трансформаторов тот, который обеспечивает необходимый ток термической стойкости и имеет при этом минимальный первичный ток. В частности, для нашего примера — это трансформатор тока на 300 А с классом точности 0,5.

Согласно ГОСТу, этот трансформатор должен обеспечивать точность измерений в пределах от 5 и до 120% номинального первичного тока, т.е. от 15 и до 360 А, и, следовательно, его можно использовать для измерений на 50 А. Так ли это?

Во-первых, трансформатор тока на 300 А при 50 А первичного тока по ГОСТу допускает ошибку от $\pm 0,75\%$ до $\pm 1,5\%$, что значительно выше, чем ошибка, которая допускается для трансформатора тока с номинальным значением первичного тока 50 А — это $\pm 0,5\%$.

Во-вторых, для трансформатора тока на 50 А нижний предел первичного тока равен 2,5 А вместо 15 А для трансформатора на 300 А.

Таким образом, используя трансформатор тока на 300 А, мы увеличили погрешность измерений и повысили допустимый нижний предел первичного тока.

Случай 2. Нужен измерительный трансформатор тока с определенным коэффициентом безопасности прибора, чтобы одновременно с измерением обеспечить защиту измерительных приборов в случае короткого замыкания в первичной цепи.

На практике требуемые значения коэффициента безопасности прибора обычно равны 5 или 10, а серийные трансформаторы часто имеют значения более 10. По вашему требованию мы можем подобрать коэффициент безопасности для обмотки измерения и предельную кратность для обмотки защиты, которые позволят ограничить ток в соответствующих обмотках, тем самым сэкономить на дополнительной защите.

Серийные трансформаторы тока не позволяют в полной мере использовать преимущества трансформаторов тока с заданными значениями коэффициента безопасности прибора.

Можно привести еще целый ряд других случаев, когда использование серийных трансформаторов с определенными, уже заранее установленными номинальными параметрами, приводит как к увеличению погрешности измерений, так и к значительному удорожанию всей системы измерения и защиты.

Также хочется отметить, что, применяя ТТ марок ТЛО и ТЛП класса точности 0,2S, потребитель обеспечивает не только точное измерение потребленной электроэнергии (мощности), но и получает высокий коэффициент качества своей АИИС КУЭ, что избавит от дополнительных расходов при распределении небаланса электроэнергии поставщика на оптовом рынке.

Хотелось бы более подробно остановиться на классах точности ТТ.

Согласно ГОСТу 7746—2001 трансформаторы тока (ТТ), предназначенные для измерений, обеспечивают требуемый класс точности лишь в определенных диапазонах тех или иных параметров.

Например:

- Диапазон измерений первичного тока для классов — 0,2; 0,5 должен находиться в пределах от 5 до 120% величины номинального первичного тока. Для классов — 0,2S и 0,5S он должен находиться в пределах от 1 до 120% величины номинального первичного тока. При этом, по желанию заказчика могут быть изготовлены трансформаторы, имеющие нормированную погрешность измерения от 0,5 до 200% номинального тока.

- Диапазон изменений величины вторичной нагрузки для всех классов точности должен находиться в пределах от 25 до 100% номинальной вторичной нагрузки и т.д.

- Применение стандартных ТТ за пределами указанных интервалов приводит к увеличению погрешности измерений.

Однако на практике не редки случаи, когда трансформаторы тока все же эксплуатируются в диапазонах измерений, выходящих за пределы допустимых по ГОСТу.

В частности, такая проблема существует при коммерческом учете на железных дорогах. Если в период отсутствия движения электропоездов на том или ином участке пути потребление электроэнергии минимально, то в момент наступления пика движения потребление энергии резко возрастает, в связи с чем величина первичного тока может быть значительно больше 120% номинального первичного

<< 23

- высота установки над уровнем моря — не более 1000 м;
- окружающая среда — невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли. Данные сухие трансформаторы изготавливаются как с кожухом (IP21), так и без кожуха (IP00).

Производитель: **Siemens**
Transzformator Kft.

ЦИФРОВОЙ ПРИБОР КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ Ф4107

Предназначен для непрерывного контроля сопротивления изоляции и сигнализации при его снижении ниже установленного уровня (уставки) в сетях переменного тока и других электроустановках с изолированной нейтралью, находящихся под напряжением 220 или 380 В частотой 50, 60 или 400 Гц.

Область применения цифрового прибора контроля изоляции Ф4107 распространяется на любые передвижные и стационарные электроустановки с изолированной нейтралью, в том числе и на станции управления погружными насосами нефтяных скважин типа ШГС и КТППН при наличии в них емкостноомических делителей, согласующих входное напряжение прибора с напряжением погружного электрооборудования.

Характеристики прибора контроля изоляции Ф4107:

Диапазон напряжения питания, % 15—30.

Время отпущения релейного устройства (РУ), не более, с 0,1.

Оперативный ток (через измеряемое сопротивление), не более, мА 0,6.

Входное сопротивление, не менее, кОм 300.

Два переключающих контакта РУ на выходе прибора;

Светодиодная индикация состояния РУ;

Аналоговый выход на стрелочный прибор.

Новый прибор имеет ряд существенных преимуществ:

32 >>

тока. Подобная ситуация возникает и при коммерческом учете на строящихся или реконструируемых промышленных объектах, где постоянно увеличивается потребление электроэнергии.

Как поступать в таких случаях при выборе измерительных трансформаторов тока?

Один из наиболее простых и дешевых методов — это применение трансформаторов тока для коммерческого учета с расширенным диапазоном измерений.

Рассмотрим прежде всего ТТ с расширенным диапазоном измерений по первичному току. Существует два типа ТТ, которые позволяют расширить диапазон первичного тока.

Первый — это ТТ с переключением по первичной обмотке, и второй — это ТТ с расширенным диапазоном первичного тока (Extended current ratings).

С помощью переключения по первичной обмотке можно ровно вдвое увеличить номинальный первичный ток измерительного трансформатора, сохраняя при этом его класс точности.

Например 800—400 А или 600—300 А, т.е. 2*I пер — I пер. Такие ТТ очень удобно использовать на вновь строящихся и расширяющихся промышленных объектах, где потребление электроэнергии постоянно растет. Простым переключением можно будет в случае необходимости изменить диапазон измерений, оставаясь в классе точности, и тем самым обеспечить точность коммерческого учета в значительно большем интервале первичных токов.

Соединяя между собой медной пластиной резьбовые соединения 2-3-6-7 трансформатор тока будет иметь первичный ток I пер.

Соединяя между собой двумя медными пластинами резьбовые соединения 1-2-5-6 и 3-4-7-8, трансформатор тока будет иметь первичный ток 2*I пер.

Что касается трансформаторов тока класса Extended, то их применение позволит наладить точный коммерческий учет и в случаях, подобных описанному выше. Для этого достаточно при заказе трансформатора указывать лишь необходимое расширение диапазона тока.

Например, нужен ТТ с номинальным первичным током 200/5 А с классом точности 0,5S, который позволит проводить измерения до 600 А, оставаясь в классе точности.

Обычный стандартный трансформатор тока 200/5 А класса 0,5S обеспечивает точность измерений лишь до 240 А по первичному току (120% I пер.), поэтому в данном случае его использование для коммерческого учета неверно. Последнее требование соответствует классу точности 0,5S Ext. 300%, согласно которому, такой ТТ будет находиться в классе 0,5S до 3-кратного значения номинального первичного тока — 600 А.

Расширить диапазон измерений можно и для вторичной нагрузки, и для частоты, и т.д. Если, например, заказать ТТ с расширенным диапазоном по вторичной нагрузке (от 1 В×А до 5 В×А), то его можно будет применять как для обычного счетчика электроэнергии, так и для электронного (см. вышеописанный пример).

Все чаще и чаще вместо стандартных 50 Гц стали применяться ТТ с расширенным диапазоном частот (от 20 до 2000 Гц), что позволяет более точно проводить измерения там, где влияние высших гармоник в сетях значительно.

Подобное расширение диапазонов измерений ТТ, без специальных дорогостоящих разработок стало возможным за счет применения компьютерной техники.

С помощью специальных программ можно быстро рассчитать необходимые размеры сердечника ТТ, чтобы он обеспечивал нужный диапазон измерений.

Применение этой программы, а также современных технологий производства группы компаний «Трансформэлектро» позволяют быстро, просто и дешево спроектировать и изготовить ТТ с расширенным диапазоном измерений, что позволяет значительно повысить точность коммерческого учета электроэнергии.



**А. А. Шиганов,
инженер,
ЗАО «Прист»**

НОВЫЕ ПРИБОРЫ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Широкое внедрение современных типов телекоммуникационного оборудования, средств радио- и электросвязи, чувствительных к снижению качества электроэнергии, выдвигает на первый план необходимость контроля и обеспечения качества электропитания.

С появлением приборов АКЭ-823, АКЭ-824, такая важная задача, как регистрация и анализ показателей качества электроэнергии (ПКЭ), становится минимальной по трудозатратам и простой в реализации.

Новые трехфазные регистраторы-анализаторы для электриков и технического персонала являются идеальным инструментом для записи показателей и оценки качества электроэнергии, изучения свойств электрических нагрузок, измерения мощности и энергии.

Приборы могут применяться для решения следующих задач:

Изучение нагрузок — проверка состояния и возможностей системы электроснабжения перед включением дополнительных нагрузок.

Оценка энергии — количественная оценка потребления энергии до и после усовершенствования систем для определения эффективности устройств энергосбережения и устройств КРМ.

Измерение гармоник — обнаружение проблем, связанных с гармониками, которые могут стать причиной неполадок в работе или повреждения чувствительной аппаратуры.

Регистрация аномалий напряжения — контроль кратковременных понижений и повышений напряжения, приводящих к ложным сбросам в аппаратуре и нежелательному срабатыванию автоматических выключателей.

Уникальность регистраторов-анализаторов АКЭ-823/-824 заключается в следующих инновационных технических решениях и функциональных возможностях:

- построение на платформе ОС Windows CE;
- применение 16-битного АЦП (256 отсчетов за период частоты 50 Гц);
- наличие цветного сенсорного TFT-дисплея с подсветкой;
- одновременная запись по 3-м режимам: аномалии, кратковременные импульсы, текущие интегральные измерения.

Анализатор способен измерять: напряжение, токи, все виды мощности и энергии, коэффициент мощности и др. параметры аналоговых или импульсных сигналов (макс. до 251 параметра). Следует подчеркнуть, что все эти возможности обеспечиваются как в 3-фазной энергосистеме всех типов исполнения, так и в однофазной электросети.

Анализатор по своему исполнению — 9-канальный осциллограф (4 токовых входов и 5 потенциальных) с максимальной частотой дискретизации до 200 кГц. В АЦП все входные сигналы (напряжение и ток) преобразуются в 256 отсчетов (сэмпллов) за 1 период $f=50$ Гц и собираются в модули. Хранение в приборе всех данных, учитывая частоту дискретизации, потребовало бы огромного объема внутренней памяти. Разработчиками был реализован способ сжатия информации для рационального заполнения ячеек. Как единственно возможный был выбран метод интегрирования: по окончании интервала времени, называемого «период интегрирования», прибор выбирает из всего массива оцифрованных (сэмплированных) данных только следующие:

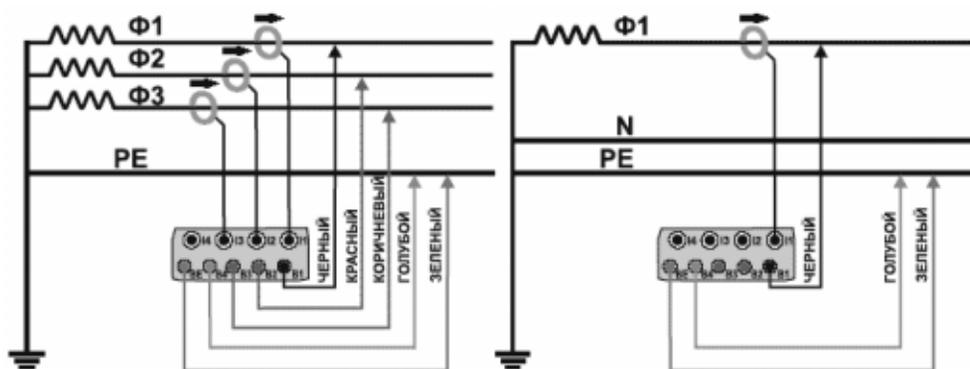


Рис. 1. Подключение прибора к трехфазной четырехпроводной (слева) или однофазной (справа) системе

- мин. значение за период интегрирования (кроме гармоник);
- среднее значение параметра за период (ср. арифм. всех значений);
- макс. значение за период интегрирования (кроме гармоник).

Основные измерительные возможности:

1. В режиме «Анализатор»:

- детектирование аномалий напряжения от 10 мс (отклонения и колебания, провалы напряжения);
- детектирование импульсов напряжения (voltage spikes) от 5 мкс до 2,5 мс и амплитудой до 6 кВ (только АКЭ-824);
- детектирование бросков тока (inrush current) от 10 мс и амплитудой до 3 кА пикового значения;
- регистрация отклонений частоты, измерение дозы фликера;
- регистрация гармонических искажений (до 49-й гарм.) по напряжению и току;
- построение векторных диаграмм и графиков, статистический анализ;
- измерение коэфф. несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательности для 3ф энергосистемы.

2. В режиме «Регистратор данных»:

- запись в память текущих значений контролируемых параметров (TRMS-значений сигналов произвольной формы).

В случае обнаружения аномалий напряжения приборы фиксируют в сводной таблице за период записи: их общее количество, № фазы события, полярность, дату и время, длительность, максимальное значение.

При объеме штатной внутренней памяти 16 Мб длительность автономной записи 251 параметра (интервал усреднения — 15 минут) составляет более 90 суток. Имеется возможность увеличения внутренней памяти за счет применения compact-flash (до 512 Мб). По выбору оператора

данные отображаются в виде таблиц численных значений, графиков (гистограмм) или векторных диаграмм. Настройки можно выполнять непосредственно в строке меню на сенсорном цветном дисплее.

Благодаря легко съемным гибким токовым преобразователям, наличию маркировки измерительных проводов и входных гнезд, наличию цветного дисплея подготовка регистратора к работе занимает не более 1 минуты.

Программное обеспечение TopView из комплекта прибора позволяет управлять режимами измерений, выбирать параметры регистрации и анализировать результаты.

Анализаторы планируются к внесению в Госреестр СИ и в первую очередь вызовут интерес отраслевых специалистов, профессионалов в области электроэнергетики и энергоаудита.

Продолжая ознакомление с новыми приборами контроля показателей качества электроэнергии (ПКЭ) регистраторами-анализаторами АКЭ-823, АКЭ-824, целесообразно подробнее остановиться на наиболее интересных функциональных режимах и их особенностях.

От других аналогичных приборов новинки отличает: реализованные алгоритмы, высокие технические характеристики, функциональная насыщенность, оригинальные решения и современный дизайн.

Главная особенность старшей модели в серии АКЭ-824 — возможность детектирования кратковременных импульсов напряжения (voltage spikes).

Анализатор для регистрации подключается к тестируемой энергосистеме в соответствии с рис. 1. Для наглядности приведены два наиболее распространенных варианта подключения. Всего в меню прибора доступен выбор из 4 типов энергосистем.

Прибор анализирует все возможные события, связанные с фазным напряжением, удовлетворяющие следующим критериям и условиям:

- быстрое изменение крутизны нарастания кривой сигнала напряжения (больше заданной);

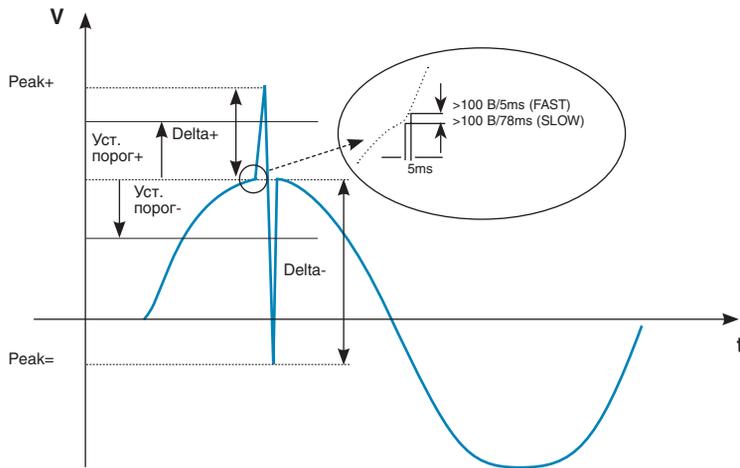


Рис. 2. Типичный импульс напряжения (частота — 50 Гц)

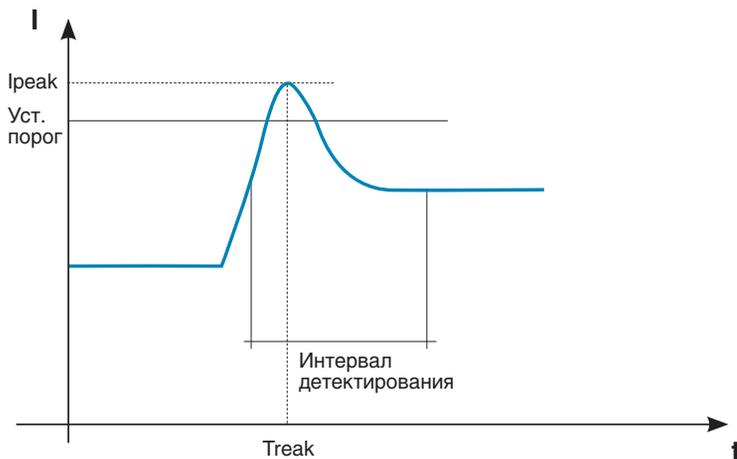


Рис. 3. Параметры, характеризующие бросок тока

- превышение порога, заданного пользователем.

Максимальное количество записываемых событий — 4 импульса за половину периода $f = 50$ Гц. Максимальное общее количество регистрируемых событий — до 20000. Для пояснения возможностей анализа приведен пример типичного импульса напряжения (рис. 2).

Прибор на входе непрерывно проверяет и преобразует с помощью 2-х 16-битных АЦП напряжение сигнала одновременно по двум внутренним параллельным трактам с различной частотой дискретизации:

- SLOW/медленно — оцифровка с частотой 256 выборок за период 50 Гц;
- FAST/быстро — оцифровка с частотой дискретизации 200 кГц.

При возникновении на входе события, прибор автоматически проверяет его на соответствие одному из следующих условий:

- $dV/dt > 100B/5ms > FAST$;
- $dV/dt > 100B/78ms > SLOW @ 50Hz$.

Во время интервала регистрации, определяемого как:

- $32 \times 5ms = 160ms$;
- $32 \times 78ms = 2,5ms$.

Положительный и отрицательный размахи (Delta+ и Delta-) определяются, если амплитуда импульса превышает условное «сито», заданное пользователем.

По окончании записи на дисплее прибора отображается общее количество зарегистрированных событий.

После загрузки в компьютер файла сохраненных данных с использованием стандартного TopView доступны для анализа и обработки сведения:

Num. Tot — общее количество зарегистрированных событий.

Limit — предел напряжения, задаваемый пользователем.

Phase — номер фазы, на которой случилось событие.

Date/Time — время/дата.

Up/Down — индикатор нарастающего (UP) или спадающего (DOWN) фронта.

Peak+ — макс. «+» (положит.) значение импульса за период регистрации.

Peak- — мин. «-» (отриц.) значение импульса за период регистрации.

Delta+ — макс. «+» (положит.) амплитуда импульса относительно основного сигнала.

Delta- — мин. «-» (отриц.) амплитуда импульса относительно основного сигнала.

F/S — тип события: F = быстрое (Fast), S = медленное (Slow).

Существенным отличием серии АКЭ-82х от анализаторов предыдущей серии АКЭ-9032, АКЭ-2020 является наличие режима регистрации бросков тока (inrush current).

Новинки способны в реальном времени детектировать события, связанные с бросками тока, обычно проявляющихся в виде пусковых токов электрооборудования, двигателей, механизмов и приводов. Типичный вид формы пускового тока показан на рис. 3.

<< 28

- расширенный, от — 45 до +85°C, диапазон рабочих температур;
- повышенную, не ниже 1%, точность измерения сопротивления изоляции;
- гарантированную, не ниже 0,1%, точность временных интервалов во всем диапазоне рабочих температур и питающих напряжений;
- расширенный, от 1 кОм до 10 МОм, диапазон измеряемых сопротивлений; увеличенное до шестнадцати число уставок отпускания реле по сопротивлению изоляции, задаваемых с помощью четырех переключателей на внешнем разъеме;
- значительное, до 6 ВА с цифровой светодиодной индикацией и до 4 ВА без нее, уменьшение потребления электроэнергии;
- наличие цифрового интерфейса типа RS-232 или RS-485;
- расширенные возможности вывода визуальной информации;
- меньшие габаритные размеры — 160x100x60 мм;
- значительно меньшую массу прибора — не более 1 кг.

Производитель: ООО «Торид»

ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ ТИПА ТМ — ТД «УКРЭЛЕКТРОАППАРАТ» СООТВЕТСТВУЮТ СТАНДАРТАМ МЭК — 76, ГОСТ 11677

Силовые масляные понижающие трехфазные двухобмоточные общего назначения трансформаторы мощностью от 10 до 2500 кВА напряжением до 35 кВ предназначены для нужд народного хозяйства для внутренней и наружной установки.

Технические характеристики

Силовые трансформаторы ТМ-10—2500 выпускаются с номинальным напряжением первичной обмотки (высокого напряжения) до 10 кВ включительно и вторичной обмотки (низкого напряжения) — 0,4 кВ, по согласованию с заказчиком возможны и другие

44 >>

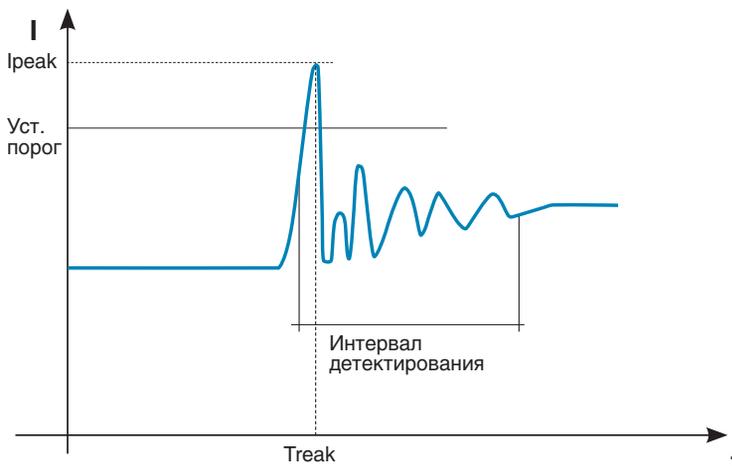


Рис. 4. Параметры, характеризующие пульсации после броска тока

Однако броски тока могут быть связаны и с другими ситуациями: маневрирование нагрузками, переключение фидеров электропитания, срабатывание защитных устройств, колебания токов до установившегося значения (осцилляция, рис. 4) и т.д.

Прибор обнаруживает и регистрирует как «пусковой ток» все такие события, при которых текущее TRMS-значение тока превышает установленный оператором порог (лимит). Максимальное число сохраненных событий — 1000 бросков.

Во время установки параметров непосредственно перед началом регистрации в режиме «Регистрации бросков тока (inrush current)» пользователь может изменять следующие настройки:

- Установленный порог: значение силы тока для детектирования событий как бросков. Максимальное значение порога всегда равно верхнему пределу используемого преобразователя тока.

- Режимы детектирования:

FIX — прибор детектирует и записывает событие каждый раз, когда на интервале 1/2 периода частоты 50 Гц (10 мс) значение тока превысит установленный пользователем порог. Т. е. если в процессе нескольких последовательных пульсаций ток пересекает установленный порог, то каждый такой переход фиксируется прибором, как очередной «бросок».

VAR — прибор детектирует и записывает событие каждый раз в виде TRMS-значения тока, рассчитанного на интервале 1/2 периода частоты 50 Гц (10 мс), если это значение превысит предыдущий результат на величину установленного порога. Т. е. если скорость нарастания сигнала превышает заданную, определяемую пользователем как отношение: Установлен. порог/10 мс.

Интервал детектирования: временной интервал, заданный пользователем из ряда: 1 с, 2 с, 3 с, 4 с, в течение которого прибор записывает 100 значений тока (TRMS) и соответствующие им 100 значений напряжения (TRMS) при детектировании события.

Анализ результатов возможен только после передачи файла сохраненных данных на компьютер с помощью программного обеспечения.

В соответствии с поручением Ростехрегулирования в настоящее время завершены испытания с положительным результатом для целей утверждения типа анализаторов АКЭ-823/-824 и оформлены необходимые документы по внесению в Госреестр СИ.



С. Н. Башмаков,
директор ЗАО ПКО
«Электроаппаратстрой»

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

Увеличение объемов добычи руд черных и цветных металлов, угля, строительных материалов и других видов минерального сырья с применением новой геотехники большой единичной мощности, а также постоянное усложнение и ухудшение горно-технических и горно-геологических условий разработки месторождений полезных ископаемых с ростом глубины карьеров требуют создания и внедрения нового электрооборудования и электросетевых устройств с улучшенными техническими и энергетическими характеристиками.

Особенностью электроснабжения открытых горных работ является рассредоточение электроустановок по всей территории и глубине карьеров.

Для распределения электроэнергии по уступам карьеров и подключения карьерных электроустановок к карьерным электrorаспределительным сетям наиболее рациональными и эффективными являются схемы электроснабжения с использованием карьерных передвижных распределительных пунктов (КРП) и специальных распределительных устройств (КРУ), называемых приключательными пунктами (ПП) с вакуумными коммутационными аппаратами с различной компоновкой встраиваемого электрооборудования.

Энергоэффективность применения передвижных КРП обусловлена возможностью быстро перемещать КРП с одного уступа на другой и, следовательно, повысить мобильность и маневренность системы электроснабжения,

сократить протяженность внутрикарьерных линий электропередачи напряжением 6 кВ. Применение КРП напряжением 6—10 кВ сокращает также объем строительных и монтажных работ и сроки их сооружения.

В 1999 г. на предприятии «Электроаппаратстрой» разработан, освоен в производстве и прошел промышленные испытания в условиях Восточной Сибири КРП типа БКРУ-6 (10) УХЛ1 в мобильном контейнерном исполнении с элементами транспортирования, внешнего освещения и теплоизоляции. Блочные комплектные распределительные устройства типа БКРУ-6 (10) УХЛ1 предназначены для работы в сетях трехфазного переменного тока напряжением 6 и 10 кВ, частоты 50 и 60 Гц для систем с изолированной нейтралью, на общепромышленных подстанциях, роторных комплексах, нефтебуровых установках, а также для управления электроприводами ленточных карьерных конвейеров и насосных станций. КРП типа БКРУ выгодно отличается от ранее применявшихся и имеет следующие технические характеристики:

- номинальное напряжение, 6 кВ;
- номинальный ток главных цепей, 630 А;
- номинальный ток отключения выключателя, 10 кА;
- ток термической стойкости 3 сек., 10 кА;
- ток электродинамической стойкости главных цепей, 25 кА;
- вид изоляции — воздушная;
- выключатель — вакуумный.

Питание КРП предусмотрено как одностороннее, так и двухстороннее.

КРП с односторонним питанием имеет одну ячейку ввода, одну ячейку трансформатора собственных нужд, одну ячейку трансформатора напряжения и не более шести ячеек отходящих линий.

КРП с двухсторонним питанием состоит из двух ячеек ввода, из двух ячеек трансформатора собственных нужд, из двух ячеек трансформатора напряжения, из одной ячейки секционирования и не более одиннадцати ячеек отходящих линий.

По результатам промышленной эксплуатации установлено, что применение схемы внутреннего электроснабжения карьеров с использованием КРП с вакуумными выключателями обеспечивает снижение продолжительности отказов системы электроснабжения горного участка в 4 раза, что, в свою очередь, снижает простои экскаваторов и буровых станков в 8 раз. Применение в схемах электроснабжения карьеров КРП с вакуумными выключателями снижает затраты на техническое обслуживание и ремонт одной ячейки в 12 раз, затраты на устранение отказов — в 4 раза, затраты, связанные с вынужденными простоями — в 7 раз. В целом суммарные эксплуатационные затраты на обслуживание одной ячейки КРП снижаются в 7,5 раз.

БКРУ по воздействию климатических факторов внешней среды предназначены для эксплуатации в районах с умеренным и холодным климатом, при этом для умеренного климата температура окружающей среды должна быть не выше 40 °С (при эффективной температуре не выше 45 °С) и не ниже – 40 °С, высота над уровнем моря не более 1000 м, относительная влажность окружающего воздуха не более 98% при + 25 °С, без конденсации влаги на встроенных в БКРУ элементах. Для холодного климата температура окружающей среды должна быть не выше 40 °С (при эффективной температуре не выше 45 °С) и не ниже – 60 °С, высота над уровнем моря не более 1000 м, относительная влажность окружающего воздуха не более 98% при температуре 25 °С, без конденсации влаги на встроенных в БКРУ элементах.

Окружающая среда эксплуатации БКРУ невзрывоопасная. Допустимое содержание коррозионно-активных агентов:

- сернистого газа — от 20 до 110 мг/м сут.;
- хлоридов — менее 0,3 мг/м сут., а также допускается запыленность окружающего воздуха до 10 мг/м.

По воздействию механических факторов внешней среды БКРУ, предназначенные для работы на экскаваторах и нефтебуровых установках, обеспечивают нормальную работу в следующих условиях:

- вибрационные нагрузки с максимальным ускорением до 0,5 g в диапазоне частот от 1 до 35 Гц;
- одиночные удары с ускорением до 3 g длительностью 2—20 мс;
- крен и дифферент до 15°.

БКРУ, предназначенные для работы в стационарных условиях, в части воздействия механических факторов

выдерживают нагрузки, имеющие место при транспортировании.

КРП типа БКРУ-6 (10) УХЛ1 изготавливаются в контейнерах-блоках, которые по заказу изготавливаются с теплоизоляцией. Внутри контейнера предусмотрен отсек для установки силового трансформатора для собственных нужд мощностью до 63 кВА.

Для подключения карьерных электроприемников к карьерным электрораспределительным сетям (КРС) применяются приключательные пункты (ПП) типа ЯКНО-6 (10) У1В. На большинстве горных предприятий применяются ПП устаревшей конструкции и с масляными выключателями, которые имеют низкую эксплуатационную надежность, не обеспечивают надлежащую безопасность при обслуживании и эксплуатации.

Основными недостатками масляных выключателей являются:

- значительные электрокоррозионные разрушения контактов под действием больших токов в масляной среде;
- окисление и загрязнение масла;
- взрывоопасность и пожароопасность масла;
- одновременность замыкания контактов и т.д.

Использование масла в качестве дугогасящей и изолирующей среды отрицательно сказывается на надежности выключателей и безопасности их обслуживания.

Перечисленные недостатки масляных выключателей носят принципиальный характер и позволяют характеризовать масляный выключатель как ненадежный элемент приключательного пункта и требующий больших эксплуатационных затрат на поддержание его работоспособности. Эксплуатационные характеристики ПП значительно могут быть улучшены путем замены в них масляных выключателей вакуумными.

Вакуумные выключатели обладают следующими достоинствами:

- быстрое восстановление электрической прочности;
- погашение дуги при первом переходе тока через нуль;
- не требуется уход за контактами;
- нетоксичность;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- широкий диапазон температуры окружающей среды от +50°С до – 50°С;
- большой срок службы без ревизии и ремонтов;
- высокая надежность;
- низкие эксплуатационные затраты.

Существенные недостатки имеются также в конструкции самих ПП, а также в схемных решениях. Существующие конструкции ПП не отвечают современным требованиям условий эксплуатации. Оболочки ПП не обеспечивают надежной защиты встроенной в них аппаратуры от воздействия окружающей среды, вследствие чего около 25% отказов ПП происходит по причине перекрытия загрязненных изоляционных конструкций.

Существующие ПП имеют недостаточную жесткость и механическую прочность, что приводит к их частым поломкам.

Конструкторские, компоновочные и схемные решения приключательных пунктов требуют повышенной степени защищенности их от ошибочных или неквалифицированных действий обслуживающего персонала.

Источником оперативного напряжения для схем управления и освещения в этих ПП служат трансформаторы напряжения НАМИ (ЗНОЛ), НОЛ-11 или же однофазный силовой трансформатор ОМП-10.

Существующие схемы главных соединений практически всех типов приключательных пунктов обеспечивают возможность включения освещения и проведения работ по присоединению высоковольтного кабеля к выводным контактам силового выключателя и работ по обслуживанию оборудования в отсеке выключателя только при включении вводного разъединителя и отключении его заземляющих ножей, т.е. при наличии высокого напряжения на трансформаторе напряжения, на верхних контактах силового выключателя и на других аппаратах и токоведущих частях приключательного пункта, расположенных до силового выключателя.

Включение разъединителя и подача напряжения на трансформатор напряжения при открытой задней двери невозможно из-за наличия механической блокировки между силовым выключателем и разъединителем не допускающей включение разъединителя при открытой двери отсека силового выключателя и при отключенных заземляющих ножах разъединителя.

Следовательно, при существующих схемах главных соединений приключательных пунктов типа ЯКНО появляется возможность сознательного нарушения обслуживающим персоналом требований безопасности, заключающегося в том, что обслуживающий персонал при производстве работ в отсеке силового выключателя вынужден выводить из работы блокировку двери отсека силового выключателя, открывать дверь, включить разъединитель для подачи напряжения на трансформатор напряжения и тем самым обеспечить наличие оперативного напряжения и внутреннего освещения приключательного пункта.

При этом обслуживающий персонал вынужден работать при наличии высокого напряжения внутри корпуса ПП, и, что самое опасное, при наличии высокого напряжения на верхних контактах силового выключателя, расположенных в непосредственной близости от места подключения отходящего кабеля. Малейшая неосторожность при проведении работ в отсеке силового выключателя может привести к поражению обслуживающего персонала электротоком.

Во избежание этого при разработке новых конструкторских и схемных решений приключательных пунктов была предусмотрена установка трансформатора напряжения до высоковольтного разъединителя на вводе в шкаф ПП, что исключило возможность нарушения требований безопасности при обслуживании ПП.

Но при появлении замыкания высоковольтной обмотки на «землю» в одном из трансформаторов напряжения срабатывают защиты от замыканий на «землю» во всех присоединенных к линии приключательных пунктах, т.к. трансформатор подключен непосредственно к линии без разъединителя. Для обнаружения поврежденного трансформатора напряжения приходится снимать напряжение со всей питающей линии, отсоединять трансформатор в одном из приключательных пунктов, испытывать его изоляцию и устанавливать его на место, если он исправен.

Такую операцию необходимо проводить поочередно в каждом приключательном пункте до тех пор, пока не будет обнаружен поврежденный трансформатор напряжения.

Это связано с большими потерями из-за простоя технологических электропотребителей, присоединенных к линии приключательными пунктами. Поэтому трансформаторы напряжения, чаще всего повсеместно, заранее выводятся из работы.

Отсюда следует, что единственной мерой безопасной эксплуатации приключательных пунктов ЯКНО может быть подведение к ним линии низкого напряжения от постороннего источника питания, обеспечивающего освещение внутри шкафа и вокруг него независимо от положения вводного разъединителя в приключательных пунктах, особенно при проведении работ по присоединению отходящего от ПП кабеля при наличии напряжения на вводе.

В специфических условиях карьеров подвод линии низкого напряжения к ЯКНО является сложной задачей и практически не применяется.

С учетом этого в настоящее время предприятие «Электроаппаратстрой» разработало и освоило в производстве новый тип одиночного высоковольтного приключательного пункта типа ЯКНО-(6) 10У1В-9.

Упомянутый приключательный пункт комплектуется только вакуумными выключателями с электромагнитным приводом типа: ВВ/TEL-10—20/1000У2, ВВТЭ-10—20/630У2, ВБЭМ-10—20/1000УХЛ2, ВБСК-10—12,5/639УХЛ2.

Приключательный пункт типа ЯКНО-(6) 10У1В-9 — это традиционная и привычная для горных предприятий конструкция шкафа двухстороннего обслуживания с воздушным или кабельным вводом и кабельным выводом, со стационарной установкой высоковольтного электрооборудования (без выкатных элементов, плохо работающих в передвижных электроустановках).

Приключательный пункт может поставляться предприятиям как с салазками, так и без них.

Отличительной особенностью конструкции этого приключательного пункта является более совершенная схема главных соединений, которой предусмотрено наличие, кроме трансформатора напряжения НАМИ (ЗНОЛП), дополнительного трансформатора собственных нужд (ТСН) мощностью от 0,8 до 3,75 кВА, установленного в обособленном отсеке корпуса и подсоединенного к вводу через отдельный разъединитель.

Такое конструктивное и схемное решение исключает все упомянутые выше конструкторские, компоновочные

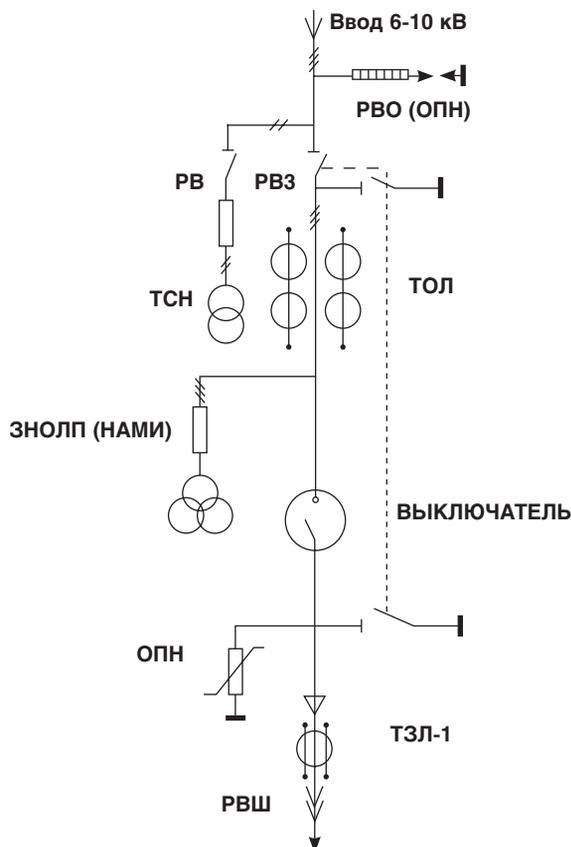


Рис. 1. Установка нелинейных ограничителей перенапряжений типа ОПН-КР/ТЕЛ

и схемные недостатки всех существующих в настоящее время одиночных приключательных пунктов и обеспечивает надежность, экономичность и безопасность энергообеспечения технологических электропотребителей карьеров.

Кроме того, наличие дополнительного трансформатора собственных нужд решает вопрос автоматического обогрева шкафа при низких температурах.

Конструктивно и схемой главных соединений на выводах силового выключателя предусмотрена установка нелинейных ограничителей перенапряжений типа ОПН-КР/ТЕЛ, защищающих кабель, и присоединяемое к ним оборудование от коммутационных перенапряжений.

Предусмотрена по требованию заказчика установка высоковольтного приборного кабельного разъема РВШ-6 (10) УХЛ1 на отходящей кабельной линии, что исключает

необходимость доступа в высоковольтный отсек для отключения и присоединения отходящего кабеля.

Конструкция воздушного ввода питающей линии в корпус ПП выполнена в виде съемного короба из листового металла, на котором установлены проходные изоляторы и кронштейн с линейными разрядниками РВО (ОПН), входящими в комплект поставки приключательного пункта.

Это конструктивное решение исключает необходимость установки проходных изоляторов на крыше ПП и установки сетчатого ограждения.

Недостатком сетчатого ограждения высоковольтного ввода является то, что сетка снижает скорость движения воздушного потока внутри ограждения и, как следствие, установленные на крыше ПП проходные изоляторы и шины к ним покрыты слоем снега, намного превышающим среднее значение толщины снежного покрова.

По требованию заказчиков защита вводной линии выполняется ограничителями грозовых перенапряжений ОПН-КС/ТЕЛ-6 (10) УХЛ1, устанавливаемыми внутри шкафа на вводных контактах вводного разъединителя или на вводном коробе.

В верхней части приключательного пункта с фасадной стороны установлена сигнальная лампа с желтым светофильтром, сигнализирующая об аварийном отключении силового выключателя защитой от замыкания на «землю» и видимая на большом расстоянии от него.

Для увеличения жесткости конструкции ячеек толщина материала корпуса увеличена до 3мм, применена сварка в среде углекислого газа, конструкция сетчатых ограждений отсеков вводных высоковольтных разъединителей выполнена в виде несъемных сетчатых дверей.

Наряду с новой разработкой предприятием выпускается девять типоразмеров ЯКНО-6 (10) У1В, позволяющих реализовать различные типы подключений питающей линии и электропотребителей.

Выпускаемые предприятием «Электроаппаратстрой» КРП типа БКРУ и ПП типа ЯКНО имеют сертификат соответствия Госстандарта России и разрешение на применение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № РРС 00-23858.

Продолжаются работы по дальнейшему совершенствованию БКРУ и приключательных пунктов типа ЯКНО на основе внедрения модулей микропроцессоров, модуля управления и модуля бесперебойного питания, направленные на повышение электробезопасности обслуживающего персонала, снижение затрат на ремонт и техническое обслуживание и сокращение потерь от вынужденных простоев технологического оборудования карьеров из-за перебоев энергообеспечения.



РЕМОНТ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ В ИНЖЕНЕРНЫХ СЕТЯХ

Сегодня почти во всех крупных, да и не очень, городах цивилизованного мира существуют централизованные системы канализации, тепло-, энерго-, водо-, а часто и газоснабжения. Их совокупность составляет то, что принято называть инженерными сетями. Чаще этот термин применяют к наружным, то есть находящимся вне зданий коммуникациям, которые в виде трубопроводов, кабельных сетей и тоннелей вдоль и поперек пересекают урбанизированные территории. Функционально связанные с ними части систем, находящиеся в зданиях, логично назвать внутренними сетями. В данном материале мы коснемся трех элементов этого сложного взаимосвязанного механизма: водоснабжения, холодного и горячего, и канализации.

Наружные сети

В современной России общая их протяженность достигла более 156,5 тыс. км (к сожалению, состояние 40% оценивается как аварийное). Самой длинной водопроводной сетью, состоящей из 9 тыс. км труб диаметром от 50 до 2000 мм, обладает Москва. Из них 71% составляют стальные, 27% — чугунные и 1% — железобетонные. (Для сравнения: наружные водопроводные сети уже объединенного Берлина — 7700 км, а уступающей по численности населения нашей столице примерно в пять раз Вены — 3100 км). Расчетное время эксплуатации стальных труб — 20 лет, чугунных — 58. В настоящий момент 56%

первых и 19% вторых превысили свой нормативный срок, что приводит к росту аварийности. Так, на 100 км магистралей в год происходит 57 аварий (в 1990 году — 50). Правда, в 70% из них виновата запорно-регулирующая арматура, то есть на сами трубы приходится примерно 17%. Интересно, что почти идентичная статистика на уже упоминавшемся нами берлинском водопроводе: на 100 км в год — 10 разрывов и 7 менее серьезных нарушений. Основной вид повреждения стальных труб — образование свищей из-за коррозии (96%); чугунных — нарушение герметичности раструбных соединений (50,3%) и переломы (43%). Показатели аварийности на взятом нами в качестве примера столичном и других российских водопроводах были бы примерно в 2—2,5 раза ниже, если бы ежегодно удавалось менять положенные 5—6% труб, а не 0,5—0,6%, как это происходит сейчас.

С учетом столь значительных объемов необходимых ремонтных работ все большее внимание уделяется более дешевым бестраншейным методам ремонта подземных трубопроводов. Самым распространенным среди них является цементно-песчаная облицовка. Впервые ее применили в середине 70-х годов на московском водопроводе. Несколько позже аналогичные схемы ведения работ использовались в Анапе и Нижнем Новгороде. Для их реализации было закуплено высокопроизводительное немецкое и американское оборудование, и в 1992 году на опытно-экспериментальном трубозаготовительном комбинате пущен цех



Внутренние инженерные сети

внутренней цементно-песчаной изоляции труб диаметром 100—1400 мм. Сейчас ежегодно в Москве 30—50 км труб обрабатывается подобным образом. Более того, использование стальных труб без такой изоляции запрещено.

Для получения на внутренней поверхности трубопроводов цементно-песчаных покрытий методом центробежного набрызга используется комплект оборудования, состоящий из агрегата для приготовления и подачи раствора, облицовочной машины пневморотационного типа, перемещающей ее лебедки с регулируемым приводом, заглаживающего конуса для труб небольших диаметров, сопутствующих приспособлений и оснастки. Выпуск такого оборудования налажен и отечественными производителями. Этот способ ремонта дает значительную экономию по сравнению с перекладкой: при диаметре труб до 300 мм — вдвое, а свыше 1000 мм — уже четырех-, пятикратную.

Хотя серьезные повреждения таким образом ликвидировать невозможно, тем не менее это эффективная профилактика коррозии и столь распространенного и трудно поддающегося коррекции недостатка, как вторичное загрязнение питьевой воды в трубах.

Более радикально восстанавливает трубопроводы технология пневмопробойника, с помощью которой без вскрышных работ на месте старой создается по сути новая коммуникация. Пневмопробойник приводится в действие компрессором и при помощи лебедки протаскивает за собой толстостенную полимерную трубу, состоящую из соединенных между собой секций. При этом возможно заметное увеличение пропускной способности существующих систем. Однако такой метод провоцирует подвижки грунта и дееспособен лишь при ограниченных диаметрах (до 300 мм) и длинах (до 100 м) восстанавливаемых участков.

Наиболее эффективным на сегодняшний день является так называемый чулковый способ, заключающийся в формировании новой композитной трубы внутри старой. Так по технологии одной из немецких фирм ремонтировался

участок водопровода под Невским проспектом. Сначала восстанавливаемая труба промывается с помощью специальной машины, способной создать давление в несколько сотен атмосфер. После этого ее внутренняя поверхность облицовывается полимерным материалом (обычно на основе полиэфирных или эпоксидных смол) в виде рукава на тканевой основе, предварительно промазанного клеевой композицией, что позволяет ему надежно приклеиться к трубе. Процесс полимеризации стимулируется подачей в рукав пара температурой чуть более 100° в течение 10—12 часов. Таким образом можно восстанавливать трубы со значительными механическими повреждениями, вплоть до переломов. Он универсален, поскольку годится не только для водопроводных, но и канализационных и технических трубопроводов. Протяженность ремонтируемого участка может достигать 300 м (в идеале на него потребуется всего 3—4 дня), а диаметр труб — 1,5 м. Восстановленная труба способна прослужить еще 20—30 лет, а потеря площади сечения в 2—3 раза меньше, чем при цементно-песчаной облицовке.

Пока у нас не получили широкого распространения способы, состоящие в размещении относительно длинных и гибких пластмассовых труб внутри старых металлических. Согласно технологии финской фирмы Уроног, протаскиваемая посредством лебедки пластмассовая труба состоит из двух слоев: внутреннего гладкого и наружного гофрированного. Отдельные куски свариваются прямо на месте.

Протяженность канализационных сетей соизмерима с длиной водопроводных. В Санкт-Петербурге она составляет 6000 км, в Москве — около 8000 км. Качественный состав труб в них существенно отличается от имеющего место в системах водоснабжения. На долю стальных приходится всего 2% (столько же и на полимерные), преобладают керамические — 43%, за ними следуют асбестоцементные — 20%, и по 16% составляет доля железобетонных и чугунных.

При ремонте канализационных трубопроводов широкое применение нашли системы телевизионной диагностики, впервые появившиеся в Германии в середине 50-х годов. Родоначальником этого бизнеса стала гамбургская фирма ИВАК. Сейчас продукцию подобного рода производят не менее двух десятков фирм в разных странах мира. Чаще всего применяются самоходные установки, перемещение которых осуществляется с помощью жесткого стеклопластикового жгута или троса. Длина инспектируемого участка может достигать 80 м. Правда, стоят такие установки весьма недешево — не менее 10 тыс. долларов.

При ремонте безнапорных канализационных трубопроводов очень эффективной является разработанная австралийской фирмой Expanda-Pipe технология, при которой новая труба образуется в результате намотки имеющей специальный профиль бесконечной полимерной (пропилен, полиэтилен низкого давления, ПВХ) ленты. Этим способом

можно в течение одной смены восстанавливать до 100 м трубопровода диаметром от 200 до 1200 мм.

Значительную длину имеют и наружные сети теплоснабжения. В северной столице тепло от более чем 600 котельных распределяется с помощью 5200 км трубопроводов. Для этих коммуникаций, наряду с необходимостью борьбы с коррозией, чрезвычайно актуальна задача эффективной теплоизоляции. Отметим, что на смену столь популярной еще совсем недавно армопенобетонной приходит полимерная, в частности, пенополиуретановая теплоизоляция. Зачастую производитель уже на заводе покрывает ею выпускаемые трубы. На нашем рынке известна продукция датской фирмы Targo: стальные трубы в пенополиуретановой оболочке длиной 6, 12 и 16 м и диаметром 15—1000 мм. Внутри покрытия каждой размещается медная проволока, являющаяся элементом аварийно-предупредительной сигнализации. Благодаря ей, любое нарушение фиксирует центральный пульт, что позволяет существенно ускорить процесс ликвидации повреждений. Для соединения труб применяются муфты серии PEX, изготовленные из структурированного полиэтилена. Такое соединение обладает высокой эластичностью и может надеваться на трубы различных диаметров, имея свойство при нагревании стягиваться на концах и допускать изгиб до 100°C, в то же время будучи достаточно прочным в холодном состоянии. Другой вид соединения — муфта PEX-T. С ее помощью значительно ускоряется монтаж при устройстве ответвлений от существующих трубопроводов.

Крупнейшим мировым производителем теплоизоляционных материалов для систем отопления и водоснабжения является американская фирма Armstrong World Industries. У нас представлена ее продукция на основе полиэтилена: Accotube HS — теплоизоляционные трубки для трубопроводов диаметром от 1/4 до 14, имеющие толщину стенок 9, 13 и 20 мм, и HT Armaflex — для трубопроводов, транспортирующих перегретую воду или пар. Оба покрытия имеют широкий температурный диапазон применения (–20°...100 и –40°...175°C), малую теплопроводность (0,034 и 0,040 Вт/(мК), экологичны и пожаробезопасны.

В Европе близкий по свойствам продукт — теплоизоляционный материал на основе полиэтилена с закрытой ячеистой структурой — выпускает голландская фирма Thermaflex. Толщина ее изоляции составляет от 6 до 25 мм для диаметров от 15 до 108 мм, коэффициент теплопроводности — 0,33—0,34 Вт/(мК), диапазон рабочих температур — –80°...95°C.

Несмотря на наступление пластмасс, минераловатные изделия для теплоизоляции труб продолжают оставаться востребованными рынком. Это относится и к PIMAL, производимому финской компанией ISOVER, и к Ecomax и Crown, изделиям из стекловаты в виде секций британской фирмы Owens-Corning

Вполне оправдано в наружных сетях горячего водоснабжения использование полимерных материалов. Об этом говорит многолетний опыт таких производителей

подобной продукции, как Uronog и Fiscars (Финляндия), Calocard (Франция), Escoripe (Швеция). Киевский Институт санитарной техники и оборудования зданий и сооружений разработал и проверил на практике пластиковые трубы, пригодные для долговременной эксплуатации при температуре носителя 95°C. Конструкция теплопровода включает в себя термостойкую пластмассовую трубу и наружный гофрированный кожух. Благодаря разнице в диаметрах трубы и кожуха между ними образуется воздушный зазор, играющий роль эффективного теплоизолятора.

Внутренние сети

К основным элементам устройства внутренних водопроводов, служащих для холодного водоснабжения, относятся: вводы, оборудование водомерных узлов, с помощью которого определяется расход, насосные и гидropневматические установки для создания напоров, запасные и регулирующие емкости, обеспечивающие бесперебойное водоснабжение в аварийных ситуациях, внутренние трубопроводы, трубопроводная арматура, поливочные и пожарные краны. (Фото)

С помощью вводов наружная трубопроводная сеть соединяется с внутренней. Здания, имеющие тупиковые внутренние сети и менее 12-ти пожарных кранов — одним, а если в доме более 16-ти этажей или 12-ти пожарных кранов — двумя. Для возможности аварийного опорожнения внутренней системы необходим уклон ввода не менее 0,003—0,005 в сторону наружной сети. Если расчетный диаметр ввода меньше 50 мм, применяются стальные оцинкованные, если больше — чугунные или стальные неоцинкованные с антикоррозийной изоляцией трубы.

Важным составляющим внутренних водопроводных сетей является водомерный узел, основу которого составляют водосчетчик и арматура, необходимая для его отключения. В настоящее время фирмы-производители выпускают для систем холодного и горячего водоснабжения расходомеры и счетчики, действие которых основано большей частью на двух методах измерений: тахометрическом (BCXГ, BCX, BKOC) и ультразвуковом (ДПК-С, UFM001). При первом в качестве чувствительного элемента используется либо крыльчатка, ось вращения которой располагается перпендикулярно к направлению потока (такие приборы эффективно функционируют при небольших расходах и диаметре ввода 15—50 мм), либо расположенная параллельно потоку турбинка. Зафиксировав количество оборотов механических элементов, нетрудно определить расход. Такие приборы недороги, просты в эксплуатации, но требуют предварительной очистки жидкости от твердых частиц и вязких примесей.

Немецкая фирма Logec производит счетчики, вал крыльчатки которых изготавливается из нержавеющей стали, что наряду с сапфировыми подшипниками гарантирует долговую безотказную работу прибора даже при плохом качестве воды. По аналогичной схеме работают счетчики

СГВК 15 и СХВК 15, выпускаемые Чистопольским часовым заводом.

Ультразвуковой метод основан на пронизывании жидкости ультразвуком. Его несомненное достоинство — нет необходимости размещать прибор в потоке, а в некоторых случаях и на самом трубопроводе.

Хорошо известны потребителям во многих странах ультразвуковые расходомеры Portaflow MK II-R британской фирмы MICRONICS. Они функционируют от сети переменного тока напряжением 220 В или от автономного источника не менее 8—10 часов без перезарядки. Рабочая температура воды может достигать 200°C, диаметр труб — 2000 мм. Прибор имеет небольшие габариты и вес (2 кг). Погрешность измерений составляет 3—5%. А немецкая фирма Minol Messtechnik предлагает радиокommunikационные системы учета потребления тепла и воды. В счетчик встраивается радиопередающее устройство для передачи показаний на центральный пульт. В подвале или служебном помещении располагается накопитель данных, обслуживающий определенное количество приборов, расположенных в радиусе 50 м, которые в заданном ритме подают на него свои показания.

В связи с увеличением в последние годы доли индивидуального строительства, для многих особую актуальность приобрел вопрос автономного водоснабжения. Обычно источником для него служит колодец или артезианская скважина. В общем случае комплекс устройств выглядит следующим образом: автоматизированная водоподъемная станция, бак-ресивер, фильтрационный узел, разводящие трубопроводы и арматура. При уровне подъема воды не более 10 м установка размещается непосредственно в доме и с помощью трубопровода (или шланга) связывается с колодцем. При значении подъема не более 40 м используются эжекционные установки. С помощью погружных насосов можно обеспечить подъем воды с глубин в несколько сотен метров. Выпускаемые немецкой фирмой Grundfos насосы способны при диаметре скважины от 3 до 12 доставить на поверхность даже термальную или минерализованную воду с глубины 600 м. Материалом для их проточной части служит нержавеющая сталь, а уплотнений — высокопрочная керамика. Известными производителями насосов являются также KSB (Германия), Nochi-Pump (Италия), Shede Gaard (Дания). Удовольствие оборудовать свой коттедж водоподъемной системой обойдется в среднем в 1,5—2,5 тыс. долларов, а если дополнить ее эффективной фильтрационной установкой — цена удвоится.

Снабжение населения водой является на сегодняшний день острой экологической (потенциально способной перерасти в социальную) проблемой. Во многих регионах Центра, Урала и Сибири техногенные загрязнения источников водоснабжения заставляют затрачивать на их очистку значительные средства из и без того скудных местных бюджетов. Актуальность задачи экономии водных ресурсов требует быстрее внедрения более эффективных систем

контроля и учета расходования воды не только предприятиями, но и населением.

Централизованные системы горячего водоснабжения зданий устраивают при наличии ВЦ или районной котельной и присоединяют к тепловым сетям по открытой или закрытой схемам. В открытой горячая вода поступает к потребителю из трубопровода тепловой сети, предварительно смешиваясь с охлажденной в терморегуляторе. При закрытой подготовка воды, ее доставка потребителю и поддержание циркуляции осуществляются в тепловых пунктах.

Горячая вода подается к тем же приборам, что и в системах холодного хозяйственно-питьевого водоснабжения (за исключением смывных бачков). И вообще, при отсутствии циркуляционных трубопроводов водопроводная сеть систем горячего водоснабжения в основном аналогична холодной. Горячие стояки прокладывают справа от холодных, при этом расстояние между их осями должно составлять 80 мм. В качестве материалов используют те же самые оцинкованные (или неоцинкованные) водогазопроводные, электросварные, бесшовные или горячедеформированные стальные трубы с соблюдением таких же правил монтажа.

Внутренняя канализационная сеть, как правило, устраивается из чугунных, асбестоцементных и пластмассовых труб и фасонных частей. Материалом пластиковых труб обычно служит полиэтилен высокого или низкого давления, полипропилен или непластифицированный поливинилхлорид. Трубы из этих материалов отличаются коррозионной стойкостью, незначительная шероховатость внутренних поверхностей, долговечность (до 50 лет), легкость монтажа — в общем, все те же достоинства, что и у пластмассовых труб для водоснабжения. Полипропилен, зато более прочен, тверд и устойчив к высоким температурам. ПВХ не горюч, химически стоек, но восприимчив к ударным нагрузкам. Не допускается прокладка трубопроводов из пластмассовых труб через вентиляционные камеры, тепловые пункты, лестничные клетки, коридоры, а также совместно с электрическими кабелями. В местах пересечения строительных конструкций их необходимо прокладывать в металлических или пластмассовых гильзах, концы которых должны выступать на 20—50 мм из пересекаемой конструкции.

Асбестоцементные трубы имеют гладкую поверхность, легко поддаются механической обработке, химически стойкие, но хрупкие и недостаточно абразивоустойчивы. По-прежнему лучшим материалом для канализационных труб является чугун. В странах Северной Европы его ценят в немалой степени за то, что в отличие от многих других он подлежит 100% вторичной переработке. В больших объемах чугун используют и в странах Ближнего Востока. Например, Саудовская Аравия — один из крупнейших покупателей европейского трубоного литья.

По материалам журнала «Снабжение и сбыт»



А. И. Хейфец,
начальник службы диагностики
предприятия
«Тепловая сеть» филиала
«Невский» ОАО «ТГК-1»,
Санкт-Петербург

ОПЫТ ДИАГНОСТИКИ ТРУБОПРОВОДОВ В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ

В Санкт-Петербурге теплотрассы подземной прокладки, состоящие на балансе Предприятия «Тепловая сеть», составляют 90% от их общей протяженности, причем только 18% проложены в каналах, а 72% бесканально. Срок эксплуатации трубопроводов, нормативно определенный значением 25 лет, во многих случаях не соответствует тому времени, в течение которого они работают без повреждений. Ускоренная коррозия металла до сих пор является главным препятствием для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации тепловых сетей.

Проблема оценки реального состояния теплопроводов и их остаточного эксплуатационного ресурса, то есть времени, в течение которого возможно транспортировать теплоноситель к потребителю без внеплановых отключений, существует столько же, сколько и сами тепловые сети. С 1972 г. теплосетью «Ленэнерго» неоднократно проводились работы совместно с различными специализированными организациями по опробованию методов технического диагностирования для практического применения в обследовании теплопроводов. В разное время были практически проанализированы некоторые более известные и малоизвестные методы дефектоскопии и неразрушающего контроля: ультразвуковые, магнитные, электромагнитные, акустической эмиссии, вихревых токов, радиографические, телевизионные, взаимомодуляционные. Проведенные эксперименты показали, что ни один из этих методов не позволяет получить гарантированный технический диагноз состояния подземного теплопровода.

Новый этап технического диагностирования трубопроводов Предприятия «Тепловая сеть» начался в конце 2004 г., когда уже была сформирована новая организационная единица — Служба диагностики и электрохимической защиты, одной из основных производственных задач которой является подготовка обоснованных рекомендаций по реконструкции участков тепловых сетей, исходя из реального состояния трубопроводов, а не просто по сроку эксплуатации. В настоящее время мы не располагаем единым методом неразрушающего контроля металла трубопроводов, который бы сочетал в себе одновременно простоту и широкий диапазон применения на тепловых сетях, высокую эффективность и достоверность результатов. В связи с этим на Предприятии используются несколько видов технической диагностики. Их достоверность проверяется путем визуально-измерительного контроля и выборочной ультразвуковой толщинометрии при реконструкции, плановых и внеплановых шурфовках на участках, где уже была проведена диагностика. Практически применяются несколько методов диагностики и один из них — тот, который предложен НПК «Вектор» (Москва).

1. Метод «Вектор» — акустический. При движении теплоносителя по трубе всегда имеют место пульсации давления различной частоты. Коррозионный дефект в виде утонения стенки трубы является своеобразной мембраной с собственной частотой колебаний. При близком значении частот возникают резонансные колебания, которые распространяются по металлу трубы и воде. Работа заключается

в размещении в точках доступа (тепловые камеры, смотровые колодцы, подвалы домов) по концам диагностируемого участка виброакустических датчиков, сигналы от которых записываются на магнитный носитель. Таким образом, нужен доступ к трубопроводу по обоим концам участка, нужны зачищенные «пятна» металла на трубопроводе размером около 10*10см в любом месте по циферблату. Запись сигналов длится 2 минуты. Затем акустические записи обрабатываются на компьютере с использованием специально разработанного пакета прикладных программ. У данного метода есть некоторые ограничения: применять его можно только во время отопительного сезона, так как обязательно наличие тока воды и давление не менее 2,5 кгс/см кв. Кроме того, длина диагностируемого участка должна быть от 40 до 200м. Не должно быть сильных внешних шумов. Метод не применим для трубопроводов в ППУ-изоляции. При этом достоинством метода «Вектор» является то, что он дает практическую возможность непрерывно диагностировать сразу оба трубопровода на большие расстояния по теплотрассе, определяет не только координаты коррозионных повреждений, но и величину утонения металла, позволяет обнаруживать течи.

За период 2005—2007гг. методом «Вектор» были обследованы 43,9км трубопроводов по трассе. В отчетах в наглядной форме представлена информация об участках с докритическим и критическим утонением стенок, причем под ними понимаются, соответственно, остаточные от номинальной толщины значения 40—60% и менее 40%, что существенно отличается от допустимых для дальнейшей эксплуатации величин, указанных в РД 153—34.0—20.522—99. Даже при этом условии критические участки в сумме составили в среднем около 12% от всей длины как подающего, так и обратного трубопроводов. Докритические участки в сумме составили в среднем около 47% от всей длины как подающего, так и обратного трубопроводов.

Если понимать под эффективностью соотношение полученного результата и затраченных усилий, эффективность метода «Вектор» можно считать высокой, так как без нарушения технологического режима, без вскрытия теплотрасс, при небольших объемах подготовительных работ получены десятки километров продиагностированных участков.

Достоверность метода самими разработчиками оценивается на уровне от 75 до 87%, а точность определения местоположения дефекта $\pm 2,5\%$, если понимать под достоверностью подтверждение наличия коррозионных участков при визуально-измерительном контроле. Анализ данных, полученных при обследовании и при последующем вскрытии теплотрасс, подтвердил, что лучше выявляются протяженные коррозионные участки, а для обнаружения локальных язвенных дефектов в металле метод «Вектор» фактически непригоден. По оценкам авторов, при повреждении (утонении стенок) протяженностью 1м вероятность его обнаружения — 80%, а протяженностью 0,2м — 60%. Строго говоря, с помощью метода «Вектор» выявляются места механических перенапряжений конструкции тру-



Трубопровод

бопровода, которые в ряде случаев могут быть обусловлены не утонением стенки трубы, а другими факторами, например, разрушением скользящих опор, температурными деформациями. Самым сложным и ответственным этапом в методе «Вектор» является обработка (дешифрация) акустических записей. Выполнять эту работу должны специалисты в области акустики. И что очень важно, при распознавании дефектов среди фоновых сигналов существенную роль играет субъективный фактор. Практика применения метода на теплотрассах Предприятия показала, что максимальная длина обследуемого участка должна составлять не заявленные авторами 200 м, а 150 м, а в ряде случаев — 100 м.

Для подтверждения полученных по отчету результатов хотя бы только на критических участках пришлось бы вскрывать километры теплотрасс. Такая работа реально ведется только при устранении повреждений и при плановых реконструкциях. По этим данным, порядок достоверности нами оценен как 40%.

2. Другим методом диагностики трубопроводов тепловых сетей, применяемым в Санкт-Петербурге, является ультразвуковой метод *Wavemaker*, разработанный в Великобритании для обследования магистральных нефтепроводов. Особенность метода в том, что он может быть применим как на заполненных рабочей средой тру-

бopоводах, так и на трубопроводах без заполнения, так как для возбуждения акустических колебаний используется автономный генератор, и применительно к тепловым сетям его можно использовать круглогодично. Для диагностики трубопровода необходимо удалить изоляционное покрытие по всей окружности шириной 50—80 см в зависимости от диаметра, тщательная зачистка металла не требуется. На это место накладывается надувное кольцо с преобразователями, которые прижимаются к металлу трубы. Температура поверхности не должна превышать 50 °С. Спиральная акустическая волна распространяется в обе стороны от кольца, и по ее отражению от неоднородностей можно судить об изменении площади поперечного сечения металла. Выявляются места с изменением площади на 5% и более от номинальной. Акустическая волна, создаваемая генератором, имеет ограниченную мощность, ее затухание определяется наличием сварных швов, углов поворота, переходов диаметра. До нашего Предприятия этот метод никогда не использовался для проведения диагностики трубопроводов тепловых сетей. Диапазон действия реально составляет около 15 м в каждую сторону от кольца, через компенсаторы и арматуру волна не проходит. Таким образом, при подземной прокладке можно использовать метод Wavemaker только для диагностики участков трубопроводов, прилегающих к тепловым камерам, а также при шурфовках (плановых и внеплановых). Достоинством метода является сравнительная быстрота получения результата диагностики, что в ряде случаев делает возможным получение информации о состоянии металла непосредственно на месте производства работ по устранению повреждения.

Однако следует отметить, что применение метода Wavemaker на тепловых сетях требует значительных усилий по подготовке рабочего места и, что немаловажно, при этом возникает проблема восстановления изоляции. В результате диагностики большие по длине участки оказываются не обследованы. Наше Предприятие ограничивалось по этим причинам обследованием только подающего трубопровода. Учитывая соотношение результата и затрат, метод скорее следует отнести к малоэффективным. Что же касается достоверности, то, по нашей оценке, она составляет около 90%. Результаты диагностики представляются в таблично-графической форме в отчете, где указаны координаты мест расположения дефектов с точностью до сантиметра и категория их опасности: «критичный» при потере площади более 50%, «средний» при потере от 30 до 50%, «незначительный» при потере от 10 до 30%. В 2006—2007 гг. данным методом было обследовано 100 участков общей протяженностью 1378 м.

3. Третий метод диагностики, применявшийся на тепловых сетях в 2005—2007 гг., — это **метод акустической эмиссии**. Он основан на принципе генерации (иначе: эмиссии) акустических сигналов в местах нарушения структуры металла при резком повышении давления рабочей среды.

Как показал опыт практического применения, для обследования участка тепловой сети нужна тщательная подготовка рабочего места. Датчики устанавливаются на тру-

бопроводе продольно по длине участка, расстояние между соседними датчиками должно быть около 20 м. Металл необходимо тщательно зачищать до зеркального блеска «пятнами» диаметром около 7 см на тех местах трубопровода, где нет неровностей. Для проведения исследования (замера) давление теплоносителя необходимо поднять на 10% от эксплуатационного значения и затем в течение 10 минут произвести запись акустических сигналов. После компьютерной обработки полученной информации в отчете представляются координаты дефектов в металле с указанием степени их опасности (от 1-го до 4-го класса). Один комплект аппаратуры включает в себя 16 датчиков. Это значит, что при одном подъеме давления можно протестировать около 300 м трубопровода. В полупроходных каналах из-за высоких температур и недостатка кислорода часто это можно сделать только при частичном вскрытии участка теплотрассы. Для обеспечения подъема давления теплоносителя нужна предварительная организационная работа по координации действий с теплоисточником.

При использовании метода акустической эмиссии требуется учитывать некоторые условия и особенности:

- при проведении диагностики в несколько этапов можно в каждом последующем эксперименте переходить только к более высоким значениям давления теплоносителя;
- при достижении более высоких значений давления теплоносителя источники акустической эмиссии (дефекты), выявленные ранее как неопасные, могут проявиться как соответствующие более высокому классу;
- для возобновления диагностики при более низком давлении на участке, где уже проводился эксперимент, металл трубопровода должен длительно «отдыхать».

Учитывая трудоемкость подготовительных работ для обследования данным методом подземного трубопровода, более целесообразным представляется его применение на участках надземной прокладки. Эффективность метода можно условно оценить как среднюю. Достоверность результатов оказалась, по нашей оценке, на уровне 90%.

Важным видом диагностики в Санкт-Петербурге стали тепловая аэросъемка и фотосъемка сопровождения тепловых трасс Предприятия, которые проводятся дважды в год в те узкие временные интервалы, когда совпадают технологические и погодные условия. Отчетные материалы представляются в виде каталога температурных аномалий, в котором в удобной для сравнения форме приводятся фрагменты карты расположения тепловых сетей, съемки в оптическом и инфракрасном диапазонах волн. Кроме того, расшифровываются также растровые карты, по которым можно достаточно точно определить температуру в разных точках поверхности. Персонал эксплуатационных районов оперативно производит внеплановые обходы тепловых сетей в доступных для осмотра местах выявленных температурных аномалий, в некоторых случаях проводятся внеплановые шурфовки.

Систематическая тепловая аэросъемка позволяет не только определить места разрушения изоляции и разгерметизации трубопроводов, но и отслеживать развитие

<< 32

сочетания напряжения. Схема и группа соединений — У/УН -0; Д/УН — 11.

Напряжение регулируется без возбуждения. Для этого трансформаторы оснащены высоковольтными переключателями, которые присоединяются к обмотке высокого напряжения и позволяют регулировать напряжение ступенями при отключенном от сети трансформаторе со стороны НН и ВН с диапазоном +2 x 2,5%.

www.marketelectro.ru

**НОВЫЙ АНАЛОГ
ИНДУКЦИОННЫХ
РЕГУЛЯТОРОВ —
ПР-5—280В4
ПРОИЗВОДСТВА
ОАО «СЕВКАВЭЛЕКТРО-
РЕМОНТ»**

ОАО «Севкавэлектроремонт» приступило к промышленному изготовлению трехфазных индукционных регуляторов ПР-5—280В4, являющихся аналогами индукционных регуляторов ИР-59/УЗ (OREMI, Киргизия) и NTR (TES, Чехия). Прежде чем выйти на рынок с новой продукцией, ОАО «СКЭР» неоднократно использовало индукционные регуляторы собственного производства в качестве комплектующих при изготовлении испытательных стендов различных модификаций РИФЖ для плавного регулирования напряжения на нагрузке в широких пределах при неизменном напряжении питающей сети.

Данные стенды успешно эксплуатируются на таких предприятиях, как «Оренбурггазпром», «Сургутнефтегаз» и др. Положительный опыт эксплуатации стендов позволил ОАО «Севкавэлектроремонт» выйти на рынок с предложением индукционных регуляторов ПР-5—280В4 как самостоятельной продукции.

Предприятие надеется на достаточную востребованность данной продукции на рынке, тем более, что стоимость изделия значительно ниже, чем у импортных аналогов.

www.marketelectro.ru

52 >>

во времени такого рода изменений. Однако не следует забывать, что все-таки никаких данных о существовании зависимости между скоростью коррозии стального трубопровода под слоем земли и температурой на ее поверхности не получено.

Визуально-измерительный контроль в сочетании с ультразвуковой толщинометрией используется специалистами «Тепловой сети» не только как способ оценки достоверности других методов диагностики, но и как наиболее простая и доступная по исполнению форма обследования фактического состояния металла. При повреждениях на трубопроводах диаметром 500 мм и более, а также со сроком эксплуатации 10 лет и менее на месте производства ремонтных работ выезжают специалисты Службы диагностики и электрохимической защиты. Проводится тщательный визуально-измерительный контроль металла в месте повреждения, измерение электрического потенциала трубопровода относительно земли, отбор грунта для химического анализа, ультразвуковая толщинометрия участков, непосредственно примыкающих к демонтированной трубе. В ряде случаев оперативно на месте решается вопрос о расширении границ производства работ. По результатам обследования составляется Акт-заключение по утвержденной форме, к которому прилагаются цифровые фотографии коррозионных повреждений трубопровода, технического состояния неподвижных и скользящих опор, дренажной системы, смежных инженерных коммуникаций. Кроме того, именно визуально-измерительный контроль и выборочная толщинометрия, частично в сочетании с другими методами диагностики, позволили решить важную производственную задачу: получение разрешения на дальнейшую эксплуатацию теплотрасс со сверхнормативным сроком до последующей реконструкции.

В Санкт-Петербурге систематически проводятся коррозионные обследования зон залегания теплотрасс. Эта работа позволяет не только оценить коррозионную опасность на наружных поверхностях трубопроводов, но и определить территориальное расположение источников вредного по отношению к тепловым сетям электрохимического влияния. Также при коррозионных обследованиях оценивается эффективность действия существующей системы электрохимической защиты (ЭХЗ), а при использовании методов математического моделирования определяется оптимальное расположение и конфигурация контуров анодного заземления для строительства установок ЭХЗ на теплотрассах после реконструкции.

Реальную помощь персоналу эксплуатационных районов и ремонтных служб при устранении повреждений на тепловых сетях оказывают специалисты по точному определению местоположения этих повреждений: снижаются затраты на производство земляных работ и восстановление дорожного покрытия, уменьшается время перерыва теплоснабжения потребителей. Такая работа ведется на Предприятии постоянно и при ее выполнении используются акустические и корреляционные течеискатели.

Опыт диагностики трубопроводов тепловых сетей в Санкт-Петербурге подтвердил понимание того, что в настоящее время нет оснований полагаться на какой-то один «чудодейственный» метод. Для получения пригодной для практического применения информации о состоянии металла в любой точке трубопровода следует, в зависимости от вида прокладки трубопроводов, применять тот или иной метод диагностики. На участках, где имели место инциденты или несчастные случаи вследствие разгерметизации трубопроводов, целесообразно проводить диагностику двумя или тремя методами, дополнять их визуально-измерительным контролем для увеличения достоверности полученных результатов. Для сбора статистических данных и оценки достоверности методов диагностики необходимо выборочно проводить обследования и на тех участках трубопроводов, где в ближайшее время предстоит реконструкция. Нужно систематизировать и изучать результаты обследований, искать новые методы диагностики, пригодные к применению на трубопроводах тепловых сетей.



ВЫБОР ТИПА ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

Выбор трубопроводной арматуры является ответственным этапом проектирования трубопроводной системы, поскольку во многих случаях надежность и долговечность арматуры определяет собой надежность и долговечность всей трубопроводной системы. В результате выбора арматуры должны быть определены конструкции, в оптимальной степени удовлетворяющие всем техническим и экономическим требованиям, предъявляемым к арматуре. Выбор должен производиться на основе тщательно подготовленных и четко выявленных технических данных, определяющих требуемые параметры арматуры.

Первым этапом является установление возможности использования арматуры, серийно выпускаемой заводами, и лишь в случае отсутствия требуемой конструкции в номенклатуре серийной промышленной арматуры подготавливаются данные для ее проектирования и изготовления по отдельному заказу. В результате выбора должен быть установлен объект, удовлетворяющий поставленным техническим требованиям и обеспечивающий надежное и длительное функционирование системы, на которую арматура устанавливается.

Для выбора арматуры могут быть использованы материалы второго и третьего разделов книги, где приведены серийно выпускаемые и наиболее часто применяемые конструкции трубопроводной арматуры. Более полные перечни конструкций арматуры для работы в различных условиях приводятся в специальных каталогах. Следует иметь в виду, что промышленностью ежегодно осваиваются новые конструкции и снимаются с производства устаревшие, поэтому при выборе арматуры с использованием данных, приведенных в книге или в каталогах, необходимо



Трубопроводная арматура

произвести дополнительную проверку для подтверждения того, что изготовление требуемой арматуры предусмотрено промышленностью. Для этой цели ежегодно выпускаются номенклатурные перечни изготавливаемой арматуры с указанием объема выпуска и завода-изготовителя.

Характеристики арматуры можно разделить на эксплуатационные и конструктивные. Первые определяют собой основные эксплуатационные свойства арматуры и область ее применения, вторые — особенности конструкции, оказывающие влияние на метод монтажа, ремонта, ухода и пр.

К эксплуатационным (функциональным) характеристикам относятся класс арматуры (запорная, регулирующая, предохранительная), тип изделия (вентиль, задвижка), материал основных деталей, привод и т.д. К конструктивным характеристикам относятся строительная длина и строитель-

ная высота арматуры, тип присоединительных патрубков (фланцы, муфты, цапки, концы под приварку), тип уплотнительных колец (без колец, кольца запрессованы, на резьбе, кольца с наплавкой и пр.) и др. В некоторых случаях эксплуатационные и конструктивные характеристики взаимно связаны и не могут быть четко отделены друг от друга. Так, например, наличие сальника или сальфона непосредственно на работу арматуры влияния не оказывает, но сальфон, ограничивая ход шпинделя и число циклов срабатывания, в то же время избавляет обслуживающий персонал от необходимости периодически подтягивать сальник.

В общем виде порядок выбора арматуры может быть следующим:

1. Уточняется назначение и определяются условия работы арматуры: среда, температура, давление и т.д.
2. Определяется условный диаметр прохода присоединительных фланцев.
3. Уточняется метод управления арматурой: ручной привод, электропривод, дистанционное управление, электромагнитный привод, пневмо- или гидропривод.
4. На основе подготовленных данных выбирается материал корпусных деталей: чугун, ковкий чугун, углеродистая сталь, коррозионностойкая сталь, бронза и др.
5. Выбирается класс арматуры (запорная, регулирующая, предохранительная и т.д.).
6. Назначается тип арматуры (вентиль, задвижка, кран, регулирующий или предохранительный клапаны и пр.).
7. Уточняется условный диаметр прохода и диаметр отверстия в седле, для чего устанавливается допустимое гидравлическое сопротивление, коэффициент пропускной способности, характеристика плунжера и т.п.
8. С использованием данных о номенклатуре выпускаемой арматуры и данных каталогов выбираются соответствующие изделия.
9. Определяются геометрические параметры выбранной арматуры (строительная длина, строительная высота, тип и размеры фланцев, размеры и число болтов и т.д.).
10. Проверяются параметры выбранной арматуры и соответствие их заданным условиям работы.

Для выбора арматуры должны быть известны следующие данные:

1. Назначение арматуры, условия эксплуатации и способы управления.
2. Свойства рабочей среды, рабочее давление, рабочая температура, коррозионные свойства, вязкость среды.
3. Требования к гидравлическим характеристикам арматуры, пропускная способность, расходная характеристика, герметичность затвора и т.д.
4. Монтажные и габаритные требования: условный диаметр прохода, способ присоединения к трубопроводу, габаритные или весовые ограничения и пр.
5. Возможные дополнительные требования в отношении надежности, долговечности, взрывозащищенности привода и др.

Арматура подразделяется на следующие классы: запорную, регулирующую, предохранительную или разную арматуру. Класс запорной арматуры содержит следующие типы

конструкций: краны, вентили, клапаны, задвижки, затворы (заслонки), кольцевые затворы, мембранные (диафрагмовые) вентили, шланговые затворы.

Класс регулирующей арматуры содержит типы: клапаны регулирующие одно- и двухседельные, вентили регулирующие, клапаны регулирующие мембранные (диафрагмовые), клапаны регулирующие шланговые, клапаны распределительные, клапаны смесительные, регуляторы давления «до себя» и «после себя».

Класс предохранительной арматуры содержит типы: клапаны предохранительные рычажно-грузовые, клапаны предохранительные пружинные малоподъемные, клапаны предохранительные пружинные полноподъемные, обратные клапаны подъемные, обратные клапаны поворотные, дыхательные клапаны, отсечные клапаны, разрывные мембраны.

В класс разной арматуры входят: конденсатоотводчики, вантузы (воздухоотводчики), маслоотделители, компенсаторы сальниковые и пружинные (лирообразные или сальфонные) и некоторые другие конструкции.

Условный диаметр прохода в подавляющем большинстве случаев бывает равен диаметру прохода трубопровода, но для регулирующих клапанов, если не требуется их полнопроходность, диаметр прохода может быть меньше диаметра трубопровода, и в этом случае они выбираются по пропускной способности. По пропускной способности выбирается и размер предохранительных клапанов устанавливаемых на котлах, аппаратах и трубопроводах. При выборе регулирующего клапана необходимо выявить, какая в данном случае требуется пропускная характеристика плунжера. Если характеристики плунжеров, выпускаемых серийно (линейная и равнопроцентная), не могут удовлетворить требованиям эксплуатации, то плунжеры рассчитываются по заданным условиям.

При установке запорной арматуры в трубопроводе, через который осуществляется большой расход среды, предпочтение следует отдавать конструкциям с малым гидравлическим сопротивлением: задвижкам, кранам, прямоточным вентилям, заслонкам. Для концевых запорных устройств или для арматуры, находящейся в постоянно закрытом виде, коэффициент сопротивления обычно не имеет значения, и здесь могут быть использованы вентили (для диаметра трубопровода.). При необходимости проектирования новых конструкций разрабатывается задание на разработку проекта, в которое должны входить следующие основные данные:

1. Назначение арматуры.
2. Рабочее давление среды.
3. Рабочая температура среды.
4. Диаметр прохода.
5. Строительная длина.
6. Способ присоединения к трубопроводу и положение на трубопроводе.
7. Коррозионные свойства среды, степень засоренности загрязнителями и абразивными частицами.
8. Способ управления арматурой.
9. Вязкость среды.
10. Класс плотности.

11. Пропускная способность арматуры для регуляторов давления, регулирующих клапанов и предохранительных клапанов, пропускная характеристика для регулирующих клапанов.

12. Продолжительность закрытия и открытия (цикл срабатывания) и периодичность срабатывания.

13. Источник энергии и его характеристика (переменный или постоянный ток, напряжение, давление воздуха и т.д.).

14. Местонахождение арматуры и условия ее обслуживания (взрывозащищенное исполнение, исполнение для тропического климата и др.) В случае необходимости указываются дополнительные требования, необходимые для уточнения конструкции и условий ее испытания.

15. Ограничение габаритов.

16. Ограничение веса.

17. Вибропрочность и виброустойчивость.

18. Особые условия эксплуатации.

19. Особые требования долговечности (ресурс в циклах срабатывания).

20. Особые требования надежности.

Арматура должна обладать герметичностью, т.е. не должна пропускать рабочую среду в окружающую атмосферу и в закрытом положении не должна пропускать среду из одного отделенного ею участка трубопровода в другой. Герметичность обеспечивается соединениями «шпindel — крышка», «крышка — корпус», «корпус — трубопровод» и «седло — затвор». Герметичность подвижного соединения «шпindel — крышка» обеспечивается сальниковым или сильфонным узлом. Во всех случаях, где это допустимо, используется сальниковая арматура как более дешевая, причем в ряде случаев, например, в арматуре больших диаметров прохода сильфонное уплотнение из-за большого хода шпинделя неосуществимо. При выборе конструкции сальника и материала набивки решающими факторами являются температура и коррозионные свойства среды. Для трубопроводов, аппаратов и установок с огне- и взрывоопасной, радиоактивной или токсичной средой выбирается арматура сильфонная, гарантирующая герметичность соединения «шпindel — крышка». Крышка с корпусом наиболее часто соединяется с помощью фланцев, в арматуре малых диаметров прохода применяется резьбовое соединение. В арматуре энергетических установок находит применение и бесфланцевое соединение крышки с корпусом с использованием прокладок, самоуплотняющихся под действием усилия, создаваемого давлением среды, действующей на крышку.

Крепление арматуры к трубопроводу наиболее часто обеспечивается применением фланцевых соединений, которые допускают быструю замену арматуры для ремонта или замены изношенных деталей. Тип фланцевого соединения и материал прокладки выбирают в зависимости от условий работы арматуры, давления, температуры и коррозионных свойств среды. В трубопроводах малого диаметра прохода распространены резьбовые соединения. Резьбовое соединение требует минимального количества присоединительных элементов, обеспечивает малые металлоемкость и вес, а также простоту конструкции. В связи с этим оно используется во всех случаях, где это соединение допустимо. Однако область

его применения ограничена рядом недостатков, к которым относятся следующие: трудность демонтажа арматуры, установленной на трубопроводе, в связи с необходимостью свинчивания отрезка трубы, штуцера или самой арматуры; возможность образования неразъемного соединения в связи с коррозией соприкасающихся в резьбе поверхностей; сложность изготовления резьб больших диаметров и их недостаточная прочность при больших давлениях; необходимость приложения большого крутящего момента при сборке резьбового соединения большого диаметра.

В связи с указанным область применения резьбовых соединений ограничивается малыми диаметрами и небольшими давлениями. В тех случаях, когда одинаковые типы арматуры (краны, вентили) выпускаются с резьбовым и фланцевым соединениями, резьбовое соединение выбирают для условий, когда демонтаж с целью ремонта арматуры маловероятен. Для ответственных случаев, когда среда имеет коррозионные свойства, твердые взвеси и т.п., а в процессе обслуживания требуется систематическая ревизия, ремонт или замена арматуры, предпочтение следует отдавать фланцевым соединениям. Наиболее надежным способом присоединения является приварка арматуры, поэтому в энергетических установках с высокими и сверхвысокими параметрами пара, в трубопроводах для огне- и взрывоопасных сред и при других опасных и ответственных условиях работы арматуры применяется приварка во всех случаях, где это допустимо.

Герметичность затвора арматуры обеспечивается тщательной пригонкой замка затвора: тарелки клапана к седлу, клина к корпусу задвижки, пробки к корпусу крана и т.д. Если материал клина и корпуса для задвижки, тарелки и корпуса для клапана или вентиля коррозионно (и эрозионно) устойчив по отношению к рабочей среде, уплотняющее кольцо выполняются заодно с деталью, в противном случае уплотняющие кольца делаются вставными (или наплавленными) из соответствующего материала: латуни, бронзы, коррозионностойкой стали, стеллита, фторопласта, резины и других материалов. Классы герметичности арматуры установлены ГОСТом 9544-60.

Повышенные требования в отношении герметичности предъявляются к арматуре, работающей на ответственных трубопроводах. Так, для запорной арматуры, регуляторов давления, предохранительных, сбросных и запорных клапанов, устанавливаемых на трубопроводах природного, сжиженного и других газов с рабочим давлением, конструкция и качество изготовления должны обеспечивать I класс герметичности затворов, а испытания производятся согласно соответствующим ГОСТам.

Ручное управление арматурой используется лишь при редком ее срабатывании. В случаях частого использования арматуры, необходимости механизировать или автоматизировать управление производственными процессами, необходимости быстрого открытия арматуры в опасных условиях или аварийных случаях применяются электрические, пневматические или гидравлические приводы с местным или дистанционным управлением.

Источник — nppvolga.ru



В. Н. Исаев,
профессор Московского
государственного
строительного университета

ТРУБОПРОВОДЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ТРУБ

С помощью трубопроводного транспорта в России перемещается в 100 раз больше грузов, чем всеми другими транспортными средствами (морской, речной, воздушный, автомобильный транспорт). Из огромного количества труб примерно половина находится в ЖКХ, обеспечивая население России всеми необходимыми коммунальными услугами.

В российских трубопроводных сетях в основном применяются стальные трубы — дешевые и высокотехнологичные в монтаже. В западных странах структура трубопроводных систем значительно отличается от российской. В Европе в системах водоснабжения и отопления стальные трубы занимают незначительную долю, при этом они заменяются на более долговечные. Следует отметить, что автоматический перенос зарубежного опыта в Россию не всегда целесообразен из-за значительных природных, социальных, экономических, территориальных, строительных различий.

При выборе труб для трубопроводных систем необходимо рассматривать их комплексно как элемент единой системы, с учетом всего жизненного цикла трубопроводной системы и негативного опыта прошлого. Оценка и выбор труб из представленных на рынке — непростая задача.

Например, выбор только по рыночной стоимости погонного метра трубы без учета стоимости соединений и креплений может привести к ошибке в 1,5—2 раза.

Выбор труб для хозяйственно-питьевого водопровода с внутренней поверхностью, на которой могут размножаться бактерии, потребует дополнительных затрат на монтаж и эксплуатацию обеззараживающей установки, периодическую промывку сетей, постоянный контроль их микробиологического состояния.

Требования к трубам и трубопроводным сетям

Необходимо четко определить критерии оценки или требования, которые предъявляются к трубам, чтобы можно было производить их объективное сравнение в сопоставимых условиях.

Такие требования определяются типом системы (хозяйственно-питьевая, технологическая, холодное или горячее водоснабжение, отопление, теплоснабжение, водоотведение, дренаж и т.д.) и должны опираться на технический регламент.

В общем виде требования к выбору труб можно сформулировать следующим образом:

- бесперебойное обеспечение потребителей услугой (подача необходимого количества воды, тепла, газа) заданного качества;
- безопасность для здоровья и жизни человека и окружающей среды;
- наличие необходимого типоразмера в сортаменте труб, изготовленных из определенного материала;
- срок службы (долговечность), соизмеримый со сроком службы здания при минимальном количестве капитальных ремонтов;
- коррозионная устойчивость к транспортируемой и внешней среде;
- возможность длительной работы в условиях повышенной влажности;
- герметичность во всем диапазоне рабочих давлений;
- ремонтпригодность (возможность осмотра, обслуживания, ремонта, монтажа и демонтажа);
- прочность к внутреннему давлению, температуре и внешним воздействиям;

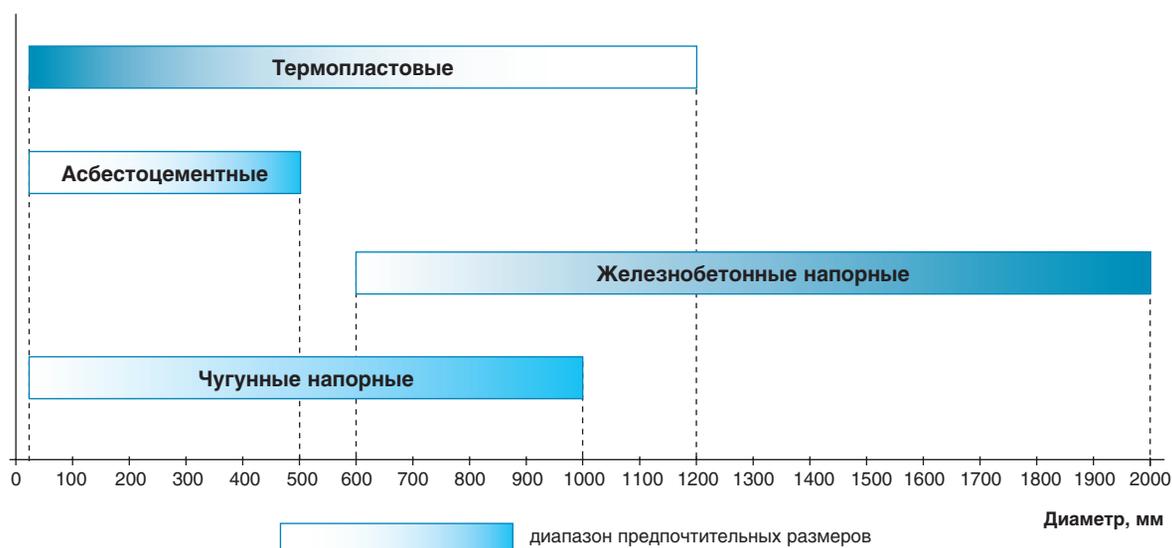


Рис. 1

- электропожаробезопасность;
- минимальные затраты на эксплуатацию, потери готового продукта и ущерб окружающей среде;
- минимальные затраты на монтаж.

Для каждой трубопроводной системы (водопровод, отопление и т.д.) должны быть разработаны конкретные территориальные требования (отраслевые стандарты) на основе ГОСТ 4.200—78.

СТАЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Достоинства стальных труб:

- прочность — одно из главных преимуществ стальных труб. Это имеет значение при перемещении по трубопроводам высоконапорных сред. В жилищно-коммунальной сфере прочностные качества стальных труб во внутренних санитарно-технических системах используются всего на 2—12%, а в инженерных — до 30%;



Стальные трубы

- устойчивость к разрывному давлению, позволяющая делать толщину стенки в 1,5—3 раза меньше, чем полимерной;

● низкий коэффициент теплового расширения. Линейное удлинение стальной трубы примерно в 20 раз меньше, чем трубы из сшитого полиэтилена;

- практически 100-процентная газовая и кислородная герметичность. Это свойство используется прежде всего в замкнутых инженерных системах (отопление, теплоснабжение) для предотвращения их завоздушивания.

Недостатки стальных труб:

- коррозия, небольшой срок эксплуатации — максимум 10—15 лет. Продукты коррозии ухудшают качество воды и засоряют внутреннюю полость труб, уменьшая их пропускную способность и ухудшая работу арматуры и устройств системы автоматического регулирования. Зарастание внутренней поверхности труб приводит к увеличению стоимости подачи 1 м³ воды на 50% по сравнению со средне-европейским уровнем. Пропускная способность стальных труб при прочих равных условиях ниже, так как внутренняя поверхность у них шероховатая, что вызывает завихрения в потоке жидкости и затрудняет ее продвижение;
- большой вес, трудоемкий монтаж, требующий высокой квалификации монтажников;
- высокая теплопроводность. При транспортировке холодной воды трубы отпотевают, корродируют снаружи, а прилегающая к ним стена увлажняется и разрушается;
- монтаж сетей осуществляется на резьбе или с помощью сварки. Сварной стык — самый уязвимый для коррозии участок;
- электропроводность, неустойчивость к агрессивной химической среде, высокий процент разрушений при замерзании жидкости;
- ограниченная длина поставляемых отрезков (на 1 км трубопровода диаметром 110 мм приходится от 84 стыков);

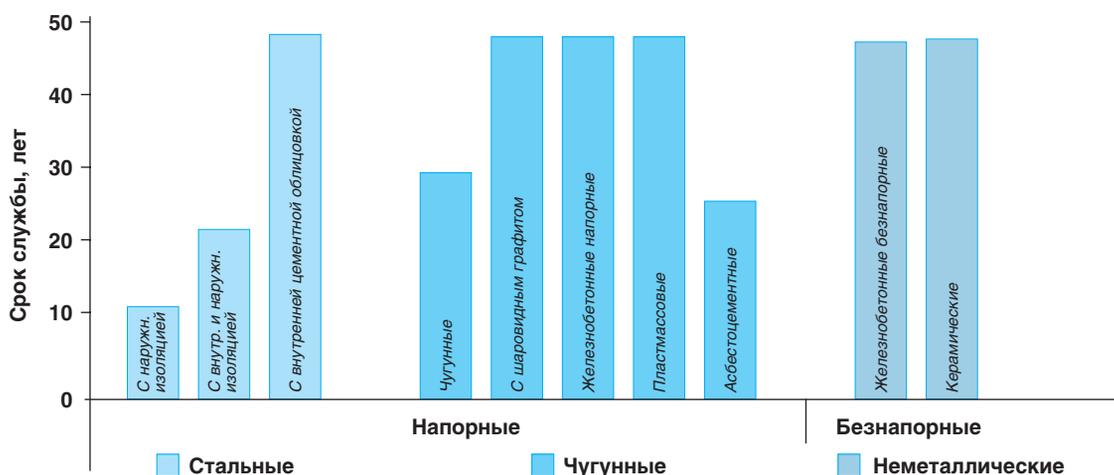


Рис. 2

- ограниченная гибкость, требуется большое количество фасонных и соединительных деталей.

ЧУГУННЫЕ ТРУБЫ

История чугунных трубопроводов начинается в 1604 году, когда по приказу французского короля Людовика XIV были отлиты и уложены первые трубы из серого чугуна длиной 15 миль от насосной станции на Сене до дворцового комплекса Версаль. Этот трубопровод обслуживал королевские фонтаны более 330 лет.

Достоинства чугунных труб:

- прочность (особенно труб из шаровидного графита);
- коррозионная стойкость к воде, бытовым и технологическим стокам;
- долговечность;
- стабильность свойств материала во времени;
- износостойкость;
- низкий коэффициент температурного расширения;



Чугунные трубы

- пожаробезопасность;
- низкая стоимость.

Недостатки чугунных труб:

- хрупкость;
- значительная масса;
- сложность изготовления при малых диаметрах (менее 50 мм);
- поставка только прямыми отрезками незначительной длины.

МЕДНЫЕ ТРУБЫ

Достоинства медных труб:

- прочность в значительном диапазоне давлений и температур;
- срок службы медных труб — более 50 лет;
- гибкость медных труб позволяет транспортировать их в бухтах и катушках;
- значительная прочность дает возможность замораживания в них воды без разрушения стенок;
- низкий коэффициент температурного расширения (сопоставимый с бетоном);
- гладкая внутренняя поверхность трубы и соединений снижает гидравлическое сопротивление, потери давления и затраты электроэнергии на транспортировку воды;
- устойчивость к воздействию воды (не деградируют в хлорированной воде);
- небольшая толщина стенки (по сравнению со стальными и другими трубами), что уменьшает материалоемкость трубопроводных систем;
- высокая эффективность использования прочностных характеристик материала, так как не требуется утолщения стенки для компенсации коррозии (как в стальных трубопроводах);
- значительный срок службы (50 лет и более);
- бактерицидные свойства снижают опасность бактериологического загрязнения питьевой воды при ее транспортировке по трубам;
- отсутствие выделений органических соединений в питьевую воду, что препятствует образованию биопленки

на внутренней поверхности трубы (как в пластмассовых трубах);

- возможность замораживания воды в трубе без разрушения стенки;
- гибкость, позволяющая транспортировать длинные отрезки в бухтах и на катушках, что снижает количество стыков и увеличивает производительность монтажа;
- простота и незначительная трудоемкость монтажа;
- большое количество видов соединений, включая бесфитинговый;
- практически 100-процентная утилизация материала после окончания эксплуатации системы;
- возможность использования его для изготовления нового оборудования.

Основной недостаток:

- высокая стоимость.

НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ТРУБЫ

В настоящее время наиболее перспективными и интересными для рассмотрения являются так называемые полимерные трубы, т.е. трубы, изготавливаемые из ПВХ.

Полимерные трубы поставляют длинномерными отрезками (бухтами).

ПОЛИМЕРНЫЕ ТРУБЫ

Достоинства полимерных труб:

- высокая коррозионная и химическая стойкость, долговечность (гарантированный срок эксплуатации — от 25 лет);
- незначительная вероятность образования отложений на внутренней поверхности трубы;
- низкий коэффициент шероховатости, равный 0,01, что в среднем в 20 раз меньше, чем у стальных труб и примерно в 40—50 раз меньше, чем у чугунных;
- требуют меньших затрат электроэнергии на перекачку жидкости (актуально для горячего и холодного водоснабжения, поскольку там используется большая скорость потока транспортируемой среды);
- в 5—7 раз легче стальных, что облегчает монтажные работы, особенно в стесненных условиях (небольшие перемещения их при монтаже не требуют грузоподъемных механизмов), и удешевляет доставку;
- низкая теплопроводность материала, снижающая тепловые потери и уменьшающая образование конденсата на наружной поверхности труб;
- отсутствие необходимости в обслуживании и катодной защите;
- стыковая сварка полиэтиленовых труб дешевле, проще, занимает меньше времени, не требует дополнительных расходных материалов; возможность многократного монтажа и демонтажа при низких затратах;
- высокая надежность сварных швов соединений в течение всего срока эксплуатации трубопроводов;
- ремонтпригодность, позволяющая быстро ликвидировать механические повреждения;



Полимерные трубы

- низкая вероятность физического разрушения трубопровода при замерзании жидкости, так как при этом труба увеличивается в диаметре, а затем, при оттаивании жидкости приобретает прежний размер;
- практически отсутствует опасность физического разрушения трубопровода от гидроударов вследствие сравнительно низкого модуля упругости. Стандартный запас прочности полимерных труб — 50—60% сверх расчетного рабочего давления;
- возможность поставки длинномерными отрезками (бухтами), что сокращает сроки и стоимость монтажа и прокладки трубопровода (на 1 км трубопровода диаметром 110 мм приходится всего два стыка);
- гибкость труб позволяет проходить повороты трассы трубопровода без использования фасонных деталей;
- возможность объединения в одной оболочке до четырех труб, что позволяет максимально оптимизировать схему прокладки нескольких сетей (горячего и холодного водоснабжения и теплоснабжения) в зависимости от назначения и характера трассы;
- возможность использования полимеров для ремонта (фактически для восстановления) стальных трубопроводов. Протяжка профилированных полиэтиленовых труб внутри изношенных стальных незначительно изменяет диаметр водопровода, что позволяет сохранить в нем давление. Профилированная труба восстанавливает свою первоначальную форму и плотно прилегает к стенкам трубы под воздействием пара. Протяжка применима для реконструкции водопроводов диаметром от 100 до 500 мм. Существующая труба используется как футляр. Это напрямую уменьшает объем земляных работ, затраты на капитальный ремонт, сокращает сроки работ;
- существенная экономия воды при промывке вводимых в строй трубопроводов. Их достаточно промыть один раз, тогда как стальные — как минимум три раза;
- минимальная звукопередача в помещении за счет высокой пластичности стенки, что позволяет увеличивать скорость транспортируемой жидкости в напорных трубопроводах до 6—9 м/с без нарушения санитарных акустических норм;
- экологическая чистота.

<< 44

**В ТАТАРСТАНЕ
НАЧАЛ РАБОТАТЬ
ЗАВОД SCHNEIDER
ELECTRIC ПО ВЫПУСКУ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
УСТРОЙСТВ НИЗКОГО
И СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ**

Церемония открытия нового производства состоялась 3 июля 2008 г. в Казани. Завод, который стал четвертым по счету предприятием компании в России, занимает площадь около 8000 м² на территории логистического комплекса Q-Парк недалеко от казанского аэропорта. Инвестиции Schneider Electric в первую очередь проекта составили более 5 млн евро.

В течение первого года работы здесь намечено выпустить около 1000 ячеек SM6. В планах на 2009 год — увеличение производственной мощности нового завода на 20% и выпуск ячеек Nexima и OKKEN. Компания рассчитывает на спрос в первую очередь со стороны компаний, входящих в структуру «Татэнерго», и региональных предприятий нефтехимии и нефтепереработки.

Если Schneider Electric выиграет тендер на поставку ячеек для комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, который строится в Нижнекамске, объемы производства нового завода, открытого в Казани, могут увеличиться в десятки раз.

В тот же день в Казанском государственном энергетическом университете был открыт новый Центр обучения, созданный совместно КГЭУ, Schneider Electric и Татэнерго.

<http://news.elteh.ru>

**ГИБКИЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ
РУКАВА И ВОЗДУХОВОДЫ
ТЕХ**

В настоящее время гибкие промышленные рукава и воздуховоды используются практически во всех областях промышленности: транспорт, гражданское и промышленное строительство, в торговле и энергетике

54 >>

Трубы из ПВХ являются безвредными и не опасны для здоровья человека. В процессе их эксплуатации не происходит выделения токсичных соединений, а при транспортировке питьевой воды не изменяются ее органолептические свойства.

ПВХ не способствует размножению бактерий, а, следовательно, решает проблему вторичного загрязнения в водоснабжении. Прежде чем попасть к конкретному потребителю, предварительно очищенная вода проходит длинный путь (до нескольких десятков километров), на котором происходит ее вторичное загрязнение вследствие низкого качества самой системы трубопроводов и застаивания в них воды. В традиционной системе стальных трубопроводов в воду попадают ионы железа и размножаются бактерии. Использование труб из ПВХ исключает первую и снижает вторую составляющую такого загрязнения.

Недостатки полимерных труб:

- полимеры имеют жесткие ограничения по рабочему давлению, напрямую зависящему от средней температуры в течение всего срока эксплуатации, а также максимальному диаметру трубы.

Рекомендации по выбору труб

Выбор труб требует профессионального подхода, знания и оценки их свойств, а также особенностей применения в конкретных условиях.

При выборе труб следует придерживаться следующих принципов:

- покупать трубы и соединительные детали у одного поставщика. Это надежнее и удобнее при монтаже и эксплуатации;
- в качестве поставщика желательно иметь серьезную фирму, зарекомендовавшую себя на рынке, в т.ч. на российском;
- каждый вид продукции должен сопровождаться соответствующим сертификатом. Если сертификат отсутствует, продукцию лучше не приобретать или в противном случае сделать отметку, что сертификата на продукцию не было;
- обратить внимание на внешний вид изделий, которые должны точно соответствовать техническим условиям;
- промерить сопряженные размеры соединительных и комплектующих деталей.

При применении труб должны строго соблюдаться требования, изложенные в соответствующих сводах правил, СНиПах и других нормативных документах.

Необходимо изучить условия эксплуатации трубопроводов. При прокладке пластмассовых трубопроводов в помещениях, где могут быть грызуны, следует принять меры к защите труб. Это связано не с тем, что грызуны предпочитают пластмассовые трубы другим, а с тем, что их часто привлекает журчание воды, поэтому при определенных условиях могут быть повреждены и пластмассовые трубы.

При подборе диаметров труб из различных материалов следует учитывать разные системы их обозначения. Стальные водогазопроводные, бесшовные горячедеформированные, электросварные, прямошовные, чугунные трубы обозначают по внутреннему проходному сечению (диаметру условного прохода Ду) — первая группа.

Медные, пластмассовые, стальные бесшовные холоднодеформированные, электросварные холоднодеформированные, бесшовные холодно-теплодеформированные из коррозионностойкой стали обозначают по наружному диаметру трубы — вторая группа. Поэтому при проверке пропускной способности труб второй группы необходимо учитывать толщину их стенок и фактический внутренний диаметр.

При анализе стоимости труб из различных материалов следует учитывать конъюнктуру рынка, динамику изменения цен на этом рынке, цены различных фирм, выпускающих трубы из выбранного материала, а также затраты на сопутствующие материалы и работы.

По материалам каталога «Техника и технологии ЖКХ»



Р. Нуреев,
специалист по пневмоаудиту,
ЗАО «Челябинский
компрессорный завод»

ПНЕВМОАУДИТ — КОМПЛЕКСНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПОДАЧИ СЖАТОГО ВОЗДУХА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ

ЗАО «Челябинский компрессорный завод» специализируется на комплексном решении задач построения эффективных систем снабжения сжатым воздухом, учитывая специфику предприятия клиента. Основная цель деятельности — грамотный подбор компонентов, обеспечивающий максимальный экономический результат в кратчайшие сроки.

Пневмоаудит проводится в целях построения оптимальной системы снабжения производства сжатым воздухом, а также для определения путей эффективного снижения издержек на энергоресурсы.

Результатом пневмоаудита являются решения и рекомендации, позволяющие:

- получить экономию при производстве сжатого воздуха;
- повысить производительность пневмосистемы;
- снизить капитальные и эксплуатационные затраты;
- обеспечить надежность всех элементов пневмосистемы предприятия.

Анализ существующих систем

Снабжение сжатым воздухом предприятий выполняется, как правило, с центральной компрессорной станции. Некоторые потребители сжатого воздуха удалены

на сотни и даже тысячи метров, в результате в трубопроводах имеют место большие гидравлические потери, конденсатные пробки, утечки, величина которых значительно превышает нормативные. Кроме того, жесткая централизация делает затруднительным снабжение различных потребителей сжатым воздухом различных уровней давления. Давление выбирается на уровне, необходимом самому «высокобарному» оборудованию, и многие потребители расходуют сжатый воздух гораздо больше, чем это необходимо: затраты достигают 20—25%. Регулирование производства сжатого воздуха компрессорной станцией в соответствии с потреблением производится либо включением-выключением компрессоров, либо дросселированием (искусственным понижением давления ниже атмосферного) на всасывании, либо стравливанием избыточного воздуха в атмосферу, объем которого достигает 25 % от производимого. Общие затраты могут достигать более 50%. На большинстве компрессорных станций установлены физически и морально устаревшие компрессорные агрегаты, имеющие удельный расход электроэнергии на 25—30% выше, чем у современных компрессорных агрегатов. Кроме того, для этих компрессоров часто применяется водяное охлаждение с соответствующими затратами на водоподготовку. Это приводит к износу систем возду-

<< 52

во всем мире. Современные технологии и новые материалы позволяют производить гибкие шланги как для подачи воздуха, так и для транспортировки жидкостей и сыпучих веществ различной температуры.

На заводе «Диафлекс» в 2007 году открыто российское производство промышленных шлангов и рукавов марки TEX. Завод расположен в ближнем Подмосковье. Это позволяет в короткие сроки организовать поставку шлангов нужного типа и количества. Из импортного сырья на оборудовании американской фирмы и под надзором иностранных специалистов TEX изготавливает обширный ассортимент гибких рукавов. Гибкие промышленные рукава и воздухопроводы марки TEX предназначены для различных систем вентиляции и аспирации. Эти шланги изготовлены из современных материалов, таких как полиуретан (серия Pro Tex PU), поливинилхлорид (серия Pro Tex ПВХ и Pro Tex ПВХ-F) и химически устойчивой резины этилен-пропилен-диен каучука (серия Pro Tex E), армированы стальной или оцинкованной спиралью. Сфера применения данных воздухопроводов (шлангов) обширна: деревообрабатывающая, пищевая, химическая промышленность и многие другие. Воздухопроводы бренда TEX производится в России на импортном оборудовании, используя импортное сырье и под наблюдением американских экспертов.

Воздухопроводы из полиуретана абразивостойкие, легкие, гибкие и эластичные применяются для отвода абразивных веществ (пыль, порошки, волокна, стружка, опилки, пары, содержащие масла, сварочные газы), пригодны и для пищевой, химической промышленности, деревообработке, систем очистки сточных вод. Воздухопроводы TEX ПВХ устойчивы к химическим веществам, кислотной-щелочной среде, применяются для отвода дыма, газов, порошка стружки. Шланги TEX из химически стойкой резины устойчивы к высоким температурам, агрессивным средам, истиранию, озону, также устойчивы к старению, погод-

хопроводов, нерациональным решениям в области распределения сжатого воздуха между потребителями.

В том числе:

- перепроизводство сжатого воздуха для конкретного потребителя;
- большая запутанность систем воздухопроводов;
- неэффективные соединительные элементы, краны, отводы, диаметры труб. На компрессорных станциях при транспортировке сжатого воздуха у потребителей, как правило, отсутствуют либо установлены малоэффективные, неавтоматизированные сепараторы влаги, осушители воздуха, конденсатоотводчики. Затраты составляют 5—7%. Потребители сжатого воздуха в подавляющем большинстве не имеют приборов учета потребляемого воздуха, что приводит к его нерациональному использованию, отсутствию стимулов к экономии. Затраты — до 10%.

Этапы проведения пневмоаудита

1. Предварительный анализ — обследование существующей пневмосистемы предприятия: определение типов потребителей сжатого воздуха, расход, давление, требования к качеству воздуха, режим работы. Выявление проблемных участков и явлений пневмосети. Возможные варианты изменения схемы распределения сжатого воздуха.

2. Замеры расхода сжатого воздуха потребителями — регистрация показателей потребления и утечек сжатого воздуха в различных точках системы с целью углубленного анализа пневмосистемы и выявления проблем. Благодаря использованию современных измерительных приборов, позволяющих выполнять их монтаж, не останавливая технологического процесса, максимально точно определяются характеристики потребления воздуха в сети (расход и динамика потребления).

Эти этапы работ наиболее значимы, так как позволяют точно определить пути сокращения издержек и провести дальнейшее проектирование пневмосети и оптимальный подбор оборудования с учетом текущих потребностей предприятия и его дальнейшего развития.

3. Анализ результатов измерения — выявление проблемных участков и решения по их устранению, определение оптимального варианта воздухоснабжения. Возможные варианты изменения схемы распределения сжатого воздуха. Вероятность выделения локальных участков производства и потребления сжатого воздуха — децентрализация.

4. Подбор оборудования — выбор количества, мощности, взаимного местоположения и режима работы источников сжатого воздуха на основе результатов анализа. Предлагается наиболее эффективная схема воздухоснабжения, позволяющая при оптимальных капиталовложениях получить значительную экономию энергоресурсов, эксплуатационных и сервисных расходов!

5. Объемно-планировочное решение линии производства и подготовки сжатого воздуха, систем вентиляции компрессорных помещений. Грамотное размещение компрессорного оборудования позволит обеспечить:

- оптимальный тепловой режим работы компрессорной установки;
- легкий доступ для проведения сервисного обслуживания;
- использовать выделяемое тепло для отопления производственных помещений.

6. Техничко-экономический анализ — позволяет дать оценку модернизации или реконструкции пневмосистемы предприятия на основе объективных технико-экономических показателей поставляемого оборудования.

60 >>



ВЫБОР КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

При выборе компрессорного оборудования определяющими являются такие факторы, как; объемный расход сжатого воздуха, необходимое давление, требования к качеству воздуха.

При расчете потребности в объемном расходе сжатого воздуха применяется следующая последовательность действий:

- определение расхода воздуха оборудованием при условии непрерывной эксплуатации;
- корректировка этого значения с учетом среднего времени работы оборудования;
- учет коэффициента синхронности работы;
- учет износа инструмента;
- учет возможности роста количества потребителей сжатого воздуха.

При расчете потребности в сжатом воздухе для вновь приобретаемого оборудования потребность в сжатом воздухе определяется по паспортным данным, если оборудование поддержанное, то применяется коэффициент, учитывающий его износ. Среднее время работы пневмоинструментов, работающих не непрерывно, а по мере необходимости (пневмодрели, пневмогайковерты и т.д. и т.п.), при приблизительном расчете можно принять в 20—60% от общего рабочего времени. Также очевидно, что одновременная работа всего оборудования маловероятна, поэтому необходимое количество сжатого воздуха можно уменьшить, ориентировочный коэффициент синхронности составляет примерно для двух потребителей — 0,95, для пяти — 0,84, для десяти — 0,7, для пятнадцати — 0,66.

Если применяется изношенный инструмент воздуха потребляется больше на 5—10%, потребителям при расчетах необходимо также учесть, что даже в совершенной новой пневмораспределительной сети утечки воздуха существуют, рекомендуется увеличить расчетные цифры на 5% — для новой сети и на 25% — для изношенной.

Что же касается роста количества потребителей сжатого воздуха, то это зависит от перспективных планов развития того или иного предприятия, хотя зачастую количество пневмопотребителей растет быстрее, чем предполагалось ранее.

При выборе воздушного компрессора сегодня приходится выбирать не только между поставщиками, но и между различными технологиями сжатия воздуха. Существует несколько различных типов компрессоров, по принципу действия они делятся на две большие группы: компрессоры объемного действия и компрессоры динамического действия.

К компрессорам объемного действия относятся поршневые, мембранные компрессоры, а также семейство роторных компрессоров, в которые входят винтовые, спиральные, пластинчатые, зубчатые и другие типы компрессоров, относительно редко применяющиеся при производстве сжатого воздуха.

К компрессорам динамического действия относятся турбокомпрессоры и струйные компрессоры, турбокомпрессоры в свою очередь делятся на две больших группы — центробежные компрессоры и осевые.

Поршневые компрессоры являются самыми распространенными в странах СНГ среди установленных компрессоров с производительностью до 100 м³/мин. Эти

компрессоры были основным типом воздушных компрессоров (за исключением центробежных производительностью от 100 м³/мин), производимых в СССР. Винтовые компрессоры не рассматривались как серьезная альтернатива в силу технологической сложности производства и ориентирования экономики на предприятия-гиганты с потреблением сжатого воздуха, значительно превосходящими 100 м³/мин.

Основными достоинствами поршневых компрессоров являются относительная простота производства и высокая ремонтпригодность. Во время обслуживания промышленный поршневой компрессор «обновляется», и единственная часть, которая обычно не заменяется — несущая рама. Все остальное: поршневые кольца, клапаны, поршни, цилиндры и даже двигатель может быть заменено. Основным недостатком поршневых компрессоров — необходимость в частом обслуживании и ремонте. На больших предприятиях для обслуживания поршневых компрессоров были созданы специальные службы, доходящие до 100 и более человек, на небольших предприятиях персонала может быть намного меньше но наличие оператора и дежурного персонала — необходимый минимум. Кроме того, стоимость обслуживания таких компрессоров довольно высока, т.к. для их обслуживания необходим квалифицированный персонал, и само обслуживание очень трудоемко. Но самое главный недостаток — межсервисный интервал не превышает 500 рабочих часов. На многих промышленных предприятиях, использующих и по сей день такие компрессоры на один работающий приходится один резервный или (и) находящийся в состоянии ремонта поршневой компрессор.

Кроме этого, для промышленных поршневых компрессоров производительностью 5 и более м³/мин появляется необходимость установки на фундаменте в отдельно стоящем помещении. Это обусловлено большим уровнем шума и вибраций.

Стоит отметить, что для давлений выше 20—30 бар поршневые компрессоры все еще незаменимы и широко используются до сих пор.

А также на сегодняшний день для производительностей менее 200 л/мин поршневые компрессоры все еще эффективнее и гораздо дешевле в изготовлении, чем компрессоры других технологий сжатия. В этом диапазоне производительностей можно встретить мембранные компрессоры, которые применяются, когда нужно обеспечить чистый безмасляный воздух, например, в медицине. Однако из-за короткого межсервисного интервала и низкой надежности они уступают место на рынке современным высокотехнологичным безмасляным поршневым компрессорам.

В настоящее время винтовые компрессоры являются самыми массовыми на зарубежных предприятиях с потреблением от 1 до 100 м³/мин давлением от 1 до 13 атмосфер. Винтовая технология сжатия была научно обоснована и просчитана в 1934 г. шведским профессором Альфом Люсхольмом, но технологическая возможность изготовления винтов появилась только в начале пятидесятых годов.

Современный винтовой компрессор требует в среднем всего одного обслуживания в год, что позволяет полностью отказаться от выделенного персонала и сосредоточиться на основном технологическом процессе.

Один из современных вариантов компоновки — винтовой компрессор, смонтированный на единой раме со всем необходимым дополнительным оборудованием (концевой охладитель, влагосепаратор, осушка, фильтры, система управления), закрытый шумозаглушающим кожухом. Такой компрессор практически не требует затрат на монтаж, и для большинства винтовых компрессоров не требуется установка в отдельном помещении.

Так как уровень шума и габариты таких винтовых компрессоров невелики, появилась реальная возможность их установки вблизи точки потребления, что снижает потери в воздушных сетях в среднем на 30%. Для поршневых же компрессоров, особенно для моделей с производительностью более 2 м³/мин установка вблизи точки потребления в большинстве случаев невозможна из-за высокого уровня шума и вибраций.

Применение высокоэффективных теплообменников воздух-воздух позволило отказаться от водяного охлаждения винтовых компрессоров до 250 кВт установленной мощности. Это еще один аргумент в пользу современных винтовых компрессоров — ведь система оборотной воды для охлаждения стоит недешево как в момент покупки, так и в эксплуатации.

Самый большой вклад в повышение энергоэффективности компрессоров внесли системы регулирования производительности. Современные компрессоры одного производителя вне зависимости от технологии сжатия имеют близкую ($\pm 10\%$) энергоэффективность при работе на полную нагрузку. Однако большинство предприятий потребляет сжатый воздух неравномерно и наиболее энергоэффективный компрессор на практике — это компрессор с лучшей системой регулирования производительности.

Исследования, проведенные за рубежом, показали, что только 10% промышленных предприятий потребляют воздух равномерно, но и на этих предприятиях компрессоры не работают на 100% нагрузки, т.к. постоянное потребление находится на уровне 60—80% от их максимальной производительности. Эти данные еще раз показывают, насколько важно оборудовать компрессор энергоэффективной системой регулирования.

Эффективные системы регулирования — еще одна характерная особенность винтовых компрессоров. Наиболее прогрессивная из используемых на сегодняшний день систем регулирования производительности — «частотный привод», когда производительность компрессора изменяется частотой вращения двигателя.

Результаты зарубежных исследований показали, что средневзвешенный процент экономии электроэнергии от применения частотного привода составил 35%. В настоящее время в развитых странах, где государство поддерживает капиталовложения в энергосберегающие технологии, до 50% винтовых компрессоров мощностью от 30

до 90 кВт поставляются с частотным приводом. Для России эпоха дешевых энергоносителей похоже тоже заканчивается навсегда, и вопросы энергосбережения при подборе оборудования выходят на одно из первых мест.

Все вышеперечисленные факторы позволили винтовым компрессорам утвердиться и на российском рынке. Как и за рубежом, сейчас найдется мало предприятий, приобретающих новый поршневой компрессор с производительностью более 2 м³/мин на стандартное промышленное давление.

Пластинчатые компрессоры в настоящее время практически не выпускаются. В мире осталось всего несколько фирм, выпускающих такие компрессоры. Достоинство таких компрессоров — компактность и относительная простота изготовления по сравнению со спиральными и винтовыми компрессорами, а по сравнению с поршневыми — отсутствие вибраций и большой межсервисный интервал. Недостатки — высокий унос масла и низкая надежность компрессорного элемента — пластины под действием изгибающих сил быстро изнашиваются или ломаются. Развитие винтовых технологий практически вытеснило пластинчатые компрессоры с рынка.

Если предприятию необходим безмасляный воздух, одним из вариантов может быть приобретение спиральных и зубчатых компрессоров. С производительностью от 200 до 1500 л/мин спиральные компрессоры являются самыми экономичными производителями сжатого воздуха. Для меньших производительностей используются поршневые, а для больших — зубчатые компрессоры.

Если потребление воздуха более 100—150 м³/мин и потребление воздуха постоянно или существенно больше, чем 150 м³/мин (обычно исчисляемое в десятках тысяч кубометров в час), эффективным решением может стать центробежный компрессор (турбокомпрессор).

Центробежные компрессоры производства мировых лидеров отличают надежность и высокий межсервисный интервал. В то же время более сложный монтаж и требования к установке, низкая глубина регулирования производительности накладывают значительные ограничения

на сферы применения турбокомпрессоров. Такие компрессоры особенно интересны, когда потребление сжатого воздуха носит массовый (не объемный) характер — химические технологии, разделение воздуха. Для таких предприятий важна масса сжимаемого воздуха, а также постоянное потребление при непрерывном цикле.

Если на промышленных предприятиях потребление носит объемный характер (важен фактический объем воздуха в рабочем пневмоцилиндре, а не его масса), выгоднее применить машины объемного сжатия — несколько винтовых компрессоров или для постоянного потребления — центробежный, а в качестве «регулирующего» — винтовой компрессор.

Таким образом, производительность и необходимое качество воздуха в настоящее время практически однозначно определяют технологию сжатия, в приведенной ниже таблице 1 сведены воедино области применения основных типов компрессоров.

Как видно из таблицы, некоторая неоднозначность присутствует только в диапазоне от 60 до 150 м³/мин, в данном диапазоне идет борьба между компаниями, производящими преимущественно винтовые компрессоры (в основном европейские), и компаниями, производящими преимущественно центробежные компрессоры (в основном американские). Вышеприведенные рассуждения справедливы для диапазона давлений до 10—15 бар.

Для диапазона средних давлений — от 16 до 40 бар в основном используются двух- или трехступенчатые поршневые машины, а для большой производительности — двухступенчатые винтовые. Эти компрессоры применяются в производстве пластмассовых изделий (РЕТ-индустрии), для испытаний оборудования и т.д.

Диапазон высоких давлений — до 400 бар — занят преимущественно многоступенчатыми поршневыми компрессорами и турбокомпрессорами (для очень большой производительности). Высокое давление необходимо для гидро- и других электростанций, прокатных станов, нефтяной и газовой промышленности, в авиационной и судостроительной отраслях, а также применяется и в военно-морском флоте.

Таблица 1

Величина производительности	Тип компрессора	
	безмасляные	маслосмазываемые
меньше 0,2 м ³ /мин	поршневые, мембранные	поршневые
от 0,2 м ³ /мин до 1,5 м ³ /мин	спиральные (для длительной работы), поршневые	спиральные, поршневые, винтовые (от 0,8 м ³ /мин).
от 1,5 м ³ /мин до 6—8 м ³ /мин	зубчатые	винтовые
от 8 м ³ /мин до 60 м ³ /мин	винтовые	винтовые
от 60 м ³ /мин до 120 м ³ /мин		винтовые, центробежные (для пост. потребит.)
от 120 м ³ /мин до 150 м ³ /мин		винтовые, центробежные
св. 150 м ³ /мин		центробежные

При подборе компрессора по давлению не стоит ориентироваться на удовлетворение потребностей одного относительно «высокобарного» потребителя, если кроме него имеется достаточно большое количество потребителей на более низкое давление, так как каждый избыточный 1 бар давления нагнетания увеличивает удельные энергозатраты на 6—8%. Большинство фирм выпускают компрессоры с фиксированным значением максимального давления, и при настройке компрессора на большее давление уменьшается его производительность. Поэтому при ориентации всей компрессорной станции на удовлетворение потребностей одного «высокобарного» потребителя может привести к ухудшению эффективности работы компрессоров до 35%!

Качество получаемого воздуха также является немаловажным фактором при определении затрат на создание или реконструкцию пневмосистем потребителя, сумма затрат на подготовку сжатого воздуха может достигать до 20% от затрат на его производство. Очевидно, что чем выше класс требуемого воздуха, тем больше эти затраты.

При сжатии воздуха компрессор всасывает все примеси: пыль, влагу, пары масла, химикатов и т.д., несмотря на фильтры, встраиваемые на входе компрессора, и при сжатии воздуха «концентрирует» их, поэтому в пневмосистеме, как правило, присутствуют сепараторы, конденсатотводчики, осушители, различные фильтры.

Самую серьезную проблему представляет влажность, не только сама по себе, а еще и потому, что в воде растворяются практически все примеси, содержащиеся в воздухе.

Получившаяся в результате этого растворения агрессивная смесь вызывает коррозию в компрессоре и трубопроводах, окисляющиеся частицы и продукты коррозии переносятся к оборудованию, потребляющему сжатый воздух, вызывая его преждевременный износ.

Вода присутствует в воздухе в жидкой и газообразной фазах, т.е. в виде капель сконденсированной воды и водяного пара. Отделение капельной влаги происходит в циклонном сепараторе, установленном на выходе компрессора. Сжатый воздух с капельками воды попадает в циклон, где он вовлекается во вращательное движение высокой скорости. Под воздействием мощных центробежных сил капельки жидкости оседают на стенках сепаратора и стекают в коллектор. Коллектор оборудуется конденсатотводчиком.

Появление конденсата связано и с утечками воздуха: из компрессора, ресивера, осушителя и фильтров. Для слива конденсата применяют различные устройства: ручные, поплавковые, таймерные и электронные. Основным преимуществом электронных систем является то, что благодаря встроенной системе измерения уровня жидкости в приемной камере они не допускают ни малейшей потери сжатого воздуха, открывая клапан только для слива жидкости.

Кроме воды из жидких примесей в сжатом воздухе, вырабатываемом маслосмазываемыми компрессорами,

(а таких большинство), обязательно присутствует масло в капельном виде. Это масло неизбежно загрязняет отводимый конденсат.

Экологические нормы постоянно ужесточаются, поэтому для отчистки конденсата от масла применяются водомасляные сепараторы для обработки конденсата перед сбросом его в канализацию. В их работу заложено три принципа: флотация, абсорбция и мембранная фильтрация.

В простых системах конденсат сбрасывается во флотационную камеру, где отделяется крупнокапельное масло, далее он проходит сквозь волокнистый материал, поглощающий частички масляной эмульсии, и окончательно очищается в угольном отделении, такая система требует периодической смены пакетов-картриджей с волокнистым материалом и активированным углем.

В более дорогих системах после флотации окончательная очистка производится высоконапорной микрофильтрацией через пористую керамическую мембрану.

Значительная часть воды в сжатом воздухе присутствует в газообразном виде (водяной пар), в самом компрессоре эта вода, как правило, не конденсируется из-за высокой температуры получаемого сжатого воздуха, но по мере распространения по пневмосетям воздух охлаждается, водяной пар, содержащийся в нем, переходит в жидкую фазу и выпадает в виде конденсата со всеми вытекающими из этого отрицательными последствиями. Водяной пар удаляется из воздуха с помощью специальных устройств — осушителей.

Существует несколько различных технологий осушения воздуха:

- осушка охлаждением;
- осушка путем дополнительного сжатия;
- осушка с использованием абсорбционных осушителей;
- осушка с использованием адсорбционных осушителей;
- осушка с использованием мембранных осушителей.

Осушка охлаждением — наиболее широко применяемый в промышленности и наиболее экономичный тип осушителя. Стоимость такого осушителя в диапазоне производительностей от 3 до 20 м³/мин составляет примерно 15—20% от стоимости компрессорного оборудования. Сжатый воздух охлаждается хладагентом, а выпавший конденсат отводится, при этом достигается точка росы + 3°C.

Другой метод осушки заключается в дополнительном сжатии воздуха. В этом случае воздух сжимается до гораздо большего давления, чем необходимо для работы, образуется конденсат, который отводится через специальный клапан.

Затем воздух расширяется до рабочего давления. С помощью данной методики возможно достичь точки росы -60°C. Однако этот процесс очень дорогой. Если окружающая температура или область применения требует низких значений точки росы от 0° до -70°C, следует применять сорбционные или мембранные осушители. В этом случае стоимость осушки в общем процессе подготовки воздуха достигает 50%.

В абсорбционном осушителе пары воды химически поглощаются агентом, который в процессе осушки растворяется. Агентом является соль на основе NaCl. В ходе процесса происходит расход агента: 1 кг соли поглощает примерно 13 кг водяного конденсата. Это означает, что соль нужно регулярно пополнять. Самой низкой точкой росы, которую можно достичь таким способом, является -15°C . Используются и другие осушительные агенты, в том числе: глицерин, серная кислота, обезвоженный мел и т.п. Оперативные расходы довольно высокие, из-за чего этот метод на практике применяется очень редко.

В адсорбционном осушителе молекулы газа или пара притягиваются молекулярными силами адсорбента. Осушительным агентом является специальный гель (например, силикогель), который адсорбирует влагу. После каждого рабочего цикла требуется восстановление свойств агента, для этого используются два контейнера — один для осушки, другой для регенерации. Восстановление может быть холодным или горячим. Осушители с холодным восстановлением стоят дешевле, но более дороги в эксплуатации.

Мембранный осушитель состоит из пучка полых волокон, которые открыты для водяных паров. Осушаемый воздух обтекает эти волокна. Осушка происходит за счет разницы давления между влажным воздухом внутри волокон и сухого воздуха, протекающего в обратном направлении. Для управления обратной продувкой не потребляется электрическая энергия, что позволяет использовать такие осушители во взрывоопасных средах. Одно из главных отличий от других осушителей заключается в следующем: мембранный осушитель в определенной пропорции уменьшает влажность воздуха, тогда как рефрижераторный и адсорбционные осушители понижают точку росы.

Недостатком мембранных осушителей является их низкая пропускная способность, и, как следствие, высокая стоимость.

Наиболее распространенными являются рефрижераторный и адсорбционные осушители.

Рефрижераторные осушители, как правило, полностью собраны и укомплектованы их изготовителем. Существуют рефрижераторные осушители различных размеров, отличающиеся мощностью, объемным расходом, температурой точки конденсации влаги. Диапазон производительности по объемному расходу таких осушителей лежит в пределах от 10 до 25 000 куб. м/час и более. При увеличении объемного расхода увеличивается потребность в мощности встроенной холодильной машины.

Основные параметры, которые учитывают при выборе рефрижераторного осушителя, таковы: объемный расход воздуха, давление на входе, температура на входе, температура на выходе, точка росы под давлением, температура окружающей среды/хладагента, потребляемая мощность, перепад давления.

При отрицательных температурах (если температура окружающей среды ниже температуры замерзания воды) для надежной защиты от замерзания трубопроводов

и клапанов целесообразно использовать адсорбционный осушитель. А при очень высокой температуре окружающей среды сжатый воздух перед входом в рефрижератор необходимо охлаждать в теплообменниках воздух/воздух или вода/воздух. Потому что с ростом температуры сжатого воздуха на входе и с ростом температуры хладагента потребляется больше энергии. Меньше энергии осушитель потребляет с ростом рабочего давления и при повышении точки росы. При более низкой точке росы влаги конденсируется больше.

Адсорбционные осушители различаются по способу регенерации адсорбента.

Конструкция осушителей с холодной регенерацией более надежна и проста, и они могут быть спроектированы для достижения более низких (до -80°C) значений точки росы, чем осушители, использующие для восстановления адсорбента горячий воздух. В осушителях с холодным восстановлением используется часть осушенного воздуха, от 14 до 25 %, в зависимости от требуемой точки росы, поэтому они нуждаются в большом объеме сжатого воздуха, что приводит к увеличению эксплуатационных расходов. К сказанному можно добавить, что потери сжатого воздуха на регенерацию адсорбента — величина довольно постоянная, но ее доля в общем объеме потребляемой энергии может меняться и весьма существенно. Обычно на регенерацию адсорбента расходуется около 15 % от номинальной производительности осушителя с холодной регенерацией. При оптимальной загрузке компрессора потери эти составят 15 % от всей потребляемой энергии. Если же общая потребность в сжатом воздухе снизилась вдвое-втрое, то доля потерь составит уже 30—45 %. Поэтому целесообразно выключать осушитель (точнее — остановить смену циклов) при остановках компрессора или при его работе в режиме холостого хода, чтобы реализовать подобный режим, осушителю необходим блок управления.

Есть две разновидности блоков управления: осуществляющие управление включением-выключением в функции времени и путем контроля точки росы. Первые включают осушитель только тогда, когда компрессор работает с нагрузкой. Вторые регулируют работу осушителя на основе контроля точки росы. Они совершеннее таймерных блоков, но и более дорогие.

При горячей регенерации через адсорбент пропускается нагретый до высокой температуры воздух. Адсорбционные осушители с горячей регенерацией, как правило, имеют собственную регенерационную систему, поэтому для них не нужен дополнительный воздух от компрессора. При этом процессе, в зависимости от типа адсорбента, необходима температура от $+150$ до $+300^{\circ}\text{C}$.

В осушителях с холодной регенерацией в качестве адсорбента используется алюмогель или активированная глина, с горячей — применяют силикаты, силикагель или двуокись кремния.

Следует заметить, что способность поглощать влагу адсорбентом резко падает с увеличением температуры. Например, при одном и том же расходе сжатого воздуха

<< 54

ным условиям, имеют прекрасные диэлектрические свойства.

Кроме того, воздухопроводы промышленного применения производства TEX выдерживают более обширный, чем другие марки, диапазон температур (-40 °С до +125 °С, в зависимости от материала, из которого сделаны воздухопроводы).

Воздушный TEX может быть любого диаметра от 50 до 700 мм и длиной от 6 до 20 м.

<http://c-o-k.ru>

DANFOSS ОТКРОЕТ В НОВОСИБИРСКЕ КРУПНЫЙ ЛОГИСТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

В текущем году намечено открытие крупного логистического центра международного концерна Danfoss («Данфосс») в Новосибирске. Об этом ИА «Росбалт-Север» сообщили в пресс-службе Danfoss.

«В ближайшие пять лет компания «Данфосс» в России займет 15% от мирового объема продаж Danfoss A/S», — заявил президент концерна Йорген Клаузен. Данный прогноз, поясняют в компании, обусловлен увеличением спроса на энергосберегающее оборудование для систем теплоснабжения в связи с ростом цен на нефть и проведением масштабной реконструкции старого жилого фонда России.

Так, оборот Danfoss A/S в 2007 году составил 3 млрд евро. «Мы ожидаем, что в 2008 году обороты концерна увеличатся в 3 раза, — отмечает президент концерна. — Несмотря на то, что уже сейчас «Данфосс» — один из лидеров на российском рынке тепловой автоматики, мы не останавливаемся на достигнутом и активно помогаем нашим российским коллегам в развитии бизнеса».

Как отмечают в пресс-службе Danfoss, особое внимание руководство компании планирует уделить Сибирскому региону, так как уже сейчас он дает около 40% от общего объема продаж в России.

77 >>

размер осушителя, рассчитанного на входную температуру +45°C, примерно в два раза больше и соответственно дороже, чем на температуру в +35°C. Поэтому после компрессора рекомендуется ставить дополнительный охладитель.

Адсорбент может выдержать от 2000 до 4000 циклов регенерации, промежуток времени между автоматическими циклами регенерации составляет от 4 до 8 часов. На способность адсорбента поглощать влагу влияют следующие факторы: окисление, вызывающее утрату влагопоглощающих свойств; уменьшение поверхности гранул адсорбента; загрязнение их масляными частицами.

Если сравнивать вышеприведенные типы адсорбционных осушителей по экономическим показателям, то при больших расходах сжатого воздуха (начиная с 700—1000 куб. м/мин) эксплуатация адсорбционных осушителей с горячей регенерацией более выгодна.

При проектировании осушительной системы для определения необходимой точки росы полезно учитывать минимальную температуру окружающей среды, в которой будет находиться линия сжатого воздуха. Если температура точки росы будет всего на несколько градусов ниже минимальной температуры окружающего воздуха, то образование конденсата в оборудовании будет затруднено или исключено. Но достижение слишком низкой температуры точки росы ведет к повышенным затратам и не всегда оправдано экономически. Как правило, средства, выделенные на закупку оборудования, неограниченны, поэтому необходим тщательный подход к расчету осушителя, например, может оказаться, что точка росы даже в +3°C избыточна, и для оборудования достаточно +10°C. В этом случае поток сжатого воздуха через осушитель с рабочей точкой росы +3°C можно увеличить на 70%, а при точке росы на выходе +15°C производительность этого осушителя возрастает более чем в два раза. При этом стоимость самого осушителя не меняется.

При проектировании пневмосистем с рефрижераторными осушителями следует иметь также в виду, что высокая температура в компрессорной станции может быть причиной более низкой их производительности, чем заявленная изготовителем оборудования.

При выборе адсорбционного осушителя учитывают следующие эксплуатационные параметры: точку росы под давлением, максимальную температуру сжатого воздуха на входе, максимальный объемный расход сжатого воздуха и минимальное рабочее давление.

Чем ниже необходимая точка росы под давлением, тем больше энергии требуется для ее достижения. Стоимость этой энергии в основном и определяет стоимость осушки. Для большинства технологических процессов и оборудования точки росы -25°C более чем достаточно. Более того — вполне приемлема температура и +(2...3)°C. Но осушка при такой температуре обычно применяется в том случае, если компрессор находится относительно недалеко от пневмопотребляющего оборудования. Если же говорить о протяженных пневмолиниях — неотъемлемой составляющей многих предприятий, то для них предпочтительнее иметь более низкие температуры точки росы. Иначе резко возрастает вероятность коррозии в пневмопроводах и оборудовании.

Температура сжатого воздуха на входе в осушитель также имеет большое значение, возрастание температуры с +35 °C до +45 °C — всего на 10 °C — приводит к увеличению влаги в сжатом воздухе на целых 70%.

Максимальный объемный расход сжатого воздуха, который осушитель может «пропустить через себя», иначе говоря, пропускная способность, влияет на уровень потерь давления в осушителе. При выборе слишком маленького осушителя появляются потери давления при больших потоках сжатого воздуха. Что же касается рабочего давления, то существует такая зависимость: при меньшем давлении необходим больший осушитель, и наоборот.

Кроме «жидких» примесей в воздухе может находиться и большое количество различных механических частиц различных размеров, главным образом,

это пылевые частицы. Некоторые из них связываются или даже растворяются в воде и масле и удаляются вместе с конденсатом, другие необходимо удалять путем фильтрации.

Фильтры, используемые в технологии сжатого воздуха, могут классифицироваться по назначению; всасывающий фильтр, промежуточной фильтрации, адсорбционной фильтрации паров масла, по способу фильтрации; электрический сепаратор, фильтрующие поверхности, мембранный фильтр; пористый фильтр, по тонкости фильтрации.

Для фильтрации сжатого воздуха преимущественно используются два типа фильтрации; поверхностная фильтрация и пористая фильтрация. При поверхностной фильтрации — если загрязняющие частицы больше чем поры, то они задерживаются на поверхности фильтрующего материала. При пористой фильтрации в качестве фильтрующего материала используется специальный материал, состоящий из сплетения очень тонких волокон. Этот фильтрующий материал из-за сочетания нескольких механизмов фильтрации (самоочистение, адсорбция, электростатический разряд, диффузия, низкий уровень рассеяния, связывание частиц «ван-дер-ваальсовыми» силами) позволяет задерживать загрязняющие частицы, значительно меньшие, чем расстояние между волокнами.

В большинстве типов фильтров, работающих под давлением, сочетание поверхностной и пористой фильтрации очень эффективно.

Объемные расходы для фильтров, приводящиеся в документации производителей, всегда соответствует определенному давлению. При изменении рабочего давления максимальный объемный расход воздуха через фильтр может измениться. Это изменение может быть определено при помощи коэффициентов пересчета, обычно их приводят в документации производителей.

Кроме этого, существует зависимость количества частиц масла, проходящих через фильтр от температуры. Например, при температуре +30°C количество частиц масла, проходящих через фильтр, увеличивается в 5 раз по сравнению с температурой +20°C, а при температуре +40°C — в 10 раз. Поэтому микро- и субмикровальтеры выгоднее устанавливать в местах, где температура сжатого воздуха максимально низкая.

В общем случае различные технологии, оборудование, инструменты требуют воздуха различного давления и различного качества. Если ориентироваться на выработку воздуха максимально-требуемого давления и качества для всех имеющихся потребителей, то есть серьезный риск создать дорогую и неэффективную пневмосистему, так как каждый избыточный 1 бар давления нагнетания увеличивает удельные энергозатраты на 6—8%, да и затраты на подготовку воздуха увеличиваются пропорционально увеличению его качества.

Существуют два принципиально разных варианта решения этой проблемы:

Проведение частичной децентрализации системы — для потребителей сжатого воздуха, отличающихся своими

требованиями к давлению или качеству воздуха от остального оборудования, устанавливается отдельный компрессор, например, высокобарный или работающий по безмасляной технологии. Очевидно, что этот путь наиболее целесообразен, если количество таких потребителей относительно невелико от общего количества потребителей сжатого воздуха.

Создание пневмосетей из двух или более линий — в одну линию можно объединить потребителей с примерно одинаковыми требованиями к качеству воздуха и с требуемыми давлениями, не отличающимся более чем на один бар. Данный вариант экономически эффективен, если поток более низкого качества (здесь имеется в виду и давление, и степень очистки сжатого воздуха) составляет более 15% от общего потока. Если же меньше 15%, то разделение линий не всегда оправдано экономически.

В заключение считаю необходимым упомянуть о таком необходимом элементе пневмосетей, как ресивер.

Машины и инструменты, потребляющие сжатый воздух, требуют постоянного давления для безотказной эксплуатации. Это достигается, в том числе и при использовании правильно подобранных ресиверов сжатого воздуха. Ресиверы выполняют следующие функции:

Накопление сжатого воздуха — компрессор постепенно накапливает объем сжатого воздуха в ресивере, это компенсирует переменный расход сжатого воздуха в линии, т.о. снижается число циклов включения/отключения компрессора.

Демпфирование пульсаций — объемные компрессоры, особенно поршневые, вызывают пульсации потока сжатого воздуха, которые демпфируются объемом ресивера.

Удаление конденсата — вследствие охлаждения сжатого воздуха на стенках ресивера образуется конденсат, который накапливается в его нижней части и может быть затем удален.

Определение объема ресивера производится по следующей формуле:

$$V = \frac{V_{\Sigma} \times P_a}{4 \times Z \times \Delta p},$$

где

V — объем ресивера сжатого воздуха в м³;

V_Σ — объемный расход в м³/час;

P_a — атмосферное давление в барах;

Z — частота включений (в час);

Δp — перепад давлений в барах.

В случае, если ресивер выбирается из какой-либо стандартной линейки и объема рассчитанного ресивера в этой линейке не существует, выбирается ближайший больший по объему ресивер.

Если имеются большие перепады в расходе сжатого воздуха, когда в течение коротких промежутков времени разбор воздуха потребителями значительно превышает производительность компрессора, необходимо выбирать ресивер большего объема.

По материалам ООО «Техэлектромонтаж-Сервис»

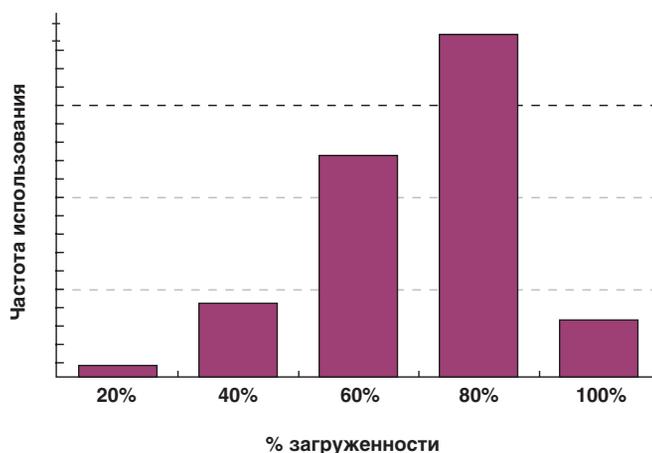
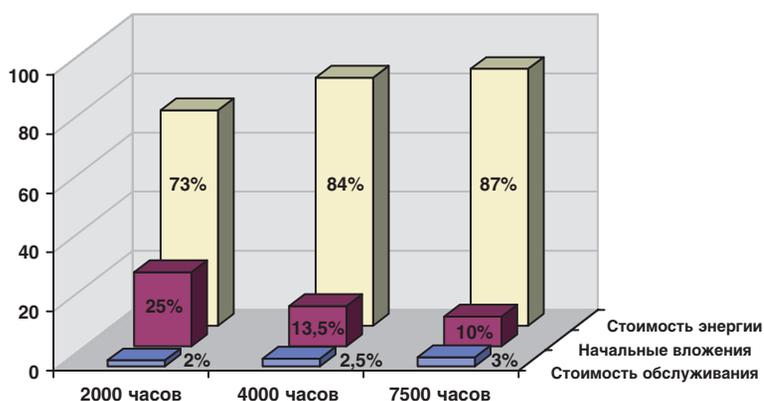


ООО «Далва Консалтинг»

ЭКОНОМИЯ НА СЖАТОМ ВОЗДУХЕ

По данным европейской статистики компрессорное хозяйство потребляет более 10% электроэнергии расходуемой промышленностью и составляет около 80 ГВт·час (80·1012) в год. Естественно, что при таком огромном энергетическом потенциале и высокой стоимости электричества, любые предложения по более экономичным компрессорам вызывают живой интерес у потребителей. В 90-х годах появились первые компрессоры с автоматической плавной регулировкой производительности с использованием частотно-регулируемого привода. И на сегодняшний день у крупных производителей доля продаж винтовых компрессоров мощностью более 11 кВт с частотным регулированием производительности составляет уже 30—35% и быстро растет из года в год. Столь большая доля производства этих более сложных и дорогих машин, конечно обусловлена экономическими причинами, т.е. их способностью экономить до 35% электроэнергии. Из рисунка видно через год — два (7500 часов) уже 90% стоимости затрат на производство сжатого воздуха приходится на электричество.

Рассмотрим почему, как и сколько можно сэкономить, используя SCD (speed controlled drive) компрессор, по сравнению с обычным винтовым компрессором постоянной производительности.



По данным статистики по нескольким тысячам предприятий Европы средняя загрузка компрессорных станций составляет 50—70% что, в большинстве случаев, оправдано необходимостью иметь запас мощности. Обычный компрессор работает в режиме: нагрузка — холостой ход с тем, чтобы поддерживать давление в сети сжатого воздуха в установленных пределах — как правило +/- 1 бар. Соответственно, от 30 до 50% времени компрессор вынужден работать на холостом ходу не производя полезной работы.

SCD компрессор плавно отслеживает текущую потребность в сжатом воздухе, или, что тоже самое, точно поддерживает заданное давление, пропорционально уменьшая энергопотребление.

Если для примера взять компрессор средней мощности 60 кВт, загруженный на 70%, что составляет 4000 часов в год, при конечном давлении 10 бар, то можно вычислить суммарную экономию, которая набирается из следующих составляющих.

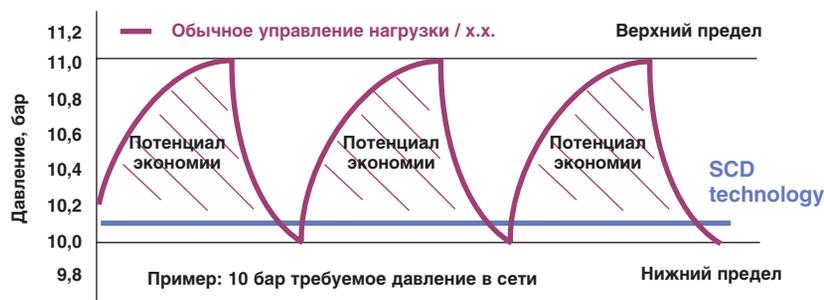
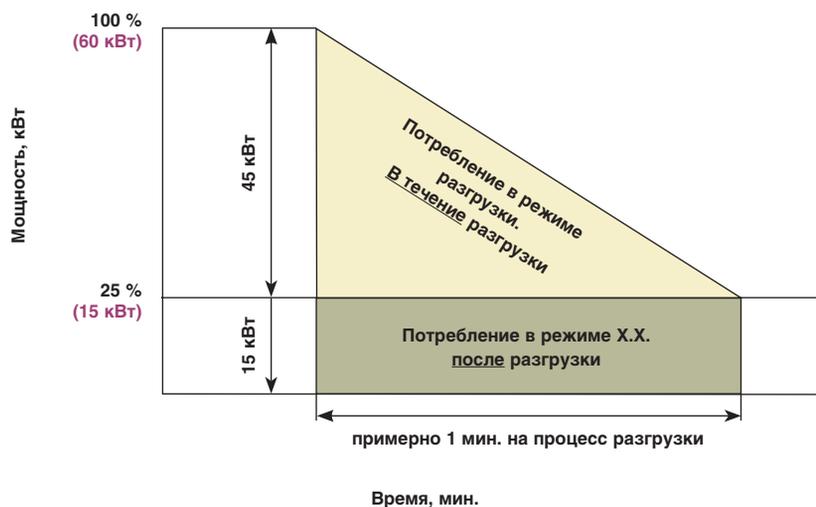
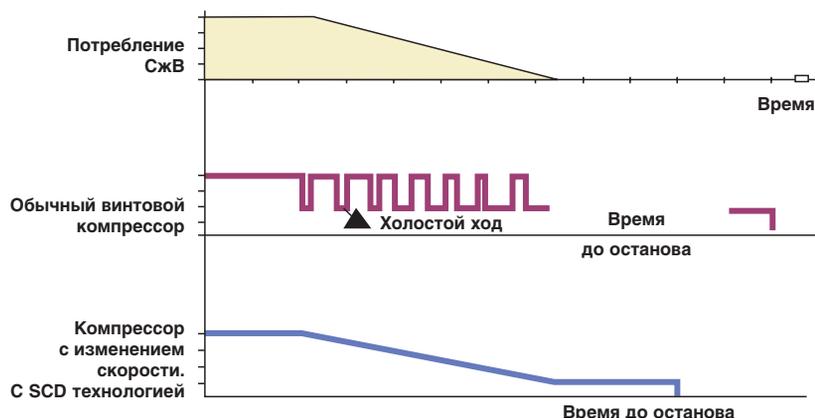
1. Непроизводительные затраты на холостой ход, при котором обычный асинхронный двигатель потребляет около 25% своей номинальной мощности.

$$(25\% \text{ от } 60 \text{ кВт}) \times (30\% \text{ от } 4\,000 \text{ часов}) = 18\,000 \text{ кВт}\cdot\text{час}$$

2. Переключение на холостой ход происходит не мгновенно. После закрытия входной заслонки и прекращения подачи сжатого воздуха компрессор разгружается. При этом происходит плавный сброс давления из внутренней системы компрессора что в среднем занимает около минуты. За это время так же плавно падает мощность на валу двигателя с номинальной до нагрузки холостого хода (25%).

Принимая среднюю частоту разгрузок как 20 раз в час, суммарно за год получаем:

$$\text{На одну разгрузку} \\ (60 - 15 \text{ кВт}) / 2 \times (1/60 \text{ часа}) = 0,375 \text{ кВт}\cdot\text{час}$$



$$\text{В год} \\ 4000 \text{ час} \times 20 \text{ разгр/час} \times 0,375 \text{ кВт}\cdot\text{час} = 30\,000 \text{ кВт}\cdot\text{час}$$

3. При разгрузке сжатый воздух из внутренней системы компрессора сдувается в атмосферу, а на его производство уже была потрачена энергия. Типичный объем масляного ресивера такого компрессора 80л, а средний расход электроэнергии составляет 0,126 кВт·час на 1 м³ при 10 барах.

За год

$$4000 \text{ час} \times 20 \text{ разгр/час} \times 0,08 \text{ м}^3 \times 0,126 \text{ кВт-час/м}^3 = 806,4 \text{ кВт-час}$$

4. «Лишнее» давление. Обычный компрессор, работая в режиме нагрузка/холостой ход, поддерживает давление в сети в диапазоне от нижней до верхней уставок, формируя пилообразное выходное давление. Как правило, для того, чтобы компрессор не переключался слишком часто этот диапазон составляет около 1 бара и его нижняя граница соответствует минимально необходимому давлению в сети. Каждый лишний бар давления нагнетания приводит к увеличению электропотребления компрессора на 6—8%. Компрессор с частотным регулированием поддерживает давление с точностью 0,1 бара при любой степени загрузки и настраивается на уровень минимально необходимого. Лишняя энергия потраченная обычным компрессором на создание дополнительного давления пропорциональна площади «зубцов пилы» и за год составит:

$$(1,0 - 0,1) \times (7\% \text{ от } 60 \text{ кВт}) \times 4000 \text{ час} = 15120 \text{ кВт-час}$$

5. Идеальных сетей сжатого воздуха не бывает и всегда есть определенный уровень утечек. По статистике многих европейских предприятий 25—30% потерь является средней нормой. Скорость истечения газа через неплотности пропорциональна давлению и, соответственно, увеличивается на 10% с каждым дополнительным баром. SCD компрессор может поддерживать давление на

$1,0 - 0,1 = 0,9$ бар ниже, чем обычный и, соответственно, сэкономить 9% утечек. За год экономия составит:

$$4000 \text{ час} \times 9\% \text{ от } (25\% \text{ от } 60 \text{ кВт}) = 5400 \text{ кВт-час}$$

6. В диапазоне средней и малой производительности наиболее популярны компрессора с клиноременным приводом. На базе одного винтового блока можно изготавливать целые серии компрессоров с различной производительностью и выходным давлением, меняя лишь мощность двигателя и пары шкивов. Однако есть и один существенный недостаток — потери мощности на ременной передаче, составляющие около 4% от передаваемой мощности. Компрессор с прямым приводом (электродвигатель — эластичная муфта — винтовой блок) и частотным регули-

рованием не нуждается ни в каком редукторе и не имеет никаких потерь при передаче крутящего момента. За год экономия составит:

$$4000 \text{ час} \times (4\% \text{ от } 60 \text{ кВт}) = 9600 \text{ кВт-час}$$

Таким образом, годовая экономия электроэнергии при сравнении обычного компрессора с постоянной производительностью и частотно регулируемого одинаковой мощностью 60 кВт и при 70% загрузке (4000 час/год) может составлять $18000 + 30000 + 806 + 15120 + 5400 + 9600 = 78926 \text{ кВт-час}$, или другими словами, SCD компрессор оказывается на 33% экономичнее!

Та самая «пригоршня кремния», только в виде частотного преобразователя, и позволяет достигать такой экономии.

Есть еще несколько преимуществ частотно регулируемого привода, обусловленных «интеллектуальностью» электронного регулятора частоты. При запуске обычного асинхронного двигателя пусковые токи в 3,8—4,5 раза превышают ток при номинальной нагрузке. Поэтому обмотки двигателя приходится изготавливать с учетом этих больших пусковых нагрузок, а так же ограничивать допустимое количество запусков час. Система электропитания и защиты, так же должна быть рассчитана на большие пусковые нагрузки. Электропривод с SCD технологией стартует плавно с плавным же изменением потребляемого тока от нуля до номинала и, при полном отсутствии пусковых перегрузок, позволяет производить любое количество запусков в час. SCD двигатель на 40% компактнее и легче обычного асинхронника.

Все вышеперечисленные преимущества справедливы и для компрессорной станции. Оптимальным режимом работы любого компрессора всегда является его постоянная работа 100% времени со 100% нагрузкой. Один компрессор с регулируемой производительностью, работающий в составе станции из двух и более «постоянных» машин, обеспечивает переменные и неполные нагрузки, что позволяет обычным компрессорам работать в их оптимальном режиме и обеспечить максимальную экономию электроэнергии.

Компрессоры с SCD технологиями «Dalva Kompressoren» производятся в Германии и поставляются на Российский рынок компанией ООО «Далва Консалтинг».

www.dalva.ru

ООО «Далва Консалтинг»

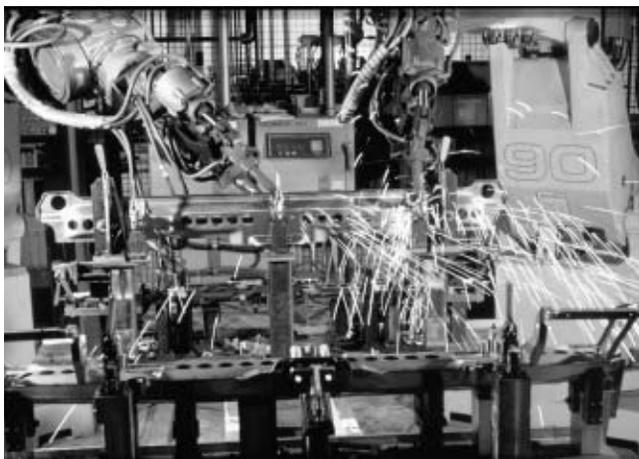
119192, Москва, Мичуринский пр-т, д.1, офис 104

тел. +7 (495) 2237107

факс. +7 (495) 2212622

mailto: dalva@dalva.ru

www.dalva.ru



МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ СОСТОЯНИЯ СМОНТИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНОЙ И ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

1. ВВОДНАЯ ЧАСТЬ

1.1. Целью проверки является оценка качества выполненных электромонтажных работ (ЭМР), соответствие смонтированной электроустановки требованиям нормативной и проектной документации и подготовка к сдаче-приемке в эксплуатацию. Сдача-приемка в эксплуатацию производится после полного завершения всех строительно-монтажных работ в целом или отдельных участках, обусловленных договором.

1.2. Порядок приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов установлен СНиП 3.01.04—87, СНиП 3.05.06—85.

1.3. Объектами проверки являются полностью смонтированные электроустановки зданий, их соответствие утвержденному проекту, требованиям нормативных документов и качество электромонтажных работ.

1.4. Нормативный уровень качества строительно-монтажных работ устанавливается нормативно-технической документацией, к которой относятся: государственные и отраслевые стандарты (ГОСТ и ОСТ), строительные нормы и правила (СНиП), ведомственные нормативные документы, стандарты предприятий (СТП).

1.5. Проверке подлежат:

- Заземляющие устройства.
- Система молниезащиты.
- Щитовые помещения.
- Распределительные устройства.
- Устройства автоматического включения резервного питания.
- Вторичные цепи схем защиты, автоматики, управления, сигнализации и измерения.
- Измерительные трансформаторы.
- Приборы учета электроэнергии.
- Аппараты защиты.
- Электропроводки.
- Кабельные линии.
- Внутреннее освещение.
- Маркировка, надписи.
- Рекламное освещение.
- Приемно-сдаточная документация.

1.6. При проведении сертификационных испытаний объем проверки определяется органом по сертификации в зависимости от схемы сертификации.

1.7. Испытания и измерения в электроустановках проводятся перед приемкой их в эксплуатацию, в сроки, определяемые периодичностью профилактических испытаний, а также при капитальном и текущем ремонтах электрооборудования. Нормы и периодичность испытаний электрооборудования и аппаратов электроустановок приведены в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ гл. 1.8), ГОСТ Р50571.16—99, Правилах эксплуатации электроустановок потребителей (ПЭЭП).

2. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

2.1. Для проведения проверки используется:

- Рулетка измерительная с диапазоном измерения до 15 м, точность измерения — 1 см.
- Рулетка измерительная с диапазоном измерения до 3 м, точность измерения — 1 см.
- Штангенциркуль с диапазоном измерения до 25 см, точность измерения — 0,1 мм.
- Секундомер с диапазоном измерения до 30 минут, точность измерения — 1 сек.
- Динамометр ДПУ-1—2-5031.

3. МЕТОДЫ ПРОВЕРКИ

3.1. Проверка производится в соответствии с согласованным и утвержденным комплектом приемо-сдаточной документации, в который согласно ВСН 193—90 входит проектная документация, документация заводов-изготовителей электрооборудования, сертификаты на электротехнические изделия.

3.2. Электромонтажные работы должны быть выполнены организацией, имеющей лицензию на их выполнение, в соответствии с утвержденным проектом. Отступления от проекта должны быть документально согласованы с проектной организацией и территориальным органом Госэнергонадзора.

3.3. Характеристики электрооборудования не должны ухудшаться в процессе электромонтажных работ.

3.4. Идентификация электроустановки здания, ее комплектующих, установочных изделий проводится визуально путем сравнения установленных типов электрооборудования (комплектующих, установочных) с проектом, технической документацией завода-изготовителя, сертификатов на электрооборудование. Идентификация технологии выполнения ЭМР проводится путем визуального сравнения образца с технологической картой пооперационного выполнения работы. При идентификации сечений токоведущих частей, заземляющих и защитных проводников применяются инструментальные методы измерений с последующим расчетом их сечений. При идентификации контактных соединений проверке подлежат до 3% соединений, но не менее десяти.

4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1. Испытания и измерения в электроустановках проводятся по наряду-допуску или по распоряжению. В порядке текущей эксплуатации допускается проводить массовые

испытания материалов и изделий повышенным напряжением стационарных испытательных установок, у которых токоведущие части закрыты сплошными или сетчатыми ограждениями, а двери снабжены блокировкой.

4.2. При выполнении работ по измерениям персоналом электролабораторий в других организациях указанный персонал является командированным персоналом. Организация работ в этих случаях осуществляется в соответствии с требованиями раздела 12 МПБЭЭ.

4.3. Подготовку рабочих мест и допуск к работе персонала электролабораторий в этих случаях осуществляет оперативный (административно-технический) персонал эксплуатирующей, а при приемо-сдаточных испытаниях монтажной организации.

4.4. Перед началом измерений производитель работ совместно с допускающим обязан:

- проверить выполнение всех технических мероприятий по подготовке рабочего места;
- провести целевой инструктаж членов бригады с последующим оформлением в таблице бланка наряда-допуска «Регистрация целевого инструктажа при первичном допуске» или в журнале учета работ по нарядам и распоряжениям;

● принять рабочее место от допускающего, оформив это росписью в наряде-допуске или оперативном журнале и журнале учета работ по нарядам и распоряжениям.

4.5. По окончании работы производитель работ обязан:

- разобрать испытательную (измерительную) схему, привести в порядок рабочее место;
- удалить бригаду с рабочего места;
- сдать рабочее место ответственному руководителю (допускающему) с записью об окончании работ в наряде, оперативном журнале и журнале учета работ по нарядам и распоряжениям.

4.6. Особое внимание обратить на следующие меры безопасности:

- при проведении измерений без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них использовать не менее одного основного и не менее одного дополнительного изолирующих электрозащитных средств;
- запрещается использовать металлические подставки и лестницы.

5. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА

5.1. К проведению испытаний и измерений допускаются лица электротехнического персонала, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование, специальную подготовку и проверку знаний и требований Межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (МПБЭЭ) в объеме раздела 5.

5.2. Для сдачи-приемки в эксплуатацию создаются рабочая и приемочная комиссии заказчика. Порядок и продолжительность работы рабочей комиссии определяются заказчиком по согласованию с генеральным подрядчиком. Рабочая комиссия создается не позднее чем в пятитдневный

срок после получения письменного извещения генподрядчика о готовности объекта к сдаче.

5.3. В состав приемочной комиссии включаются представители заказчика, эксплуатационной организации, генерального подрядчика, генерального проектировщика, органов государственного надзора, финансирующего банка, а также, при необходимости, представители предприятий, изготавливающих оборудование и аппаратуру.

6. УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОВЕРКИ.

6.1. Характеристики окружающей среды:

- Время года — в течение года.
- Время суток — с 8 до 17 часов.
- Температура — не ниже 5° С.
- Влажность — до 70 %.

7. ПРОЦЕДУРА ПРОВЕДЕНИЯ ПРОВЕРКИ

Определяемые характеристики и нормируемые

величины

7.1. Заземляющие устройства и системы уравнивания потенциалов

7.1.1. Заземляющие устройства защитного заземления электроустановок зданий и сооружений и молниезащиты 2-й и 3-й категорий этих зданий и сооружений, как правило, должны быть общими.

7.1.2. Для объединения заземляющих устройств разных электроустановок в одно общее заземляющее устройство могут быть использованы естественные и искусственные заземляющие проводники. Их число должно быть не менее двух (п. 1.7.55 ПУЭ).

7.1.3. Электроустановки напряжением до 1 кВ жилых, общественных и промышленных зданий и наружных установок должны получать питание от источника с глухозаземленной нейтралью с применением системы TN (п. 1.7.57 ПУЭ).

7.1.4. В электроустановках с глухозаземленной нейтралью трансформатора на стороне до 1 кВ должна

быть присоединена к заземлителю при помощи заземляющего проводника (п. 1.7.100 ПУЭ).

7.1.5. При применении системы TN рекомендуется выполнять повторное заземление РЕ- и PEN-проводников на вводе в электроустановки зданий, а также в других доступных местах. Для повторного заземления следует использовать естественные заземлители.

Сопrotивление заземлителя повторного заземления не нормируется (п. 1.7.61 ПУЭ). Сечение заземляющих проводников повторных заземлений должно быть не менее указанного в табл.1 (табл. 1.7.4. ПУЭ).

7.1.6. При выполнении автоматического отключения питания в электроустановках напряжением до 1 кВ все открытые проводящие части должны быть присоединены к глухозаземленной нейтрали источника питания, если применена система TN, и заземлены, если применены системы IT или TT.

При этом характеристики защитных аппаратов и параметры защитных проводников должны быть согласованы, чтобы обеспечивалось нормированное время отключения поврежденной цепи защитно-коммутационным аппаратом в соответствии с номинальным фазным напряжением питающей сети.

В электроустановках, в которых в качестве защитной меры применено автоматическое отключение питания, должно быть выполнено уравнивание потенциалов.

Для автоматического отключения питания могут быть применены защитно-коммутационные аппараты, реагирующие на сверхтоки или дифференциальный ток (п. 1.7.78 ПУЭ).

7.1.7. Нулевые защитные проводники в электроустановках до 1кВ должны иметь сечения, не менее приведенных в табл. 2 (табл. 1.7.5 ПУЭ).

7.1.8. Во всех случаях сечение медных защитных проводников, не входящих в состав кабеля или проложенных не в общей оболочке (трубе, коробе, на одном лотке) с фазными проводниками, должно быть не менее:

Таблица 1

Наименьшие размеры заземлителей и заземляющих проводников, проложенных в земле

Материал	Профиль сечения	Диаметр, мм	Площадь поперечного сечения, мм ²	Толщина стенки, мм ²
Сталь черная	Круглый:	16	—	—
	для вертикальных заземлителей,	10	—	—
	для горизонтальных заземлителей	—	100	4
	Прямоугольный	—	100	4
	Угловой	—	—	4
Сталь оцинкованная	Круглый:	12	—	—
	для вертикальных заземлителей,	10	—	—
	для горизонтальных заземлителей	—	75	3
	Прямоугольный	—	—	3
	Трубный	25	—	2
Медь	Круглый	12	—	—
	Прямоугольный	—	50	2
	Трубный	20	—	2
	Канат многопроволочный (диаметр каждой проволоки)	1,8	35	—

Наименьшее сечение защитных проводников

Сечение фазных проводников, мм ²	Наименьшее сечение защитных проводников, мм ²
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	S/2

- 2,5 мм² — при наличии механической защиты;
- 4 мм² — при отсутствии механической защиты.
- Сечение отдельно проложенных защитных алюминиевых проводников должно быть не менее 16 мм².

7.1.9. В многофазных цепях в системе TN для стационарно проложенных кабелей, жилы которых имеют площадь поперечного сечения не менее 10 мм² по меди или 16 мм² по алюминию, функции нулевого защитного (РЕ) и нулевого рабочего (N) проводника могут быть совмещены в одном проводнике (PEN-проводник), (п.1.7.131. ПУЭ).

7.1.10. Изоляция PEN-проводника должна быть равноценна изоляции фазных проводников (п. 1.7.134 ПУЭ).

7.1.11. Соединения РЕ-проводников должны быть доступны для осмотра. Соединения должны обеспечивать надежный контакт по 2-му классу соединений (ГОСТ 10434—82 «Соединения контактные электрические», п.1.7.139, 1.7.140 ПУЭ).

7.1.12. Присоединение заземляющих и РЕ-проводников к открытым проводящим частям должно быть доступно для осмотра и выполнено сваркой или болтовыми соединениями (п. 1.7.142 ПУЭ). Места соединения стыков после сварки должны быть окрашены (п. 3.248 СНиП 3.05.06—85).

7.1.13. Заземляющие и нулевые защитные проводники должны иметь покрытие, предохраняющее от коррозии. Открыто проложенные стальные заземляющие проводники должны иметь черную окраску (п. 2.7.5. ПЭЭП).

7.1.14. В цепи РЕ и PEN-проводников не должно быть разъединяющих приспособлений и предохранителей за исключением питания электроприемников при помощи штепсельных соединений. Допускается одновременное отключение всех проводников на вводах индивидуальных домов и аналогичных объектов, запитанных от однофазных ответвлений от ВЛ при условии разделения PEN-проводника на РЕ и N до вводного защитно-коммутационного аппарата (п. 1.7.145 ПУЭ).

7.1.15. При использовании строительных и технологических конструкций в качестве заземляющих и нулевых защитных проводников на перемычках между ними, а также в местах присоединений и ответвлений проводников должно быть нанесено не менее двух полос желтого цвета по зеленому фону (п. 3.260 СНиП 3.05.06—85).

7.1.16. Присоединение каждой открытой проводящей части электроустановки к нулевому защитному или заземляющему проводнику должно быть выполнено при помо-

щи отдельного ответвления. Последовательное включение в защитный проводник открытых проводящих частей не допускается. Присоединение проводящих частей к главной (основной) системе уравнивания потенциалов должно быть выполнено также при помощи отдельных ответвлений.

Присоединение проводящих частей к дополнительной системе уравнивания потенциалов может быть выполнено путем присоединения к одному общему неразъемному проводнику.

7.1.17. В каждой электроустановке здания должна быть выполнена главная (основная) система уравнивания потенциалов, соединяющая между собой следующие проводящие части:

- защитный проводник (РЕ-проводник или PEN-проводник) питающей линии;
- заземляющий проводник, присоединенный к естественному или искусственному заземлителю (если заземлитель имеется);
- металлические трубы коммуникаций, входящих в здание (трубы горячего и холодного водоснабжения, канализации, отопления, газоснабжения и т.п.);
- металлический каркас здания;
- металлические части централизованных систем вентиляции и кондиционирования. При наличии децентрализованных систем вентиляции и кондиционирования металлические воздуховоды следует присоединять к шине РЕ-шкафов питания кондиционеров и вентиляторов;
- система молниезащиты;
- заземляющий проводник функционального (рабочего) заземления, если такое имеется и если отсутствуют ограничения на присоединения цепей рабочего заземления к заземляющему устройству защитного заземления.

Соединения указанных проводящих частей между собой следует выполнять при помощи главной заземляющей шины (зажима).

Главная заземляющая шина (зажим) может быть выполнена (выполнен) внутри водного устройства ВУ (ВРУ) или отдельно от него.

Внутри вводного устройства в качестве главной заземляющей шины следует использовать шину РЕ.

При отдельной установке главная заземляющая шина должна быть расположена в доступном, удобном для обслуживания месте вблизи вводного устройства электроустановки здания.

РЕ (PEN-проводник) питающей линии должен быть подключен к шине РЕ вводного устройства, которая соединяется с главной заземляющей шиной при помощи проводника, проводимость которого должна быть не менее проводимости РЕ (PEN)-проводника питающей линии.

При выполнении главной заземляющей шины как внутри вводного устройства, так и при отдельной установке, ее проводимость должна быть не менее проводимости PEN-проводника питающей линии.

Все контактные соединения в главной системе уравнивания потенциалов должны соответствовать требованиям ГОСТ 10434 к контактным соединениям класса 2.

Главная заземляющая шина должна быть, как правило, медной. Допускается выполнение главной заземляющей шины из стали. Применение главных заземляющих шин из алюминия не допускается.

Конструкцией шины должна быть предусмотрена возможность индивидуального отсоединения присоединенных к ней проводников. Присоединение таких проводников допускается сваркой. Отсоединение заземляющих проводников для измерения сопротивления растеканию заземляющего устройства должно быть возможно только при помощи инструмента.

Если здание имеет несколько обособленных выводов, главная заземляющая шина должна быть выполнена для каждого вводного устройства. При наличии одной или нескольких трансформаторных подстанций главная заземляющая шина должна устанавливаться возле каждой подстанции. Эти шины должны быть соединены между собой при помощи проводника системы уравнивания потенциалов, проводимость которого должна быть не менее половины проводимости наибольшего РЕ (PEN)-проводника питающих линий здания.

Для соединения могут быть использованы сторонние проводящие части (например, каркас здания). Используемые сторонние проводящие части должны обеспечивать непрерывность электрической цепи и иметь проводимость не менее указанной для специально проложенных проводников. В местах, доступных только квалифицированному электротехническому персоналу (например, щитовая), главная заземляющая шина может устанавливаться открыто.

В местах, доступных посторонним лицам (например, подъезд или подвал дома), она должна иметь защитную оболочку (шкаф или ящик с запирающейся на ключ дверцей). На дверце шкафа или ящика, или на стене над шиной при открытой ее установке должен быть отчетливо нанесен знак.

Главная заземляющая шина на обоих концах должна быть обозначена продольными или поперечными полосами желто-зеленого цвета одинаковой ширины. Изолированные проводники системы уравнивания потенциалов должны иметь изоляцию, обозначенную желто-зелеными полосами. Неизолированные проводники системы уравнивания потенциалов в местах их присоединения к сторонним проводящим частям должны быть обозначены желто-зелеными

полосами, выполненные краской или клейкой двухцветной лентой.

Указания по выполнению системы уравнивания потенциалов на вводе в установку здания и установка главной заземляющей шины должны быть указаны в проектной документации на электроустановку здания. (Тех. циркуляр «Росэлектромонтаж» от 11.05.2000 г. № 1/2000, согласованный с Департаментом ГЭН; п. п. 1.7.82, 1.7.119, 1.7.120 ПУЭ).

7.1.18. Сечение проводников основной системы уравнивания потенциалов должно быть не менее половины наибольшего сечения защитного проводника электроустановки, если сечение проводника уравнивания потенциалов при этом не превышает 25 мм² по меди или равноценное ему из других материалов. Применение проводников большего сечения, как правило, не требуется. Сечение проводников основной системы уравнивания потенциалов в любом случае должно быть не менее: медных — 6 мм², алюминиевых — 16 мм², стальных — 50 мм² (п. 1.7.137 ПУЭ).

7.1.19. Система дополнительного уравнивания потенциалов должна соединять между собой все одновременно доступные прикосновению открытые проводящие части стационарного электрооборудования и сторонние проводящие части, включая доступные прикосновению металлические части строительных конструкций здания, а также нулевые защитные проводники в системе TN и защитные заземляющие проводники в системах IT и TT, включая защитные проводники штепсельных розеток (п. 1.7.83 ПУЭ).

7.1.20. Сечение проводников дополнительной системы уравнивания потенциалов должно быть не менее:

- при соединении двух открытых проводящих частей — сечения меньшего из защитных проводников, подключенных к этим частям;
- при соединении открытой проводящей части и сторонней проводящей части — половины сечения защитного проводника, подключенного к открытой проводящей части (п. 1.7.138 ПУЭ).

7.1.21. Во всех случаях сечение медных защитных проводников, не входящих в состав кабеля или проложенных не в общей оболочке (трубе, коробе, на одном лотке) с фазными проводниками, должно быть не менее:

- 2,5 мм² — при наличии механической защиты;
- 4 мм² — при отсутствии механической защиты.

Сечение отдельно проложенных алюминиевых проводников должно быть не менее 16 мм² (п. 1.7.137 ПУЭ).

7.2. Система молниезащиты

7.2.1. Защита от прямых ударов молнии зданий с металлической кровлей осуществляется молниеприемной сеткой, на зданиях с металлической кровлей в качестве молниеприемника должна использоваться сама кровля (п. 2.11. РД 34, 21. 122—87).

7.2.2. Шаг ячеек молниеприемной сетки должен быть не более 12 × 12 м для зданий III категории защиты

Размеры молниеприемников, токоотводов и элементов заземлителей

Форма молниеприемников, токоотводов	Снаружи	В земле
Стержневые молниеприемники (сталь) сечение не менее длина не менее	100 мм ² 200 мм	— —
Тросовые молниеприемники (стальной многопроволочный канат) сечение не менее длина	35 мм ² в зависимости от зоны защиты	— —
Круглые токоотводы и перемычки (сталь) диаметр не менее	6 мм	—
Круглые вертикальные электроды (сталь) диаметр не менее	—	10 мм
Круглые горизонтальные электроды (сталь)* диаметр не менее	—	10 мм
Прямоугольные токоотводы и заземлители (сталь) сечение не менее толщина не менее	48 мм ² 4 мм	160 мм ² 4 мм

*Только для уравнивания потенциалов внутри зданий и для прокладки наружных контуров на дне котлована по периметру здания.

и не более 6 x 6 м для зданий II категории защиты (п. 2.25 РД 34.21.122—87).

7.2.3. Минимально допустимые сечения заземлителей и токоотводов определяются по табл.3 (3 п. 2.26 РД 34.21.122—87).

7.2.4. Заземлитель молниезащиты должен быть объединен с заземлителем электроустановки (п. 2.26 РД 34.21.122—87).

7.2.5. Для предотвращения выноса высокого потенциала по внешним металлическим коммуникациям их необходимо на вводе в здание присоединить к заземлителю электроустановки и молниезащиты (п. 2.32 РД 34.21.122—87).

7.2.6. Токоотводы от металлической кровли или молниеприемной сетки должны быть проложены к заземлителям не реже чем через 25 м по периметру здания (п. 2.11 РД 34.21.122—87).

7.2.7. Токоотводы, прокладываемые по наружным стенам зданий, следует располагать не ближе 3 м от входов или в местах, не доступных для прикосновения людей (п. 2.12 РД 34.21.122—87).

7.2.8. Все соединения молниезащиты должны выполняться сваркой (п. 3.4 РД 34.21.122—87).

7.2.9. Сварные швы не должны иметь: трещин, прожогов, непроваров длиной более 10% длины шва, незаправленных кратеров и подрезов. Поверхность шва должна быть равномерной — чешуйчатой без наплывов (п. 3.2. ВСН 164—82, ГОСТ 10434—82, СНиП Ш-33—76, раздел 11).

7.2.10. Места соединения стыков после сварки должны быть окрашены (п. 3.248 СНиП 3.05.06—85).

7.3. Щитовые помещения

7.3.1. Щитовые помещения не допускается располагать под санузлами, ванными комнатами, душевыми, кух-

нями, мойками, мочечными и парильнями, стиральными, химчистками и т.п. Трубопроводы, коробка, прокладываемые через щитовые помещения, не должны иметь ответвлений, люков, задвижек, фланцев. Прокладка через эти помещения газопроводов и трубопроводов с ЛВЖ, канализации и внутренних водостоков не допускается (п. 7.1.29 ПУЭ). Двери щитовых должны открываться наружу.

7.3.2. Щитовые должны иметь естественную вентиляцию и электрическое освещение, отопление, обеспечивающее температуру не ниже +5° С (п. 7.1.30, ПУЭ).

7.3.3. Щитовые помещения должны быть снабжены средствами защиты и средствами оказания первой помощи в соответствии с п. 1.1.36 ПУЭ.

7.4. Распределительные устройства

7.4.1. РУ должны иметь четкие надписи, указывающие назначение отдельных цепей и панелей на лицевой стороне устройства (п. 4.1.3 ПУЭ).

7.4.2. Все металлические части РУ должны быть окрашены (п. 4.1 ПУЭ).

7.4.3. РУ должно быть заземлено (п. 4.1 ПУЭ).

7.4.4. На приводах коммутационных аппаратов должны быть четко указаны положения «Вкл.» и «Откл.» (п. 4.1.11 ПУЭ).

7.4.5. Цветовое обозначение шин должно соответствовать п. 1.1.29 ПУЭ: наиболее удаленная — желтый (А), средняя — зеленый (В), ближайшая — красный (С); в вертикальной плоскости: А-В-С — сверху вниз или слева направо.

Шины постоянного тока: положительная (+) — красный, отрицательная (-) — синий, нулевая рабочая (М) — голубой. Наиболее удаленная — М, средняя — (-), ближай-

шая (+); в вертикальной плоскости: М, (-), (+) слева направо или сверху вниз.

Нулевая рабочая шина обозначается голубым цветом, если эта же шина используется в качестве нулевой защитной — голубым по всей длине и полосами желтого и зеленого цвета на концах (п. 1.1.29 ПУЭ).

Цветовые обозначения проводов должны соответствовать п. 2.1.31 ПУЭ: голубой — нулевой рабочий или средний проводник; зелено-желтый — защитный или нулевой защитный проводник; зелено-желтый с голубыми метками на концах — совмещенный нулевой рабочий и нулевой защитный проводник.

Фазные проводники: черный, коричневый, красный, фиолетовый, серый, розовый, белый, оранжевый, бирюзовый.

7.4.6. Аппараты и приборы следует располагать так, чтобы возникающие в них при эксплуатации искры или электрические дуги не могли причинить вреда обслуживающему персоналу, воспламенить или повредить окружающие предметы, вызвать КЗ или замыкание на землю (п. 4.1.8 ПУЭ).

Рекомендуется применение несгораемых перегородок между вводными рубильниками, вводными автоматами, трансформаторами тока и приборами учета электрической энергии, панелями и секциями, питающими различные группы потребителей.

7.4.7. Должна быть возможность снятия напряжения с каждого коммутационного аппарата на время его ремонта или демонтажа. Для этой цели в необходимых местах должны быть установлены рубильники или другие отключающие аппараты (п. 4.1.12 ПУЭ).

7.4.8. Между неподвижно укрепленными неизолированными токоведущими частями, а также между ними и неизолированными нетокведущими металлическими частями должны быть обеспечены расстояния не менее 20 мм по поверхности изоляции и 12 мм по воздуху. От неизолированных токоведущих частей до ограждения должны быть обеспечены расстояния не менее 40 мм (п. 4.1.14 ПУЭ).

7.4.9. В электропомещениях ширина проходов в свету для обслуживания должна быть не менее 0,8 м, высота не менее 1,9 м (п. 4.1.21 ПУЭ).

7.4.10. Вводы в здания должны быть оборудованы ВУ или ВРУ.

Перед вводами в здание не допускается устанавливать дополнительные кабельные ящики для разделения сферы обслуживания наружных питающих сетей и сетей внутри здания.

Такое разделение должно быть выполнено во ВРУ или ГРЩ (п. 7.1.23 ПУЭ).

7.4.11. ВУ, ВРУ, ГРЩ должны иметь аппараты защиты на всех вводах питающих линий и на всех отходящих линиях (п. 7.1.24 ПУЭ).

7.4.12. Электрические цепи ВУ, ВРУ, ГРЩ, ВРЩ, распределительных пунктов, групповых щитков следует выполнять проводами с медными жилами (п. 7.1.31 ПУЭ).

7.4.13. После счетчика на групповых линиях должны быть установлены аппараты защиты (п. 7.1.65 ПУЭ).

7.4.14. Перед счетчиком должен быть установлен коммутационный аппарат для снятия напряжения со всех фаз, присоединенных к счетчику (п. 7.1.64 ПУЭ).

7.5. Устройства автоматического включения резервного питания

7.5.1. Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящего к обесточиванию электроустановок потребителей (п. 3.3.30 ПУЭ).

7.5.2. Устройство АВР должно обеспечивать возможность его действия при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, вызванном любой причиной (п. 3.3.31 ПУЭ).

7.5.3. Устройство АВР при отключении выключателя рабочего источника питания должно включать без дополнительной выдержки времени выключатель резервного источника питания.

При этом должна быть обеспечена однократность действия устройства (п. 3.3.32 ПУЭ).

7.5.4. Для обеспечения действия АВР должен быть предусмотрен пусковой орган напряжения (п. 3.3.33 ПУЭ).

7.6. Вторичные цепи

7.6.1. Жилы контрольных кабелей по условиям механической прочности должны иметь сечения: для меди — не менее 1,5 мм²; для алюминия — не менее 2,5 мм²; для токовых цепей — 2,5 мм² — для меди; 4 мм² — для алюминия (п. 3.4.4 ПУЭ).

7.6.2. Кабели следует присоединять к сборкам зажимов. Присоединение двух медных жил под один винт не рекомендуется, а двух алюминиевых жил не допускается (п. 3.4.7 ПУЭ).

7.6.3. Кабели вторичных цепей, жилы кабелей и провода должны иметь маркировку (п. 3.4.9 ПУЭ).

7.7. Измерительные трансформаторы

7.7.1. Класс точности трансформаторов тока для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не более 0,5 (п. 1.5.16 ПУЭ).

7.7.2. Присоединение токовых цепей к вторичным обмоткам трансформаторов тока производить совместно с электроизмерительными приборами (п. 1.5.18 ПУЭ).

7.7.3. Цепи учета следует выводить на самостоятельные сборки зажимов для обеспечения закорачивания вторичных цепей трансформаторов тока при отсоединении токовых цепей (п. 1.5.23 ПУЭ).

7.7.4. Неиспользуемые вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть закорочены на их зажимах.

Один из полюсов вторичных обмоток трансформаторов тока должен быть заземлен во всех случаях, кроме специально оговоренных в рабочих чертежах (СНиП 3.05.06—85, п. 3.189).

7.8. Приборы учета электроэнергии

7.8.1. Допустимый класс точности расчетных счетчиков 2,0 (п. 1.5.15 ПУЭ).

7.8.2. Для счетчиков должен предусматриваться запирающийся шкаф с окошком на уровне циферблата (п. 1.5.30 ПУЭ).

7.8.3. Конструкция крепления счетчика должна обеспечивать возможность установки и съема с лицевой стороны (п. 1.5.31 ПУЭ).

7.8.4. В электропроводке к расчетным счетчикам соединений не допускается (п. 1.5.33 ПУЭ).

7.8.5. При монтаже около счетчиков необходимо оставлять концы проводов длиной не менее 120 мм. Изоляция или оболочка нулевого провода на длине 100 мм перед счетчиком должна иметь отличительную окраску (п. 1.5.35 ПУЭ).

7.8.6. Заземление (зануление) счетчиков и трансформаторов тока выполняется в соответствии с требованиями главы 1.7 ПУЭ. При этом заземляющие и нулевые защитные проводники от счетчиков и трансформаторов тока до ближайшей сборки зажимов должны быть медными (п. 1.5.37 ПУЭ).

7.9. Аппараты защиты

7.9.1. В качестве аппаратов защиты должны применяться автоматические выключатели или предохранители (п. 3.1.5 ПУЭ). Для защиты групповых линий рекомендуется устанавливать устройство защитного отключения (УЗО). При присоединении к одному УЗО одной или нескольких групповых линий в каждой из этих линий необходимо устанавливать устройство защиты от сверхтока (п. 7.1.71; п. 7.1.76; п. 7.1.79 ПУЭ).

7.9.2. Присоединение питающего проводника к аппарату защиты должно выполняться к неподвижным контактам (п. 3.1.6 ПУЭ).

7.9.3. Каждый аппарат защиты должен иметь надпись, указывающую номинальный ток и ток плавкой вставки (п. 3.1.7 ПУЭ).

7.10. Электропроводки

7.10.1. Сечения токопроводящих медных жил проводов и кабелей должны быть не менее указанных в табл. 4 (табл. 7.1.1. ПУЭ); алюминиевых (распределительных сетей) — 16 мм² и более, алюминиевых (отдельные электроприемники инженерного оборудования) — 2,5 мм² и более.

7.10.2. В местах соединения, ответвления и присоединения жил проводов и кабелей должен быть предусмотрен

запас, обеспечивающий возможность повторного соединения, ответвления или присоединения (п. 2.1.22 ПУЭ).

7.10.3. Места соединения и ответвления должны быть доступны для осмотра и ремонта (п. 2.1.23 ПУЭ, п. 526.3 ГОСТ 50571.15—97). Цветовое обозначение жил проводов и кабелей — см. п. 7.4.5 настоящей Методики.

7.10.4. В местах соединения провода не должны испытывать механических усилий тяжения (п. 2.1.24 ПУЭ).

7.10.5. Места соединения должны иметь изоляцию, равноценную изоляции жил (п. 2.1.25 ПУЭ).

7.10.6. Соединения и ответвления проводов и кабелей должны выполняться в соединительных и ответственных коробках (п. 2.1.26 ПУЭ).

7.10.7. Линии групповой сети, прокладываемые от групповых щитков до штепсельных розеток, должны выполняться трехпроводными (фазный, нулевой рабочий и нулевой защитный проводники). Питание стационарных однофазных электроприемников следует выполнять трехпроводными линиями. При этом нулевой рабочий и нулевой защитный проводники не следует подключать на щитке под один контактный зажим (п. 7.1.36 ПУЭ).

7.10.8. Электропроводка должна быть выбрана и смонтирована таким образом, чтобы предотвращалось повреждение оболочки и изоляции кабелей или изолированных проводников, а также их присоединений в процесс монтажа и эксплуатации (ГОСТ Р50571.15—97, п. 522.8.1.7).

7.10.9. Электропроводки, жестко закрепляемые и заделываемые в стены, должны располагаться горизонтально, вертикально или параллельно кромкам стен помещения. Электропроводки, продолженные в строительных конструкциях без крепления, можно располагать по кратчайшему пути (ГОСТ Р50571.15—97, п. 522.8.1.7).

7.10.10. Монтаж электропроводки не должен снижать эксплуатационные качества строительных конструкций и пожарную безопасность (ГОСТ Р50571.15—97, п. 527.1.2).

7.10.11. Электропроводки, выполненные в трубах, специальных каналах, коробах, которые проходят через элементы конструкций зданий, имеющие установленную огнестойкость, должны иметь внутреннее уплотнение, обеспечивающее ту же огнестойкость, что и соответствующие элементы конструкции здания. Равным образом они должны быть загерметизированы снаружи (ГОСТ Р50571.15—97, п. 527.2.2).

7.10.12. Электрические цепи с напряжением диапазонов I и II по ГОСТ Р МЭК 449—96 (380 В и 42 В) не должны

Таблица 4

Наименьшие допустимые сечения кабелей и проводов с медными жилами электрических сетей

Наименование линии	Наименьшее сечение, мм ²
Линии групповых сетей	1,5
Линии этажных до квартирных щитков и к расчетному счетчику	2,5
Линии распределительной сети (стояки) для питания квартир	4

находиться в одной и той же электропроводке. Кабели, имеющие изоляцию на разные напряжения, монтируются в отдельных секциях специальных кабельных каналов или коробов; или применяется прокладка в разных трубах (ГОСТ Р 50571.15—97, п. 528.1.1).

7.10.13. Провода и кабели, прокладываемые в коробках и на лотках, должны иметь маркировку в начале и конце лотков и коробов, а также в местах подключения их к электрооборудованию, а кабели, кроме того, также на поворотах трассы и ответвлениях (п. 3.22 СНиП 3.05.06—85).

7.11. Кабельные линии внутри зданий

7.11.1. Каждая кабельная линия должна быть промаркирована. На открыто проложенных кабелях должны быть бирки. Обозначение наносится несмываемой краской. Бирка должна быть закреплена капроновой нитью, пластмассолентой (п. 3.104—3.106 СНиП 3.05.06—85).

7.11.2. Кабели должны быть уложены с запасом по длине, крепления должны предотвращать деформацию оболочек (п. 2.3.15 ПУЭ).

7.11.3. Кратность радиуса внутренней кривой изгиба по отношению к наружному диаметру не менее 6 (п. 2.3.20 ПУЭ).

7.11.4. В четырехпроводных сетях должны применяться четырехжильные кабели. Прокладка нулевых жил отдельно от фазных не допускается (п. 2.3.52 ПУЭ).

7.11.5. Прокладка кабелей в полу и междуэтажных перекрытиях должна производиться в каналах или в трубах. Заделка в них кабелей наглухо не допускается. Прокладка кабелей в вентиляционных каналах запрещается. Открытая прокладка кабеля по лестничным клеткам не допускается (п. 2.3.135 ПУЭ).

7.11.6. Бронированные и небронированные кабели внутри помещений и снаружи в местах, где возможны механические повреждения, доступные для неквалифицированного персонала, должны быть защищены до безопасной высоты, но не менее 2 м от уровня пола или земли и на глубине 0,3 м в земле (п. 2.3.15 ПУЭ).

7.12. Внутреннее освещение

7.12.1. Присоединение светильников к групповой сети должно быть выполнено с помощью клеммных колодок, обеспечивающих присоединение как медных, так и алюминиевых проводов сечением до 4 мм² (п. 3.2.32 СНиП 3.05.06—85).

7.12.2. Крюки и шпильки для подвеса светильников должны иметь устройства, изолирующие их от светильников (п. 3.2.38 СНиП 3.05.06—85).

7.12.3. Размеры крюков для подвеса бытовых светильников:

- внешний диаметр полукольца — 35 мм;
- расстояние от перекрытия до начала изгиба — 12 мм;
- диаметр стального прутка для изготовления крюков — 6 мм (п. 2.40 ВСН 59—88).

7.12.4. Выключатели, переключатели и штепсельные розетки, устанавливаемые скрыто, должны быть заключены в коробки, специальные кожухи или размещаться в отверстиях железобетонных панелей, образованных при изготовлении панелей на заводах стройиндустрии.

Применение горючих материалов при изготовлении крышек, закрывающих отверстия в панелях, не допускается (п. 6.6.22 ПУЭ).

7.12.5. Штепсельные розетки, устанавливаемые в запираемых складских помещениях, содержащих горючие материалы или материалы в горючей упаковке, должны иметь степени защиты в соответствии с требованиями гл. 7.4 ПУЭ (п. 6.6.23 ПУЭ).

7.12.6. Штепсельные розетки для переносных электроприемников с частями, подлежащими защитному заземлению, должны быть защищены защитным контактом для присоединения РЕ-проводника.

При этом конструкция розетки должна исключать возможность использования токоведущих контактов в качестве контактов, предназначенных для защитного заземления.

Соединение между заземляющими контактами вилки и розетки должно устанавливаться до того, как войдут в соприкосновение токоведущие контакты; порядок отключения должен быть обратным.

Заземляющие контакты штепсельных розеток и вилок должны быть электрически соединены с их корпусами, если они выполнены из токопроводящих материалов (п. 6.6.24 ПУЭ).

7.12.7. Вилки штепсельных соединителей должны быть выполнены таким образом, чтобы их нельзя было включать в розетки с более высоким номинальным напряжением, чем номинальное напряжение вилки. Конструкция розеток и вилок не должна допускать включения в розетку только одного полюса двухполюсной вилки, а также одного или двух полюсов трехполюсной вилки (п. 6.6.25 ПУЭ).

7.12.8. Конструкция вилок штепсельных соединителей должна исключать натяжение или излом присоединяемых к ним проводов в местах присоединения (п. 6.6.26 ПУЭ). Выключатели и переключатели переносных электроприемников должны, как правило, устанавливаться в самих электроприемниках или в электропроводке, проложенной неподвижно.

На подвижных проводах допускается устанавливать выключатели только специальной конструкции, предназначенных для этой цели (п. 6.6.27 ПУЭ).

7.12.9. В трех- или двухпроводных однофазных линиях сетей с заземленной нейтралью могут использоваться однополюсные выключатели, которые должны устанавливаться в цепи фазного провода, или двухполюсные, при этом должна исключаться возможность отключения одного нулевого рабочего проводника без отключения фазного (п. 6.6.28 ПУЭ).

7.12.10. В трех- или двухпроводных групповых линиях сетей с изолированной нейтралью или без изолированной

нейтрали при напряжении выше 50 В, а также в трех- или двухпроводных двухфазных групповых линиях в сети 220/127 В с заземленной нейтралью в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных должны устанавливаться двухполюсные выключатели (п. 6.6.29 ПУЭ).

7.12.11. Штепсельные розетки должны устанавливаться:

- В производственных помещениях, как правило, на высоте 0,8—1 м; при подводе проводов сверху допускается установка на высоте до 1,5 м.

- В административно-конторских, лабораторных, жилых и других помещениях — на высоте, удобной для присоединения к ним электрических приборов, в зависимости от назначения помещения и оформления интерьера, но не выше 1 м. Допускается установка штепсельных розеток в (на) специально приспособленных для этого плинтусах, выполненных из негорючих материалов.

- В школах и детских учреждениях (в помещениях для пребывания детей) на высоте 1,8 м (п. 6.6.30 ПУЭ).

7.12.12. Выключатели для светильников общего освещения должны устанавливаться на высоте от 0,8 до 1,7 м от пола, а в школах, детских яслях и садах в помещениях для пребывания детей — на высоте 1,8 м от пола. Допускается установка выключателей под потолком с управлением при помощи шнура (п. 6.6.31 ПУЭ).

7.12.13. Требования, приведенные в пп.3.12.4—3.12.12, распространяются на устройства (выключатели, переключатели и штепсельные розетки) для номинального тока до 16 А и напряжения до 250 В, а также на штепсельные соединения с защитным контактом для номинального тока до 63 А и напряжения до 380 В (п. 6.2.21 ПУЭ).

7.12.14. Проводники должны вводиться в осветительную арматуру так, чтобы в месте ввода они не подвергались механическим повреждениям, а контакты патронов были разгружены от механических усилий (п. 6.6.12 ПУЭ).

7.13. Рекламное освещение

7.13.1. Для питания газосветных трубок должны применяться сухие трансформаторы в металлическом кожухе, имеющие вторичное напряжение не выше 15 кВ. Открытые токоведущие части открыто установленных трансформаторов должны быть удалены от сгораемых материалов и конструкций не менее чем на 50 мм (п. 6.4.1 ПУЭ).

7.13.2. Трансформаторы для питания газосветных трубок устанавливаются в металлических ящиках, сконструированных таким образом, чтобы при открывании ящика трансформатор отключался со стороны первичного напряжения (п. 6.4.2 ПУЭ).

7.13.3. Все части газосветной установки должны находиться на высоте не менее 3 м над уровнем земли и не менее 0,5 м над поверхностями площадок обслуживания крыш и других строительных конструкций (п. 6.4.5 ПУЭ).

7.13.4. Доступные для посторонних лиц и находящиеся под напряжением части газосветной установки должны быть ограждены в соответствии с гл. 4.2 и снабжены предупредительными плакатами (п. 6.4.6 ПУЭ).

7.13.5. Открытые токоведущие части газосветных трубок должны отстоять от металлических конструкций или частей здания на расстоянии не менее 20 мм, а изолированные части — не менее 10 мм (п. 6.4.7 ПУЭ).

7.13.6. Расстояние между открытыми токоведущими частями газосветных трубок, не находящимися под одинаковым потенциалом, должно быть не менее 50 мм (п. 6.4.8 ПУЭ).

7.13.7. Открытые проводящие части газосветной установки на стороне высшего напряжения, а также один из выводов или средняя точка вторичной обмотки трансформаторов, питающих газосветные трубки, должны быть заземлены (п. 6.4.9 ПУЭ).

7.13.8. Трансформаторы или группа трансформаторов, питающие газосветные трубки, должны отключаться со стороны первичного напряжения во всех полюсах аппаратом с видимым разрывом, а также защищаться аппаратом, рассчитанным на номинальный ток трансформатора. Для отключения трансформаторов допускается применять пакетные выключатели с фиксированным положением рукоятки (головки) (п. 6.4.10 ПУЭ).

7.13.9. Электроды газосветных трубок в местах присоединения проводов не должны испытывать натяжения (п. 6.4.11 ПУЭ).

7.14. Приемно-сдаточная документация

7.14.1. Электромонтажной организацией представляется техническая документация по сдаче-приеме электромонтажных работ, скомплектованная по форме 1 совместно с актом технической готовности электромонтажных работ по форме 2 п. 2.3 ВСН 123-90.

7.14.2. Изменения и отступления от проекта должны быть согласованы и отражены в ведомости и электротехнической части исполнительной документации по форме 3 п. 2.1 ВСН 123-90.

7.14.3. К комплекту документации заводов-изготовителей электрооборудования кроме документов, перечисленных в форме 1, прикладываются сертификаты на электрооборудование, кабельную продукцию, установочные изделия.

7.14.4. По электрооборудованию щитовых, ВРУ, этажных и квартирных щитков представляется протокол по форме 8 п. 3 ВСН 123-90.

7.14.5. По электропроводам представляется акт осмотра по форме 11 п. 5 ВСН 123-90.

7.14.6. По кабельным линиям представляется акт приемки, акт осмотра и журнал прокладки по форме 14, форме 15 и форме 18 п. 3 ВСН 123-90, соответственно.

7.14.7. По заземляющим устройствам представляется акт освидетельствования скрытых работ по форме 24 п. 8 ВСН 123-90.

8. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОВЕРКИ

8.1. Фиксация данных, полученных при контроле и оценке уровня качества ЭМП, производится в рабочих журналах испытателей.

8.2. Определение сечений токоведущих частей элементов заземлителей производится расчетами с использованием данных инструментальных замеров геометрии проводников.

8.3. Полученные значения сравниваются с соответствующими нормируемыми значениями, приведенными в НД. Все результаты испытаний, проверок, осмотров заносятся в протоколы установленной формы.

8.4. В процессе монтажа составляются:

● наряды-допуски на производство работ в процессе монтажа;

- журнал производства работ по монтажу;
- журнал авторского надзора за строительством.

8.5. По окончании монтажных работ оформляются:

- протоколы измерений;
- укладочные ведомости;
- акты скрытых работ;
- уведомление о готовности объекта (участка между пунктами регенерации) к сдаче;
- протокол обследования законченного обследования объекта;

● акт рабочей комиссии о готовности законченного строительством объекта для предъявления приемочной комиссии;

● справка об устранении недоделок, выявленных рабочей комиссией по приемке;

● акт приемочной комиссии о приемке в эксплуатацию законченного строительством объекта.

8.6. Исполнительная документация предоставляется приемочной комиссии в одном экземпляре в составе, предусмотренном Единым руководством по составлению исполнительной документации на законченных строительстве сооружениях.

8.7. Состав исполнительной документации на законченный строительством объект включает:

- паспорт объекта;
- рабочие чертежи на строительство в объеме, полученном от заказчика, откорректированные в соответствии с выполненными в натуре работами;

- протоколы измерений;
- укладочные ведомости строительных длин кабеля.

Приемочная комиссия обязана проверить:

- устранение недоделок, выявленных рабочей комиссией, готовность объекта к приемке в эксплуатацию;
- соответствие параметров вводимого объекта утвержденному проекту;
- соответствие фактической стоимости (для заказчика) сметной стоимости строительства.

8.8. После окончания работы приемочная комиссия предоставляет в орган, назначивший ее, следующие материалы:

- акт приемочной комиссии о приемке в эксплуатацию;
- краткую докладную записку к акту о приемке, содержащую выводы комиссии о готовности объекта к нормальной эксплуатации.

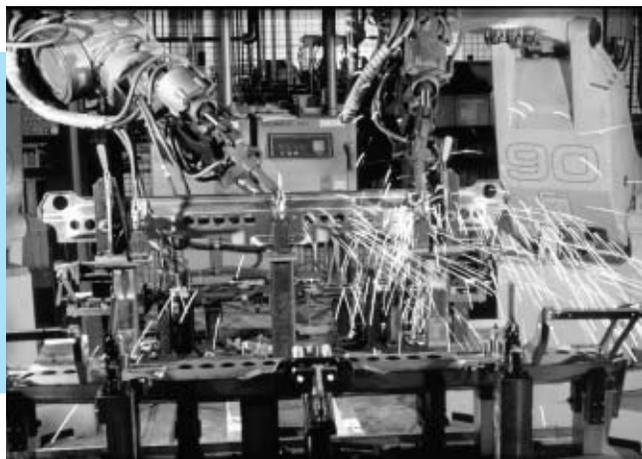
8.9. Перечень оформляемой производственной документации.

До монтажа составляются:

- договор на строительство;
- согласованный список замечаний и изменений к проектно-сметной документации;
- график поставки оборудования заказчиком;
- график выполнения строительно-монтажных работ;
- протокол утверждения плана работ, включая сроки приемочных испытаний;
- протокол согласования с организацией, эксплуатирующей объект, на которой будет осуществляться монтаж;
- протоколы взаимных согласований с владельцами пересекаемых объектов (переходы через ВЛ, линии связи, железные и автомобильные дороги, внутренние водные пути);
- акт готовности участка для монтажа;
- акт передачи оборудования;
- акт приемочного контроля ОК;
- акты-допуски для производства строительно-монтажных работ в охранной зоне действующих ВЛ.

Перечень нормативно-технической документации, используемой для данной Методики

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2003 г.
2. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок с изменениями и дополнениями (введены в действие с 1.06.2003) ПОТ РМ — 016-2001, РД 153-34.0-03.150-00, С-П.: «Деан», 2003 г.
3. Правила устройства электроустановок. Раздел 6. Раздел 7. (7-е изд.), С-П.: «Деан», 2002 г.
4. Правила устройства электроустановок. Глава 1.8 (7-е изд.), М.: «Энергосервис», 2003 г.
5. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4 кВ РД 153-34.3-35.613-00 (3-е изд.), М.: «Служба передового опыта ОРГРЭС», 2000 г.
6. Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте ПОТ РМ — 012-2000. М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2001 г.
7. ГОСТ 12.03.019-80 ССБТ. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности. М.: Издательство стандартов, 1981.
8. Сакара А.В. Методические рекомендации по проведению испытаний электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей, М.: «Энергосервис», 2003 г.
9. Гологорский Е.Г. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4—500 кВ, М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2003 г.



**Н. А. Неделько,
ведущий инженер
ОАО НПП «Эталон»**

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ПИРОМЕТРИЧЕСКОГО МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕД КОНТАКТНЫМ

Пирометры — бесконтактные измерители температуры по-прежнему являются незаменимыми элементами цепей контроля и управления в целом ряде отраслей промышленности — металлургической, машиностроительной, электронной, химической, медико-биологической и т.д. Им нет альтернативы при измерении температуры движущихся (например, металл на прокатном стане), труднодоступных или находящихся в опасных зонах (подстанции высокого напряжения) объектов.

Большая часть пирометров разрабатывалась и выпускалась на Украине: на Каменец-Подольском приборостроительном заводе (КППЗ), Харьковском заводе «Прибор» и во Львовском НПО «Термоприбор». В целом парк приборов СССР составлял 200—300 тыс. приборов, большую часть которых (до 70—80%) составляли визуальные пирометры с исчезающей нитью типа «Проминь». Серийный выпуск пирометров в ограниченных объемах (всего около 15—25% от общего количества) проводился в Москве, Ленинграде, Свердловске, Горьком, который в настоящее время прекращен. Основную массу парка приборов составляли приборы с основной погрешностью 1—5%.

Использование современной элементной базы существенно расширило возможности этих приборов и позволило наделить их новыми свойствами — помимо измерения они могут теперь проводить обработку полученной информации и осуществлять сложные действия по управлению техно-

логическим процессом. Снижился их вес, уменьшились габариты, приборы стали проще и удобнее в эксплуатации.

Все это оказалось возможным благодаря применению в приборах новой элементной базы, включающей микропроцессоры. Использование электроники нового поколения позволило также снизить процент отказов приборов как за счет уменьшения количества используемых элементов, так и за счет высокой надежности каждого из них. Кроме того, более корректно учитывается влияние излучательной способности измеряемого объекта и температуры окружающей среды, что позволило повысить точность измерений в цеховых условиях. Высокая стабильность источников опорного напряжения и цифровое преобразование сигнала приемника излучения в температуру создали предпосылки для увеличения межповерочного интервала пирометров.

Все более широкое применение получает радиационная термометрия в технологических процессах, ранее традиционно использовавших контактные методы, причем диапазон измерений расширился в сторону низких температур до -50°C , расширяется область применения тепловизоров, очень актуально внедрение неконтактных методов измерения температуры в энергетической промышленности. Значительно сократилась доля визуальных пирометров, еще в 80-е годы составлявшая более 70%, в настоящее время, по-видимому, она не превышает 25—30%.

<< 60

Справка:

Компания Danfoss A/S является одним из крупнейших международных концернов и занимает лидирующие позиции в мире по производству тепловой автоматики, холодильной техники, приводной техники и промышленной автоматики. Штаб-квартира Danfoss A/S расположена в Нордборге (Дания).

На сегодняшний день концерн имеет 61 завод в 25 странах мира. Число сотрудников составляет более 20 тыс. человек. Количество стран, в которых находятся дочерние компании и торговые представительства, — более 100. Доля компании на российском рынке тепловой автоматики составляет 35%.

www.rosbalt.ru

КОМПАНИЯ «МАШИМПЭК» ОТКРЫВАЕТ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ КОМПЛЕКС В НОВОСИБИРСКЕ

Компания «Машимпэк» открывала комплекс по производству разборных пластинчатых теплообменников в Новосибирске.

15 августа 2008 года в Новосибирске состоялось официальное открытие производственного комплекса компании «Машимпэк» — одного из лидеров по производству пластинчатых теплообменников в России. Торжественная церемония открытия прошла в рамках Второй Сибирской конференции партнеров компании.

Площадь нового производственного комплекса составляет 2000 кв. м, на которых установлено самое современное оборудование, необходимое для производства высококачественной продукции. Планируемая мощность нового производства составляет не менее 3000 теплообменников и 200 индивидуальных тепловых пунктов в год.

Открытие производства в Новосибирске позволит компании «Машимпэк» существенно сократить сроки поставки оборудования

78 >>

Общее число применяемых пирометров в России, по оценке ВНИИМ, 50—70 тыс.

Структура парка включает следующие основные группы приборов:

- сканирующие пирометры (тепловизоры) — 3—5%;
- пирометры полного и частичного излучения — 70—75%;
- пирометры спектрального отношения — 10—15%;
- монохроматические пирометры — 15—20%.

Кратко рассмотрим основные преимущества и недостатки пирометрического метода перед контактными:

1. Перед контактными методами измерения температуры пирометрические обладают следующими преимуществами:

- высоким быстродействием, определяемым типом приемника излучения и схемой обработки электрических сигналов. При использовании квантовых приемников излучения (фотодиодов) и быстродействующих аналогово-цифровых преобразователей (АЦП) постоянная времени может составлять 10^{-2} — 10^{-6} с.;
- возможностью измерения температуры движущихся объектов и элементов оборудования, находящихся под высоковольтным потенциалом;
- отсутствием искажения температурного поля объекта контроля, что особенно актуально при измерении температуры материалов с низкой теплопроводностью (дерево, пластик и др.), а также риска повреждения поверхности и формы в случае мягких (пластичных) объектов;
- возможностью измерения высоких температур, при которых применение контактных средств измерения либо невозможно, либо время их работы очень невелико;
- возможностью работы в условиях повышенной радиации и температуры окружающей среды (до 250°C) при разнесении приемной головки и электроники пирометра с помощью опто-волоконного кабеля.

2. Основными недостатками пирометрических измерений температуры являются трудности полного учета связей между термодинамической температурой объекта и регистрируемой пирометром тепловой радиацией. Необходимо учитывать изменение излучательной способности поверхности > от длины волны > в регистрируемом спектральном диапазоне и от температуры T в диапазоне измерений, наличие поглощения излучения в среде между пирометром и объектом контроля, геометрические параметры поля зрения пирометра и его оптической системы, температуру окружающей среды и корпуса прибора. Рассмотрим основные факторы, влияющие на точность результатов измерений пирометром более подробно:

а) Как известно, пирометр вычисляет температуру объекта, измеряя поток теплового излучения с некоторой части его поверхности в рабочей области спектра (либо используя отношение потоков в двух и более областях спектра — в пирометрах спектрального отношения).

Для расчета плотности излучения в заданном спектральном интервале применяют закон Планка, который является основным и наиболее общим законом в теории теплового излучения:

$$E(\lambda, T) = \frac{\varepsilon \times C_1}{\lambda^5 \times \left(e^{\frac{C_2}{\lambda T}} - 1 \right)}, \text{ Вт/см}^2,$$

где

ε — излучательная способность;

C_1 и C_2 — первая и вторая постоянные Планка;

λ — длина волны;

T — температура.

Объект, полностью поглощающий падающее на него излучение, обладает наибольшей излучательной способностью $\varepsilon = 1$ и называется «абсолютно черным телом» (АЧТ). Реальные объекты имеют излучательную способность меньше 1

<< 77

заказчикам в Уральском, Сибирском и Дальневосточном федеральных округах.

Разборные пластинчатые теплообменники «Машимпэкс» применяются не только на объектах теплоснабжения, но и в технологических процессах различных отраслей промышленности: пищевой, химической и нефтехимической, металлургической и др. Таким образом, открытие нового производственного комплекса позволяет заказчикам теплообменного оборудования компании «Машимпэкс» оптимизировать сроки реализации своих проектов.

ThermoNews.Ru

ДИСТРИБЬЮТОРОМ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ СРЕДНЕГО И ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ ГРУППЫ АВВ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ И СТРАН СНГ СТАЛО ОАО «ЗАРУБЕЖ-ЭНЕРГОПРОЕКТ»

Согласно соглашению, подписанному 24 июня 2008 года, АВВ предоставит генеральному партнеру — «Зарубежэнергопроекту» — специальные цены и условия поставки на комплектное оборудование (трансформаторы, КРУ, генераторные выключатели и др.), а также исключительное право использования своей продукции при участии дистрибьютора в конкурсах на поставку оборудования для электроэнергетических объектов в России и странах СНГ.

АВВ также обеспечит первоочередное выполнение заявок «Зарубежэнергопроекта» на изготовление и поставку оборудования.

Продукция будет импортироваться через дочернее предприятие дистрибьютора — компанию ZarubezhEnergoProekt Europe Ltd.

Соглашение также предоставляет компании «ВО Технопромэкспорт», владеющей блокирующим пакетом «Зарубежэнергопроекта», возможность поставлять оборудование АВВ

82 >>

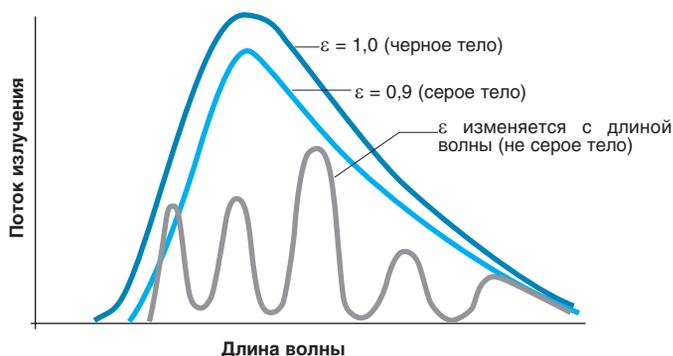


Рис. 1. Излучательная способность АЧТ и реальных объектов

и, следовательно, излучают меньше энергии. Проблема заключается в том, что для большинства реальных объектов излучательная способность зависит от температуры и длины волны, т.е. $\epsilon = f(\lambda, T)$, а также от многих других факторов — материала и формы объекта, состояния поверхности, наличия оксидной пленки, конденсата влаги и т. п. (рис. 1).

Дерево, пластик, органические материалы, камень, графит имеют излучательную способность около 0,8—0,95, в противоположность им излучательная способность металлов может изменяться в очень широких пределах, зависит от температуры и длины волны. Поверхность расплавленного металла образует гладкое зеркало, излучательная способность которого может быть менее 0,1, а излучательная способность плавающего на поверхности шлака может достигать значений 0,9—0,95.

Для корректного измерения температуры необходимо точно указать пирометру излучательную способность объекта, для определения которой можно воспользоваться справочными данными либо некоторыми практическими методами.

б) Между пирометром и объектом не должно быть препятствий непрозрачных в рабочей области спектра пирометра, в противном случае, в результате уменьшения потока излучения, показания пирометра будут занижены. Объект измерения, напротив, должен быть непрозрачным в данной области спектра.

Значительные погрешности возникают также при загрязнении поверхностей оптической системы пирометра, что приводит к необходимости их периодической очистки, или, в особо тяжелых условиях, к непрерывному обдуву чистым воздухом.

в) Оптическая система формирует поле зрения пирометра — область пространства, в пределах которой производится измерение температуры. Для корректного проведения измерений необходимо, чтобы объект полностью перекрывал поле зрения. В противном случае, во-первых, поток теплового излучения, попадающий на приемник (датчик) пирометра от объекта измерения, уменьшится пропорционально сокращению перекрываемой объектом площади, во-вторых, на приемник будет попадать излучение заднего фона (объектов, расположенных за объектом измерения).

В качестве параметра, определяющего диаметр поля зрения пирометра, обычно используют «показатель визирования» η , равный отношению диаметра поля зрения к расстоянию до точки измерения.

Наиболее точно рассчитать диаметр поля зрения возможно при использовании диаграммы поля зрения пирометра, на которой приводится диаметр (или радиус) поля зрения в зависимости от расстояния до объекта измерения.

г) Пирометром может быть измерена только температура поверхности объекта, измерение температуры внутри объекта возможно лишь путем нарушения его целостности (что справедливо и для контактных средств измерения).

д) Для настройки и поверки пирометров необходимо использовать модели АЧТ, излучательная способность которых близка к единице и определена с высокой точностью.



**М.Н. Березин,
компания «Альфа Лаваль»**

«СКРЫТАЯ СУТЬ» ЧИСТОГО МАСЛА

Различные масла находят широкое применение во многих областях промышленности. Они используются как смазочные материалы и охлаждающие жидкости, в качестве топлива, а также в виде гидравлических жидкостей для передачи механической энергии.

Пока масло остается чистым, работа идет в соответствии с планом. Но когда в масло попадает вода и различные частицы, его первоначальные свойства быстро ухудшаются. И это вызывает производственные проблемы, решение которых требует значительных затрат. Например, никакая современная гидравлическая система не сможет работать в соответствии с техническими условиями, если используемое в ней масло загрязнено или оно плохого качества.

Особую проблему представляют твердые частицы менее 5 мкм. Эти частицы оказываются в масле по разным причинам: износ деталей из разных материалов (металл, пластик, резина), брызги краски и пыль, попавшие в него из воздуха. Попав в масло, твердые частицы вызывают повышенный износ оборудования, засорение систем, забивание фильтров и повышают трение.

Для улавливания таких маленьких частиц использовать фильтр не экономично, а гораздо выгоднее применять центробежный сепаратор. Он эффективно отделяет от масла твердые частицы размером до 1 мкм, тем самым, сокращая простои вашего технологического оборудования и оберегая вас от других производственных проблем, связанных с загрязненным маслом. (Например, повышение тонкости фильтрации с 25 до 5 мкм увеличивает ресурс насосов в 10 раз и гидроаппаратуры в 5—7 раз.)

Известно, что все масла содержат влагу. Причиной появления воды в маслах являются различные протечки и конденсация влаги.

Это ухудшает свойства масел и снижает общую эффективность системы в результате:

- образования очень вязких эмульсий, которые разрушают клапаны и насосы;
- окисления масел и присадок, вызывающего образование твердых частиц;
- снижения вязкости масла и его смазывающей способности;
- сокращения срока службы подшипников;
- коррозии оборудования.

Поскольку рабочая температура систем, в которых используется масло, является слишком низкой для испарения воды, важно иметь возможность удалять ее из масла какими-то другими способами. Применение для этого центробежного сепаратора представляется идеальным решением. Он может отделять воду от масел, содержащих ее как в минимальном, так и в максимальном количестве.

Процесс сепарирования идет непрерывно, что позволяет вести производственный процесс даже в том случае, если в систему постоянно попадает большое количество воды. Центробежный сепаратор будет удалять воду из масла и восстанавливать его первоначальные свойства. Замечательно то, что в то время как центробежный сепаратор удаляет воду из масла, присадки остаются там, где они должны быть — в масле.

СМАЗОЧНО-ОХЛАЖДАЮЩИЕ ЖИДКОСТИ

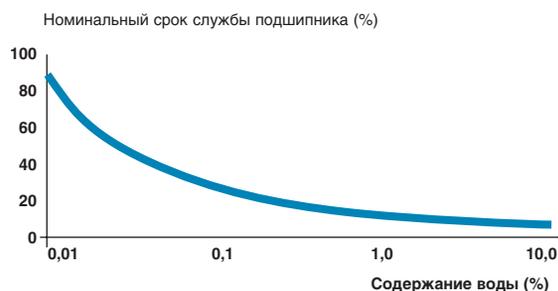


Рис. 1. Срок службы подшипников в зависимости от содержания воды в смазочном масле

Принцип работы

Разделение происходит в тарельчатом центробежном сепараторе, предназначенном для удаления любых твердых частиц, присутствующих в масле. Питательный насос обеспечивает подачу загрязненного масла в сепаратор, где под действием центробежной силы происходит его разделение на различные фазовые составляющие.

Наиболее тяжелые составляющие, грязный осадок (шлам) и вода, отбрасываются на периферию барабана. Осадок скапливается в шламовом пространстве, откуда его необходимо периодически удалять. Очищенное масло и отделенная вода непрерывно выводятся из сепаратора.

Качество сепарации

Твердые частицы: ≤ 5 микрона — удаление 90 %

Твердые частицы: ≤ 3 микрон — удаление 70 %

Вода: Удаление — не менее 90 %.

1. Поддача загрязненного масла
2. Выпуск очищенного масла
3. Выпуск воды
4. Шламовый барабан
5. Водная камера
6. Поддача воды для создания водяного затвора

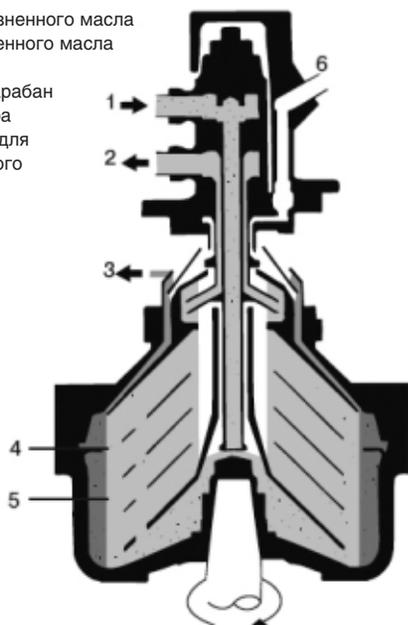


Рис. 2. Очиститель-осветлитель

Преимущества

Модули (станции) очистки масел специально разработаны для удаления посторонних частиц, загрязняющих твердых примесей и несвязанной воды из минеральных смазочных и гидравлических масел. Необходимость этого обусловлена тем, что благодаря использованию чистого, не содержащего загрязнений масла обеспечивается:

- увеличение срока службы всех видов оборудования до 50 %;
- предотвращение или снижение интенсивности коррозии ввиду отсутствия воды в масле;
- увеличение продолжительности непрерывного производства, что повышает производительность;
- значительное снижение износа и сокращение количества отказов оборудования;
- сокращение эксплуатационных затрат благодаря снижению расхода масла, исключение затрат на замену фильтрующих элементов;
- увеличение срока службы масла и, соответственно, сокращение затрат на его замену и размещение отходов;
- улучшение как качества продукта, так и состояния производственной среды.

Модульная конструкция (станция очистки)

Станции очистки масел «Альфа Лаваль» представляет собой модульную систему, состоящую из полностью интегрированных подсистем, что обеспечивает ее надежную работу без постоянного контроля оператором в процессе очистки масла. Основу этой компактной, удобной в работе установки составляет высокоэффективный тарельчатый центробежный сепаратор «Альфа Лаваль».

Станции очистки масел «Альфа Лаваль» поставляются со всеми узлами и подсистемами, предварительно смонтированными на передвижной несущей раме, что обеспечивает их легкую и быструю установку и готовность к эксплуатации сразу при подключении к системам обеспечения. Модули обеспечивают эффективное удаление содержащихся в масле твердых частиц и воды. В аварийных ситуациях возможна также очистка воды даже при высоком уровне содержания загрязняющих веществ.

Модули обеспечивают непрерывную очистку смазочных и гидравлических масел непосредственно в процессе работы оборудования, в котором они используются. При необходимости работа модуля может продолжаться, несмотря на остановку основного оборудования.

Технические характеристики и преимущества

- Простота, компактность и надежность конструкции, смонтированной на передвижной несущей раме.
- Эффективность одновременного удаления твердых частиц и воды в непрерывном режиме.
- Легкий и быстрый запуск установки.
- Работа в автоматическом режиме без постоянного контроля оператором.
- Низкие эксплуатационные расходы.
- Работоспособность при высоком уровне загрязне-

ния твердыми частицами, отсутствие потребности в предварительной фильтрации.

- Низкие требования к техническому обслуживанию, свободный доступ к оборудованию.

- Исключение потребности в замене и утилизации отработавших фильтрующих элементов, что обеспечивает отсутствие необходимости выгрузки и удаления осадка, т.е. минимизацию вредного воздействия на окружающую среду.

- Исключительная надежность, обеспечивающая длительный срок службы.

Обратимся к примерам

Металлургический завод Scania Bjorneborg AB, расположенный на севере Швеции, имеет гидравлический пресс мощностью 4500 т с объемом гидравлической системы 40 м³. Он снабжен более чем 200 различными клапанами и фильтрами. Неизбежное во время эксплуатации попадание воды и металлических частиц приводило к тому, что клапаны «залипали» и необходимо было часто менять фильтрующие элементы и масло, что требовало определенных затрат. Чтобы исключить подобное явление, компания решила провести сравнительные испытания электростатического фильтра и Эмми (MIB 303). К сожалению, никакого соревнования не получилось. Электростатический фильтр уменьшал уровень загрязнений с 5



до 3 мг/л, а Эмми — с 6,4 до 0,9! Аналогичная картина наблюдалась и в случае удаления частиц размером менее 5 мкм. До электростатического фильтра количество частиц было 310 000, после — 120 000; перед сепаратором — 350 000, после — 43 000! И это — после однократного пропускания через сепаратор. Какую же выгоду получила компания после приобретения сепарационного модуля и двух лет эксплуатации? Время простоя оборудования уменьшилось со 100 до 30 часов в год, что позволило сэкономить в год 350 000 шведских крон (33 000 евро). Ниже представлена таблица с результатами очистки масла с помощью сепаратора Эмми.

На заводе Volvo Construction Equipment, Швеция, сепарированию подвергали масла, используемые при фрезеровании латунных деталей. До сепарирования в 1 г масла содержалось 2,5 млн частиц (или класс 27/22 по классификации ISO), после сепарирования — 40 тыс. (или класс 18/15),

Компания Internordisk Spannarmring, Швеция, применяет передвижные гидроустановки для дробления горных пород в условиях крайнего севера. После работы установки моются, и в них периодически чистится масло, которое загрязняется примесями и — что особенно вредно — водой. После тестирования компания приобрела сепаратор Эмми. Тестирование показало, что очищенное гидравлическое масло HMA68 содержит только 58 ppm воды, в то время как содержание воды до сепарирования составляло 4%. Перед внедрением сепаратора



Размер частиц	До очистки	После очистки
> 5 мкм	2 300 000	20 000
> 15 мкм	850 000	2 600
> 25 мкм	230 000	760
> 50 мкм	16 000	55
> 100 мкм	250	0
Класс по ISO	19/14	16/11

<< 78

по специальным ценам и условиям для реализации своих проектов за рубежом и в странах СНГ.

<http://news.elteh.ru>

GRUNDFOS ОБЕСПЕЧИЛ РАБОТУ 17 ОЛИМПИЙСКИХ ОБЪЕКТОВ В ПЕКИНЕ

Компания GRUNDFOS стала основным поставщиком насосного оборудования в олимпийский Пекин. Насосы установлены в системах водоснабжения, отопления, пожаротушения, канализации, водоотведения, а также кондиционирования воздуха 17 основных олимпийских площадок.

Специалисты GRUNDFOS принимали участие на всех этапах подготовки олимпийских объектов, в том числе в разработке проектов зданий, инженерных сетей, строительстве и эксплуатации. «GRUNDFOS заботится обо всей системе, не только о насосах. Аккуратное введение в эксплуатацию и обеспечение деятельности имеет для меня огромное значение», — высказал свое мнение Chen Chun Lei, менеджер проекта China Construction First Division Construction & Developing Company.

Пекинский национальный стадион, известный также как «Птичье гнездо», — одно из наиболее впечатляющих сооружений олимпийского Пекина. Это многофункциональный спортивный комплекс, на котором кроме состязаний проводились церемонии открытия и закрытия летних игр. За водоснабжение стадиона отвечают 8 установок GRUNDFOS Hydro 2000, а также 16 насосов серии CRNE с частотным регулированием. Они специальным образом расположены по периметру сооружения и обеспечивают подачу воды как для питьевых, так и для технических нужд.

Как правило, во время соревнований у зрителей почти не возникает потребности в воде. Но в перерыв водопотребление резко увеличивается. Поэтому в инженерные системы

масло очищалось на различных фильтрах, что не приносило желаемых результатов. Кроме того, фильтры необходимо было утилизировать. После приобретения сепаратора компания экономит около 100 000 шведских крон (или около 9500 евро) в год. За 4 года масло ни разу не заменялось, компенсировались только его протечки.

Сепараторы (MAB 204) также эксплуатируются и на российских предприятиях, которые сразу же оценили эффективность работы установки. На ОАО «Волга» (Балахна Нижегородской области) сепаратор работает на очистке различных масел. При сепарировании гидравлического масла Vertran 15 BP при температуре 20°C класс загрязнений механическими примесями уменьшился с 14/13 до 12/11. И это было достигнуто только за один проход, т.е. при однократном сепарировании.

АО «Вологодский подшипниковый завод». Промывочно-консервационные жидкости РЖ-8 с 5% масла и Анतिकорит 611/36 сепарировались с производительностью 300—330 л/ч при комнатной температуре за один проход. При этом забор происходил непосредственно из емкости из станка без какой-либо ее предварительной очистки от механических примесей. Обычно в этих емкостях скапливается достаточно много грязи, которая должна периодически удаляться вручную после остановки станка. К сожалению, только на некоторых предприятиях этот график удаления грязи соблюдается. Загрязненность исходной жидкости составляла от 0,008 до 0,01%, очищенная за один проход — от 0,005 до 0,006%. При этом размер механических примесей в очищенной жидкости не превышал 5 мкм. А шлам, отобранный из барабана сепаратора, состоял в основном из металлических частиц размером 5—100 мкм и х/б волокон. По результатам анализа уровень загрязненности промывочной жидкости уменьшился в 5,3 раза, а консервационной жидкости — в 2,2 раза. Уровень вибрации подшипников снизился, и брак по шуму уменьшился в 1,7 раза.

Если суммировать все результаты испытаний Эмми на различных видах масла, можно сказать следующее. Эффективность удаления частиц — 1—5 мкм — 99% (более крупные частицы удаляются все), а свободная вода удаляется вся. Практика показывает, что срок окупаемости сепаратора составляет от нескольких месяцев до 1 года. Принимая во внимание, что обычно срок службы сепаратора — 10 лет, покупка сепаратора — выгодное дело.

Обслуживание модулей осуществляется в рамках программы профилактического технического обслуживания оборудования «Альфа Лаваль». Инженеры сервисной службы оказывают помощь в выполнении всех видов технического обслуживания и ремонта, а также проводят обучение персонала заказчика правилам эксплуатации и технического обслуживания установок. Использование оригинальных запчастей «Альфа Лаваль» позволяет сократить время простоя и затраты на ремонт. Комплекты запасных частей можно заказать в сервисных центрах «Альфа Лаваль». Имеются комплекты для промежуточного планового технического обслуживания барабанов и более полные комплекты для выполнения капитального ремонта сепаратора.

Компания «Альфа Лаваль» предлагает оборудование для очистки и охлаждения следующих промышленных жидкостей: смазочные масла, гидравлические жидкости, моющие жидкости, смазочно-охлаждающие жидкости, сточные воды покрасочных цехов и т.д.



85 >>



Умная гидравлика выбирает чистых партнеров

Alfa Laval Emmie – лучшее средство для очистки гидравлической жидкости

В суровом мире промышленности в мощных гидравлических приводах необходимо использовать чистые рабочие жидкости. Как ведущий мировой поставщик сепарационных технологий, Alfa Laval знает, как сохранить чистоту гидравлической жидкости. Мобильная центробежная станция очистки Emmie эффективно удаляет из гидравлической жидкости все твердые частицы размером от 5 микрон и всю нерастворенную воду, при этом присадки остаются там, где они должны быть – в масле. Это увеличивает срок службы гидравлической жидкости, уменьшает затраты на замену и утилизацию фильтрующих элементов.

Для любой гидравлической системы применение оборудования Alfa Laval – лучший выбор!

ОАО «Альфа Лаваль Поток»

Россия, Московская обл., 141070, г. Королёв, ул. Советская, 73.

Тел.: +7 495 232 1250; факс: +7 495 232 2573 www.alfalaval.ru





СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОТЕЛЬНОЙ НА НОВОВЯТСКОМ КОМБИНАТЕ ДРЕВЕСНЫХ ПЛИТ

Еще с советских времен, с 1967 года, на Нововятском комбинате древесных плит (КДП) был установлен котел типа БМ-35.

Изначально в его работе предусматривалось использование мазута с производительностью котла 35 т пара в час. Учитывая, что БМ-35 был установлен на деревообрабатывающем предприятии, его работа сначала велась на древесных отходах. Таким образом, у котла БМ-35 появилась топка для сжигания продуктов лесопиления и деревопереработки. С учетом особенностей предприятия к котлу была установлена вихревая конструкция, так называемая топка Шершнева. Подобные установки применяются для сжигания опилок и фрезерного торфа и довольно распространены на кировских предприятиях деревообработки. Но следует отметить, что ни на одном из них котлы не приближаются к паспортным параметрам, даже при условии, что работают они не более чем на 50% нагрузки. При этом наблюдаются выбросы газов в котельный зал, большой унос топлива и химнедожог. Связано это главным образом с разнородным составом топлива и отсутствием наладки топочных режимов. Именно по этим причинам котел на Нововятском КДП не давал больше 10—12 т пара в час, тогда как объективные возможности устройства — производство до 25 т пара.

Со временем у комбината возникла огромная потребность в утилизации различных по составу древесных отходов. Перед предприятием встала задача оптимизировать потребление топлива и отдачу тепловой энергии. Решить этот момент можно было путем замены топки Шершнева на другое, более приспособленное к древесному топливу

устройство. И в начале 2005 года руководство энергокомпании обратилось в несколько специализированных организаций по вопросу проведения реконструкции топки котла.

Московская организация ЗАО «Лесэнерго» предложила Управляющей компании свое оригинальное решение. Фирма на протяжении 45 лет занимается разработкой и внедрением котельных на предприятиях лесной и деревообрабатывающей промышленности и, прежде всего, сжигающих древесные отходы. В своем проекте компания «Лесэнерго» предусмотрела замену вихревой топки на шахтную с наклонной колосниковой решеткой и переталкивающими колосниковыми толкателями. Для этого возникла необходимость демонтировать бункер и пластинчатые питатели, разобрать полностью кладку топки до нижних коллекторов, срезать газоходы от котла до дымовой трубы и демонтировать дымосос. Кроме этого, в проекте были заложены изменения системы подачи топлива в котел, спроектирована гидравлическая подача топлива, а также системы дымоудаления с двумя дымососами ДМ-15 и золоулавливания. Для финансирования этих работ «Энергетической компанией НЛПК» был подготовлен бизнес-план и подан на участие в конкурсе, проводимом Кировским областным государственным предприятием «Агентство энергосбережения». Энергокомпания участвовала в конкурсе с заявкой на 6 млн руб. и получила беспроцентный заем на эту сумму из консолидированных средств Агентства. Остальные финансовые вложения взяла на себя сама Управляющая компания. По расчетам компании «Лесэнерго», затраты на реконструкцию котла — 11 млн 113 тыс. руб., срок окупаемости проекта — чуть



Ремонт котла БМ-35

больше года. Результатом усовершенствования котла должно было стать увеличение производительности в 2 раза, а также увеличение объема сжигания древесных отходов с 30 до 70 тыс.м³ в год. С 1 сентября 2007 года специалисты ЗАО «Лесэнерго» приступили к строительно-монтажным, а с середины ноября — и к пуско-наладочным работам. Работниками московской организации были спроектированы и проведены огнеупорные работы, разработаны и смонтированы все металлоконструкции, бункер топливоподачи, гидравлический толкатель, колосниковые решетки с системой охлаждения, циклонные золоулавливатели. Кроме того, была произведена установка дымососов и всей гидравлики. Наряду с этим сотрудники «Лесэнерго» осуществили поставку и изготовление всего необходимого оборудования.

После двух с половиной месяцев непрерывной работы проект был сдан в полной производственной готовности. В итоге при неизменной конструкции котла был выполнен каркас шахтной топки с двумя рядами наклонных колосников, смонтирована маслостанция с давлением 80 атм. и два загрузчика топлива с повышенной толщиной металла и габаритами, обеспечивающими возможность подачи кусковых включений древесины до 500 мм, вмонтированы шлаковыгрузатели (толкатели). Помимо этого были установлены дымососы и золоуловитель, сводящие к минимуму выброс в атмосферу вредных веществ. И, несмотря на краткий срок эксплуатации усовершенствованного котла, результаты заметны уже сейчас. Рассказывает руководитель проекта, представитель Управляющей компании ООО «ЭК НЛПК» В. Е. Пушкарев:

— За декабрь была достигнута максимальная производительность котла — 25,5 т пара в час. Также был перевыполнен план выработки тепловой энергии — 7513 Гкал при установленной цифре в 6412 Гкал. Реконструкция топки БМ-35 привела к экономии природного газа, используемого в качестве топлива на дополнительных котлах, в размере 1,5 млн руб. Фактические затраты на усовершенствование котла БМ-35 оказались меньшими, чем мы предполагали вначале. Установка шахтной топки к котлу обошлась нашему предприятию практически на 400 тыс. руб. дешевле первоначальной суммы затрат на проект, предложенный ЗАО «Лесэнерго». Сейчас можно с уверенностью сказать, что направление, выбранное нами по реконструкции топки котла, было единственно правильным. Многолетний опыт компании «Лесэнерго» в разработке и внедрении новых технологий явился залогом и гарантией успеха нашего совместного проекта.

По материалам журнала «ЭКО-ТЭК»

<< 82

стадиона встроены станции для повышения давления Hydro 2000 MEN, расположенные в четырех углах стадиона.

Другой интересный объект Олимпиады 2008 года — Национальный аквапарк (известный как «Водяной куб»). Спортсмены соревнуются в трех бассейнах внутри здания, каждый из них оснащен индивидуальной системой очистки воды. 19 насосов с торцевым всасыванием GRUNDFOS серий NB и NK обеспечивают достаточную циркуляцию. Системы снабжаются достаточным объемом воды при требуемом давлении, что дает им возможность работать в оптимальном режиме. 5 входных многоуровневых насосов типа CR приносят в бассейны дополнительные объемы чистой воды, замещающая воду, потерянную при испарении и использовании.

Во время отдыха от спортивных баталий многочисленным туристам заняты осмотром пекинских достопримечательностей, среди которых — Олимпийский лесопарк. Расположенное в нем Олимпийское озеро занимает более 1,2 млн м², включает в себя серию фонтанов. Самый большой из них «Фонтан Дракона». Он состоит из нескольких отдельных водяных столбов, управляемых 328 погружными насосами GRUNDFOS серии SP. Для сравнения: в московском фонтане в парке «Царицыно» установлено 82 подобных агрегата. «Время доставки было очень ограничено, так как все фонтаны нужно было ввести в эксплуатацию вскоре после определения проекта. GRUNDFOS оказался единственным поставщиком, имевшим возможность доставить 328 насосов, которые нам были необходимы для работы «Фонтана Драконов» в заданные сроки», — говорит Wang Chang Lin, Tsinghua Tongfang Co.

Среди других Олимпийских объектов, оснащенных оборудованием GRUNDFOS, можно выделить Главный крытый стадионы, стадион Wukesong, Олимпийский парусный центр, Олимпийскую деревню, Велодром Laoshan, Олимпийский зеленый теннисный корт и другие. «GRUNDFOS

89 >>



КРИТЕРИИ НАЛИЧИЯ (ОТСУТСТВИЯ) ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОЗМОЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ



Что является критериями наличия технической возможности технологического присоединения?



Критериями наличия технической возможности технологического присоединения к электрическим сетям являются:

сохранение условий электроснабжения (установленной категории надежности электроснабжения и сохранения качества электроэнергии) для прочих потребителей, энергопринимающие установки которых на момент подачи заявки заявителя присоединены к электрическим сетям сетевой организации или смежных сетевых организаций;

отсутствие ограничений на присоединяемую мощность в объектах электросетевого хозяйства, к которым надлежит произвести технологическое присоединение;

отсутствие необходимости реконструкции или расширения (сооружения новых) объектов электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций либо строительства генерирующих объектов для удовлетворения потребности заявителя.



Каковы последствия несоблюдения указанных в ответе на вопрос 1 критериев?



В случае несоблюдения любого из указанных критериев считается, что техническая возможность технологического присоединения отсутствует.



Что означает включение объектов электросетевого хозяйства в инвестиционные программы?



Включение объектов электросетевого хозяйства в инвестиционные программы субъектов естественных монополий в соответствии с законодательством РФ либо в утверждаемые представительными органами местного самоуправления инвестиционные программы, целью которых является реализация программы комплексного развития систем комму-

нальной инфраструктуры, означает наличие технической возможности технологического присоединения и является основанием для заключения договора *независимо от соответствия критериям*, указанным в ответе на вопрос 1.



Какие действия обязана совершить сетевая организация, если присоединение энергопринимающих устройств требует строительства (реконструкции) объекта электросетевого хозяйства, не включенного в инвестиционные программы?



Если присоединение энергопринимающих устройств требует строительства (реконструкции) объекта электросетевого хозяйства, не включенного в инвестиционные программы на очередной период регулирования, сетевая организация в *30-дневный срок* после получения заявки *обращается в уполномоченный орган исполнительной власти* в области государственного регулирования тарифов для *расчета платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту*. Если заявитель выразит *согласие* осуществить расчеты за технологическое присоединение по индивидуальному проекту в размере, определенном указанным уполномоченным органом, сетевая организация *не вправе* отказать в заключении договора.

При этом сетевая организация выдает заявителю *индивидуальные технические условия* для технологического присоединения к электрическим сетям.



Кем может быть осуществлено исполнение указанных в индивидуальных технических условиях мероприятий?



Исполнение указанных в индивидуальных технических условиях мероприятий либо их части может быть осуществлено как *сетевой организацией*, так и *заявителем* по выбору последнего. При утверждении платы за технологическое присоединение по *индивидуальному проекту* уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов должны быть учтены *расходы сетевой организации* по осуществлению технологического присоединения заявителя.



Как можно проверить обоснованность установления сетевой организацией факта отсутствия технической возможности технологического присоединения?



В целях проверки обоснованности установления сетевой организацией факта отсутствия технической возможности технологического присоединения по критериям, указанным в ответе на вопрос 1, заявитель вправе обратиться в *федеральный орган исполнительной власти по технологическому надзору* для получения заключения о наличии (отсутствии) технической возможности технологического присоединения сетевой организацией.



В каких случаях возникают ограничения на технологическое присоединение дополнительной мощности?



Ограничения на технологическое присоединение дополнительной мощности возникают, если *полное использование* потребляемой (генерирующей) *мощности* всех ранее присоединенных и вновь присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя (с учетом ранее выданных технических условий, срок действия которых не истек) *может привести к загрузке объектов электросетевого хозяйства с превышением значений*, определенных техническими регламентами или иными обязательными требованиями.



Возможно ли присоединение к электрическим сетям при наличии ограничений на технологическое присоединение?



При наличии ограничения на технологическое присоединение дополнительной мощности *допускается присоединение* к электрическим сетям энергопринимающих устройств *в пределах величины мощности*, не вызывающей ограничений в использовании потребляемой (генерирующей) мощности *всех ранее присоединенных* к данным сетям потребителей электрической энергии, либо в заявленном объеме *по согласованию* с указанными потребителями.

Из книги Рябова С. С. «Правила оказания услуг на рынках электрической энергии: в вопросах и ответах»



**П. И. Бажан,
д-р. техн. наук,
научный консультант,
ЗАО «ЦЭЭВТ»**

НОВЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ НАДЕЖНЕЕ

Вязники — небольшой районный центр, расположенный в 120 км от Нижнего Новгорода. Проживает в нем 45 тыс. жителей. Есть здесь небольшой арматурный завод и ряд перерабатывающих производств. Нужды города и всех промышленных объектов в отоплении и горячем водоснабжении обеспечивают 15 котельных, которые находятся на балансе МУП «Теплосервис». Большая часть котельных была оснащена либо кожухотрубными теплообменниками с латунными трубками, либо импортными разборными пластинчатыми теплообменниками. И те, и другие, по словам главного инженера МУП «Теплосервис» Вязниковского района Сергея Кузовкова, доставляли немало хлопот специалистам муниципального предприятия. Они часто выходили из строя, первые приходилось промывать перед каждым отопительным сезоном в течение трех суток целой бригадой, а вторые требовали к себе особо «нежного» отношения — перед каждым отопительным сезоном надо было произвести их тщательную разборку, механическую очистку пластин специальным инструментом и последующую сборку часто с заменой резиновых уплотняющих элементов. Как правило, на эту операцию бригада специалистов тратила две недели, а иногда и больше.

Процесс был не только трудоемким, но и достаточно затратным, к тому же если заменить разборку, механическую очистку пластин и сборку аппарата его химической промывкой, то для этого нужны дорогие промывочные растворы и специальные устройства, при этом полная очистка поверхностей не гарантируется вследствие низкого

качества сетевой воды в наших котельных. Если же в течение отопительного сезона не проводить очистку пластин разборных пластинчатых теплообменников, то на их теплообменной поверхности нарастает слой накипи, снижающий коэффициент теплопередачи в два-три раза. Кстати, когда специалисты разбирают отработавшие свой срок пластинчатые теплообменники, то обнаруживают буквально наросты накипи, несмотря на то, что их чистку проводили перед последним отопительным сезоном. Такая же картина, по отзывам специалистов, наблюдается и в соседних районах области (на ряде объектов в городах и поселках Российской Федерации разборку и чистку пластинчатых аппаратов приходится осуществлять через каждые 12—14 часов работы). Имеются данные об отрицательном опыте применения пластинчатых теплообменников и за рубежом (Англия, Франция, Италия). В ряде крупных европейских городов, например, в Хельсинки, со второй половины 80-х годов прошлого столетия не разрешается установка разборных пластинчатых аппаратов (за исключением особых случаев) из-за их низкой надежности.

Два года назад вязниковский МУП «Теплосервис» решил установить новые водоводяные подогреватели в своих котельных. Чтобы не ошибиться и выбрать нужные аппараты, его руководство объехало районы области, в которых такие теплообменники уже работали. Вязники, как и другие районные центры, не Хельсинки, лишних денег в бюджете нет, поэтому, ориентируясь на отечественную конкурентоспособную продукцию, специалисты остановились на изделиях ЗАО «ЦЭЭВТ». Естественно, как опытный

<< 85

действительно предлагает надежные и энергосберегающие насосы, отвечающие специфическим потребностям стадионов», — рассказал Zhang Xing Ming, глава отдела машиностроения и электроэнергетики Beijing City Construction Group.

www.grundfos.ru

ПЕРВАЯ В РОССИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ НА ШАХТНОМ МЕТАНЕ ВВЕДЕНА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Газогенераторная мини-теплоэлектростанция мощностью 1 МВт запущена в опытно-промышленную эксплуатацию на шахте им. С.М. Кирова в Ленинске-Кузнецком (входит в состав ОАО «СУЭК-Кузбасс»).

Теплоэлектростанция будет производить тепловую и электрическую энергию, которая в первую очередь будет использоваться для собственных нужд предприятия.

Избыток электрической энергии планируется поставлять на рынок электроэнергии, а тепловой — в местные системы отопления.

Реализация проекта позволит существенно повысить уровень безопасности подземных работ на шахте за счет дегазации угольных пластов. Проект также даст возможность компании значительно сократить негативное воздействие на окружающую среду и получить при этом экономический эффект. В рамках проекта на шахте планируется ввести в строй еще две мини-ТЭС с проектной мощностью 1,5 МВт каждая. Также угольщики наметили перевести угольный котел КЕ-10 на шахтный метан, запустить в работу вакуум-насосную станцию, факельную установку и КРП автоматизированного управления.

НИА «Кузбасс»

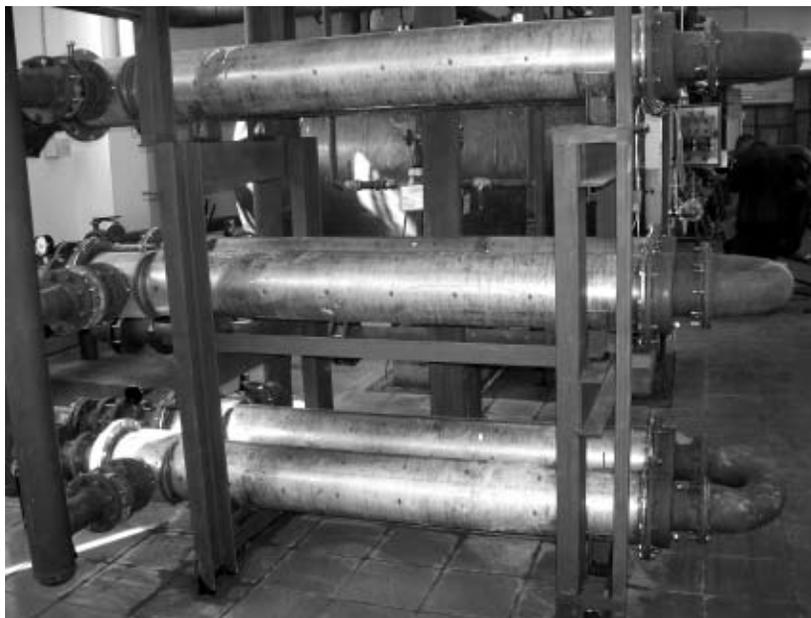


Фото 1



Фото 2

руководитель, главный инженер ознакомился с работой самой фирмы, техническими паспортами продукции, которая была им нужна. Узнал много любопытного (фото 1).

К примеру, то, что ЗАО «ЦЭЭВТ», 15 лет работая на рынке, сегодня имеет серьезную научную, проектную и производственную базу, изготавливает хорошего качества кожухотрубные теплообменные аппараты не только для жилищно-коммунального хозяйства, но и для судов речного и морского флота, а также для стационарных объектов энергетики. Недавно организация успешно справилась с очень сложным заказом ФГУП РОСМОРПОРТ и изготовила охладители воды для ледокола «Капитан Крутов». За 15 лет работы организация выпустила

ОБМЕН ОПЫТОМ

1200 единиц теплообменной продукции. Сегодня ее теплообменники успешно работают в городах и поселках не только Нижегородской, но и Ростовской, Тверской, Томской, Пермской и других областях. Отзывы о них самые положительные, во всяком случае, рекламаций он не увидел.

Теперь о технических данных теплообменников ЗАО «ЦЭЭВТ». Чтобы оценить их, главный инженер вязниковского МУП «Теплосервис» побывал и в цехах фирмы, где посмотрел, как и из чего она изготавливает свою продукцию (фото 2).

Рабочие элементы теплообменников ЗАО «ЦЭЭВТ» изготавливаются не из латуни, а из нержавеющей стали, которая практически не корродирует в сетевой и котельной воде. Для работы котельных это очень важно. Теплообменники для жилищно-коммунального хозяйства имеют очень простую конструкцию, в межтрубном пространстве у них только одна продольная перегородка. Благодаря проектным решениям они мало чувствительны к резким скачкам температуры и давления.

По словам главного инженера, есть еще одна любопытная инженерная находка. На внешней поверхности труб накатаны плавно очерченные кольцевые канавки. Это позволяет, во-первых, снизить загрязнение трубного пространства аппарата, во-вторых, в два раза увеличить теплоотдачу в трубах (фото 3).

Два года назад вязниковский МУП «Теплосервис» приобрел четыре водоводяных подогревателя. Сегодня они успешно работают в районном хозяйстве. Места они занимают в два раза меньше, чем прежние. Для малогабаритных районных котельных это весьма существенно. За все отопительные сезоны подогреватели ни разу не вышли из строя. Важно и то, что прежде на старых пластинчатых аппаратах приходилось периодически менять очень дорогие прокладки. Сейчас такую прокладку может сделать любой слесарь и стоит она копейки.

В этом году ЗАО «ЦЭЭВТ» поставил МУП «Теплосервис» Вязниковского района еще два теплообменника. В планах муниципального предприятия оснащение такими аппаратами и остальных районных котельных.

Кстати, без замечаний весь отопительный сезон работали подогреватели и в «Петрозаводскмаше». Сегодня предприятие наметило приобрести еще четыре подогревателя. Шесть теплообменников купило Тумботино. Таких примеров можно привести немало.

Износ инженерного оборудования жилищно-коммунального хозяйства в стране достиг 73%, инженерных сетей — 65%. При таком изношенном оборудовании количество аварий и нарушений в работе коммунальных объектов в последние 10 лет выросло в 5 раз.

Чтобы решить проблемы увеличения поставок нужной коммунальщикам теплообменной аппаратуры, нужна мощная производственная база, на которой, кроме высокопроизводительного оборудования, должны работать профессионалы своего дела. Сегодня ЗАО «ЦЭЭВТ» с перспективой на будущее расширяет свое производство, строит еще один

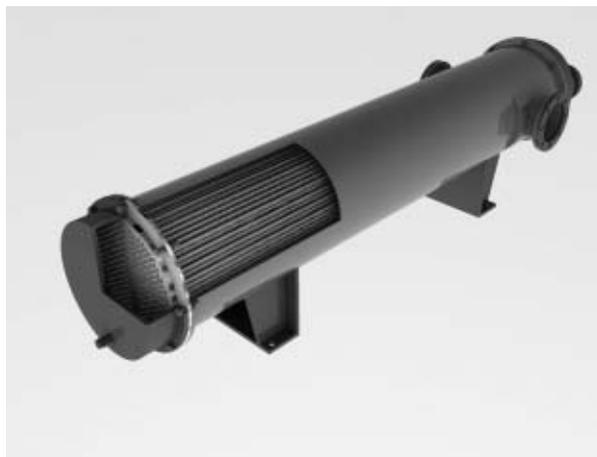


Фото 3

участок механической обработки, который будет оснащен самым современным оборудованием. Научный и кадровый потенциал фирмы таков, что она вполне может рассчитывать на участие в программах, названных правительством Российской Федерации в числе основных. Отмеченная различными дипломами, сертификатами и свидетельствами организация зарекомендовала себя как надежный и успешный партнер работников жилищно-коммунального хозяйства.



ЦЭЭВТ
надежные технологии для энергетики

15 лет
ВЫСОКОГО КАЧЕСТВА

**ЗАО «ЦЭЭВТ» производит:
Кожухотрубные
теплообменники
нового поколения,
мощностью
20 - 10000 кВт.
Водо-водяные,
пароводяные
подогреватели.**

603053 г. Нижний Новгород,
пр. Бусыгина, д. 1а
тел/факс: (831) 253-57-44, 253-78-38
www.ceevt.ru, info@ceevt.ru





**Ю.Е. Гуревич,
канд. техн. наук,
ведущий научный
сотрудник филиала
ОАО «НТЦ электроэнергетики»**

ЗАДАЧИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ СОСТАВ ПРОТИВОАВАРИЙНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ, В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

О «независимости» источников питания

Согласно ПУЭ (п. 1.2.10), источник питания считается независимым от других источников, если его отключение не препятствует электроснабжению от остальных источников. В ПУЭ «источник питания» — это шины, с которых поступает питание. У этих шин тоже есть источники питания, и применительно к ним тоже проверяется их независимость.

Понятие о независимых источниках питания было сформировано в те времена, когда существенными были только длительные перерывы питания. Глава 1.2 ПУЭ (во всех предшествующих изданиях, кроме седьмого) определяла независимый источник питания как источник, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках. Очевидно, что такая формулировка, если иметь в виду кратковременные нарушения питания, становится некорректной и допускает разные прочтения.

Исходя из общего смысла ПУЭ, нужно было признать, что это определение просто не распространяется на кратковременные возмущения. Но в то же время такая формулировка давала потребителям повод обосновывать свои претензии, связанные с кратковременными перерывами питания, несоответствием реального электроснаб-

жения требованию иметь независимые источники питания. Говорилось примерно следующее: «В ПУЭ сказано, что напряжение на независимом источнике питания должно сохраняться при его исчезновении на другом источнике, а в нашей схеме КЗ на одном источнике питания вызывает настолько глубокое снижение напряжения на другом источнике, что работа нарушается у всех электроприемников. Следовательно, энергосистема не обеспечила наличие двух независимых источников».

В седьмом издании ПУЭ параграф 1.2.10 был отредактирован: «Независимый источник питания — источник питания, на котором сохраняется напряжение в послеаварийном режиме в регламентированных пределах при исчезновении его на другом или других источниках питания». Тем самым, было указано, что на аварийные режимы понятие независимых источников питания не распространяется.

Но, поскольку обращение к этому понятию остается частым аргументом в технических спорах, подчеркнем в проблеме «независимых источников питания» главное.

Если иметь в виду кратковременные нарушения электроснабжения, то нужно признать, что независимых источников питания не бывает в принципе. Даже в схеме,

жение в начальный момент K_3) на обоих источниках питания. Определим коэффициент взаимозависимости источников питания $K_{вз}$ как отношение глубины снижения напряжения на неповрежденном (втором) источнике питания к глубине снижения напряжения на ток: источнике питания, где имеется КЗ (первом), $K_{вз} = U_2/U_1$.

Чем больше $K_{вз}$, тем сильнее взаимозависимость источников. У источников питания, показанных на рис. 1а, $K_{вз} = 1$. В общем случае нужно учесть, что разные источники питания в одной и той же схеме могут иметь разные номинальные напряжения. Поэтому:

$$K_{вз} = \frac{U_{2,норм}}{U_{1,норм}} \cdot \frac{U_{2,КЗ}}{U_{1,КЗ}} \times \frac{U_{1,норм}}{U_{2,норм}}$$

Пример значений коэффициентов взаимозависимости источников питания показан в таблице 1 для схемы, приведенной на рис. 2.

Из этого примера видно, что взаимозависимость источников питания может быть значительно ослаблена, но путем ослабления схемы. Какой вариант предпочтительнее — более слабая сеть с небольшой взаимозависимостью источников питания или более жесткая сеть с большой их взаимозависимостью — определяется конкретными параметрами сети и нагрузки.

Критерии «N — 1» и «N — 2»

Критерий «N — 1» — это один из широко известных критериев надежности энергосистемы и электроснабжения потребителей. Здесь N — это число элементов энергосистемы. Согласно критерию «N — 1», если число работающих элементов энергосистемы (линий, трансформаторов, генераторов) уменьшится на единицу, она должна выполнять все свои функции. Иначе говоря, отключение одного любого элемента энергосистемы не должно нарушать работу самой энергосистемы и не должно нарушать электроснабжения потребителей. Критерий «N — 2» означает такое же требование, но в отношении потери любых двух элементов энергосистемы (например, при наложении аварии на ремонтный режим).

На Западе критерий «N — 1» рассматривается как очевидное требование к электрической сети. В большинстве случаев нарушение критерия «N — 1» рассматривается как обоснование необходимости введения нового силового оборудования. Если критерий «N — 1» выполняется, но не выполняется критерий «N — 2», то это служит обоснованием применения дополнительных средств релейной защиты, автоматики и диспетчерского управления.

Применительно к электроснабжению требования, вытекающие из критерия «N — 1», имеют очевидное исключение: отключение линии, по которой питание поступает с шин непосредственно к электроприемнику, не рассматривается, так как отключение или повреждение одного электроприемника возможно и по многим другим причинам и не должно приводить к нарушению работы предприятия. В отношении электроснабжения потребителей критерий «N — 1» равнозначен требованию двух независимых источников питания. Вопросы электроснабжения электроприемников второй и третьей категории не относятся к обсуждаемой теме. Что каса-

ется электроприемников особой группы первой категории, то к ним вместо критерия «N — 1» должен применяться, согласно ПУЭ, критерий «N — 2». К таким электроприемникам относятся системы, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства, и все остальные системы, необходимые для предотвращения тяжелых последствий нарушений электроснабжения, безотносительно к тому, связаны ли они с основным производством или нет, например, пожарные насосы. Нужно иметь в виду, что ПУЭ везде устанавливает минимальные требования. При социалистической экономике попытки заметного превышения минимальных требований при создании систем электроснабжения блокировались тем, что учитывались только затраты, связанные с сооружением и эксплуатацией объекта, но никак не ущерба от ненадежности его электроснабжения. В настоящее время, наоборот, нужно блокировать попытки принимать самые дешевые решения без специального технического и экономического обоснования, только на том основании, что «в ПУЭ это не требуется».

Снижение интенсивности возмущений в распределительной сети

Эта задача распадается на ряд подзадач и может решаться по-разному в зависимости от конкретных условий, экономических показателей и прочих факторов. Перечисление противоаварийных мер дается в произвольном порядке, в основном начиная с внешнего электроснабжения и кончая работой электроприемников.

Сокращение длительности аварийных режимов

Такими средствами являются:

- применение быстродействующих релейных защит от КЗ (основных и, при необходимости, резервных);
- применение быстродействующих АВР;
- применение выключателей, обеспечивающих наибольшее быстродействие на отключение (при ликвидации КЗ) и на включение (при быстродействующих АВР);
- применение специальной автоматики, обеспечивающей отделение потребителя со своей электростанцией от энергосистемы при затяжной аварии в последней;
- согласование управляющих воздействий противоаварийной автоматики энергосистемы с задачами обеспечения бесперебойной работы потребителей.

Снижение вероятности возникновения КЗ

Здесь имеются в виду обычные эксплуатационные мероприятия, такие, как расчистка трасс линий, обыв изолаторов на линиях и в ОРУ и т.п. Кроме того, важным фактором, обеспечивающим снижение числа КЗ, является отказ от упрощенных подстанций без выключателей (см. п. 4—3) во всей сети, прилегающей к предприятию.

Уменьшение глубины провалов напряжения при аварийных режимах и повышение напряжения при самозапуске электродвигателей

С этой целью во внешнем и внутреннем электроснабжении рассматриваются:

- увеличение располагаемой мощности источников питания в схемах автономного электроснабжения;
- увеличение мощности трансформаторов и пропускной способности линий;
- сооружение собственной электростанции;
- применение средств генерации реактивной мощности с быстродействующими системами регулирования напряжения (различные статические компенсаторы с тиристорной системой управления);
- замена самозапуска двигателей, который характеризуется большими токами, на их автоматический каскадный повторный пуск, что позволяет существенно снизить токи, но ценой увеличения времени, необходимого для восстановления нормальной работы электродвигателей;
- быстродействующее автоматическое отключение части наименее ответственных электроприемников с целью снижения токовой нагрузки на сеть;
- быстрое гашение поля синхронных двигателей или их отключение, если они оказываются в асинхронном режиме и если их быстрая ресинхронизация не обеспечивается;
- такое исполнение АПВ воздушной линии в энергосистеме, при котором опробование линии выполняется со стороны, противоположной потребителю.

Снижение чувствительности потребителя к кратковременным нарушениям электроснабжения

К таким мерам относятся:

- технологическое резервирование или снижение нагрузки на технологическое оборудование с целью увеличить допустимый промежуток времени, в течение которого электродвигатели вращаются медленнее необходимого;
- обеспечение правильного функционирования всех систем технологической автоматики, технологических блокировок и т.п. при аварийном режиме и самозапуске двигателей, в том числе недопущение отключений ответственных электроприемников, если время, допустимое для восстановления их нормальной работы, еще не истекло;
- обеспечение автоматического повторного включения магнитных пускателей от автоматики самозапуска или повторного пуска двигателей;
- предотвращение выхода из работы вспомогательных систем (например, системы принудительной смазки подшипников) при кратковременных перерывах питания;
- применение агрегатов бесперебойного питания;
- замена электрического привода на неэлектрический (паровой, газотурбинный и т.п.).

Основные дилеммы

В процессе проектирования системы электроснабжения приходится делать выбор между альтернативными, значительно отличающимися вариантами. Наиболее характерные из них перечислены ниже. Существенно, что по каждой из приведенных дилемм нет однозначного решения: выбор оптимального варианта определяется конкретными условиями. Эти дилеммы таковы:

- какой вариант электроснабжения оптимален для предприятия, имеющего собственную электростанцию достаточной мощности: работа электростанции параллельно с энергосистемой или автономно;
- какой режим работы сети оптимален (это относится и к внешнему, и к внутреннему электроснабжению: с максимально возможным секционированием, без секционирования или какой-либо промежуточный вариант);
- какая схема внутреннего электроснабжения — 6 или 10 кВ — предпочтительнее: с реакторами на линиях, идущих от шин к электроприемникам, или без них; то же в отношении подключения местной электростанции: применять реакторы или разделительные трансформаторы или нет.

Связь выбора противоаварийных мер с допустимой продолжительностью перерывов питания и особенностями системы электроснабжения

Задача выбора противоаварийных мероприятий состоит, очевидно, не только в том, чтобы автоматически восстановить работу всех электроприемников, от которых зависит производственный процесс, но и в том, чтобы сделать это за допустимое время, т.е. такое, чтобы процесс сразу же и безаварийно возобновился.

Определение допустимого времени, в течение которого электроприемники могут быть обесточены, — это задача для технологов промышленного производства. Для ее решения могут понадобиться значения времени, расходуемого на восстановление нормальной работы электродвигателей после возобновления питания. Такие расчеты всегда могут быть выполнены, поскольку это и необходимая часть работы по выбору противоаварийных мер.

В целом определение допустимого времени перерыва питания по условиям технологии производства, если нет данных о крушениях работы на предприятиях с той же технологией и аналогичным оборудованием, обычно представляет собой весьма сложную задачу. Главным образом потому, что задача о допустимом времени перерыва питания перед технологами раньше не ставилась. Тем не менее, решить ее нужно.

Эту задачу может несколько упростить то, что для выбора противоаварийных мер требуются не точные значения допустимого времени перерыва питания, а лишь порядок величин — соответственно группе возможных и эффективных мероприятий. Если допустимое время:

- меньше (приблизительно) 0,2 с, — то никакие меры, способствующие восстановлению нормальной работы электроприемников после возобновления питания, не могут быть эффективными потому, что КЗ в сетях с обычными выключателями не отключаются быстрее, чем за это время. Применение выключателей с меньшим временем отключения мало изменит длительность КЗ. Здесь нужны агрегаты бесперебойного питания, а при больших потребляемых мощностях нужно менять параметры технологической схемы;
- от 0,2 с до максимальной длительности КЗ, возможной в данной сети (с учетом выдержек времени максимальных токовых защит, действия резервных защит в разных

ситуациях, действия УРОВ), — то либо нужно менять защиты от КЗ, если это даст нужный эффект, либо опять-таки использовать агрегаты бесперебойного питания;

- 5—20 с, — то за это время, используя АВР, схемы самозапуска и др., можно обеспечить включение электроприемников и восстановить нормальную работу электродвигателей;

- 30 с и более, — то за это время можно обеспечить возобновление работы всех необходимых электроприемников с применением автоматики каскадного повторного пуска электродвигателей, обеспечивающей восстановление их нормальной работы так, чтобы не получить во время пусков значительных снижений напряжения, а порядок пусков установить наиболее удобным для технологов образом.

При этом предполагается, что в послеаварийном режиме напряжения в питающей сети достаточны для обеспечения необходимой очередности самозапусков и повторных пусков. Если это не так, то в число противоаварийных мер войдут средства, обеспечивающие повышение напряжения (различные источники реактивной мощности, как правило, с быстродействующими системами регулирования), и, как крайний случай, отключение части нагрузки.

От особенностей системы электроснабжения — протяженности сетей, мощности источников и пр. — зависят основные «узкие места», на которые приходится обращать основное внимание.

Если предприятие питается от сетей энергосистемы (без протяженных сильно загруженных линий электропередачи между основной сетью энергосистемы и сетью самого предприятия, что встречается в периферийных, слабо освоенных районах Севера и Востока России), то в таких случаях наиболее важными являются задачи, которые можно объединить в три группы.

В центре внимания — задачи, связанные с устойчивостью и самозапуском электродвигателей в условиях, когда источник питания (энергосистема) имеет стабильную частоту и довольно «жестко» поддерживаемое напряжение. Потери напряжения получаются в основном во внутренних сетях, и, следовательно, послеаварийные режимы зависят главным образом от изменений суммарной нагрузки и от режимов работы двигателей (нормальная работа, торможение, режим пуска или самозапуска).

Если предприятие имеет свой собственный источник питания достаточной мощности, то оно может в случае затяжного аварийного режима энергосистемы отделиться от нее и перейти на автономное электроснабжение. Сделать это нужно достаточно быстро, чтобы не нарушилась работа электроприемников предприятия. Но не слишком быстро, так как это привело бы к излишним отключениям при кратковременных нарушениях нормальной работы энергосистемы, не опасных для потребителя.

Если в нагрузке есть синхронные двигатели, то добавляются задачи, связанные с большой вероятностью нарушения их устойчивости и возникновением асинхронного режима относительно генераторов. В таких случаях естественно стремиться к тому, чтобы и синхронные двигатели восстановили нормальную работу (т. е. чтобы асинхронный

режим закончился их ресинхронизацией), и колебания напряжения, неизбежные во время асинхронного режима, не нарушили работу других электроприемников, в частности, асинхронных двигателей. Если такой наилучший результат не достижим, то в стремлении повысить напряжения во внутренней распределительной сети приходится отключать наименее ответственную часть нагрузки.

Если предприятие имеет автономное электроснабжение, то отпадают проблемы КЗ во внешней сети, но в целом количество задач, которые нужно решать, не уменьшается, а увеличивается:

- осложняются задачи, связанные с обеспечением самозапуска двигателей из-за ограниченной мощности источника питания (потери напряжения при пусках и самозапусках больше, чем при полноценном питании от энергосистемы);

- к числу опасных нарушений добавляются аварийные отключения генераторов (поскольку общее число работающих генераторов не велико, потеря одного из них означает возникновение значительно дефицита мощности);

- должны быть решены задачи равномерного распределения активной и реактивной нагрузки между генераторами (неравномерное распределение нагрузки приводит к недоиспользованию генераторов в нормальных режимах и увеличивает вероятность нарушения их устойчивости при нарушениях нормального режима).

Особым является случай, когда предприятие питается от собственного источника и имеет связь с энергосистемой по протяженным линиям электропередачи, имеющим настолько малую пропускную способность, что отключение части генераторов местной электростанции может привести к перегрузке линии электропередачи и ее отключению или к нарушению устойчивости с возникновением асинхронного режима. В таких условиях велика вероятность нарушения параллельной работы местной электростанции с генераторами энергосистемы, что требует решения специальных задач повышения устойчивости и противоаварийных мер на случай внезапного разрыва этой связи (в том числе и тогда, когда разрыву связи предшествует асинхронный режим). Увеличиваются или уменьшаются трудности выбора противоаварийных мероприятий от наличия такой связи (по сравнению с автономным электроснабжением при прочих равных условиях), зависит от параметров и потребителя, и самой связи. Может, в частности, оказаться, что такая связь бесполезна, пока не произойдет аварийного отключения одного или нескольких генераторов местной электростанции. В отношении анализа всех возможных аварийных ситуаций и выбора адекватных противоаварийных мер случаи, когда потребитель с собственной электростанцией имеет «слабую» связь с энергосистемой, самые сложные. Приходится рассматривать ситуации, когда нарушения электроснабжения:

- происходят при включенной этой связи, начинаются в режиме параллельной работы с энергосистемой, но в процессе аварии связь с энергосистемой разрывается;

- возникают, когда связь была отключена (что для такой связи вполне вероятно).



ПОРЯДОК ПОДГОТОВКИ ПРОВЕДЕНИЯ И ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ (ЭНЕРГОАУДИТОВ) В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ СИСТЕМЫ ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ ОРГАНИЗАЦИЙ В ОБЛАСТИ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ (МОСКВА, 2007 Г.)

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящий «Порядок подготовки проведения и оформление результатов энергетических обследований (энергоаудитов) в соответствии с требованиями Системы добровольной сертификации организаций в области рационального использования энергоресурсов (РИЭР)» (далее — Порядок) разработан в соответствии с Федеральным законом № 184-ФЗ от 21.12.2002 г. «О техническом регулировании» и с учетом директивных документов, Рекомендаций по проведению энергетических обследований (энергоаудита) Минпромэнерго (далее — Рекомендаций), Решений Первого Всероссийского съезда энергоаудиторов и направлен на их реализацию;

1.2. Порядок предназначен для юридических лиц, независимо от форм собственности, использующих топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) для производства продукции, оказания услуг и на собственные нужды, а также для организаций, проводящих энергетические обследования (энергоаудит);

1.3. Порядок регламентирует процедуры и последовательность подготовки к проведению и оформления резуль-

татов энергетических обследований (энергоаудит) потребителей ТЭР;

1.4. Энергетические обследования (энергоаудит) проводятся с целью установления эффективности использования предприятиями и организациями топливно-энергетических ресурсов (электрической и тепловой энергии, природного, сжатого, сжиженного и попутного газов, твердого топлива, нефти и продуктов ее переработки, местных видов топлива, возобновляемых источников энергии, сжатого воздуха и вторичных энергоресурсов), определения резервов экономии ТЭР и выработки экономически обоснованных мер по снижению затрат на топливо, ресурсо-, энергообеспечение, а также подтверждения достоверности исходных данных расчетов нормативов технических потерь электрической и тепловой энергии, удельного расхода топлива и запасов топлива;

1.5. Виды, сроки и объемы проводимых энергетических обследований должны соответствовать Рекомендациям;

1.6. Общее руководство и координацию работ по проведению энергетических обследований и энергоаудита

потребителей ТЭР в Российской Федерации осуществляет Минпромэнерго России;

1.7. МАЭН осуществляет организацию работ по подготовке к проведению и оформлению результатов энергетических обследований (энергоаудита), учет, анализ и согласование отчетных документов, а также формирование информационных баз данных;

1.8. Требования к организациям, проводящим энергетические обследования (энергоаудит):

1.8.1. Энергетические обследования (энергоаудит) проводятся организациями, прошедшими процедуры сертификации в системе РИЭР и внесенными в Реестр организаций, допущенных к проведению энергетических обследований;

1.8.2. К проведению энергетических обследований (энергоаудита) привлекаются специалисты, прошедшие профессиональное обучение и квалификационную аттестацию в качестве энергоаудиторов в соответствии с «Порядком подготовки и аттестации энергоаудиторов и экспертов для подтверждения соответствия требованиям Системы РИЭР»;

1.9. В своей деятельности энергоаудиторы руководствуются законодательством РФ и нормативными документами, регламентирующими проведение энергетических обследований (энергоаудита).

2. ПОРЯДОК ПОДГОТОВКИ К ПРОВЕДЕНИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ (ЭНЕРГОАУДИТА)

2.1. Перед началом энергетического обследования распоряжением или приказом по предприятию, на котором проводится обследование, назначается лицо, ответственное за общую организацию проведения работ. В приказе (распоряжении) указывается:

- номер и дата распоряжения (приказа) о проведении энергетического обследования;
- правовые основания для проведения энергетического обследования, в том числе нормативные правовые акты, соблюдение требований которые подлежат проверке;
- заказчик проведения указанных работ;
- реквизиты потребителя ТЭР, на объектах которого проводится энергетическое обследование;
- цели, задачи и вид энергообследования;
- организация и энергоаудиторы, проводящие энергетическое обследование;
- планируемые сроки энергетического обследования (энергоаудита);
- ответственные представители потребителей ТЭР на период энергоаудита с указанием области их полномочий;

2.2. При подготовке к энергетическому обследованию проводится:

- сбор и анализ информации о предприятии, системах энергосбережения, оборудовании, режимах его работы с целью определения вида энергетического обследования;



Энергоаудит насосного оборудования объектов водоканала Сочи

- определение объемов инструментального обследования;
- анализ и согласование работ по документальному и инструментальному обследованиям.

2.3. На основании полученных данных разрабатывается, согласовывается с заказчиком и потребителем ТЭР техническое задание, календарный план и программа проведения энергетического обследования (энергоаудита), а также оформляется документация для заключения договора по проведению энергетического обследования (энергоаудита);

2.4. После утверждения заказчиком программа проведения энергетического обследования и пакет сопроводительной документации в составе п.3 представляются в МАЭН для экспертизы и регистрации программы;

2.5. Экспертиза программы и комплекта сопроводительной документации, а также регистрация программы проводится в МАЭН в течение пяти рабочих дней после оформления договорных взаимоотношений.

3. СОСТАВ СОПРОВОДИТЕЛЬНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, ПРЕДСТАВЛЯЕМОЙ В МАЭН СОВМЕСТНО С ПРОГРАММОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

В целях обеспечения рассмотрения программы на соответствие требованиям РИЭР и настоящего Порядка с ее последующей регистрацией заявитель (заказчик, потребитель ТЭР, энергоаудитор) направляет в МАЭН пакет документов в составе:

3.1. Заявка в МАЭН на регистрацию и экспертизу программы на бланке организации-заявителя с указанием соответствия проводимой работы требованиям РИЭР;

3.2. Подписанная энергоаудитором и согласованная заказчиком обследования программа проведения энергетического обследования;

3.3. Заверенная копия приказа по обследуемому предприятию об организации работ по энергетическому обследованию и назначение ответственных лиц.

4. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ПРОГРАММЫ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ (ЭНЕРГОАУДИТА)

4.1. Программа энергетического обследования (энергоаудита) должна быть подписана организацией-энергоаудитором и утверждена заказчиком проведения энергетического обследования;

4.2. Программа должна соответствовать виду проводимого обследования и учитывать специфику обследуемых объектов;

4.3. Предусмотренные программой результаты работ по составу отчетной документации, аналитическим выводам и достаточности экономической обоснованности предложений по энергосбережению должны удовлетворять требованиям Рекомендаций данного Порядка;

4.4. Программа энергетического обследования должна содержать ссылки на применение методик и приборного парка.

5. СОСТАВ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ О РЕЗУЛЬТАТАХ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ (ЭНЕРГОАУДИТА)

5.1. По результатам энергетических обследований (энергоаудита) организацией энергоаудитором оформляется и направляется в МАЭН следующая документация:

5.1.1. Энергетический паспорт потребителя ТЭР — не менее 2 экземпляров в электронном виде;

5.1.2. Отчет об энергетическом обследовании (энергоаудите) с результатами инструментального обследования, расчетными материалами, топливно-энергетическим балансом и пояснительной запиской;

5.1.3. Программа повышения эффективности использования ТЭР, снижение затрат на топливо, энергообеспечение и внедрение энергосберегающих мероприятий для обследованного потребителя ТЭР;

5.2. В отчетах об энергетических обследованиях должна быть дана оценка эффективности использования ТЭР, раскрыты причины выявленных нарушений и недостатков в их использовании, определены имеющиеся резервы экономии ТЭР, предложены организационно-технические энергосберегающие решения по реализации выявленного

потенциала энергосбережения, а также инвестиционные энергосберегающие мероприятия с оценкой предполагаемого финансирования и ожидаемого результата в стоимостном исчислении;

5.3. Рекомендации по энергосбережению и эффективному использованию ТЭР не должны снижать экологические характеристики работающего оборудования и технологических процессов, уровень безопасности производства и качество выпускаемой продукции.

6. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ (ЭНЕРГОАУДИТА)

6.1. По окончании проведения энергетического обследования, в течение 10 дней после подписания отчетных документов, организация-энергоаудитор направляет их в МАЭН для проведения экспертизы отчетной документации, а также согласования энергетического паспорта;

6.2. МАЭН проводит экспертизу отчетной документации и согласование энергетического паспорта в течение 10 дней после оформления договорных взаимоотношений;

6.3. При необходимости доработки отчетной документации в силу ее несоответствия данному Порядку МАЭН направляет энергоаудитору перечень замечаний;

6.4. Исправленная в соответствии с замечаниями отчетная документация направляется в МАЭН для проведения повторного рассмотрения.

7. ТРЕБОВАНИЯ КОНФИДЕНЦИАЛЬНОСТИ

7.1. При необходимости в целях соблюдения конфиденциальности полученной информации МАЭН заключает договор о конфиденциальности установленной формы со всеми участниками энергетического обследования;

7.2. Для обеспечения корректной передачи в МАЭН отчетной документации в Соглашениях о конфиденциальности, заключаемых между заказчиком энергетического обследования — потребителем ТЭР и энергоаудитором, должны быть предусмотрены пункты, регламентирующие данную передачу.

По материалам журнала «Энергоаудит»



ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ

ЗАО «СПЕКТР КСК»

КОМПЛЕКСНЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ

www.spektr-ksk.ru

seba KMT

Seba KMT – признанный мировой лидер в области инновационных решений, глобальный поставщик оборудования и технологий для поиска трасс подземных коммуникаций, а также для диагностики и локализации мест повреждений в электрических, коммуникационных и водопроводных сетях. Оборудование Seba KMT позволяет Вам быстро находить повреждения, а также точно и однозначно диагностировать состояние Ваших сетей, повышая, тем самым, надежность их работы.



Передвижные электротехнические лаборатории



Система Classic

Мощное средство для испытания и определения мест повреждения кабельных линий до 35 кВ. Максимальная возможность варьирования в оснащении лаборатории.

- Индивидуальное оснащение отдельными приборами
- Выборочно могут быть установлены ручной переключатель с воздушной изоляцией или комфортная панель SF6 с газовой изоляцией
- Многочисленные меры безопасности для обслуживающего персонала. Автоматическое избежание и индикация ошибочных операций (напр., недостаточное заземление)
- Оптимизированные методы предварительной локализации для длинных участков кабеля (более 4 км) методом активного ARM-измерения
- Отдельные приборы можно вытащить из стойки (напр., для сервисных работ) и работать с ними. Остальная часть системы при этом остается работоспособной

Система Centrix

Новое поколение автоматизированных передвижных электротехнических лабораторий для испытаний и определения мест повреждений в кабельных линиях

- EasyGo – концепция управления. Управление всеми органами лаборатории происходит при помощи специальной системы Jogdial
- Автоматическое сохранение в памяти и протоколирование
- Централизованное управление всеми функциями лаборатории
- Интегрирование всех шести новых методов предварительной локализации
- Точная локализация мест повреждения благодаря мощным импульсным модулям на 1280/1750 или 2560 Дж.
- Максимальная безопасность – 5 ступеней защиты

Система Compact City

Лаборатория выполнена на базе универсальной компактной системы SPG-40, имеющей небольшой вес, что позволило поместить ее в небольшом автомобиле типа Citroen Berlingo

- Измерение изоляции 1000 В/ 5000 В
- Испытание постоянным током до 40 кВ
- Автоматическое определение пробоя
- Прожиг 0...8 кВ при 700 мА
- Прожиг 0...20 кВ при 100 мА
- Поиск повреждений оболочки и точная локализация методом шагового напряжения при 0...5 кВ и 0...10 кВ
- Наличие трех предварительных методов локализации

Центральный офис:

107023, Россия, г. Москва, ул. Электрозаводская, д. 52
Тел./ факс: (495) 782-1421, 225-7557 (многоканальные)
E-mail: mail@silvertown.ru

Региональные представительства:

Республика Башкортостан, г. Уфа
Тел./ факс: (347) 240-19-22,
+7(917) 357-35-81

Саратовская область, г. Балаково
Тел./ факс: (8453) 44-34-50, 44-66-46

г. Санкт-Петербург
Тел./ факс: (812) 332-71-67

г. Сочи – открытие офисов в 2008 г.

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
И ЭЛЕКТРОСБЕРЕЖЕНИЕ ГОРОДОВ 2008**
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

10 - 13 ноября 2008, Москва, МВЦ "КРОКУС-ЭКСПО"

www.city-build.ru

Международная выставка посвящена проблемам эффективного электроснабжения в сфере жилищно-коммунального сектора, административных зданий, спортивных и промышленных объектов города.

Экспозиция освещает широкий спектр направлений, связанных с проектированием электроснабжения городов, созданием и производством современной техники подачи, распределения и использования электроэнергии, электро и пожаробезопасности.

В рамках выставки состоится обширная Деловая программа: конференции, семинары, круглые столы, конкурсы, экскурсии.

Разделы выставки:ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ И
ЭЛЕКТРОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙОТКРЫТЫЕ РАСПРЕДУСТРОЙСТВА, ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ,
ТРАНСФОРМАТОРЫОБОРУДОВАНИЕ ЛЭП, СИСТЕМЫ И ОБОРУДОВАНИЕ САМОНЕСУЩИХ
ИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ И НИЗКОВОЛЬТНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ
РАСПРЕДУСТРОЙСТВАКАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ, ОБОРУДОВАНИЕ И ИЗДЕЛИЯ ДЛЯ ЕГО
ПРОКЛАДКИ, КАБЕЛЬНАЯ АРМАТУРА И ЭЛЕКТРОМОНТАЖНЫЙ
ИНСТРУМЕНТ

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ВЫСОТНЫХ ЗДАНИЙ, ШИНОПРОВОДЫ

ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТЬ, СИСТЕМЫ
МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ

ВВОДНО-РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА И ЭЛЕКТРОШКАФЫ

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДСКОГО ОСВЕЩЕНИЯ, НАЗЕМНОГО
ТРАНСПОРТА И МЕТРОПОЛИТЕНОВ

ЭЛЕКТРОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ И ПРИБОРЫ КОММЕРЧЕСКОГО
УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (АСКУЭ)СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ, ИЗМЕРЕНИЯ, КОНТРОЛЯ, УПРАВЛЕНИЯ
И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ ПЕРЕДВИЖНЫЕ ЛАБОРАТОРИИ

ПРОМЫШЛЕННЫЕ И БЫТОВЫЕ УСТАНОВКИ БЕСПЕРЕБОЙНОГО
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

ЭЛЕКТРОМОНТАЖНЫЕ И ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

**ОРГАНИЗАТОРЫ:**
ООО «ГЛОБАЛ ЭКСПО»

Ассоциация «РОСЭЛЕКТРОМОНТАЖ»

**ОРГАНИЗАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:**
Федеральное агентство по строительству и ЖКХ

Правительство Москвы



Ассоциация строителей России

ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ
Агентства «Роспечать»

Ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на журнал		82717	
(наименование издания)		Индекс издания	
Главный энергетик		Количество комплектов	

на 2009 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

ДОСТАВОЧНАЯ КАРТОЧКА
 на журнал **82717**
 (индекс издания)

ПВ	место	ли-тер

Главный энергетик
 (наименование издания)

Стои-мость	подписки	--- руб.	Количество комплектов
	Перед-решовки	--- руб.	
		--- коп.	

на 2009 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ
«Почта России»

Ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на журнал		16579	
(наименование издания)		Индекс издания	
Главный энергетик		Количество комплектов	

на 2009 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

ДОСТАВОЧНАЯ КАРТОЧКА
 на журнал **16579**
 (индекс издания)

ПВ	место	ли-тер

Главный энергетик
 (наименование издания)

Стои-мость	подписки	--- руб.	Количество комплектов
	Перед-решовки	--- руб.	
		--- коп.	

на 2009 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (переедресовки) без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск календарного штемпеля отделения связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переедресовки).

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (переедресовки) без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск календарного штемпеля отделения связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переедресовки).

Для оформления подписки на газету или журнал, а также для переедресования издания бланк абонемента с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами, разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями, изложенными в подписных каталогах. Заполнение месячных клеток при переедресовании издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится работниками предприятий связи и подписных агентств.

Для оформления подписки на газету или журнал, а также для переедресования издания бланк абонемента с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами, разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями, изложенными в подписных каталогах. Заполнение месячных клеток при переедресовании издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится работниками предприятий связи и подписных агентств.

ЗАО «Независимая тиражная служба»

Почтовый адрес: 107031, г. Москва, а/я 49

Образец заполнения платежного поручения

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

ДОСТАВКА ИЗДАНИЙ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ПО ПОЧТЕ ЦЕННЫМИ БАНДЕРОЛЯМИ ЗА СЧЕТ РЕДАКЦИИ. В СЛУЧАЕ ВОЗВРАТА ЖУРНАЛОВ ОТПРАВИТЕЛЮ, ПОЛУЧАТЕЛЬ ОПЛАЧИВАЕТ СТОИМОСТЬ ПОЧТОВОЙ УСЛУГИ ПО ВОЗВРАТУ И ДОСЫЛУ ИЗДАНИЙ ПО ИСТЕЧЕНИИ 15 ДНЕЙ.

Получатель

ИНН 7718644205 \ КПП 771801001

сч. № 40702810238180136003

ЗАО «Независимая тиражная служба»

Вернадское ОСБ №7970

Банк получателя

Сбербанк России ОАО, г. Москва

БИК 044525225

к/сч. № 30101810400000000225

СЧЕТ № 1Ж9 от ____ ____ 2008 г.

Покупатель:

Расчетный счет №:

Адрес:

№№ п/п	Предмет счета (наименование издания)	Кол-во экз.	Цена за 1 экз.	Сумма	НДС, %	Всего
1	«Главный энергетик» Подписка на 1 п.г. 2009 г.	6	535	3210	Не обл.	3210
ИТОГО:						

ВСЕГО К ОПЛАТЕ:

Генеральный директор



К.А. Москаленко К.А. Москаленко

Главный бухгалтер

Л.В. Москаленко Л.В. Москаленко

М.П.

ВНИМАНИЮ БУХГАЛТЕРИИ!

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ (С ИНДЕКСОМ) И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

ОПЛАТА ДОСТАВКИ ЖУРНАЛОВ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ИЗДАТЕЛЬСТВОМ.

НДС НЕ ВЗИМАЕТСЯ (УПРОЩЕННАЯ СИСТЕМА НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ).

ДАННЫЙ СЧЕТ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВАНИЕМ ДЛЯ ОПЛАТЫ ПОДПИСКИ НА ИЗДАНИЯ ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ И ЗАПОЛНЯЕТСЯ ПОДПИСЧИКОМ. СЧЕТ НЕ ОТПРАВЛЯТЬ В АДРЕС ИЗДАТЕЛЬСТВА.