

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ ЭНЕРGETИКИ	3
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ	6
Почему западная энергосервисная система не работает в России?	6
ОБЗОР РЫНКА	11
Обзор современной электротехнической продукции	11
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО	17
Качество силового трансформатора: миф или реальность?	17
Новые вакуумные выключатели с кремнийорганической изоляцией полюсов	21
Универсальные устройства защиты асинхронных электродвигателей	24
Новое поколение силовых трансформаторов	28
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ	32
Мероприятия по повышению надежности эксплуатации тепловых гидродинамических насосов	32
Обслуживание инженерных систем зданий	37
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ	41
Компрессоры: центробежные против сухих винтов	41
ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ	45
Опыт эксплуатации переносных систем диагностирования агрегатов роторного типа	45
АВТОМАТИЗАЦИЯ	50
Основы создания систем автоматизированного управления энергообеспечением промышленного предприятия	50

ЖУРНАЛ
**«ГЛАВНЫЙ
ЭНЕРГЕТИК» №3**

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

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

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

Почтовый адрес:
125040, Москва, а/я 1 (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
promjournal@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;
922-37-58

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) 250-75-24 podpiska@panor.ru

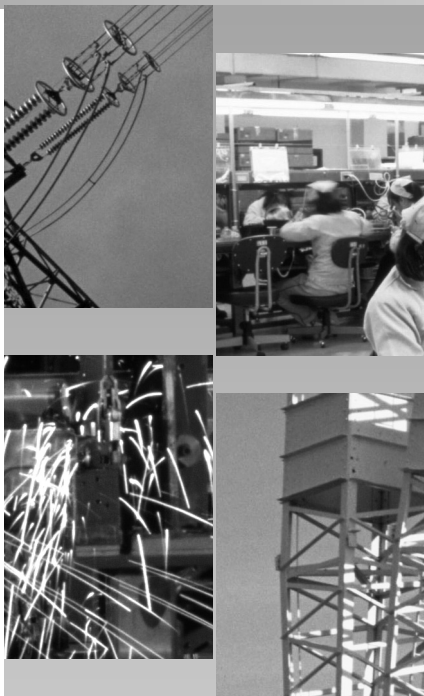


Подписано в печать 16.03.2009
Формат 60x88/8. Бумага офсетная.
Усл. печ. л. 13. Заказ №

МАРТ 2009

Главный энергетик

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК №3/2009



ОБМЕН ОПЫТОМ 57

Система мониторинга силового оборудования энергетической подстанции 57

ВЫСТАВКИ 60

Современные аспекты строительства и эксплуатации трубопроводных систем 60

В ПОРЯДКЕ ОБСУЖДЕНИЯ 66

Небалансы при учете воды: причины возникновения и способы снижения 66

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ 69

Путь к энергетической эффективности 69

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ 72

Пофидерный контроль изоляции 72

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ 77

Межгосударственный стандарт 1516.3—96. «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции» 77

РОССИЙСКОМУ ЭЛЕКТРОТЕХПРОМУ НЕОБХОДИМА ПОМОЩЬ

Международная ассоциация «Интерэлектромаш» обратилась к первому вице-премьеру Правительства РФ И.И. Шувалову с просьбой о включении ряда ключевых предприятий электротехнической промышленности в Перечень системообразующих предприятий и выделении им средств в рамках программы модернизации и развития экономики России.

По мнению экспертов МА «Интерэлектромаш», согласно критериям, разработанным Министерством экономического развития и Министерством финансов, семь российских предприятий, из состава Ассоциации, подпадают под определение «системообразующие». В частности, данные компании выпускают 90% асинхронных электродвигателей, производимых в России. Данный фактор особенно актуален, если учитывать то, что порядка 70% потребляемой электроэнергии в экономике приходится на асинхронные электроприводы.

В список вошли следующие российские предприятия: ЗАО «Баранчинский электромеханический завод им. Калинина», ЗАО «Мосэлектромаш», ОАО «Промприбор», ОАО «Сибэлектромотор», ОАО «Уралэлектро», ОАО «Ярославский электромашиностроительный завод», ООО «Русэлпром». Все они производят качественные асинхронные электродвигатели, что подтверждает устойчивый экспорт продукции данных компаний. Необходимо также отметить, что эти предприятия являются градообразующими.

В условиях экономического кризиса, когда банки перестали финансировать реальный сектор, а «длинные» кредиты получить вообще невозможно, модернизация предприятий за счет собственных средств может занять от 10 до 15 лет. За этот срок импортные, в том числе производимые в Юго-Восточной Азии электродвигатели,

полностью «захватят» отечественный рынок, и с российским электродвигателестроением будет покончено.

Для производства современной высокотехнологичной продукции в области электромашиностроения, повышения ее конкурентоспособности, восстановления экспортного потенциала необходимо в короткое время осуществить техническое перевооружение и модернизацию производства вышеназванных предприятий. Для этого необходима государственная поддержка с введением срочной защиты внутреннего рынка, расширения госзаказа и выделения инвестиционных средств из государственного бюджета в размере до 5 млрд руб.

В этом случае объемы производства указанных предприятий можно увеличить, в среднем, в 2 раза (на конец 2008 года порядка 15 млрд руб.), стабилизировать ситуацию с ограничением безработицы (суммарная численность на 31.12.08—12 620 чел.), поднять уровень капитализации предприятий и сохранить российское производство электродвигателей и электротехническую промышленность в целом.

*ЗАО «Баранчинский
электромеханический завод»*

www.elec.ru

СПЕЦИАЛИСТЫ «КОМИЭНЕРГО» ПРИМЕНЯЮТ СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ

На линии 220 кВ Микунь — Синдор протяженностью 110 км бригада производственного отделения «Южные электрические сети» филиала МПСК Северо-Запада «Комиэнерго» при помощи тепловизора проводит обследование линии и оборудования на наличие дефектов.

Основное внимание уделяется контактным соединениям провода и изоляторам. Все выявленные в ходе обследования дефекты будут

занесены в специальную программу «Журнал дефектов» для дальнейшего устранения.

Метод тепловизионного контроля оборудования «Комиэнерго» применяется с 2002 года. Он позволяет выявить дефекты на ранней стадии их развития, отказаться от ряда традиционных методов испытаний, требующих отключения оборудования, а также дает дополнительные диагностирующие критерии. Кроме того, этот метод позволяет выявить дефекты, которые невозможно выявить другими методами испытаний.

Своевременное устранение дефектов позволяет увеличить срок службы электрооборудования, предотвратить возникновение потенциальных аварийных ситуаций, тем самым повысить надежность и бесперебойность электроснабжения потребителей.

Только за прошлый год специалисты «Комиэнерго» при помощи тепловизора обследовали 96 подстанций и более 2,5 тыс. км линий электропередачи и выявили 119 дефектов.

В планах 2009 года провести тепловизионное обследование 105 подстанций и порядка 2 тыс. км линий электропередачи.

«МПСК УРАЛА» ВНЕДРЯЕТ GSM-СИГНАЛИЗАЦИЮ HORN

Специалисты филиала «МПСК Урала» — «Челябэнерго» установили аварийно-охранную GSM-сигнализацию HORN на 14 удаленных необслуживаемых подстанциях в Челябинском, Еткульском, Кыштымском и Красноармейском районах области. Данное оборудование обеспечивает передачу охранного и аварийно-предупредительного сигналов с подстанции дежурному оперативно-выездной бригаде (ОВБ) на сотовый телефон в случае возникновения на энергообъекте нештатной ситуации или несанкционированного проникновения. Прибор состоит

из микропроцессорного устройства, отвечающего за прием сигналов и выдачу команд, телефонного аппарата стандарта GSM и кабеля для обмена информацией между ними. Помимо выдачи команд GSM-сигнализация имеет обратную связь: дежурный может проверить работу устройства, позвонив на охраняемый объект. После осуществления дозвона прибор проводит диагностику системы и отправляет дежурному СМС с отчетом о ее состоянии. Оборудование является разработкой технических специалистов Центральных электрических сетей «Челябэнерго» и внедряется на подстанциях области с 2003 года. Прибор постоянно модернизируется. Так, в последних версиях GSM-сигнализации предусмотрена дополнительная функция — контроль и информирование дежурного о наличии общего питающего напряжения подстанции. Установка данного оборудования на удаленных подстанциях области сокращает время на ликвидацию последствий нештатных ситуаций, усиливает защиту энергообъектов, повышает надежность их работы.

www.elec.ru

НОВЫЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ ПОСТОЯННОГО ТОКА КОНЦЕРНА «РОСЭНЕРГОМАШ» ЗАПУЩЕН В СЕРИЙНОЕ ПРОИЗВОДСТВО

Следуя новым стремительно развивающимся техническим и технологическим процессам в промышленности в декабре 2008 года завод «Электромашина» (Харьков) в составе концерна «Росэнергомаш» приступил к серийному производству совершенно новой серии крупных электродвигателей постоянного тока типа 4ПФМ400LKУЗ.

Электродвигатели типа 4ПФМ400LKУЗ предназначены для работы в электроприводах тяже-

лых металлообрабатывающих станков, в продолжительном номинальном режиме работы S1 при способе охлаждения IC06 (с независимой вентиляцией от вентилятора, типа «Наездник»).

Уже 12 января 2009 года были проданы первые две машины Краматорскому заводу тяжелого станкостроения, для комплектации станков модели 1A825, которые используются для обработки чугуновых и стальных валков прокатных станов.

Краткие технические характеристики электродвигателя 4ПФМ400LKУЗ

Мощность: 110, 132 кВт.

Номинальное напряжение: 440 В.

Частота вращения:

Номинальная — 330 об/мин.

Максимальная — 1250 об/мин.

Концерн «Росэнергомаш»

ВВЕДЕНА В ПРОМЫШЛЕННУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ АИИС КУЭ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ДМИТРОВСКОГО МЕЖРАЙОННОГО ОТДЕЛЕНИЯ

Основными энергообъектами при реализации проекта являются Объединенный институт ядерных исследований (ОИЯИ) (подстанция «Сестра» № 620, «Дубна» № 134, ТП-97) и Дубнинский машиностроительный завод (ДМЗ) «Камов» (подстанции ТП-8, ТП-7, ТП-3, ТП-16, ГПП № 625 «Залесье-1»), кроме этого, автоматизирован учет потребленной электроэнергии по организациям, являющимся субабонентами ДМЗ «Камов» — ООО «Инвест Парк 33», МОУ ДЮСШ «Волна», ООО «Нефтьторгсервис», ООО «Коммерческий центр», ИП «Крылов», ИП «Петунин».

Учет электрической энергии реализован на базе счетчиков типа СЕ303 двух модификаций и ЦЭ6850М для учета потребления электроэнер-

гии на собственные нужды подстанций. Приборы учета типа СЕ303 и ЦЭ6850М на уровне подстанций объединены в единый комплекс устройствами сбора и передачи данных УСПД-164—01, расположенном в шкафах АСКУЭ. Общее количество точек учета — 102. Общее количество УСПД-164 — 0114 шт.

УСПД производит автоматический сбор информации с приборов учета, выполняя функции по синхронизации времени счетчиков, находящихся в системе, а также обеспечивает передачу по запросу или в автоматическом режиме в Центр сбора и обработки информации в Дмитровском МРО, с последующей передачей информации в формате 80020 в биллинговую программу, установленную в ОАО «Мосэнергообит».

Одной из особенностей данной системы является возможность дистанционного отключения абонентов с рабочего места диспетчера.

В интересах потребителя на диспетчерском пункте подстанции «Сестра» №620 Объединенного института ядерных исследований на автоматизированном рабочем месте диспетчера реализован АРМ «Телемеханика» для обеспечения оперативного контроля основных энергетических параметров по точкам учета. Персонал ДМЗ «Камов», отвечающий за эксплуатацию АИИС КУЭ, также имеет доступ к информации по всем точкам учета, охваченным по предприятию, что дает им возможность оперативного контроля потребления электроэнергии.

У потребителей, с количеством точек учета от одного до двух, сбор данных и передача информации осуществляется с использованием преобразователей интерфейса по каналам сотовой связи стандарта GSM.

Центр сбора и обработки информации расположен в Серверной Дмитровского МРО филиала ОАО «Мосэнергообит», на котором установлен ПО ЦОИ КТС «Энергомера» с оборудованием связи, обеспечивает автоматический сбор данных четыре раза в сутки и их передачу в ОАО

«Мосэнергосбыт» в формате 80020. Инспекторы обращаются удаленно к клиентской базе, хранящейся в базе данных Сервера Дмитровского МРО.

ПО КТС «Энергомера» обеспечивает:

- сбор и привязку к астрономическому времени информации о расходе электроэнергии и мощности;
- анализ графиков мощности, усредненных на заданном интервале времени, позволяет локализовать потери электрической энергии;
- обработку, накопление, хранение и отображение информации по электроэнергии и мощности, дистанционную настройку, хранение и отображение параметров конфигурации, служебной информации.

Используемое оборудование

- **Счетчики электроэнергии:**
 - ▶ трехфазный многофункциональный счетчик типа ЦЭ6850М;
 - ▶ трехфазный многофункциональный счетчик типа СЕ303.
- **Элементы КТС «Энергомера»:**
 - ▶ УСПД-164—01;
 - ▶ блок питания БП-24;
 - ▶ разветвитель интерфейсов «Энергомера»;
 - ▶ программное обеспечение ПО ЦОИ КТС «Энергомера» Oracle промышленного назначения.
- **Каналы связи:**
 - ▶ Канал сотовой связи стандарта GSM, применяемые модемы типа MC 35i Terminal.
- **Серверное оборудование:**
 - ▶ ЦОИ в Серверной Дмитровского МРО в составе ПЭВМ с установленным программным обеспечением КТС «Энергомера» обеспечивает автоматический сбор по расписанию и хранение данных коммерческого учета, обеспечивает доступ персонала к оперативной информации по клиентской базе удаленно, обеспечивает формирование форм отчетов требуемого формата и номенклатуре, а также передачу данных в формате 80020 в биллинговую программу ОАО «Мосэнергосбыт»;
 - ▶ устройство синхронизации системного времени УСВ-1 обеспечивает привязку Сервера к астрономи-

ческому времени и объектов опроса, находящихся в АИИС КУЭ ОАО «Мосэнергосбыт».

ОАО «Концерн ЭНЕРГОМЕРА»

MITSUBISHI ELECTRIC ПРЕДСТАВЛЯЕТ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ЧАСТОТЫ СЕРИИ FR-A701 С ФУНКЦИЕЙ РЕКУПЕРАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Во многих установках на регулируемый электропривод возлагаются задачи не только плавного регулирования момента и скорости вращения электродвигателя, но и задачи замедления и торможения элементов установки. Классическим решением такой задачи является система привода с асинхронным двигателем с преобразователем частоты, оснащенный тормозным переключателем с тормозным резистором. При этом в режиме замедления/торможения электродвигатель работает как генератор, преобразуя механическую энергию в электрическую, которая в итоге рассеивается на тормозном резисторе. Типичными установками, в которых циклы разгона чередуются с циклами замедления, являются подъемники, лифты, центрифуги, намоточные машины и т.п.

На первый взгляд, энергию, затраченную на разгон центрифуги или подъем груза, невозможно в дальнейшем как-то использовать и остается лишь рассеять ее на тормозных элементах. Своим новым высокофункциональным преобразователем частоты FR-A701 с функцией рекуперации, позволяющей обеспечить высокую экономическую эффективность за счет возврата энергии в питающую сеть на режимах замедления/торможения, компания Mitsubishi Electric ломает этот стереотип. Данный преобразователь частоты способствует повышению экономичности при эксплуатации оборудования, в котором

циклы разгона или подъема сочетаются с циклами торможения.

Поскольку преобразователь частоты и рекуператор интегрированы в один корпус, встраивание его в системы осуществляется достаточно легко. Число монтажных проводов уменьшено на 40%, а общее занимаемое пространство — на 60%, по сравнению с преобразователем частоты с внешним блоком рекуперации. За счет этого экономится пространство в шкафу управления.

Преобразователи частоты FR-A701 рассчитаны на большие моменты торможения — 100% номинального момента в продолжительном режиме, 150% номинального момента в течение 60 с. Так как контур торможения уже встроен, нет необходимости в установке дополнительных модулей торможения.

Новая серия разработана на основе уже хорошо зарекомендовавшей себя серии преобразователей частоты FR-A700 и оснащена самым широким набором инструментов для эффективного управления движением, функцией самодиагностики и расширенными коммуникационными способностями. Преобразователь частоты FR-A701 отличается удобством управления, простотой обслуживания и увеличенным сроком службы компонентов.

Мощностной диапазон серии FR-A701 достаточно широк. Доступны преобразователи частоты мощностью от 5,5 до 55 кВт.

По сравнению с традиционными решениями (преобразователь частоты + тормозные модули + резисторы) достигается существенная экономия. Так как энергия торможения возвращается обратно в сеть, то, по сравнению с решениями, основанными на тормозных резисторах, уменьшается тепловыделение, что также снижает требования к системам вентиляции монтажных шкафов и риск нештатных ситуаций, связанных с перегревом тормозных резисторов.

ELEC.RU

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ



**А. А. Кустова,
директор Департамента
развития бизнеса
ЗАО «Энерго-Сервисная
Компания»**

ПОЧЕМУ ЗАПАДНАЯ ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ СИСТЕМА НЕ РАБОТАЕТ В РОССИИ?

Эффект, связанный с переводом производства на принципиально более высокий технологический уровень, позволяет рассматривать соответствующие вложения как реальные инвестиции, дающие коммерческую выгоду. Вложения в энергоэффективные и экологические программы — это капиталовложения, позволяющие вывести производство на качественно новый технологический уровень, снизить объем потребляемых ресурсов, повысить производительность труда.

Энергоресурсосбережение — один из самых серьезных вызовов для российского производителя. Многие руководители считают расходы на энергию неизбежными затратами. Текущие проблемы, требующие немедленных решений, вынуждают отложить в долгий ящик все вопросы, связанные с энергосбережением. Производство растет, продукция пользуется спросом, и затраты на энергию кажутся оправданными. Но если сравнить показатели затрат на энергоресурсы в себестоимости продукции с производителями-конкурентами на мировом рынке, то практически все российские производители окажутся в заведомо проигрышной ситуации. Данный вопрос касается не только машиностроения, производства, химической отрасли, но и добычи нефти. Многофакторный анализ затрат на топливно-энергетические ресурсы

(ТЭР) показывает, что в российской нефтедобыче показатели потребления ТЭР на одну тонну нефти могут колебаться в 2—3 раза. Ничем не лучше ситуация в нефтепереработке. Как определить эффективность? Почему управленцы компании, акционеры не уделяют достаточного внимания вопросу снижения энергоемкости производства?

Согласно последним данным, в России в среднем тратится на производство единицы ВВП в 3 раза больше энергоресурсов, чем в европейских странах. Разные источники исследования показали, что потенциал энергоэффективности в нашей стране составляет от 30 до 40%. Помимо экономического ущерба, это означает и пропорциональный рост вредных выбросов в атмосферу. Поэтому внедрение энергоэффективной политики, использование энергосберегающих технологий — это одновременно и повышение конкурентоспособности производства, и инвестиционной привлекательности бизнеса, а также решение экологического вопроса.

Энергопотребление в стране растет быстрее, чем генерация — и это на фоне общего износа оборудования энергосистемы. В 2010 году превышение национального энергопотребления над генерацией может составить 20 ГВт, в то время как для устойчивого функционирования экономики необходим

«запас прочности» в виде превышения генерирующих мощностей над энергопотреблением не менее 15%. При этом имеющееся энергомашиностроение физически не способно в сжатые сроки решить проблему ввода мощностей. Наблюдается также падение газодобычи на основных месторождениях и рост дефицита газа на внутреннем рынке. Не лучше обстоят дела с нефтедобычей и нефтепереработкой, где приращение запасов отстает от роста добычи. При этом нефть и газ используются неэффективно, а изобретенный еще в 1950-х годах в СССР парогазовый цикл с КПД 60% внедрен практически во всех промышленно развитых странах. Наши компании до сих пор довольствуются КПД в 35—37%.

Что такое энергоаудит?

В России опыт практического энергоаудита насчитывает всего около десяти лет. Первое обучение российских специалистов проводили иностранные консалтинговые фирмы из Англии, США, Франции и Дании, которые научили методике проведения энергоаудита. В России до этого энергообследования решали только отдельно взятую проблему, а не комплексно задачу эффективности энергопотребления предприятием, как это происходит при проведении энергоаудита.

Существует три способа снижения потребления энергии:

- исключение нерационального использования;
- устранение потерь;
- повышение эффективности.

В этих направлениях и в такой последовательности работают аудиторы, т.к. неразумно вкладывать средства в повышение эффективности бесполезно работающего оборудования.

Основной целью энергетического обследования является разработка и технико-экономическое обоснование комплексной программы повышения энергетической эффективности предприятия. Такая программа затрагивает как внутризаводские системы энергообеспечения по всем видам энергоносителей, так и наиболее значимых потребителей ТЭР в рамках производственных площадок.

Проводится многофакторный анализ эффективности генерации, транспорта, использования и преобразования энергетических ресурсов, системы энергоснабжения.

Энергоаудит в классическом виде, который принят во всем мире, условно можно разделить на семь основных этапов:

1. Ознакомление с предприятием, сбор и анализ необходимой информации, изучение общей структуры производства и распределения энергоресурсов,

составление программы обследования. Как правило, по результатам данного этапа определяются объемы, стоимость и сроки выполнения работ.

2. Обследование предприятия, в том числе:

- первичный энергоаудит: сбор общей документальной информации по годовому потреблению за базовый и текущий периоды, наличию систем коммерческого и внутреннего учета расхода энергоресурсов и прочее;

- инструментальный энергоаудит: проведение необходимых приборных обследований и режимов эксплуатации оборудования. Разработка подробных балансов по всем ресурсам, выявление основных потребителей и мест экономии ресурсов.

3. Разработка энергосберегающих проектов и их объединение в единую программу повышения эффективности.

4. Отчет и презентация результатов работы.

5. Реализация энергосберегающих мероприятий.

6. Мониторинг энергопотребления на заданном уровне после внедрения рекомендаций.

7. Организация системы энергоменеджмента.

Скорость, с которой сбережения энергии компенсируют первоначальные инвестиции, должна стать основным фактором оценки энергетической модернизации по сравнению с другими инвестициями. По оценкам специалистов, инвестиции в энергосбережение могут обеспечить до 25% ROI и даже больше. Однако необходимо учитывать, что потенциальные сбережения равны вашим же потенциальным потерям, если вы ничего не делаете.

Каковы передовые интеллектуальные технологии энергоаудита?

Не так давно в нашей стране начали применять метод интеграции тепловых процессов на основе пинч-анализа, предложенного и развитого профессором Б. Линнхоффом с сотрудниками из Университета манчестерского института науки и технологии (UMIST). Применение этого высокоэффективного метода дает в ряде производств уникальные результаты при проектировании и реконструкции тепломасообменных сетей.

Для действующих предприятий нефтепереработки и нефтехимии, большинство из которых запущены в эксплуатацию в 60—70-х годах прошлого столетия, применение пинч-технологии позволяет достичь снижения потребления энергоресурсов и, соответственно, финансовых платежей за них на 30—50%, а в ряде случаев по отдельным установкам до 70%.

При этом срок окупаемости проектов по реконструкции, разработанных с использованием метода пинч-анализа, не превышает двух лет.

**МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РФ
РАЗРАБОТАЛО ПРОЕКТ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СТРАТЕГИИ СТРАНЫ
ДО 2030 ГОДА**

Министерством энергетики Российской Федерации разработан проект Энергетической стратегии России на период до 2030 года (ЭС-2030). Данный документ является не просто пролонгацией предыдущей стратегии до 2020 года, а формирует новые стратегические ориентиры развития энергетического сектора в условиях перехода российской экономики на инновационный путь развития, определенный Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации.

ЭС-2030 базируется как на оценке существующих тенденций и опыта реализации предыдущей стратегии (ЭС-2020), так и на анализе новых вызовов и рисков развития мировой энергетики. Важнейшие цели ЭС-2030 определены инвариантными, в т.ч. с учетом возможных последствий начавшегося в 2008 году глобального экономического кризиса.

ЭС-2020 являлась первым официальным стратегическим документом национального масштаба. За прошедшие с момента начала ее реализации пять лет была в целом подтверждена адекватность важнейших положений стратегии реальному процессу развития энергетического сектора страны даже в условиях происходивших резких изменений внешних и внутренних факторов, определяющих основные параметры функционирования топливно-энергетического комплекса России. Так, при росте мировых цен на нефть с 27 долл. в 2000 г. до 95 долл. в 2008 г. (в 4 раза выше по сравнению с прогнозом ЭС-2020), фактический объем экспорта ТЭР за тот же период вырос в 1,5 раза — при отклонении от прогнозов экспорта по ЭС-2020 всего на 1,4%. При росте ВВП страны на 167% к уровню 2000 г. (с отклонением от прогнозов ЭС-2020 на 12,5%), фактический объем добычи и произ-

10 >>

Пинч-метод основан на термодинамическом анализе системы технологических потоков, а для экономической оптимизации использует немонотонную зависимость общей годовой стоимости эксплуатации проекта от наименьшего температурного напора на теплообменном оборудовании.

Применение пинч-метода позволяет добиться существенной финансовой экономии за счет минимизации использования внешних энергоносителей как подводящих энергию, так и отводящих, путем максимального применения рекуперации теплоты в рамках рассматриваемой энерготехнологической системы.

При этом данный метод позволяет минимизировать теплообменную поверхность и количество теплообменных единиц, оптимизировать перепад давления в сети и размещение силовых установок, минимизировать количество сточных вод и эмиссию углекислого газа. В случае модернизации существующих производств пинч-технологии позволяют максимально использовать уже установленное оборудование, но в новых рабочих сетях, что снижает инвестиции в реконструкцию.

Более того, методами пинч-анализа возможно определить стоимостной компромисс между всеми названными факторами и капитальными вложениями при заданном сроке окупаемости, которому и должен удовлетворять окончательный проект.

Какова суть энергетического менеджмента?

Начать решение проблемы энергосбережения смогут только меры системного характера. Таким системным мероприятием, без которого энергосбережение неэффективно, является энергетический менеджмент. Он представляет собой постоянно действующую систему управления энергопотреблением, которая направлена на уменьшение энергетических затрат предприятия. Без энергетического менеджмента невозможно говорить о системном снижении расходов энергоресурсов и о внедрении каких-либо энергосберегающих мероприятий на предприятии.

Разработчики программ энергоменеджмента выделили три аксиомы, на основе которых система работает:

1. Нельзя управлять тем, что не измеряется.
2. Измерения без анализа бесполезны.
3. Для получения результата нужны действия.

Цель функционирования энергоменеджмента — последовательное снижение потребления энергоресурсов до того минимального уровня, который необходим для осуществления производственной деятельности предприятия с соблюдением всех требуемых условий ведения такой деятельности.

Соответственно результат действия энергетического менеджмента — уменьшение энергозатрат предприятия за год (или любой другой период).

В основе энергетического менеджмента лежит цикл, состоящий из последовательности стандартных действий в отношении любого объекта энергопотребления. Объектом энергопотребления может быть как предприятие в целом, так и его составные подразделения — цехи и участки, или отдельное энергоемкое оборудование (печи, молоты, прессы и т.д.):

1. Энергообследование, создание карты потребления энергии.
2. Мониторинг, учет расходов ТЭР.

3. Анализ расходов ТЭР.
4. Разработка и планирование мероприятий.
5. Внедрение запланированных мероприятий.

По завершении цикла последовательность действий повторяется, но уже на новом уровне с новыми задачами.

Аутсорсинг в энергоменеджменте

Передовые предприятия выводят энергоактивы из структуры бизнеса и передают на управление энергосервисным компаниям. Данная схема позволяет экономить ресурсы компании на управление энергетикой крупной промышленной структуры. Энергосервисная компания решает не только вопрос управления, энергоэффективности производства, взаимодействия со всеми контролирующими органами, но и технического обслуживания энергосистемы в целом. Аутсорсинг позволяет обеспечить наиболее эффективное управление энергоактивами предприятия.

Каков механизм работы энергосервисных компаний за рубежом?

Прежде всего необходимо раскрыть концепцию перформанс-контрактинга (ПК, контракт с финансированием из фактической экономии). Суть его проста — он основывается на гарантированных будущих сбережениях энергии. ПК позволяет заказчику использовать будущие сбережения энергии для текущей модернизации предприятия и снижения текущих затрат.

Энергосервисная компания:

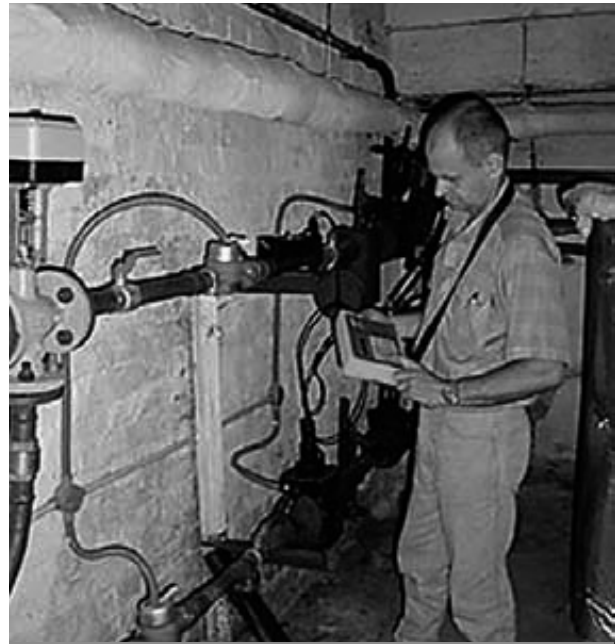
- проверяет здание или промышленное предприятие на предмет нахождения возможностей сбережения энергии;
- рекомендует энергосберегающие мероприятия (ЭСМ);
- внедряет те ЭСМ, которые приемлемы для собственника (без его начальных затрат).

При этом энергосервисная компания гарантирует, что величина сбережений энергии покроет затраты на капитальную модернизацию при условии, что цены на энергию не упадут ниже определенной минимальной цены.

По аналогии с телекоммуникационной промышленностью энергосервисные компании и энергокомпании способны пакетировать свои услуги, предоставляя их отдельно или пакетом для заказчиков.

Потенциальные услуги:

- получение техусловий и разработка технических заданий;
- разработка проекта;
- инжиниринг;



Основной целью энергетического обследования является разработка и технико-экономическое обоснование комплексной программы повышения энергетической эффективности предприятия.

- развитие проекта;
- управление монтажом и генподряд;
- экологические вопросы;
- проектный менеджмент;
- финансирование проекта;
- контракты по поставке топлива;
- эксплуатация и обслуживание.

В идеале создается комбинация энергоснабжения и эффективного энергоиспользования, предоставляемая одним субъектом. Энергокомпании и энергосервисные компании объединяются для управления энергоиспользованием в полном смысле этого слова.

ПК работает везде, где можно определить параметры и оценить базу сравнения, предложит рентабельный сервис для уменьшения базисного потребления.

В западных странах энергоэффективность широко поддерживается органами государственного управления на разных уровнях. Например, в США национальный Акт политики сбережения энергии от 1992 года требует от государственных учреждений уменьшения потребления энергии на 20%, начиная с 2000 года. При этом Федеральная программа энергоменеджмента Министерства энергетики США активно помогает использовать ПК как средство для соблюдения целей этого документа.

<< 8

водства ТЭР вырос на 26% к уровню 2000г. — при отклонении от прогнозов ЭС-2020 всего на 2,4%. Внутреннее потребление ТЭР выросло на 10% к уровню 2000г. — при отклонении от прогнозов ЭС-2020 на 4,3%.

Вместе с тем, меняющаяся конъюнктура мирового рынка энергоресурсов, принятие Правительством Российской Федерации решений по наращиванию энергетического потенциала страны диверсификации маршрутов поставки углеводородов определили необходимость доработки и уточнения действующей Энергетической стратегии.

Таким образом, при разработке ЭС-2030 необходимо было не только обеспечить преемственность по отношению к ЭС-2020, но и осуществить ее корректировку и пролонгацию горизонта рассмотрения до 2030 года — в соответствии с требованиями времени и новыми задачами и приоритетами развития страны.

Отличия ЭС-2030 от ЭС-2020

Учет фактора неопределенности.

Учет объективно существующей неопределенности (не отменяющий ориентиров базового инновационного сценария, остающегося главным во всех разделах стратегии) осуществляется на основе: задания «вилки» количественных показателей стратегии; возможного сдвига сроков реализации отдельных этапов (без изменения их качественного содержания); формирования сценариев, условных на данный момент, но потенциально повышающих свою значимость в будущем.

В рамках ЭС-2030 используются все упомянутые способы. Основные стратегические ориентиры даются в привязке не к конкретным годам, а к качественно различным этапам реализации стратегии — с примерными сроками окончания в 2012—2014 гг., 2020—2022 гг. и 2030 г. Главное содержание Энергостратегии — это наполнение указанных этапов мероприятиями и ориентирами, включая необходимые количественные оценки.

16 >>

Причем ПК не ограничены энергией. Управление водными ресурсами может стать основой ПК.

В ПК затраты на проект и стоимость сбережений являются ключевыми понятиями и главными оценками эффективности проекта. Возврат инвестиций — вот что является движущей силой для потребителя, энергосервисной компании и инвестора.

И наоборот, величина устранимых потерь в денежном выражении становится главным фактором в установлении финансовых приоритетов.

Почему западная система энергосервисных услуг не работает в России?

В России энергосервисные компании после проведения энергоаудита готовят пакет документов с рекомендациями и энергетическим паспортом предприятия. Он представляет собой комплексный анализ энергопотребления предприятия с указанием возможных решений и методик для повышения его энергоэффективности. Но внедрение этих решений остается на усмотрении руководства предприятия, которое выделяет или не выделяет средства на его воплощение. К сожалению, часто бывает, что большинство этих методик так и остаются на бумаге.

Почему это происходит? Почему энергосервисные компании не готовы находить инвестиции для модернизации предприятий и получать от этого прибыль?

1. Нет методических и нормативных материалов по получению экономии денежных средств при реализации энергосберегающих проектов.
2. Нет практики доказательного мониторинга экономии денежных средств после внедрения проектов.
3. Нет правил бухгалтерской проводки получаемой экономии на систематической основе, ее дифференцированного учета и аккумуляции.
4. Отсутствуют принятые и юридически обеспеченные правила по определению периода начисления экономии, определения базы сравнения.

Как следствие размытости предмета экономии и отсутствия четких гарантий по возврату вложенных средств — нет заинтересованности в энергосбережении у подавляющего большинства компаний и у потенциальных инвесторов. Особенно важным является отсутствие общепринятых правил раздела денежных средств, полученных от реализации энергосберегающих проектов. На данный момент невозможно извлечь доход от внедрения энергосберегающих проектов.

Эффект, связанный с переводом производства на принципиально более высокий технологический уровень, позволяет рассматривать соответствующие вложения как реальные инвестиции, дающие коммерческую выгоду.

Вложения в энергоэффективные и экологические программы — это не затраты и не безвозвратные потери, препятствующие развитию предприятия. Это капиталовложения, позволяющие вывести производство на качественно новый технологический уровень, снизить объем потребляемых ресурсов, повысить производительность труда. Иными словами, это выгодно и бизнесу, и потребителю услуг.



ОБЗОР СОВРЕМЕННОЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ

Ассортимент выпускаемой на данный момент электротехнической продукции настолько широк, что подробное описание ее разновидностей, характеристик и особенностей использования заняло бы многотомное издание. Для обзора это и не нужно. Достаточно показать, на примере отдельных электроприборов возможности, которые открывает использование современного оборудования.

Электротехника, появившаяся одновременно с освоением электричества, развивалась постепенно — от простейших соединителей, разъединителей и защитных устройств до сложнейших микропроцессорных систем, обеспечивающих слаженную работу сотен электроустройств безо всякого участия человека — автоматически.

Разработка систем обеспечения электропитанием и автоматизации, проводимая на основе продукции компании Moeller (равно как и ABB, Legrand, Shneider Electric и т.п.), благодаря унификации и стандартизации, в настоящее время заключается в подборе уже существующих элементов и устройств и компоновки их в конкретную схему, которая может быть сколь угодно сложной и многоуровневой — ассортимент достаточно широк для любых инженерных решений. Нужно лишь знать, что именно предлагает произво-

дитель разработчику, и, отталкиваясь от этого, двигаться дальше, прорабатывая детали с привлечением дополнительной информации (каталогов, сайтов, технических обзоров и проч.).

Традиционное разделение продукции на промышленную и бытовую в настоящее время неоправданно — электрификация современного жилья подчас становится серьезной задачей, не уступающей по сложности проектированию промышленной сборочной линии. Многоуровневая защита, автоматизация поливочных и обогревательных систем, дистанционное управление — вот неполный перечень систем, применяемых для бытовых нужд. Исходя из этого, целесообразным будет рассмотрение электротехнической продукции в совокупности, — таким образом, мы избежим ненужных повторений и получим более-менее ясную картину.

Система индикации и управления

В случае, когда сложность электросистемы делает затруднительным управление разбросанными по территории устройствами, либо необходим постоянный контроль над их состоянием, собирается блок индикации и управления, объединяющий элементы управления (кнопки, переключатели, джойстики) и элементы индикации (лампочки и табло). Это

ОБЗОР РЫНКА

позволяет, не двигаясь с места, управлять, к примеру, сборочной линией, одновременно осуществляя контроль над исправностью всех ее элементов и процессом сборки.

Ассортиментная политика компании Moeller такова, что контрольные элементы имеют модульную конструкцию: каждый из них состоит, по меньшей мере, из трех элементов: защищенной от воды и пыли наружной части, средней соединительной и нижней контактной.

Наружная часть может представлять собой: прозрачную линзу (для лампочек), кнопку (прозрачную и нет), ручку (для поворотных выключателей и джойстиков), личинку замка (для выключателей с ключом) или ручку потенциометра, оснащенную шкалой. Средняя часть одинакова для всех элементов — с одной стороны в нее вставляется наружный элемент, а с другой защелкиваются внутренние — до четырех штук. Нижние части подбираются индивидуально из элементов двух типов: контактов (на замыкание и размыкание) и светодиодных модулей (для лампочек и кнопок с подсветкой).

Уже собранные элементы контроля можно установить в фирменные корпуса (от 1 до 12 стандартных мест), на динрейку (с помощью специального адаптера) или в любой подходящий корпус, имеющий 22-миллиметровое отверстие (для RMQ-Titan). Кнопки и лампочки оснащаются различными символьными накладками или информационными шильдиками, сообщающими о назначении того или иного элемента управления.

Для более сложных систем контроля целесообразным может оказаться применение элементов серии RMQ-16, которые отличаются прямоугольной формой наружных элементов, позволяющей монтировать их более компактно — встык, и меньшим посадочным диаметром — 16 мм.

Если есть необходимость в контроле за состоянием электроагрегата не с пульта а, скажем, с двух или трех удаленных от агрегата точек, можно использовать специальные сигнальные башенки (Signal towers), собирающиеся из разноцветных цилиндров постоянного света, мигающего и вспышек (стробов). Кроме того, в состав башенки может входить звуковой индикатор (зуммер), обычно сигнализирующий об аварийной ситуации.

Датчики для систем автоматизации

Работа любой автоматической системы (от жалюзи до сборочной линии) основана, прежде всего, на принципе обратной связи: система контроля отслеживает положение движущихся частей механизма, и, в соответствии с этим положением, регу-

лирует работу моторных (гидравлических) приводов, что позволяет в итоге добиваться слаженной работы всей системы. «Глазами и ушами» автоматической системы являются датчики, контакты которых переключаются в момент какого-то изменения во внешней среде. В зависимости от того, на что именно реагирует датчик, его относят к той или иной группе датчиков.

Самые простые и наиболее распространенные датчики — концевые выключатели (серия LS и AT) — срабатывают от механического воздействия на их штырек, совмещенный с контактной группой внутри их корпуса. Базовый модуль такого датчика, в зависимости от предъявляемых к нему требований, оснащается различными насадками: роликовыми и штырьевыми, ассортимент которых, как и внутреннее устройство базового модуля, очень разнообразен и индивидуально подобран.

Если требуется уловить перемещение предмета из металла, применяется т.н. емкостный (серия LSC) или индуктивный (серия LSI) датчик. Датчик, реагирующий на давление (которое выставляется от 0,6 бар и выше), выпускается в серии MCS.

Многофункциональные реле

Выше были описаны разнообразные датчики, реагирующие на изменения окружающей среды. Сейчас же мы рассмотрим устройства, обрабатывающие сигналы с датчиков и непосредственно управляющие электроагрегатами.

Простейшее устройство автоматики — механизм управления жалюзи — не требует вообще никаких специальных устройств управления: контакты концевых выключателей управляют двигателем привода напрямую. Но как быть, если датчик не один, а их, например, пять, и сигналы с них должны вызывать не просто включение двигателя, а реализацию части сложной программы, скажем, по управлению обогревом и вентиляцией музейного склада?

В середине XX века такая задача вызвала бы серьезную головную боль у проектировщика, ведь подобные задачи реализовывались сложными диодно-релейными схемами, проблематичными в сборке и наладке, не говоря уже о возможном ремонте. Но в настоящее время, благодаря достижениям науки и техники, приведшим к появлению микроконтроллеров, задача упростилась настолько, что с ней способен справиться и школьник.

Речь идет о многофункциональных реле серии Easy. Такое реле представляет собой небольшой по размерам блок, в верхней части которого расположены вводные клеммы (для датчиков) и клеммы питания, а в нижней — выводные клеммы, сигналы

с которых поступают на управляемые устройства. При внешней простоте такое устройство таит внушительные возможности — одно реле Easy серии 800 способно управлять небольшим сборочным цехом, а при объединении нескольких реле сетевым кабелем в систему исчерпать ее возможности почти невозможно.

Установка реле Easy включает несколько этапов. Во-первых, разрабатывается алгоритм управления, учитывающий нужды заказчика и особенности рабочего процесса: в зависимости от контролируемых процессов выбираются датчики — дискретные (концевые выключатели, реле контроля фаз и т.п.) или аналоговые (регуляторы).

В зависимости от сложности полученного алгоритма выбирается конкретный тип реле (простое, серии 500 или многофункциональное — серии 800, с табло или без). Затем, с помощью компьютера и специального кабеля, выбранное реле программируется — указанный алгоритм записывается в память реле. После этого реле тестируется, устанавливается и подключается к питанию (220 или 24В), а также к проводам от датчиков и от исполнительных механизмов.

При необходимости, реле оснащается выносным графическим табло MFD-Titan (пыле- и влагозащищенным), позволяющем отображать информацию по контролируемым процессам как в виде цифр, так и в виде графических диаграмм, вид которых также настраивается с помощью компьютера.

Контакторы

Вышеописанные реле, равно как и устройства контроля, обладают одним недостатком: максимальный ток, который они способны пропустить, невысок — до 10А. В большинстве случаев, управляемые устройства (особенно промышленные) потребляют большой ток, поэтому для управления ими нужны специальные переходные устройства — контакторы. В этих устройствах большой ток, необходимый для запитки мощного устройства, управляется малым, пропускаемым через катушку управления. Большой ток при этом проходит через отдельные сильноточные контакты.

Наиболее маломощные контакторы (DILA, DILER, DILR) используются в случае, когда управляющий ток очень мал, а управляемый — не слишком велик (не более 6 А). При большем управляемом токе используют двухступенчатое управление. Эти контакторы имеют небольшой размер и устанавливаются на стандартную рейку DIN. Они комплектуются дополнительными контактами, супрессорами (искрогасителями) и пневматическими реле задержки (у DILR).

Контакторы DILE (E) M аналогичны предыдущим, но обладают более высоким рабочим током (6,6—9 А).

Следующие по номиналу идут появившиеся недавно контакторы серии DILM (7—65). Они, как и предыдущие, монтируются на DIN-рейку, но рассчитаны на больший ток — от 7 до 65 А. Комплектуются фронтальными и боковыми допконтактами, супрессорами, а также тепловыми реле, используемыми при запитке электродвигателей (см. далее).

Контакторы DIL (00M — 4AM145) имеют большие габариты и монтируются на монтажную плату. Из контакторов средней мощности (ток от 22 до 188 А) они обладают наиболее полной комплектацией: боковыми, задними и фронтальными допконтактами, супрессором, тепловым реле и пневматическим реле задержки времени.

Более мощные контакторы DILM (185—1000) номиналом до 1000 А, имеют большие габариты, устанавливаются на монтажную плату и комплектуются боковыми допконтактами, механической блокировкой для сбора в реверсивную схему (см. далее), тепловым реле, защитным колпаком для теплового реле, а также хомутными зажимами под кабель.

Кроме отдельных контакторов выпускаются также контакторные сборки для пуска трехфазных двигателей (звезда-треугольник — серия SDAIN) и для схемы АВР (автоматического ввода резервного питания) — серия DIUL.

Помимо дистанционного управления силовой нагрузкой контактор может использоваться как устройство для пуска и защиты электродвигателя — совместно с тепловым реле, которое содержит тепловой расцепитель, размыкающий цепь при перегрузке, регулятор тока срабатывания и кнопку отключения, размыкающую цепь катушки и обесточивающую схему. Реверсивная схема используется тогда, когда два контактора работают в паре, причем в любой момент времени может работать только один из них — для подвода к нагрузке резервного питания при пропадании основного.

Реле управления

Реле управления — это функционально независимые устройства, осуществляющие управление нагрузкой в зависимости от их функции. Реле задержки времени содержат схему, задерживающую включение или выключение нагрузки на заранее выставленный промежуток времени. Такая задержка нужна в системах, объединяющих мощные индуктивные и мощные неиндуктивные нагрузки (например, электродвигатели и электронагреватели), для предотвращения перегрузки сети в момент включе-

ОБЗОР РЫНКА

ния — неиндуктивная нагрузка включается чуть позже, когда двигатели входят в рабочий режим со сравнительно невысоким током. Также эти реле применяются в устройствах автоматики.

Самые простые реле задержки времени серии DILET имеют электромеханическую конструкцию и время задержки от 1,5 с до 60 ч. Электронные реле задержки (ETR) меньше по размеру и позволяют выставлять время задержки от 0,05 с до 100 ч.

Реле контроля напряжения позволяют отключать нагрузку при критическом изменении питающего напряжения, что позволяет избежать поломки дорогостоящего и сложного в установке основного устройства.

Реле EMR4-I осуществляет контроль однофазного напряжения — его минимального и максимального предела, а также, при необходимости, задержку включения или отключения.

Реле EMR4-F контролирует равенство фаз трехфазного напряжения, а также предохраняет нагрузку от выпадения фазы. Реле EMR4-A позволяет регулировать допустимый разбаланс контролируемого трехфазного напряжения.

Реле EMR4-W аналогично EMR4-I, но предназначено для контроля трехфазного напряжения. Реле контроля уровня жидкости, как видно из названия, используются для поддержания уровня жидкости (обычно воды) в резервуаре (например, бассейне).

В тот момент, когда уровень жидкости выходит за пределы, ограниченные контрольными контактами, реле включает или отключает насос, снабжающий резервуар жидкостью. Серия этих реле носит название EMR4-N.

Если, в силу каких-либо причин, корпус электроагрегата не заземлен, может оказаться целесообразным установка реле серии EMR4-R, контролирующего сопротивление между корпусом прибора и землей, и отключающего прибор в случае опасного превышения этого сопротивления. Значение сопротивления, при котором происходит отсечка, регулируется.

Все реле серий EMR4 устанавливаются на DIN-рейку, имеют индикацию текущего состояния прибора и допускают нагрузку до 5 А на линию.

Выключатели-разъединители

Для ручного разъединения (обесточивания) и переключения нагрузок с током потребления до 315 А используют силовые выключатели-разъединители серий Т (0—8) и Р (1, 3 и 5), управляемые поворотной ручкой.

Различаются они по типу монтажа: открытого исполнения (брызго- и влагозащищенного), с мон-

тажом на панель и с фальшпанелью. Кроме того, управляющая ручка может быть оснащена защитным кольцом, препятствующим случайному включению. Переключатель может оснащаться черными и красными ручками разных размеров, а также разнообразными механизмами с подбираемыми индивидуально схемами переключения (до 16 направлений включения).

Миниатюрные переключатели серии ТМ аналогичны предыдущим, но меньше по размеру.

Пускозащитные устройства

Эксплуатация электродвигателей, где бы они ни применялись, характеризуется одними и теми же требованиями, предъявляемыми к их запуску и работе — а точнее, к устройствам, их обеспечивающим. Таким образом, появились пускозащитные аппараты, осуществляющие как мягкий пуск электродвигателя, так и обеспечение его безопасной работы: контроль предельного тока нагрузки, короткого замыкания и наличия всех трех фаз.

Конструктивно такой аппарат представляет собой единый блок, имеющий ручку включения и два регулятора — тока отсечки теплового расцепителя (от 0,6 до 1,5 А номинального тока) и тока электромагнитного расцепителя (до 10-крат номинального). Это серии PKZM (от 0,1 до 65 А).

Пускозащитные аппараты PKZM01 выпускаются на номинальный ток от 0,1 до 16 А, и имеют небольшие габариты. Ручки включения у них нет — ее заменяют кнопки ПУСК и СТОП черного и красного цветов. Аппараты PKZM (0 и 4) имеют поворотную ручку.

Все аппараты PKZM при необходимости комплектуются дополнительными боковыми и фронтальными контактами, выносными длинноносными ручками (для монтажа в шкаф), а также ограничителями перенапряжения, устанавливаемыми (как и сами пускозащитные аппараты) на DIN-рейку.

Если двигатель потребляет более 63 А, то для его защиты используется мощный автомат серии NZM (см. далее).

Мощные выключатели-разъединители

Защита цепей, находящихся под большой токовой нагрузкой, обладает рядом особенностей: процесс включения и выключения сопровождается сильным дуго- и искрообразованием, да и короткое замыкание при больших токах требует от предохраняющего автомата повышенной электрической прочности — иначе вместо защиты он сгорит сам. При токах выше 400 А усилие, необходимое для манипуляций с автоматом, становится непомерно большим — это

требует введения механизма дистанционного управления.

Автоматические выключатели серии NZM обладают достаточной электрической прочностью, а также ассортиментом комплектующих, чтобы удовлетворить всем современным требованиям безопасности и оснастить вводной щит заводского цеха или многоквартирного дома.

Типовой автомат NZM (в базовой комплектации) представляет собой прямоугольный пластиковый блок с вводными и выводными контактными площадками и рычагом включения на лицевой части. Снизу лицевой части расположены выведенные под шлиц регуляторы тока срабатывания теплового и электромагнитного расцепителей, а также задержки на включение и выключение. Эти автоматы комплектуются: хомутными зажимами под кабель, боковыми и фронтальными поворотными ручками, модулями защиты от перенапряжения и моторными приводами, позволяющими дистанционно включать и отключать автомат. Эти же приводы используются при монтаже автоматов в схему автоматического ввода резерва (начиная с 250 А, эта схема собирается не на контакторах, а именно на автоматах).

Кроме функции защиты, автоматы NZM (с моторным приводом) используются и как разъединители. Их дугогасительные камеры и мощные контакты делают отключение мощной линии легким и безопасным для человека. При необходимости обеспечить безопасное электроснабжение очень мощной нагрузки (до 6300 А) можно воспользоваться серийными автоматами серии IZM. Они обладают встроенным моторным приводом, позволяющим управлять автоматом нажатием небольшой кнопки на его лицевой части. Кроме этого, автомат IZM оснащается многофункциональным реле с дисплеем, отображающим как его состояние, так и параметры питающей сети. Модульная автоматика.

Мощные автоматы, такие как автоматы серий NZM и IZM, используются сравнительно редко — настолько мощная нагрузка все-таки редкость. Гораздо чаще при защите сети, особенно бытовой, используют модульную автоматику. Такие приборы характеризуются сравнительно небольшими предельными токами (до 125 А), стандартными (модульными) корпусами небольших размеров и устанавливаются на рейку DIN.

Устройства этого типа отличает простота установки, подбора и эксплуатации. Их ассортимент очень широк — от простых автоматических выключателей до многофункциональных устройств автоматики. Стандартные размеры позволяют устанавливать самые различные приборы в унифицирован-

ные пластиковые и металлические боксы, которые различаются только по количеству устанавливаемых в них модулей.

Серия X-pole включает автоматические предохранительные выключатели — по сверхтоку, короткому замыканию и утечке тока.

Автоматические выключатели, защищающие подключенную к ним электропроводку от перегрузки и коротких замыканий, которые могут повлечь перегрев и возгорание провода, имеют серийное обозначение PL. Автоматы PL4 имеют стандартную для России и недопустимо низкую для Европы отключающую способность — 4,5 кА. Такие автоматы выпускаются на номинальные токи от 6 до 63 А.

Серия PL6 включает автоматы со стандартной для Европы электрической прочностью 6 кА и является наиболее используемой в настоящее время. Их выпускают на номинальные токи от 2 до 63 А. Если требуется обеспечить повышенную электрическую прочность, используют автоматы PL7 (на 10 кА). Их номинальный ток находится в пределах от 0,16 до 63 А.

В случаях, когда номинальный ток превышает 63 А, но автомат должен быть стандартных модульных размеров, можно применить прибор серии PLHT — помимо стандартных номиналов (20—63 А, отключающая способность — 25 кА) они имеют токи 80, 100 (20 кА) и 125 А, с отключающей способностью 15 кА.

Автоматические выключатели, предназначенные для защиты человека от поражения током при случайном касании оголенного провода, а также для предотвращения самовозгорания кабеля со старой изоляцией, выпускаются в серии PF и носят название УЗО (устройства защитного отключения).

Различия между УЗО серий PF4, PF6 и PF7 аналогичны отличиям серий PL4, PL6 и PL7 у обычных автоматов (они отличаются предельной отключающей способностью). УЗО серий PFNM и PFDM выдерживают максимальный ток — до 125 А, причем, УЗО PFDM имеет повышенную надежность и не требует ежемесячного тестирования (как остальные устройства). УЗО, предназначенные для защиты человека, имеют номинальные токи утечки 10 и 30 мА, для защиты от самовозгорания — 100 и 300 мА. Последние, как правило, ставятся на ввод — сразу после вводного автомата.

Автоматические выключатели, конструктивно объединяющие УЗО и обычный автомат, носят название дифференциальных автоматов и выпускаются в серии PFL. Аналогично предыдущим модульным приборам они имеют отключающую способность

<< 10

**Построение
«дорожных карт»**

В тексте отдельных разделов ЭС-2030 выделены: результаты реализации ЭС-2020 по соответствующим направлениям и подлежащие решению проблемы; этапы развития, меры государственной энергетической политики и индикаторы их реализации — то есть элементы разработанных «дорожных карт» развития по соответствующим направлениям.

**Стратегические приоритеты
верхнего уровня**

Изменены и пролонгированы качественные и количественные ориентиры реализации главных стратегических приоритетов:

- энергетическая безопасность;
- энергетическая эффективность экономики;
- экономическая (бюджетная) эффективность энергетики;
- экологическая безопасность энергетики.

В ЭС-2030 сформулировано содержание составляющих государственной энергетической политики (недропользование и управление государственным фондом недр; развитие внутренних энергетических рынков; формирование рационального топливно-энергетического баланса; региональная энергетическая политика; инновационная и научно-техническая политика в энергетике; социальная политика в энергетике; внешняя энергетическая политика), представлены этапы их реализации и индикаторы.

В ЭС-2030 сформулированы важнейшие стратегические инициативы развития энергетики.

К ним относятся:

- формирование нефтегазовых комплексов в восточных регионах страны;
- освоение углеводородного потенциала Арктического шельфа и северных территорий России;
- развитие и территориальная диверсификация энергетической инфраструктуры;
- рост энергоэффективности и энергосбережения;

23 >>

4,5 кА (PFL4), 6 кА (PFL6) и 10 кА (PFL7). Все вышеперечисленные приборы комплектуются дополнительными контактами, дистанционными расцепителями и т.д.

Помимо защитных устройств, в модульном исполнении выпускается ряд вспомогательных приборов, повышающих удобство и безопасность потребления электроэнергии.

Выключатели серий IS и ZP-A внешне напоминают автоматы (PL), но не имеют автоматического расцепителя — их используют в качестве главных рубильников, обесточивающих распределительный щит. Автоматы Z-MS аналогичны описанным выше приборам PKZ, но более просты и предназначены для защиты маломощных (0,1—40 А) электродвигателей.

Реле минимального напряжения Z-UR, как видно из его названия, отключает подсоединенную к нему нагрузку при падении сетевого напряжения ниже предела, выставленного на этом приборе.

Светочувствительные выключатели DS-G срабатывают при изменении освещенности, которое сопровождается сменой времени суток — для автоматического включения/выключения уличного освещения. Они имеют три исполнения: со встроенным в реле датчиком, с выносным датчиком и со встроенным таймером.

Электромеханические таймеры Z-S и SU-G предназначены для коммутации нагрузки по заданной программе в течение дня или недели, причем минимальный интервал переключения составляет 20 мин (для суточного таймера) и 8 ч (для недельного).

Таймеры SU-O и Z-SDM — цифровые, с отображением программы и хода ее выполнения на ЖК-дисплее.

Реле времени Z-ZR осуществляет задержку включения или отключения нагрузки мощностью до 2000 ВА, величина которой устанавливается от 50 мс до 30 мин.

Реле серии Z-TL выполняет ту же функцию, но проще по конструкции и используется для коммутации ламп лестничного освещения. После подачи на его вход импульса от кнопки включения оно включает свет на время от 0,5 до 20 мин, которое выставляется индивидуально. Для сигнализации об аварийной ситуации необходим сигнал, оповещающий как можно большее количество людей. Оптимальным с этой точки зрения является гудок или сигнал звонка. Именно такое устройство, размером в один стандартный модуль, выпускается в серии Z-SUM/GLO, на номинальное напряжение 230, 24 и 12 В.

В настоящее время многие производители дверных звонков предлагают звонковые кнопки, стилизованные под старину, в том числе и из металла. По правилам электробезопасности, проходящее через такие кнопки напряжение не должно превышать 36 В, поэтому в большинстве звонков предусмотрена дополнительная цепь питания на 24В. Для того чтобы запитать ее от стандартной сети 220 В, используется модульный звонковый трансформатор из серии TR-G.

Если нагрузка на сеть при одновременном включении всех нагрузок превышает максимально допустимую, при помощи реле приоритетных нагрузок серии Z-LAR можно обеспечить бесперебойную работу наиболее важного из потребителей, за счет оперативного отключения всех прочих.

По материалам
<http://electricalschool.info>



**Ю. М. Савинцев,
канд. техн. наук,
генеральный директор
ООО «Корпорация «Русский
трансформатор»**

КАЧЕСТВО СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА: МИФ ИЛИ РЕАЛЬНОСТЬ?

Один серьезный маркетолог подсказал мне метафору стоптанного сапога как образ набившей оскомину какой-либо проблемы.

Одним из стоптанных сапогов, безусловно, является проблема качества силовых трансформаторов. Сегодня поставщиками силовых трансформаторов являются не только известные с советских времен заводы-производители силовых трансформаторов, трансформаторные заводы, построенные несколько лет назад, но и поистине огромное количество ремонтных заводов и ремонтных мастерских. Последние также, если судить по объявлениям и интернет-сайтам, поставляют силовые трансформаторы. И если известные старые и новые заводы действительно отгружают заказчику либо произведенную под заказ продукцию, либо продукцию с заводского склада (со склада дилера), то на интернет-ресурсах прочих «производителей» трансформаторного оборудования говорится о поставках «трансформаторов с хранения».

В предлагаемой статье рассмотрены проблемы выбора поставщика качественных силовых трансформаторов I—III габаритов мощности, а также анализируется комплекс факторов

(технических, конструктивных, организационных, эксплуатационных и др.), обуславливающих качество и надежность силового распределительного масляного трансформатора.

В России сегодня работает 11 крупных и средних заводов по производству силовых масляных трансформаторов I—III габаритов мощности (Москва, Екатеринбург, Тольятти, Самара, Барнаул, Биробиджан, Курган, Чехов, Подольск, Рассказово, Чебоксары). Пять заводов расположены на территории республик СНГ (Минск, Запорожье, Хмельницкий, Кентау, Чирчик). Счет же предприятиям и мастерским по ремонту трансформаторов идет на тысячи!

Объем потребления силовых трансформаторов I — III габаритов мощности (25—100 кВА; 160—630 кВА; 1000—6300 кВА) для распределительных сетей составляет по различным оценкам в текущем году 50 000—60 000 шт. трансформаторов («условной» мощности 1000 кВА). Суммарное количество таких трансформаторов, произведенных на 16 упомянутых заводах и поставленных в Россию, составляет примерно 40 000 шт. трансформаторов «условной» мощности 1000 кВА. Таким образом, объем продаж



Силовые трансформаторы

так называемых «трансформаторов с хранения» составляет примерно 10 000—20 000 шт. трансформаторов «условной» мощности.

Вот где рождаются стоптанные в прямом и в переносном смысле слова сапоги... простите, — **ТРАНСФОРМАТОРЫ.**

В чем же успех продавцов стоптанных сапог? Почему никому из нас, желающему приобрести высоконадежный и безопасный автомобиль, не приходит в голову покупать российский автомобиль с пробегом? Почему никому из нас не придет в голову покупать лампочки, бывшие в употреблении, — и никому не приходит в голову продавать такие лампочки? А почему же с трансформаторами должно быть иначе, и на самом деле **ВСЕ ОБСТОИТ ИНАЧЕ? ПОЧЕМУ ИХ И ПРОДАЮТ, И ПОКУПАЮТ?**

Закон рынка объективен: есть спрос — будет и предложение. Теоретически все снабженцы знают, что соотношение «цена-качество» строго и взаимно-однозначно коррелированно. Усредненная рыночная цена оборудования более высокого качества является более высокой. Но на практике (по крайней мере, на моей почти десятилетней практике продаж электрооборудования) 9 из 10 позвонивших заказчиков практически прямо и сразу заявляют, что хотели бы купить трансформатор по минимальной цене. И как избежать искушения, когда новый силовой масляный трансформатор типа ТМ (Г) мощностью 1000 кВА производится/продается заводами-изготовителями примерно за 500 000 руб. (с НДС), а «трансформатор с хранения» предлагается за 250 000—300 000 руб. (с НДС)! Хотя даже при беглом анализе информации на различных интернет-ресурсах бросается в глаза сопоставимо большое количество объявлений о покупке б/у трансформаторов

и объявлений о продаже «трансформаторов с хранения, не бывших в эксплуатации». На мой взгляд, из сопоставления упомянутых двух групп объявлений совершенно очевидно, каким образом появляются «трансформаторы с хранения, не бывшие в эксплуатации».

Приведу дословно (с авторской пунктуацией) текст объявления на одном из интернет-порталов: «Продаю из наличия трансформаторы ТМ-1000/10/0,4 У/У Биробиджан, 1989 г/в, с хранения, без эксплуатации (не работали ни одного дня), хранились в закрытом помещении. 2 шт. В отличном состоянии, с маслом, полностью комплектные». Объявление датировано 2008 годом. Скажите, пожалуйста, кто, находясь в здравом уме, может 19 лет хранить новый силовой трансформатор, которых всегда не хватало?

Я не случайно привожу пример, когда предлагают трансформатор производства ОАО «ЭТК «БирЗСТ» (Биробиджан). Вот яркий пример, как из производителя новых качественных сапог огульно формируют поставщика сапог стоптанных! Почему-то те, кто поставляет трансформаторы с ремонта под видом новых трансформаторов с хранения, «которые не работали ни одного дня», любят выдавать себя за официальных представителей ОАО «ЭТК «БирЗСТ», а свой товар именно за продукцию Биробиджанского завода. Совет покупателям продукции любого завода-производителя: всегда запрашивайте документ, подтверждающий право официально представлять продукцию того или иного завода!

А теперь давайте разберемся, чем чревато приобретение оборудования «с хранения, не бывшего в эксплуатации». Как уже наверно очевидно, трансформаторы с хранения — это трансформаторы, которые вышли из строя по той или иной причине, проданы по цене металлолома, отремонтированы и предлагаются затем как «трансформаторы с хранения, без эксплуатации (не работали ни одного дня), хранились в закрытом помещении».

Почему трансформаторы выходят из строя?

Трансформаторы принято считать самыми надежными элементами в энергетических системах. Действительно, по сравнению с другими видами энергетического и электротехнического оборудования: котлами, турбинами, вращающимися электрическими машинами — трансформатор отличается высокой надежностью в эксплуатации. Однако эта надежность достигается только при соблюдении всех правил обращения с трансформатором. В случаях каких-нибудь отклонений или наруше-

Таблица 1
Усредненные данные, собранные по наиболее распространенным причинам повреждений трансформаторов I — II габаритов

Причины повреждений	Число повреждений, %
Заводские дефекты	50
Дефекты эксплуатации	13
Некачественный ремонт или монтаж	10
Грозовые перенапряжения	5,5
Старение изоляции	3,5
Прочие дефекты	18
Итого	100

ний правил эксплуатации, а также технологической дисциплины производства трансформаторов на заводе-изготовителе или нарушений действующих правил монтажа и транспортировки трансформаторов возникает сначала ненормальная их работа, а затем, если меры по выявлению и устранению причин не принимаются, трансформаторы выходят из строя, и восстановить их можно только посредством ремонта.

В табл.1 приведены усредненные данные, собранные по нескольким сетевым районам за значительный промежуток времени. Они содержат наиболее распространенные причины повреждений трансформаторов I—II габаритов и процентное соотношение каждой из причин к общему количеству повреждений.

Как видно из табл. 1, повреждения трансформаторов по причине естественного износа — старения изоляции имеют самое низкое значение. Эти повреждения относятся к трансформаторам ранних выпусков, работающим очень давно и почти полностью амортизированным. Возможны они также из-за частых перегрузок и при длительной работе в тяжелых несимметричных режимах. Сюда же относятся повреждения от частых коммутационных перенапряжений (включение и отключение трансформатора с нагрузкой, резкое изменение нагрузки и т.п.).

Грозовые перенапряжения составляют отдельную группу причин повреждений. Это атмосферные перенапряжения, возникающие на вводах трансформатора при грозовых разрядах, а также при перекрытиях на линии вблизи трансформатора, т.е. при резком спаде напряжения, так называемом срезе волны напряжения. От таких перенапряжений трансформатор защищают различными средствами, устанавливаемыми на подстанциях и линиях. Эти средства действительны, но тоже не абсолютны, от их исправнос-

ти зависит стойкость трансформаторов к грозовым перенапряжениям.

Низкий процент этих двух групп говорит о том, что главные причины выходов трансформаторов из строя следует искать не в конструкциях и схемах их включения, а в незапланированных отклонениях от норм технологии при изготовлении трансформаторов и их эксплуатации.

Нарушение работы охлаждения, увлажнение масла и изоляции, старение масла, неправильная заливка масла, допускающая попадание воздуха, нарушение правил транспортировки — вот некоторые дефекты из большого числа возможных, из-за которых трансформатор может выйти из строя по вине эксплуатации. Следует также иметь в виду, что трансформаторы I—II габаритов работают в основном на подстанциях без обслуживающего персонала, их эксплуатация заключается в периодических осмотрах и профилактических мероприятиях; надежность этих трансформаторов во многом зависит от квалификации людей, следящих за их состоянием.

Половина всех повреждений трансформаторов происходит по вине заводов-изготовителей. Все эти причины чисто технологического характера: слабая расклиновка обмоток, слабая прессовка магнитопроводов, низкогокачественная пайка (сварка) обмоточных проводов и припайка медных отводов к алюминиевому проводу обмотки, ненадежное закрепление активной части в баке, попадание в бак посторонних предметов и др.

Иногда при внедрении новых конструкций отдельных элементов трансформатора в серию попадают неудачные исполнения, которые затем с производства снимаются. Хотя эти дефекты носят временный характер, но они сильно повышают общее количество заводских дефектов.

Таблица 2

Наиболее слабые и часто повреждаемые узлы трансформаторов

Поврежденный узел	Число повреждений		Доля в общем количестве	
	шт		%	
Междуфазная изоляция	2		4,5	
Обмотки и изоляция (из-за динамических усилий)	7		15,5	
Витковая изоляция	10		22	
Переключатели ответвлений	6		13	
Активная сталь	1		2	
Вводы	8		18	
Отводы	1		2	
Токоведущие части	3		7	
Бак	3		7	
Радиаторы	1		2	
Прочие	3		7	
Итого	45		100	

Наиболее слабые и часто повреждаемые узлы независимо от источника этих повреждений, согласно некоторым статистическим данным, приведены в табл. 2.

Таким образом, можно сделать однозначный вывод: отказавший трансформатор скорее всего имел изначальный дефект. Вышедший из строя трансформатор никаким ремонтом не сделать таким же надежным, как действительно новый трансформатор. И причина здесь заключается еще и в том, **что ни одно из ремонтных предприятий не проводит испытания в таком же объеме, как их проводят на заводе-изготовителе при производстве трансформаторов.** Поэтому, приобретая трансформаторы, «которые с хранения, без эксплуатации (не работали ни одного дня), хранились в закрытом помещении», вы приобретаете заведомо ненадежное оборудование.

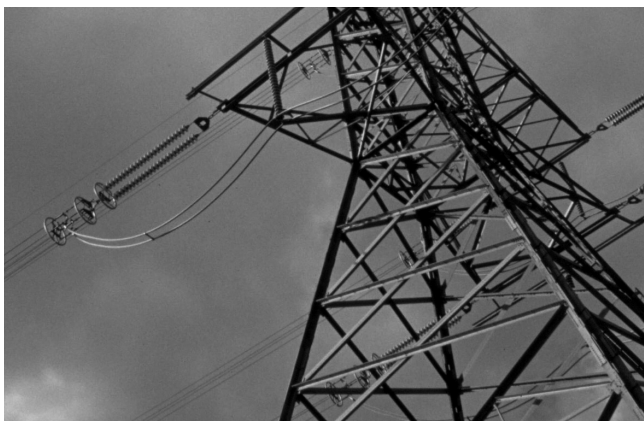
В завершение я обязан написать о реальном положении дел по обеспечению качества силовых трансформаторов на ОАО «ЭТК «БирЗСТ».

Новый собственник завода — ЗАО «Промышленные решения», объективно оценивает уровень качества производимых масляных трансформаторов. Причем неоспоримым фактом является то, что на сегодняшний день качество изделий всех основных 16 заводов-производителей трансформаторного оборудования примерно одинаково. У всех есть проблемы с качеством сборки, имеют место проблемы качества сварных соединений и некоторые другие проблемы. Главное и наиболее важное для ПОКУПАТЕЛЯ сегодня заключается в отношении команды топ-менеджеров к возникающим вопросам

по качеству выпускаемых изделий. Новый собственник завода — ЗАО «Промышленные решения», сталкиваясь с нареканиями по качеству, не замалчивает и не «замазывает» эти проблемы, не принимает одноразовые, частные решения по частным проблемам. От нас, дилеров ОАО «ЭТК «БирЗСТ», жестко требуется немедленно докладывать обо всех, даже самых незначительных дефектах поставленного оборудования, даже если заказчик не предъявляет претензий.

Чтобы добиться лидерства, необходимо стать первыми во всем. У ЗАО «Промышленные решения» есть понимание, что недостаточно отпечатать несколько тысяч красочных буклетов с презентацией выпускаемого оборудования. И даже модернизация производства без системы менеджмента качества, налаженной дилерской сети, сильной конструкторской базы, активного продвижения продукции на рынок не принесет желаемых результатов. Руководство ЗАО «Промышленные решения», а также мы — дилерский пул входящих в холдинг заводов — нацелены не только на обеспечение больших объемов продаж. Мы понимаем, что только качественное развитие продуктов, выпускаемых заводами холдинга, обеспечивает завоевание достойного места на рынке. Поэтому нашим заводам нужны мыслящие, ищущие конструктора, готовые воплощать свои идеи в новые конструкции изделий.

Только из нового видения и осмысления накопившихся и возникающих проблем рождается новый подход к их решению. Понимание этого — единственный путь на рынке конкуренции.



НОВЫЕ ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ С КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ ПОЛЮСОВ

Революционные изменения в конструкции и компоновке коммутационных аппаратов начались, как известно, с изменения способа гашения дуги в аппаратах 6—10 кВ и перехода от емкостей с трансформаторным маслом к более компактным вакуумным дугогасительным камерам (ВДК). Метод гашения в вакууме оказался весьма привлекательным исходя из простоты и эффективности работы аппаратов на его базе. Вслед за классом 6—10 кВ вакуумная техника прочно обосновалась в классе 27,5—35 кВ. И хотя еще не стихли разговоры о целесообразности применения ВДК на этом напряжении и о преимуществах вакуума или элегаза (шестифтористая сера SF₆), эксплуатация де-факто уже выбор сделала в пользу вакуума. Следующим шагом на пути развития коммутационных аппаратов 35 кВ стала разработка новых типов изоляции полюсов.

Особенность конструкции нового поколения вакуумных коммутационных аппаратов 35 кВ наружной установки заключается в «сухой» изоляции полюсов — без применения

трансформаторного масла. Современные серии вакуумных выключателей 35 кВ наружной установки комплектуются полюсами из полимера, покрытого слоем кремнийорганической изоляции. К этому решению пришли не сразу. Переходная серия вакуумных выключателей имела фарфоровую изоляцию с трансформаторным маслом в полюсах.

Потом появился первый «сухой» выключатель с внутренней изоляцией из армированного эпоксидного компаунда (стеклопластика). Но при этом внешний слой изоляции оставался керамическим. Отказ от применения фарфора стал решающим шагом к появлению нового поколения вакуумных выключателей 35 кВ наружной установки.

Главная особенность этих выключателей — применение эпоксидного компаунда в качестве диэлектрического материала полюса. Почему не керамика? Ведь фарфор традиционно использовался на напряжении 35 кВ.

Фарфор как изоляционный материал используется в электротехнике уже более века, и долгое время был безальтернативным выбором при проектировании изоляции токоведущих частей коммутационных аппаратов. Между тем фарфор не обеспечивает

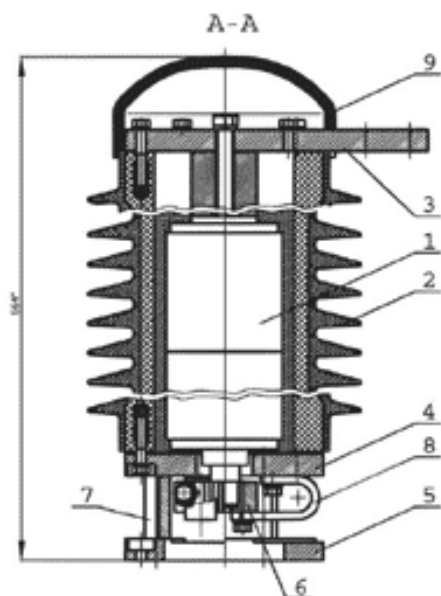
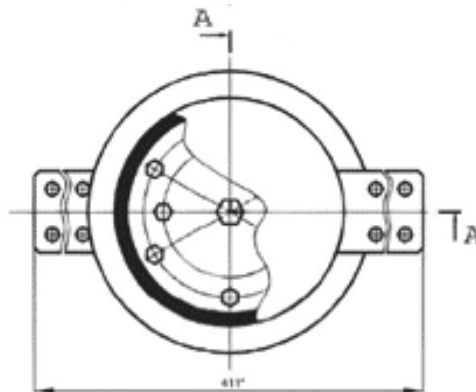


Рис. 1

Дугогасительный модуль вакуумного выключателя 35 кВ с кремнийорганической изоляцией полюсов:
 1 — вакуумная дугогасительная камера (ВДК);
 2 — изоляционный корпус; 3, 4, 5 — фланцы; 6 — колодка;
 7 — стойка; 8 — гибкая связь; 9 — изоляционная крышка



Полюс вакуумного выключателя 35 кВ с кремнийорганической изоляцией полюсов. Снята крышка соединения дугогасительного модуля и модуля тяги контакта

необходимой механической прочности при повышении рабочих давлений. Кроме того, керамика имеет относительно высокую удельную плотность, и изделия из нее имеют большую массу. Существенный недостаток фарфора — его низкая ударная прочность, что в эксплуатации часто приводит к разрушению керамических частей электрооборудования при транспортировке, монтаже, а также в результате действий вандалов. (рис.1)

Применение эпоксидного компаунда вместо фарфора нивелирует эти недостатки. Ведь по своим диэлектрическим свойствам, а именно по диэлектрической прочности, объемному сопротивлению и диэлектрической проницаемости эпоксидный компаунд ничем не уступает фарфору, по крайней мере, имеет показатели того же порядка, что и электрофарфор, или, скажем, ультрафарфор, стеарит или кордиерит. При этом изделия из эпоксидного компаунда лишены главного недостатка традиционных керамических изоляторов — низкой механической прочности на кручение и изгиб. Они не разрушаются при ударах, не растрескиваются при смене температур. Заметными преимуществами полимерных изоляторов являются также их малая масса и стабильность свойств электроизоляционного материала в различных условиях эксплуатации. По механическим ограничениям для формирования полюса и ребер изоляции требуется гораздо более тонкий слой полимера по сравнению с керамикой.

Применение эпоксидного компаунда вместо фарфора целиком оправдано в аппаратах внутренней

установки. Но для внешней установки этот материал оказался не приспособлен из-за низкой эрозионной и трекинговой стойкости. Углерод, содержащийся в компаунде, под воздействием солнечной радиации и высоких температур частичных дуговых разрядов при увлажнении поверхности выпадает в чистом виде на поверхность, образуя проводящие углеродные дорожки-треки. Таким образом, особенности материала исключают его применение в качестве изоляции электрических аппаратов наружной установки.

Решением проблемы стало применение материалов на основе кремнийорганических каучуков. Особенностью кремнийорганической резины является замещение атомов углерода в ее составе атомами кремния, который является абсолютным диэлектриком и в чистом виде, и в виде оксидов. Кремнийорганическая резина (силикон) пластична, обладает высокой термостойкостью, негорючая, экологически нейтральна, устойчива к старению. Срок службы изоляции из этого материала даже в самых суровых условиях не меньше 30 лет.

Использование нового материала позволило отказаться от маслonaполненных фарфоровых полюсов и коренным образом изменило архитектуру полюса. Теперь камера заключена в кожух из армированного эпоксидного компаунда (стеклопластика), который снаружи и внутри защищен рубашкой из кремнийорганической резины. Высокая механическая прочность и малый удельный вес позволили значительно уменьшить толщину и вес полимерной изоляции и всего выключателя. Кремний-органика — материал по сравнению с керамикой дорогой, но высокая механическая и электрическая прочность полимера позволила значительно уменьшить толщину ребер изоляции. Более того, уменьшение толщины ребер и при этом сокращение расстояния между ними (увеличение их количества на единицу длины) позволило уменьшить вылет ребер.

Поверхность изоляции полюсов самоочищается от проводящих загрязнений под воздействием атмосферных осадков. Во избежание конденсации влаги на внутренних полостях полюс герметизируется, а рубашка из кремний-органики выполняется с гидрофобным покрытием внутренней поверхности, ребрированным в отсеке тяговой штанги полюса и повышенной гладкости в местах прилегания к поверхности ВДК.

Первым в СНГ эту технологию в аппаратостроении применил Нижнетуринский электроаппаратный завод (НТЭАЗ, РФ). После объединения НТЭАЗ и РЗВА, эту технологию распространили на весь холдинг «Высоковольтный союз». На сегодня вакуумные выключатели 35 кВ наружной установки, производимые заводами-«союзниками», не имеют аналогов отечественного производства. Как показал опыт эксплуатации выключателей с кремний-органикой в различных климатических зонах, в т.ч. в условиях сложных температурных режимов северных областей РФ, такая конструкция обеспечивает надежную изоляцию полюсов и не требует профилактики и дополнительного обслуживания.

По материалам ЗАО «Высоковольтный союз»

<< 16

● развитие нетопливной энергетики.

Перспективы развития отраслей ТЭК

В ЭС-2030 определены характеристики поэтапного развития отраслей ТЭК, выполнена оценка необходимого объема инвестиций, представлены соответствующие индикаторы. В н. в. осуществляется процесс согласования проекта Стратегии с заинтересованными министерствами и ведомствами.

*Министерство энергетики
Российской Федерации*

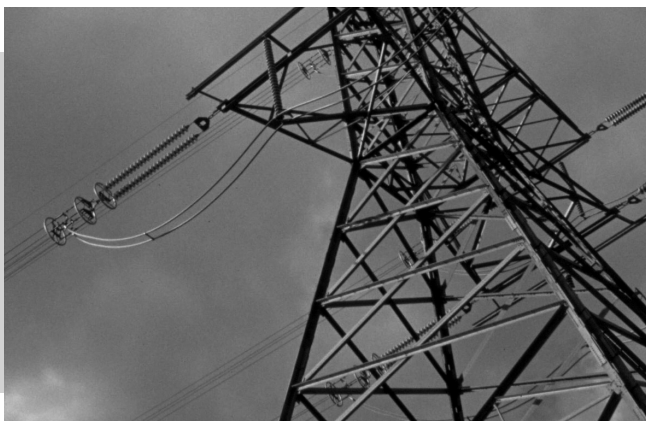
ПРИНЯТО РЕШЕНИЕ ОБ УЧРЕЖДЕНИИ НЕКОММЕРЧЕСКОГО ПАРТНЕРСТВА «СОЮЗ ИНЖЕНЕРОВ- ЭНЕРГЕТИКОВ»

Как сообщает Департамент внешних коммуникаций ОАО «Инженерный центр ЕЭС», при поддержке Минэнерго РФ учреждено Некоммерческое партнерство «Союз инженеров-энергетиков». Данная общественная организация объединяет главных инженеров энергетических компаний. Возглавил Союз директор филиала ОАО «Инженерный центр ЕЭС» — «Фирма ОРГРЭС» В.Паули.

В декабре 2008 г. в Москве состоялось собрание технических руководителей электроэнергетических компаний, на котором было принято решение об учреждении Некоммерческого партнерства. Организаторами данного мероприятия, проходившего в здании Министерства энергетики РФ, выступили Министерство энергетики Российской Федерации и ОАО «Инженерный центр ЕЭС». В собрании участвовало 89 представителей из более чем 30 ведущих электроэнергетических компаний России.

На собрании с постановочным докладом выступил директор филиала ОАО «Инженерный центр ЕЭС» — «Фирма ОРГРЭС», председатель Комитета по качеству в электро-

31 >>



УНИВЕРСАЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Попытки создать эффективную защиту принимаются различными производителями постоянно. Наибольшее распространение получили две идеологии: угло-фазовый метод, реализованный в большинстве импортных дорогостоящих устройств, и контроль параметров работы двигателя по величине действующего значения тока в каждой из питающих фаз, положенный в основу отечественных устройств.

Задача создания защитного устройства оказалась достаточно сложной. Во-первых, ток необходимо измерять как можно точнее, ведь известно, что длительная работа асинхронных электродвигателей всего лишь при 5% перегрузе сокращает срок его службы в 10 раз. Во-вторых, в связи с сильной несинусоидальностью кривой тока необходимо определять действующее значение токов, включая гармонический анализ, чтобы учесть значения высших гармоник, оказывающих наиболее вредное влияние на пусковые и рабочие характеристики двигателя. Работа по пиковым значениям (длительным фронтам) или по неким усредненным суммам приводит к ложным срабатываниям. В-третьих, необходимо обеспечить отстройку от 7—8 кратных пусковых токов, одновременно обеспечив отключение двигателя даже при небольших длительных перегрузках. В-четвертых, защита должна быть «умной»,

т. е. время срабатывания должно зависеть от тока. В-пятых, необходимо отключать недогруженный двигатель при возникновении недопустимой асимметрии токов, т. к. это приводит к биению ротора. В-шестых, необходимо учитывать тепло, выделяемое при пусках двигателя, т. к. при частых пусках двигатель может перегреться пусковыми токами, имея на валу нагрузку значительно ниже номинальной. Кроме всего прочего, необходимо различать виды аварий и по каждой из них принимать свое решение: можно или нельзя включать двигатель повторно.

Большинство из представленных на рынке устройств так называемой токовой защиты мало чем отличаются друг от друга по своим функциональным возможностям и имеют общие недостатки: низкая точность выставления токов, срабатывание по максимально допустимому току, отсутствие измерения напряжения и др.

Лишь совсем недавно появились недорогие отечественные устройства, в которых функции защиты реализованы не хуже, а в некоторых, по совокупности параметров, даже лучше, чем у большинства импортных аналогов, включая встроенные защиты преобразователей частоты и устройств плавного пуска. Такие устройства объединяет наличие в измерительной цепи трансформаторов тока, контролируемых рабочие токи, протекающие в обмотках стато-

ра, цифровая обработка сигнала, множество контролируемых параметров, простота конструкции.

Для анализа был выбран ряд защитных устройств асинхронных электродвигателей, наиболее часто используемых на наших предприятиях, где зачастую отдают предпочтение отечественным устройствам перед их, возможно, более совершенными западными собратьями. Несомненно, основная причина — цена. В связи с низкой платежеспособностью российских предприятий устанавливать на каждый ответственный электропривод частотный преобразователь достаточно накладно, т. к. при больших мощностях их стоимость составляет несколько тысяч долларов. К тому же, импортные защитные устройства порой не способны выдержать жесткие режимы эксплуатации: повышенная температура, влажность, низкое качество питающего напряжения, мощные электромагнитные и коммутационные возмущения, присутствующие в сети. У них усложнены схемы настройки и отладки, требуется наличие специальных знаний для их эксплуатации, которые отсутствуют у специалистов низшего звена.

Цена большинства отечественных устройств не превышает нескольких сот долларов, причем практически не зависит от мощности защищаемого асинхронного электродвигателя: они создавались с учетом наших условий и способны подстраиваться под реальные условия эксплуатации, при которых, по специфике производства, необходимо иногда заглублять или, наоборот, ослаблять режимы работы. Устройства просты в обращении и не требуют дополнительных настроек.

Сравнение производилось по основным параметрам, которым, на наш взгляд, должно соответствовать универсальное реле защиты асинхронных электродвигателей: защита от аварий в электро-сети, возможность точной настройки на номинальный (рабочий) ток двигателя, работа по действующим значениям токов, защита от внутренних аварий, защита от механического перегруза, защита от холостого хода («сухой» ход для насосов, обрыв шкива), защита от теплового перегруза, защита от пробоя изоляции на корпус и пр. (см. табл.).

● **Защита от аварий сетевого напряжения:** обрыв, слипание, нарушение последовательности, перекося, скачки, провалы напряжения. В большинстве устройств такой контроль, как правило, отсутствует. В некоторых перед включением в лучшем случае проверяется наличие и полнофазность питающей сети. В большинстве случаев о плохом напряжении судят лишь после включения нагрузки по токам, т. е. косвенно. В блоке УБЗ-301 напряжение измеряется как до включения (при плохом напряжении нагрузка не включится), так и после включения двигателя.

● **Одновременный контроль токов и напряжений** необходим для анализа вида аварии. Такой

анализ дает возможность применить соответствующую логику принятия решений. Например, при сетевых авариях повторный пуск разрешать, при авариях, связанных с повреждениями внутри двигателя, запрещать.

● **Выставление номинальных и рабочих токов.** Для правильной работы устройства защиты принципиально важно как можно точнее задать значение номинального тока двигателя. От того, насколько правильно задан этот параметр, зависит эффективность и достоверность принятия решения по различного рода перегрузам и другим токовым авариям. Это камень преткновения для всех отечественных блоков. В одних он выставляется очень грубо, в других его выставление вообще невозможно, в третьих номинальный ток вовсе не выставляется, а выставляется ток срабатывания (максимальный), т. е. защита от перегруза — фактически защита по максимальному току с выдержкой времени (если ток будет меньше максимального, но выше номинального, двигатель войдет в перегруз, а защита этого не определит). Например, ряд отечественных защитных устройств (УЗОТЭ-2У) перед их запуском предлагает потребителю создать на валу электродвигателя максимальную нагрузку, уменьшая ее затем до номинальной. При этом производители таких блоков не сообщают, как это в принципе можно сделать. Точная уставка необходима для задания критических параметров работы, относительно которых будет производиться отсчет. Согласно исследованиям, долговременное использование электродвигателя с нагрузкой, всего лишь на 5% превышающей номинальную, ведет к 10-кратному сокращению срока службы обмоток электродвигателя. Таким образом, невозможность точного выставления номинального тока означает, что эти блоки обеспечивают слишком грубую защиту, по сути не сильно отличающуюся от функций обыкновенного (гораздо более дешевого) теплового реле. В УБЗ-301 номинальный ток выставляется до включения нагрузки с высокой степенью точности.

● **Работа по действующим значениям тока и напряжения.** Ни одна из известных защит не дает такой возможности. Важность принятия решения по действующим значениям, особенно токов, определяется тем, что формы кривых токов, особенно при пусках, очень далеки от синусоиды. Если принимать решения не по действующим значениям, а по неким усредненным сигналам или (что еще хуже) по пикам, как сделано во многих других устройствах, то такие защиты будут срабатывать ложно, либо, сильно заглубленные, не будут эффективно защищать нагрузку. В блоке УБЗ-301 действующее значение токов определяется методом векторного и гармонического анализа до седьмой гармоники включительно.

Таблица

Сравнительная характеристика универсальных реле защиты АД

Параметр	Устройство защитного отключения УЗОТЭ-2У («Овен», Москва)	Монитор тока двигателя МТД («Энергис», Киров)	Устройство защиты электродвигателя УЗДР-8 («Megatech», СПб)	Реле контроля и защиты РКЗ (НИИПТ, Томск)	Универсальный блок защиты асинхронных электродвигателей УБЗ-301М («Новатек-Электро», СПб)
Сетевые аварии до включения	обрыв		+		+
	последовательность		+		+
	слипание		—		+
	перекос		+		+
	повышенное U		+		+
Выставление номинального (рабочего) тока			+		+
	пониженное U		+		+
Выставление номинального (рабочего) тока	После включения подстройка под номинал, создавая M_n на валу, потенциометр	После включения автоматическая настройка на рабочий ток	После включения ручная настройка, нормирован только максимальный ток, кнопки	До и после включения, нормирован только максимальный ток, выносимый пульт индикации	До включения (шкала стандартных значений, с возможностью подстройки), потенциометр
Защита от механического перегруза (симметричный токовый перегруз)	Фиксированный порог	Регулируемый порог	Регулируемый порог	Регулируемый порог	Токовая хар-ка
Защита от теплового перегруза	Фиксированный порог	—	Фиксированный порог	—	Решение уравнения теплового баланса
Защита от внутренних аварий (несимметричный токовый перегруз)	Фиксированный порог	—	Регулируемый порог	Регулируемый порог	Соотношение токового перекося к перекося напряжения
Защита от обрыва подводщего кабеля или обмотки (фазная несимметрия токов без перегруза)	+	+	+	+	+
Сигнализация о начале перегрузки	+	—	—	—	+
Сопrotивление изоляции на корпус до включения	+	—	+	—	+
Пробой обмотки на корпус во время работы	—	—	—	—	Диф. токи утечки «на землю»
Пропаджа момента на валу (защита по минимальному току)	—	+	—	+	+
Мощность двигателя, кВт	1,6—250	2—110	до 60**	2—450	2,5—315
Количество выходных контактов/максимальный ток, А	1/2,5	н/н*	1/2,5	1/1,5	2/5
АПВ	—	—	+	+	+
Индикация	Светодиоды	Семисегментник	Семисегментник	Светодиоды-реле, цифровой дисплей-пульт индикации	Светодиоды

Сравнительная характеристика универсальных реле защиты АД (продолжение)

Интерфейсный выход	—	н/н	—	—***	RS 485, протокол Modbus
Защита, рабочая температура °С	IP44, +5 — +50	IP30, — 30 — +40	н/н, — 25 — +50	н/н, — 40 — +40	IP40, — 35 — +55
Размер	130x105x60	93x93x65	4S	70x85x54	4S
Потребляемая мощность, ВА	5	10	2	10	3
Вес без трансформаторов тока, кг	0,7	0,5	0,12	0,15	0,2

* — н/н — ненормированная функция, заявленная, но отсутствующая в технических характеристиках;
 ** — при больших мощностях требуются дополнительные выносные трансформаторы тока (в комплект поставки не входят);
 *** — обмен информацией между реле и пультом по инфракрасному каналу.

● **Защита по тепловому перегрузу.** Применение микропроцессорной техники позволило в УБЗ-301 применить сложную математическую обработку сигналов. В частности, постоянно измеряя действующее значение тока, решается уравнение теплового баланса электродвигателя. Таким образом, УБЗ-301 производит анализ перегруза с учетом «истории» работы электродвигателя. Это означает, например, что предварительно нагруженный двигатель после перегруза будет отключен быстрее, чем предварительно холодный. В других блоках в лучшем случае работа происходит по некоторой усредненной токовой характеристике, без учета предварительно накопленного двигателем тепла. Особенно такой подход необходим, когда нагрузка на валу электродвигателя переменная с периодическими перегрузками. В этом случае двигатель может получить тепловой перегруз, находясь в зоне перегруза кратковременно, периодически возвращаясь на номинальную нагрузку. Это же можно отнести к частым пускам. Важным преимуществом такого подхода является то, что он позволяет ограничить количество пусков в единицу времени. Это очень важно, т. к. двигатель, имея нагрузку на валу меньше номинальной, может перегреться от частых пусков. Уравнение теплового баланса решается непрерывно как в процессе работы двигателя, так и при его остановках.

● **Защита при симметричном/несимметричном перегрузе фазных/линейных токов по сложной логике принятия решений** (механические перегрузки, повреждения внутри двигателя/питающего кабеля и пр.).

● **Защита по минимальному рабочему или пусковому току** («сухой ход» для насосов).

Повышенные габариты, вес, энергопотребление, небольшой диапазон рабочих температур говорят о наличии аналоговых компонентов в схемотехнике большинства устройств. А это значит, что невозможно достичь требуемого уровня надежности и точности.

В блоке УБЗ-301 в отличие от других есть два гальванически развязанных «сухих» контакта, что необходимо для построения схемы дистанционного контроля и управления. Он единственный имеет интерфейсный выход, что дает возможность использования его в проектах АСУ ТП и диспетчеризации.

Выводы. Обобщая все ранее изложенное, можно сказать, что на рынке отечественного приборостроения, наконец, появились недорогие защитные устройства, которые не только способны составить альтернативу дешевым традиционным средствам защиты: предохранителям, автоматам, тепловым реле, но и оказывают достойную конкуренцию дорогим импортным устройствам — токовым реле перегрузки, устройствам плавного пуска, частотным преобразователям с их встроенными функциями защиты.

Дальнейшее развитие видится в создании таких же качественных и недорогих отечественных устройств плавного управления пуском и регулирования скоростью вращения асинхронных электродвигателей, при сохранении всех функций защиты. Такие устройства должны исключать большинство причин, ведущих к возникновению аварийных режимов: большие пусковые токи, токовые перегрузки, механические перегрузки и пр., путем изменения напряжения и частоты питающей сети. Они позволят оптимизировать работу асинхронных электродвигателей в различных режимах, обеспечить плавный пуск, бесступенчатое регулирование скоростью, равномерное вращение двигателя в зоне перегрузок, высокие показатели эффективности (КПД и коэффициент мощности), улучшат динамику работы электропривода. Это даст возможность снизить износ механических звеньев, продлит срок службы обмоток статора и в целом асинхронных электродвигателей, уменьшит энергопотребление и потребление реактивной мощности.

По материалам журнала «Снабжение и сбыт»



**И. А. Цыкарев,
первый заместитель
генерального директора
ООО «Группы Модуль»**

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

По мере развития общества мы все более усложняем инфраструктуру, поскольку нам необходимы новые торговые и деловые районы. Это, в свою очередь, требует создания все более сложных электрических сетей для распределения электроэнергии, что должно сочетаться с повышением безопасности людей, работающих в этих районах.

Традиционно распределение электроэнергии производится через **силовые трансформаторы**, заполненные жидким диэлектриком. Уже на протяжении более 100 лет эти трансформаторы производятся с применением материалов на основе целлюлозы и минерального масла в качестве охлаждающей среды. Помимо того что масло является прекрасным охлаждающим и изоляционным материалом, оно также легко воспламеняется и является потенциально горючим под воздействием пламени. Поэтому существует потребность в создании более безопасной системы распределения, если население находится в непосредственной близости от таких трансформаторов.

Благодаря **высочайшему уровню безопасности** по сравнению с маслонаполненным оборудованием, сухие трансформаторы приобретают все большую мировую популярность в качестве систем распре-

деления энергии. Первостепенную важность имеют их огнестойкость и способность функционировать в различных окружающих условиях.

Сухие трансформаторы должны иметь низкий уровень шума, компактные размеры и небольшую массу, чтобы свести к минимуму занимаемый ими объем пространства, которое можно продуктивно использовать. Пользователи и разработчики технических условий для решения этих задач обратились к **сухим трансформаторам с открытой вентиляцией**. В Европе некоторые изготовители предложили в качестве решения технологию литой изоляции класса В или F. Многие страны Азии, в том числе Китай и Корея, позаимствовали эту технологию у Европы. Однако после эксплуатации таких установок в течение более десяти лет ограничения, присущие этой технологии, стали вызывать у пользователей все большую озабоченность. Возрастающие тяжелые нагрузки, необходимость применения экологически безопасных материалов и требования к надежности в долгосрочной перспективе выявили недостатки этих низкотемпературных технических решений. Суровые условия могут привести к растрескиванию больших блоков смолы, а ускоренное старение материала ведет к появлению неисправностей уже в течение первых десяти лет эксплуатации.

Преимущества сухих трансформаторов

Термостойкие изоляционные материалы в трансформаторах класса F, класса H (180°C) и выше до класса R (220°C) обеспечивают **существенные преимущества**.

Планируя приобрести трансформатор, пользователи выбирают поставщика, который может обеспечить поставку надежного трансформатора с требуемыми спецификациями на электрические эксплуатационные характеристики, относящегося к необходимому классу экологической безопасности и огнестойкости, по самой выгодной цене. Пользователи обычно не требуют применения какой-то конкретной системы изоляции, поскольку она считается составной частью оборудования, которым воспользуется фирма-изготовитель для производства изделия, в максимальной мере отвечающего их потребностям. Однако сегодня становится особенно важно, чтобы пользователь, желающий приобрести **трансформатор**, в наибольшей мере отвечающий его потребностям, понимал все возможные альтернативные варианты, их технические достоинства, а также то, какими плюсами или минусами обладают эти трансформаторы при практической эксплуатации. Все большую важность приобретает способность оборудования функционировать в самых разных окружающих условиях и при температурах, нередко превышающих нормальные проектные условия.

Наиболее распространенными проблемами являются высокие, порой неожиданные нагрузки и высокие окружающие температуры, типичные для многих районов Азии, в частности, для Индии.

Сегодня изготовители располагают материалами, обладающими стойкостью к высоким температурам, в частности, арамидами, эмалями, смолами и лаками, что позволяет им производить системы изоляции, обеспечивающие высокую надежность при высоких температурах эксплуатации. Если предположить, что трансформатор обладает системой изоляции, основанной на таких материалах, как **арамидные бумаги**, обладающие тепловым показателем 220°C, то это позволяет эксплуатировать такую систему при температуре горячих точек до 220°C. Такой трансформатор сможет работать в непрерывном режиме при среднем превышении температуры до 150°C при температуре окружающей среды 40°C и при допуске в горячих точках в пределах 30°C.

В условиях высоких температур окружающей среды во многих местных стандартах содержится требование к эксплуатации при температу-



ре на уровне 50°C. Поэтому такие системы могут выдержать превышение температуры на 140°C при допуске на горячие точки в пределах 30°C. Благодаря **высокой термостойкости** этой системы изоляции и уменьшению пространства, необходимого для охлаждения, по сравнению с трансформатором равной мощности, но рассчитанным на более низкие температуры, это оборудование будет более компактным и гораздо более легким. Более того, при каждом увеличении температурного класса размеры трансформатора можно будет уменьшать на 10—15%. Например, трансформатор мощностью 500 кВА класса R (220°C) будет до 15% меньше трансформатора класса H (180°C) и почти на 30% меньше сопоставимого трансформатора класса F (155°C).

Однако даже несмотря на то что во многих случаях уменьшение размеров и веса представляет большой интерес, чаще всего система изоляции класса R (220°C) применяется в трансформаторах, рассчитанных на работу по характеристикам классов F или H. Этот выбор позволяет получить пользователям очень **компактную установку**, обеспечивающую высокую гибкость при эксплуатации, в том числе работу под большими нагрузками при пони-

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

женных потерях энергии, и такие установки вызывают во всем мире огромный интерес. Особенно привлекательны для районов, где наблюдается быстрый рост нагрузок и преобладают экстремальные климатические условия.

Экономические соображения

При приобретении обычных **трансформаторов с жидким диэлектриком** или сухих трансформаторов с пониженной термостойкостью, например, конструкций класса В или F с литой изоляцией, размеры агрегата, как правило, зависят от максимальной нагрузки, которую ожидает пользователь, поскольку они должны гарантировать надежность и достаточный срок эксплуатации системы изоляции. Это связано с тем фактом, что трансформаторы изолируются материалами, которые не могут выдерживать нагрузки, превышающие проектные температуры в горячих точках. Поскольку средние нагрузки часто бывают гораздо ниже максимальных, трансформатор оказывается спроектированным **с большим запасом**, в результате чего его габариты намного превышают необходимые. Теперь же, благодаря принципу применения систем изоляции класса R,

пользователи могут приобретать трансформаторы меньшего размера, исходя из средних ожидаемых нагрузок, а следовательно, эти трансформаторы обходятся дешевле, чем крупногабаритные трансформаторы, рассчитанные на максимальную ожидаемую нагрузку. Благодаря применению **арамидной системы изоляции**, этот трансформатор выдерживает значительные перегрузки или пиковые подъемы температуры без существенного сокращения срока эксплуатации.

Этот же подход применим и в тех случаях, когда пользователи ожидают значительного увеличения мощности, которое потребуется в течение 5—10 лет после установки оборудования. Что может быть связано с расширением завода или торгового центра. Приобретение трансформатора, рассчитанного на начальные требования к мощности и способного выдерживать перегрузки на более позднем этапе, позволяет добиться **существенной экономии средств** и отложить дополнительные инвестиции на далекое будущее. Рассмотрим данные, приведенные в табл.

Данный пример исходит из допущения, что изготовлены два трансформатора с превышением тем-

Таблица

Экономическая оценка трансформаторов при различных нагрузках

Номер варианта	1	2	3	4
Термический класс изоляции	F	C	F	C
Нагрузка в течение первых 10 лет (кВА)	350	350	350	350
Нагрузка в течение вторых 10 лет (кВА)	350	350	650	650
Возможности трансформатора				
Мощность (кВА)	500	500	500	500
Превышение температуры (K)	100	100	100	100
Затраты первого периода (общие)				
Начальные затраты	100	104	100	104
Потери в сердечнике	100	100	100	100
Потери в обмотках	40	40	40	40
Всего за период	240	240	240	244
Затраты второго периода (общие)				
Начальные затраты	—	—	100	—
Потери в сердечнике	100	100	200	100
Потери в обмотках	40	40	74	134
Всего за период	140	140	374	234
Общие затраты за 20 лет	380	384	614	458

пературы 100°C, причем один из них имеет систему изоляции класса F (вариант 1), а другой — систему изоляции, рассчитанную на 220°C (вариант 2). Оба трансформатора работают в течение 20 лет при той же нагрузке. Окончательная стоимость, выражаемая в относительных единицах, будет **примерно одинаковой**. Начальная стоимость будет незначительно выше (4%). Однако, если мы теперь предположим, что через десять лет нагрузка возросла до точки, когда требуется большая мощность, данные анализа резко изменятся.

В первом случае потребуется еще один трансформатор класса F (вариант 3), а во втором случае исходный трансформатор класса H может без проблем выдержать перегрузки (вариант 4), что позволяет **существенно сократить затраты** в течение 20 лет. Это особенно интересно в тех случаях, когда особое значение приобретают убытки, связанные с потерями энергии, поскольку потери в сердечнике удвоятся в случае необходимости приобрести второй трансформатор (вариант 3). С другой стороны, хотя при варианте 4 возрастают потери в обмотках, эти потери происходят при полной нагрузке и снижаются на квадрат тока при средней нагрузке и не в часы пик.

Применение термостойких арамидных изоляционных материалов в трансформаторах, работающих при температурах ниже их тепловых показателей, значительно увеличивает срок эксплуатации такого оборудования.

Согласно эмпирическому правилу, понижение температуры на каждые 10°C по сравнению с тепловым показателем удваивает срок эксплуатации материалов. Таким образом, трансформатор класса F с материалами класса 220°C будет иметь ожидаемый срок эксплуатации, **более чем в 16 раз** превышающий срок эксплуатации эквивалентного трансформатора с материалами, имеющими тепловой показатель 155°C, и работающего при 180°C.

Трансформаторы, работающие в условиях термических классов F или H или еще более высоких классов, имеющие **системы изоляции из арамидных материалов**, рассчитанные на номинальную температуру до 220°C, позволяют владельцам оборудования воспользоваться способностью выдерживать перегрузки, свойственной этим трансформаторам, без дополнительных расходов, и эксплуатировать его в течение более длительного времени.

В мире XXI века такая продукция дает возможность изготовителям удовлетворить растущую потребность общества в **повышенной безопасности**, защите окружающей среды и экологичности. Помимо этого, такие **трансформаторы** обладают **повышенной стойкостью** к короткому замыканию и выбросам напряжения из сетей энергоснабжения.

энергетике Всероссийской организации качества В.Паули. В его докладе были отражены предпосылки и цели создания НП «СИЭ».

Собрание определило, что членами Партнерства могут быть физические и юридические лица, действующие на территории РФ. Также были определены основные цели деятельности НП «СИЭ». Это: вовлечение научно-технического и инженерного потенциала и передовых достижений в процесс инновационного развития электроэнергетики; осуществление содействия в изучении и распространении передового опыта; подготовка предложений по привлечению инвестиций для внедрения инновационных научно-технических разработок, организации проведения НИОКР отраслевого технологического направления, оказывающих существенное влияние на повышение эффективности работы оборудования и топливоиспользования; анализ состояния промышленного и научно-технического развития отрасли и определение приоритетных направлений с подготовкой соответствующих предложений, вносимых в Минэнерго России; содействие совершенствованию организации и процессов обучения, подготовки и переподготовки главных инженеров, их заместителей и кадрового резерва на данные должности; организация процессов содействия повышению профессионального уровня инженеров-энергетиков и технического руководящего персонала среднего звена за счет организации регулярного и эффективного процесса планирования и проведения конференций, симпозиумов, совещаний, семинаров, выставок; выработка предложений по улучшению системы подготовки и переподготовки технических специалистов в высших и средних специальных учебных заведениях страны; организация эффективной системы бенчмаркинга в электроэнергетике с инициированием создания механизма доведения информации до энергокомпаний как по передовому опыту и лучшим практикам,



**С. В. Козлов,
генеральный директор
«Тепло XXI века»**

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ НАСОСОВ

Тепловые гидродинамические насосы типа «ТС1» («вихревые теплогенераторы») — современные, высокоэффективные, автономные, энергосберегающие, экологически чистые системы отопления, теплоснабжения и горячего водоснабжения. Они предназначены для:

- автономного отопления жилых, офисных, производственных и складских помещений, теплиц и т.д.;
- нагрева воды для: бытовых и технологических целей, бань, прачечных, бассейнов и т.д.

При использовании тепловых гидродинамических насосов затраты на энергоноситель на 15% ниже, а эксплуатационные расходы на отопление, теплоснабжение и ГВС значительно ниже, чем при эксплуатации газовых котлов. Тепловые гидродинамические насосы пожаро-взрывобезопасны, не требуют разрешения на применение от Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному

надзору (письмо Управления государственного энергетического надзора, исх. №10—05/2845 от 26 сентября 2007г.). Эксплуатация тепловых установок с электрической мощностью до 100 кВт осуществляется без лицензии (ФЗ №28-ФЗ от 03.04.96 г). Они просты в техническом обслуживании, их может обслуживать электрик без специального допуска.

Первые установки были запущены в эксплуатацию в отопительном сезоне 2003/2004гг. В настоящее время более четырехсот установок «ТС1» эксплуатируются в регионах РФ, ближнем и дальнем зарубежье: в Москве и Московской области, в Архангельске, Волгограде, Выборге, Екатеринбурге, Ижевске, Казани, Калининграде, Кирове, Липецке, Магнитогорске, Нижнем Новгороде, Омске, Оренбурге, Орле, Орске, Самаре, Санкт-Петербурге, Саратове, Тольятти, Туле, Чебоксарах, Череповце и др. городах, в Башкирии и Якутии, в Белоруссии, Казахстане, Узбекистане, Украине, Монголии, Южной

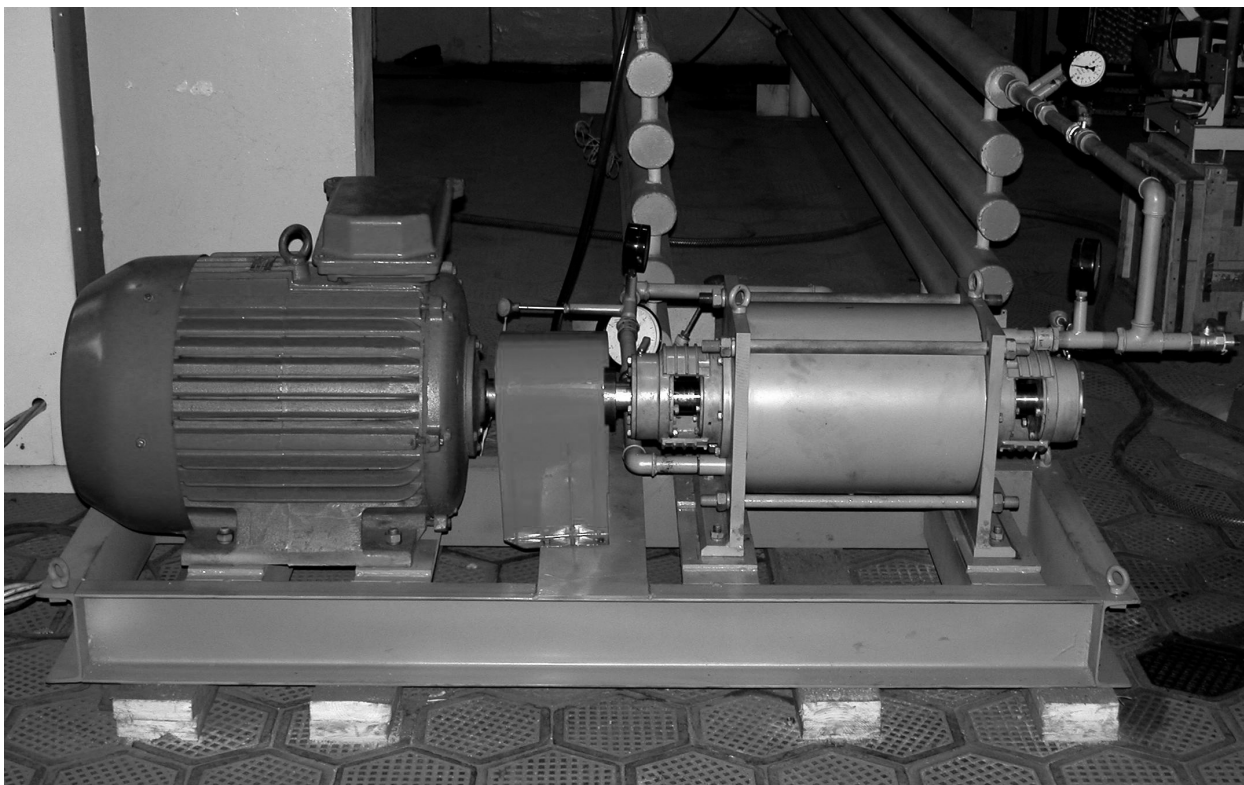


Рис. 1. Общий вид теплового гидродинамического насоса ТС1—075

Корею и Японию. С каждым отопительным сезоном накапливается ресурсный эксплуатационный опыт.

Общий вид теплового гидродинамического насоса ТС1—055 показан на рис 1.

Основная особенность тепловых гидродинамических насосов та, что электрическая энергия преобразуется в тепловую не на прямую, как у ТЭНовых или электродных электродкотлов, а через механическую энергию вращения вала теплогенератора с жестко посаженными на него дисками. Вращаясь со скоростью 3000 об/мин, вал за счет создания кавитационных процессов разогревает жидкий теплоноситель.

В 2007—2008 гг. наша компания наибольшее внимание уделяла повышению качества производства, обеспечению безопасности и надежности эксплуатации тепловых гидродинамических насосов «ТС1». В 2007 году были разработаны и утверждены новые технические условия — ТУ 3631—001—78515751—2007, в соответствии с которыми приемосдаточные испытания на заводе-изготовителе должен проходить каждый тепловой гидродинамический насос. Так как тепловые гидродинамические насосы типа «ТС» являются новым типом оборудования и не имеют специального кода ОК 005 (ОКП), нами

был проведен анализ и выбран близкий по технической сути код — 363134 — «Подогреватели сетевой воды». Этот тип оборудования должен иметь обязательный сертификат соответствия. При выборе регистратора ТУ и центра сертификации мы исходили из критерия их деловой репутации, поэтому ТУ зарегистрировали в ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», а сертификационные испытания проводили специалисты органа по сертификации промышленной продукции «Ростест-Москва». В 2007 году был получен Сертификат соответствия № РОСС RU. АЯ46. В57997, в 2008 году — Сертификат соответствия № РОСС RU. АЯ46. В12043. Сертификат соответствия имеет и контроллер производства ООО «Эффективные системы», которым комплектуются тепловой гидродинамический насос — № РОСС RU. АЮ64. В13113.

Основной принцип разработки, заложенный в конструкцию тепловых гидродинамических насосов «ТС1» — с учетом эксплуатации в российских условиях, ресурс изделия должен определяться ресурсом серийного электродвигателя, т.е. быть не менее 10—12 лет. Поэтому конструкция не оптимизирована по металлоемкости, имеет подшипниковые узлы с большим запасом прочности и т.д.

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Второй важный принцип — унификация. Конструкция тепловых гидродинамических насосов модельного ряда ТС1—055, ТС1—075, ТС1—090 и ТС1—110 максимально унифицирована. Используются однотипные рамы, подшипниковые узлы, крышки корпуса, диски. Различия заключаются в длине вала и длине корпуса, количестве дисков, местах их установки. Такая унификация позволяет выпускать узлы большими партиями и лучше наладить производственный процесс.

Особое внимание было уделено выбору надежных комплектующих. Из-за низкого качества отечественных и большого количества подделок импортных подшипников был введен 100%-ный входной контроль. После тщательного анализа рынка были выбраны подшипники фирмы URB (Румыния), т. к. при вполне приемлемом качестве и цене нам не попадалось подделок этих подшипников.

После технического анализа конструкций уплотнительных узлов было принято принципиальное решение отказаться от морально устаревших сальниковых уплотнений, а использовать массово применяемые в нефтяном и насосном оборудовании торцевые уплотнения английской фирмы John Crane. Наша компания заключила долгосрочный договор с официальным представителем фирмы John Crane в России, что гарантирует подлинность уплотнений и их качество, поэтому нет необходимости переходить на более дешевые аналоги, выпускаемые малоизвестными российскими или китайскими производителями.

Существует устойчивое мнение, что качество отечественной продукции значительно уступает импортной. Это верно лишь отчасти. «ТС1» комплектуются серийными общепромышленными асинхронными электродвигателями ГОСТ 183—74, ГОСТ Р 51689—2000, 380/660 В, 3000 об/мин, 55, 75, 90 и 110 кВт, климатическое исполнение У2, на лапах (IM 1001). Даже без учета того, что импортные двигатели в два-три раза дороже отечественных, есть еще две причины, по которым не планируется использование электродвигателей иностранных фирм.

Первая причина — импортные двигатели имеют сервис-фактор, равный 1, в то время как отечественные имеют сервис-фактор 1,1—1,15. Сервис-фактор (ГОСТ Р 51689—2000 «Двигатели асинхронные», п. 3.7.) — это допустимая перегрузка при номинальном напряжении и частоте. При этом превышение температуры обмотки не должно быть более допустимого, для данного класса нагревостойкости изоляции, на 10%. При часто встречающемся в отечественных условиях эксплуатации низком качестве

электропитания импортные двигатели быстро выйдут из строя.

Вторая причина — ремонтпригодность. Так как оборудование поставляется во все регионы России, в случае поломки, в любом самом удаленном месте, в минимальные сроки нужно заменить или отремонтировать вышедший из строя элемент. Если ремонтный запас элементов с ограниченным ресурсом (подшипники и торцевые уплотнения), мы можем иметь на своем складе и высылать их по первому требованию потребителей, то в отношении электродвигателей сделать это невозможно. Практически все торгующие организации не имеют на складах электродвигатели большой мощности (начиная с 55кВт). Поставки производятся «под заказ», срок поставки может достигать 60 дней. Остановка отопительного оборудования на такой длительный срок в большинстве случаев неприемлема. Отечественные электродвигатели можно быстро отремонтировать практически везде, а двигатели иностранного производства фактически не ремонтпригодны.

В странах СНГ электродвигатели необходимой номенклатуры производятся заводами ВЭМЗ (г. Владимир), ELDIN (Ярославль) и Новокаховским электромашиностроительным заводом (Украина). Но нам нужен не просто поставщик, а партнер, т.к. некачественные электродвигатели могут нанести значительный ущерб репутации нашей продукции. Поэтому прежде чем выбрать производителя электродвигателей, им было предложено провести совместные испытания тепловых гидродинамических насосов с электродвигателями для снятия рабочих характеристик электродвигателей при реальной нагрузке. Такие испытания позволяют окончательно согласовать технические характеристики насоса, контроллера и электродвигателя и снять необоснованное предположение, что выход из строя электродвигателей связан с конструкцией тепловых гидродинамических насосов. Испытания электродвигателей разных производителей проводились по единым программе и методике на базе серийного завода-изготовителя тепловых гидродинамических насосов и на нашей опытно-экспериментальной базе.

Испытания совместно с заводом ЭЛДИН (Ярославль) были проведены в мае-июне 2008 года. По результатам испытаний были сделаны следующие выводы:

1. Эксплуатационная документация тепловых гидродинамических насосов содержит все необходимые требования по обеспечению штатной экс-

плутации электродвигателя. При соблюдении требований ТУ 3631—001—78515751—2007, и ТС1—055/075/090/110—00.000 РЭ, электродвигатель не должен выходить из строя в период гарантийного срока.

2. Технологический процесс изготовления и испытания теплогенераторов на заводе-изготовителе тепловых гидродинамических насосов не создает предпосылку к выходу из строя электродвигателей.

3. В процессе работы элементы тепловых гидродинамических насосов не оказывают на электродвигатель недопустимых воздействий (вибраций, других механических нагрузок, превышения в штатном режиме рабочих токов выше номинала и т.д.), которые могут вызвать отказ электродвигателя в период гарантийного срока.

4. Контроллер ЭТС1 не оказывает негативного влияния на электродвигатель. Он снижает пусковые нагрузки, что обеспечивает меньший износ электродвигателей.

5. Тепловые гидродинамические насосы ТС1—055, ТС1—075 и ТС1—090 с электродвигателями производства ОАО «ELDIN» и контроллерами производства ООО «Эффективные системы» конструктивно сопряжены по механической и электрической частям. Производители допускают оборудование к работе в комплексе.

В ходе совместных испытаний с фирмой «Энергодрайв», проведенных в августе 2008 года, выявилось, что электродвигатели 7AI250S2 с установленной мощностью 75 кВт по своим характеристикам совместимы с тепловыми гидродинамическими насосами ТС1—075, а электродвигатели 7AI225M2 с установленной мощностью 55 кВт не совместимы с ТС1—055. Испытания, проведенные с электродвигателями некоторых других производителей, показали их непригодность к совместной работе. Те типы электродвигателей, которые не выдержали испытания, на тепловые гидродинамические насосы не устанавливаются.

Практика эксплуатации тепловых гидродинамических насосов показала, что только 5 % отказов происходят по вине производителей, а 95 % по вине эксплуатирующей организации. Такое утверждение можно подтвердить теми фактами, что при проведении шеф-монтажных или пуско-наладочных работ специалистами эксплуатационной службы нашей компании большинство ошибок и недоделок в системе отопления выявляются и устраняются в ходе проведения этих работ. Поломки оборудования, в основном, происходят, когда монтаж осуществляется силами самих эксплуатирующих организаций.

Основными причинами, приводящими к отказам оборудования в процессе эксплуатации, являются:

- отсутствие или низкое качество проектов системы отопления объекта и теплового пункта;
- низкое качество монтажа системы отопления объекта и теплового пункта;
- несоответствие требованиям ГОСТов качества электропитания и теплоносителя;
- несоответствие организации эксплуатационных служб требованиям нормативных документов;
- «человеческий фактор» — низкая квалификация и безответственность обслуживающего персонала эксплуатирующей организации;
- производственный брак.

Для того чтобы предупредить поломки оборудования, мы разработали подробнейшее руководство по эксплуатации, в котором даются ссылки на нормативные документы, необходимые при проектировании и эксплуатации не только тепловых гидродинамических насосов, но и теплового пункта и системы отопления объекта в целом. То есть производители оборудования были вынуждены осуществлять несвойственную для себя функцию — знакомить специалистов эксплуатирующих организаций с нормативными документами.

Например, в руководстве по эксплуатации содержатся ссылки на следующие нормативные документы:

- по проектированию теплового узла: СНиП 2.09.02—85 «Производственные здания», СП41—101—95 «Проектирование тепловых пунктов», СНиП 2.04.14—88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» и др.;
- по проектированию системы электроснабжения: ПУЭ — 85;
- по качеству: теплоносителя — ГОСТ Р51232—98, электрической энергии — ГОСТ 13109—97;
- по эксплуатации теплового гидродинамического насоса: «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок» (утв. приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. № 115), «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» и др.

В руководстве по эксплуатации детально расписан алгоритм действий при монтаже, пуско-наладке, эксплуатации и техническом обслуживании. Указаны меры безопасности. Приведены возможные неисправности, их вероятные причины и способы устранения.

В эксплуатационной службе нашей компании анализируются все случаи выхода из строя оборудования, ищутся причины отказов, разрабатываются

<< 31

так и по результатам расследования аварий, крупных технологических нарушений системного и повторяющегося характера и травматизма; подготовка предложений и координация деятельности по разработке стандартов организаций, носящих типовой характер для предприятий генерирующих и сетевых компаний; организация и инициирование разработки нормативно-технических документов для эксплуатации и технического обслуживания новых видов оборудования и устройств и совершенствования для действующего оборудования; формирование механизмов повышения роли и ответственности технического менеджмента в управлении надежностью, безопасностью, технико-экономической эффективностью работы энергетических объектов и ЕЭС России в целом и в управлении снижением отрицательного воздействия энергопредприятий на экологию.

Участники собрания высказали одобрение созданию НП «СИЭ». Функции председателя Правления НП были возложены на В. Паули (по совместительству), которому было поручено осуществить все необходимые действия, необходимые в период государственной регистрации НП «СИЭ».

Участниками собрания была создана рабочая группа из 5 человек под руководством В. Паули для внесения высказанных дополнений и изменений к Уставу.

По словам председателя Правления «Союза инженеров-энергетиков» В. Паули, в дальнейшем планируется организовать работу членов Союза в рамках специализированных секций по направлениям энергетики — генерация, сети, сбыт, инжиниринг и далее. В настоящее время завершается процедура государственной регистрации «Союза инженеров-энергетиков». Планируется, что в 2009 г. Союз начнет свою деятельность.

ОАО «Инженерный центр ЕЭС»

40 >>

мероприятия по предотвращению выявленных отказов в дальнейшем. Для правильного документирования произошедших отказов в руководство по эксплуатации включены формы актов рекламации электродвигателя, контроллера и изделия в целом.

Для предотвращения наиболее типичных ошибок, предупреждения о недопустимости неправильных действий содержатся, как правило, в нескольких разделах руководства по эксплуатации, но и это не всегда помогает. Так, например, требование установки циркуляционного насоса на обратной магистрали, т. е. на входе любого теплогенерирующего агрегата, содержится в СП41—101—95 «Проектирование тепловых пунктов». Это же требование записано в двух разделах руководства по эксплуатации. Места установки циркуляционных насосов в отопительной системе указаны на принципиальных схемах подключения. Несмотря на это, мы периодически сталкиваемся с установкой циркуляционных насосов на прямой магистрали, что приводит к выходу из строя теплового гидродинамического насоса. Тем не менее, мы продолжаем работу, все вновь выявленные ошибки при проектировании, монтаже и эксплуатации и мероприятия по их недопущению регулярно вносятся в руководство по эксплуатации, что потенциально должно снизить вероятность их возникновения.

Наличие такого подробного документа дисциплинирует службы эксплуатации, что приводит к снижению влияния «человеческого фактора» на надежность работы тепловых гидродинамических насосов.

Другим направлением обеспечения надежности работы оборудования является повышение технической грамотности проектировщиков, монтажников и эксплуатационников. В настоящее время мы проводим консультации по всем техническим вопросам, связанным с проектированием и эксплуатацией. Но это временная мера. Наша компания совместно с Московским государственным индустриальным университетом разрабатывает программу специализированных курсов повышения квалификации. Тепловые гидродинамические насосы «не являются оборудованием, определяющим опасный производственный объект, и не требуют получения от Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору разрешения на применение» (Письмо ФСЭТиАН №10—05/2845 от 26.09.07 г.). Эксплуатация тепловых установок с электрической мощностью до 100 кВт осуществляется без лицензии (ФЗ №28-ФЗ от 03.04.96 г.). Поэтому эксплуатировать тепловые гидродинамические установки могут электрики или теплотехники средней квалификации без специального допуска. Однако развал системы профессиональной подготовки вызвал общее падение квалификации обслуживающего персонала. Сейчас трудно найти рабочего даже средней квалификации. В перспективе планируется проводить обучение всех монтажников и эксплуатационников с выдачей именного свидетельства о допуске к работе.



ОБСЛУЖИВАНИЕ ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ ЗДАНИЙ

Любое здание представляет собой совокупность трех взаимосвязанных, взаимозависимых и взаимодополняющих составляющих: строительной, технологической и инженерной. В комплексе они определяют предназначение сооружения и обеспечивают его функционирование в течение заданного жизненного цикла.

При этом инженерная составляющая — самая сложная и многовариантная часть здания. Она предназначена для создания требуемых условий внутри объекта путем его обеспечения энергоресурсами, воздухом, водой, газом, а также для удаления отработанных компонентов за его пределы. Ее обязательными элементами являются целый ряд систем: водо-, тепло-, газо-, электроснабжения и электроосвещения, канализации, повышения давления, пожаротушения. Здания общественного назначения дополнительно оборудуются системами холодоснабжения, водоподготовки, вентиляции и кондиционирования воздуха, а также лифтовым и эскалаторным оборудованием.

Основой бесперебойной работы систем является своевременное и качественное техническое обслуживание (ТО). В интересах полного охвата регламентными работами всех механизмов и узлов, входящих в каждую из систем, разрабатывается План ТО, в котором определяются периодичность, сроки и объем выполняемых работ в соответствии с документацией на каждое изделие.

В качестве примера можно привести перечень основных мероприятий, проводимых на системе теплоснабжения здания:

- детальный осмотр насосов, магистральной запорной арматуры, контрольно-измерительной аппаратуры, автоматических устройств (не реже одного раза в неделю) и разводящих трубопроводов (не реже одного раза в месяц);
- систематическое удаление воздуха из системы;
- контроль температуры и давления теплоносителя (ежедневно);
- промывка грязевиков (периодичность зависит от степени их загрязнения);
- проверка и регулировка задвижек и вентилях (закрываются до отказа с последующим возвращением в прежнее положение) — два раза в месяц;
- замена уплотняющих прокладок фланцевых соединений (производится при каждом разбалчивании или снятии арматуры).

Практически каждая из систем базируется на разветвленной сети трубопроводов, по которым обеспечивается доставка горячей и холодной воды, циркуляция теплоносителя или отведение канализационных стоков. Подача воды в точки разбора и теплоносителя в отопительные приборы, а также транспортирование стоков в центральный канализационный коллектор осуществляется с помощью насосного оборудования. Очевидно, что надежное и эффективное функционирование систем жизне-

обеспечения в определяющей степени будет зависеть от грамотного проектирования, качества трубных изделий и насосного оборудования, а также от их своевременного технического обслуживания.

Насосное оборудование: оптимизация обслуживания и ремонта

Известно, что в основе функционирования большинства компонентов, составляющих инженерную инфраструктуру зданий, лежит использование насосного оборудования. Предназначение агрегатов требует их безупречной работы, что обеспечивается в первую очередь своевременным техническим обслуживанием и, при необходимости, ремонтом. Перечень и объем работ по обслуживанию будет зависеть от марки и условий эксплуатации каждой конкретной единицы оборудования. Вместе с тем, едиными для всех являются такие мероприятия, как контроль за:

- правильностью вращения рабочих колес центробежных насосов (по направлению разворота корпуса) и за отсутствием биения вала;
- надежностью затянутых болтов — креплений насосов к основанию, а также плотностью и отсутствием сверхнормативных течей сальников насосов;
- смазкой подшипников (должна пополняться не реже одного раза в десять дней, а при консистентной смазке — не реже одного раза в три-четыре месяца);
- температурой корпусов подшипников насосов (не должна превышать 80°C, в противном случае необходимо заменить смазку);
- состоянием резиновых виброизоляторов и прокладок (смена — не реже одного раза в три года);
- уровнем шума от работающих насосов (в жилых помещениях он не должен превышать санитарных норм).

Практика показывает, что наибольшее распространение в инженерных системах зданий получили насосы отечественного производства: консольные — типа К, моноблочные — типа КМ и линейные — типа КМЛ. Эти достаточно простые, адаптированные к отечественным условиям эксплуатации агрегаты успешно зарекомендовали себя на объектах промышленности и в сфере ЖКХ. Вместе с тем, ограниченное количество типоразмеров, отсутствие автоматики, позволяющей защитить агрегат от работы в аварийных режимах, а тем более включить насосы в единую систему диспетчеризации, в современных условиях являются сдерживающим фактором их массового использования. К тому же, ряд конструктивных недостатков требует повышенного внимания к агрегатам со стороны обслуживающего персонала.

Так, руководитель энергетического участка Московского филиала ОАО «ЦентрТелеком» С.Ф. Кузьмин, отмечает: «... Одним из наиболее ответственных узлов, определяющих эксплуатационные свойства насосов, является уплотнение вала. Этот элемент выполняет следующие функции: предотвращает утечки перекачиваемой жидкости из насоса, препятствует попаданию воздуха в проточную часть при работе с разряжением на входе, образует камеру для охлаждения вала насоса при перекачивании горячих жидкостей.

Существует несколько разновидностей уплотнений валов: механические, динамические, бесконтактные, магнитные, манжетные. Вместе с тем, производители отечественных насосов, в силу ряда обстоятельств, ограничиваются применением сальниковой набивки. Известно, что основным недостатком таких уплотнений является их крайне малый ресурс, а также необходимость в постоянном контроле и подтягивании, что приводит к значительным затратам труда обслуживающего персонала...».

Достаточно отметить, что затяжка сальникового набивного уплотнения должна быть такой, чтобы через него обеспечивалась протечка воды в количестве 0,2—0,3 л/ч для отвода, выделяющегося в результате трения тепла и для смазки трущихся поверхностей. В случае перетяжки сальникового уплотнения увеличивается нагрузка на электродвигатель насоса и происходит «прогорание» набивки. Аналогичное явление будет иметь место при работе насоса «всухую». Замена традиционной льнопеньковой набивки с жировой пропиткой дорогостоящими сальниковыми набивками на основе терморасширенного графита или фторопласта улучшает ситуацию, но не решает проблему.

Рассматривая мировой опыт ведущих производителей насосного оборудования, например, компании GRUNDFOS, можно отметить, что агрегаты для систем тепло- и водоснабжения, такие как:

- консольные насосы серии NK (аналог отечественных насосов типа К),
- многоступенчатые серии NB (аналог отечественных насосов типа КМ),
- линейные насосы серии TP (аналог отечественных насосов типа КМЛ),

производятся с торцевым уплотнением валов. В отличие от сальниковой набивки, уплотнение осуществляется за счет двух притертых колец: вращающегося и стационарного. Вращающееся кольцо изготавливается из графита, а стационарное — из керамики. В правильно подобранном в соответствии с условиями эксплуатации торцевом уплотнении

уровень протечек между притертыми поверхностями чрезвычайно мал.

Наиболее подходящими для работы в условиях российских систем тепло- и водоснабжения являются сильфонные торцевые уплотнения из эластомеров. В уплотнении данного типа применяется пара трения графит-керамика (оксид алюминия 99,5%) или графит-карбид кремния. Материал эластомеров сильфона-фторкаучук, нитрильный каучук или этиленпропиленовый каучук. Уплотнения из эластомеров имеют компактную конструкцию, способную обеспечить высокую прочность и гибкость сильфона. Это свойство является основой надежной работы уплотнений данного типа, поскольку позволяет компенсировать несоосность, торцевой люфт и износ рабочей поверхности уплотнения. Профиль сильфона исключает его проворачивание на валу и предотвращает засорение торцевого уплотнения механическими частицами, содержащимися в перекачиваемой жидкости.

Помимо особенностей конструкции, определяющих удобство обслуживания и долговечность, современные агрегаты обладают другим, весьма существенным преимуществом. Например, модификации вышеупомянутых насосов семейства «Е» — серии NKE, NBE, TPE, имеющие электронную регулировку привода, поставляются с уже отлаженным программным обеспечением, позволяющим интегрировать их в компьютерные системы контроля и управления. А это значит, что с единого диспетчерского пульта можно осуществлять дистанционный мониторинг всего насосного оборудования, включенного в систему, вести автоматический учет расхода моторресурса, продлевать срок службы насосов за счет оптимизации режимов работы, предупреждать аварийные ситуации и сокращать время их устранения.

Конечно, приобретение и установка таких насосов сопряжены с определенными расходами, которые при первоначальной оценке могут показаться нецелесообразными. Однако практика показывает, что начальные инвестиции, вложенные в модернизацию существующих или создание новых инженерных систем зданий на базе современных насосов от ведущих производителей, окупаются в самые сжатые сроки, принося в дальнейшем существенную прибыль. Подтверждением сказанного является авторитетное мнение ведущего инженера ЗАО «Горжилпроект» Самары Татьяны Матвеевой, прозвучавшее на совместной конференции SIEMENS, GRUNDFOS и ALFA LAVAL, посвященной вопросам теплоснабжения: «... Подобное оборудование крайне необходимо для снижения затрат на эксплуатацию и нормальной эксплуатации сетей».

Поддержание рабочего состояния трубопроводов

Известно, что основной проблемой **водопроводных** систем является зарастание труб отложениями. Причина подобного явления вызвана наличием в воде большого количества солей и инородных тел, которые, постепенно накапливаясь на внутренних поверхностях труб, со временем уменьшают проходное сечение, что отрицательно сказывается на их пропускной способности. Неоцинкованные изделия, кроме того, подвержены ржавчине. Отложения внутри труб не только препятствуют поступлению воды на верхние этажи здания, но и ухудшают ее гигиенические свойства, сводя на «нет» мероприятия водоподготовки.

Очевидно, что эта проблема носит повсеместный характер, поэтому было достаточно интересно услышать мнение специалистов и ознакомиться с практическими рекомендациями по устранению этого негативного явления.

Так, механик энергетического участка Московского филиала ОАО «ЦентрТелеком» Владимир Самбуров считает: «На настоящий момент единственным способом восстановления нормальной работоспособности трубопроводов является их промывка. Исходя из нашей практики, при малой толщине отложений отдельные участки труб промывают сильной струей воды, а для систем «со стажем» мы используем сжатый воздух. При этом скорость водовоздушной смеси в процессе промывки должна достигать 2—3 м/с, давление подаваемого воздуха — не менее 0,7 МПа при расходе 5—6 м³ на 1 м³ воды. Воздух желательно подавать в сеть периодически, с перерывами в 1—3 мин. Поступающая в стояк воздушная смесь бурлит и хорошо удаляет со стенок все отложения. Очистка дает лучшие результаты, если предварительно перед началом работ в стояк ввести небольшое количество крупной поваренной соли, кристаллы которой в потоке действуют как наждак...».

В зависимости от качества используемой воды и материала, из которого выполнены трубопроводы, данная процедура должна проводиться один раз в 4—7 лет.

Для внутренних поверхностей трубопроводов и приборов системы **отопления** большой проблемой является их зарастание солями жесткости. Экспериментально определено, что отложения толщиной всего 1 мм снижают теплоотдачу на 15%. Слой накипи оказывает большое термическое сопротивление тепловому потоку, что ведет к снижению температуры теплоносителя и уменьшению теплопроводности системы отопления. Это значит, что уменьшается теплоотдача и пропускная способность труб.

<< 36

**ПРОИЗВОДСТВО
СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ
В ПРИКАМЬЕ ВЫРАСТЕТ
В 2 РАЗА**

В этом году производитель стеклопластиковых трубопроводных систем на основе полиэфирных смол ООО «ТСТ» в Пермском крае планирует в 2 раза увеличить выпуск продукции.

В прошлом году предприятие реализовало крупный инвестпроект по производству трубопроводов диаметром до 2500 мм. Объем вложенных инвестиций составил 2,5 млн евро.

— Введение этого производства в строй позволит нам заключить новые контракты и заработать 620—630 млн руб. в год, — рассказал генеральный директор предприятия Игорь Прагер.

Сейчас предприятие работает над заключением контрактов по поставке продукции в Ростовскую, Московскую области и другие регионы страны. Стеклопластиковые трубопроводы ТСТ эксплуатируют российские и зарубежные нефтяные компании, промышленные и предприятия коммунальной сферы, строительные организации в 18 регионах России, Белоруссии, Украины и Казахстана.

— ООО «ТСТ» — один из примеров успешного ведения бизнеса в Пермском крае. Несмотря на сложные экономические условия, предприятие удачно реализует начатые инвестпроекты, получает новые перспективные заказы и заботится о своих кадрах, — отметил заместитель председателя краевого правительства Юрий Уткин.

Предприятие применяет самую современную в мире технологию производства труб на основе полиэфирных смол и является одним из крупнейших российских производителей. ООО «ТСТ» выпускает трубы диаметром от 50 до 2500 мм на 5 производственных линиях. На предприятии работают 80 человек.

prm.ru

65 >>

В результате температура в помещениях падает, и для ее поддержания на уровне санитарных норм приходится увеличивать затраты топлива на котельных. Для восстановления нормальной работы системы отопления в подобных условиях используются гидродинамический и пневмогидроимпульсный методы очистки.

Однако наиболее эффективным способом удаления накипи на сегодняшний день принято считать химическую промывку, при которой все отложения системы растворяются с помощью реагентов и впоследствии удаляются из системы под давлением. Метод основан на использовании водных растворов минеральных и органических кислот (или их композиционных растворов), а также щелочей, растворителей и комплексонов. Кроме того, в интересах продления срока службы труб, технологией предусматривается обязательное введение в промывающий раствор ингибиторов коррозии. Они обволакивают металл и не позволяют его разъесть, поэтому растворяется только накипь.

Состав применяемых химических реагентов для каждой системы отопления сугубо индивидуален. Он подбирается по результатам диагностики характера и состава накипи с обязательным учетом материалов, из которых выполнены элементы системы (медь, сталь, (в т. ч. нержавеющая), алюминий, латунь, чугун, легкие сплавы и оцинкованные поверхности). Необходимо учесть, что ряд отопительных приборов, например, алюминиевые радиаторы, нельзя промывать щелочными и кислотными растворами.

Обязательным условием для проведения работ по химической промывке является герметичность системы отопления. Если она нарушена, метод химической промывки неприемлем, поскольку выделяемые испарения (например, пары ингибированной соляной кислоты) могут привести к отравлению людей. В целом этот способ экологически безопасен, т. к. удаление растворов из системы происходит только после их нейтрализации. По окончании работ проводится антикоррозийная обработка внутренних поверхностей трубопроводов (пассивация).

Удаление накипи и отложений в системах отопления зданий методом химической промывки обеспечивает полное восстановление пропускной способности трубопроводов, увеличивает срок их службы в среднем на 10—15 лет, позволяет до 30% сократить расходы на потери тепла.

Таким образом, своевременное и качественное обслуживание основных элементов инженерных систем зданий и сооружений является непременным условием выполнения системой в целом задач по предназначению. При этом использование современного насосного оборудования позволяет существенно повысить ее надежность, исключить обслуживание механизмов между плановыми ремонтами и снизить эксплуатационные затраты.

По материалам ООО «ГРУНДФОС»



КОМПРЕССОРЫ: ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ ПРОТИВ СУХИХ ВИНТОВ

Основные производители сухих винтовых (безмасляных) компрессоров с момента их появления в середине 1950-х — Atlas Copco-Z Pack, Ingersoll Rand-Sierra, Kobelco, Hitachi, Sullair, CompAir.

Метод сжатия

- Синхронно вращающиеся роторы производят постоянный поток сжатого воздуха практически без пульсаций.

- В зависимости от выходного давления сухие винтовые компрессоры бывают одно- или двухступенчатые.

Одна ступень — до 3,5 bar (g)

Две ступени — до 7,5 bar (g)

В отличие от масляных компрессоров в сухих винтах отсутствует уплотняющая масляная пленка, из-за чего приходится максимально минимизировать зазор между роторами и повышать скорость вращения для уменьшения эффекта обратного проскока в область низкого давления. Роторы точно подгоняются друг к другу для достижения величины зазора 0,004" (0,102 мм) и балансируются.

Для сохранения малых зазоров и избежания перемещений ротора используются антифрикционные подшипники.

Для уменьшения проскока зазор между роторами и статором должен быть заполнен. В масляных

винтах эту функцию выполняет пленка масла, тогда как в сухих приходится покрывать роторы тефлоном и графитовым покрытием. Это покрытие обеспечивает антикоррозионную защиту и сухую смазку вращающихся частей. Тефлон или PTFE является мягким материалом и идеальной смазкой, которая заполняет щель между роторами и обеспечивает ожидаемые характеристики для новой машины.

Характеристики машины, объявленные производителем, справедливы только для нового агрегата.

Характеристики

Поскольку Teflon является мягким материалом, а воздух обладает абразивным эффектом из-за переносимых частиц (фильтры не обладают 100% эффективностью), покрытие быстро изнашивается. Компании, такие как Atlas Copco объявляют в своих проспектах, что средний срок службы винтовых блоков составляет 40 000 часов (5 лет). Они предлагают гибкую гарантию, согласно которой, при выработке ресурса винтового блока за три года скидка на сменный блок составит (40 000—24 000)/40 000 или 40%. В руководстве по эксплуатации Atlas Copco говорится: «Состояние элементов компрессора надо проверять ежегодно до достижения общей наработки в 30—32 000 часов, после чего старые элементы надо заменить». Если вы это покупаете, то теряете год — почему?

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

Потери производительности означают, что уменьшается поток массы воздуха. Принимая во внимание что: $PV = mRT$ для сохранения равенства, если **масса (m)** уменьшается и **R** константа, то **температура (T)** увеличивается. Это увеличение температуры ускоряет износ тефлонового покрытия и роторов.

Потеря производительности вызовет увеличение энергопотребления, другими словами, произойдет снижение КПД. Удельное энергопотребление — это ВНР/100cfm или kW/(m³/min). Снижение производительности на 5% = удельное энергопотребление увеличится на 5%. Существенно! Не правда ли?

Рассматривая затраты на работу компрессора, обычно исходят из следующего:

затраты на электричество = удельное энергопотребление × общее потребление × наработка часов × стоимость электричества.

Например, фабрика с потреблением 100 м³/мин за 8000 часов, при цене 55 коп/кВт·час, удельном энергопотреблении 6,0 кВт/м³/мин затратит:

$6,0 \times 8000 \times 0,55 \times 100 = \text{Руб. } 2\,640\,000, — /\$ 94\,285/ —$ (предполагая, что нет износа).

В начале второго года производительность упала на 8%, что приведет к увеличению затрат до \$101 829 в год. К 4-му году затраты возрастут до \$111 229 в год.

Накопленные затраты

Эксплуатационные затраты для безмасляного винтового компрессора существенно возрастают после 5 лет эксплуатации даже при идеальных условиях работы. По прошествии 5 лет, даже если мы не будем учитывать постепенное снижение энергоэффективности за счет эрозии тефлонового покрытия, разность эксплуатационных затрат составит более \$ 65 000. Накопленные затраты для сухого винта и аналогичного по производительности (100 нм³/мин) центробежного компрессора будут отличаться более чем на \$ 210 000.

Увеличение эксплуатационных затрат — та причина, по которой пользователь вынужден покупать новый винтовой блок не реже чем раз в 5 лет. Утверждения самого известного производителя сухих компрессоров Atlas Copco, Бельгийская Компания (далее БК), которая доминирует на рынке сухих винтовых компрессоров.

Ознакомимся с их утверждениями: «БК утверждает, что в течение года эффективность постоянно меняется с изменением окружающих условий. Превышение энергопотребления достигает 20% от проектного (и, следовательно, ставится под сомнение практическая важность нашего аргумента о большем КПД центробежных компрессоров)».

Однако:

1. Центробежный компрессор благодаря дросселированию воздухозабора может мягко подстраивать свою производительность, и проблема превышения энергопотребления сводится к программированию контроллера.

2. 20%-ное превышение энергопотребления (без дросселирования) может иметь место при температуре окружающего воздуха –27°C.

Утверждения БК (Отдел винтовых компрессоров): «Центробежные компрессоры требуют специального фундамента при установке». Соорер: «Наши турбокомпрессоры не требуют специального фундамента и дополнительных демпферов». «Центробежные компрессоры дороги в обслуживании и требуют экзотического балансирующего оборудования», однако, по словам БК Centrifugal Group, «Центробежные компрессоры разработаны для надежной работы в течение длительного времени».

Компоненты винтового компрессора

Сравнение COOPER и Atlas Copco

Безмасляный компрессор имеет винты с покрытием, которые изнашиваются.

АС заявляет, что покрытие роторов предназначено для повышения стойкости к коррозии. Благодаря применению «косозубой» передачи, роторы не соприкасаются и не изнашиваются.

Соорер спрашивает, что если такое заявление верно, то почему БК объявляет средний срок службы винтовой пары около 40 000 часов? Если винты не соприкасаются, то у них должен быть неограниченный срок службы.

Стоимость замены винтового блока должна быть около 50% от стоимости компрессора.

АС заявляет, что это не правда и что покупатель должен учитывать скользящую шкалу стоимости замен.

Соорер спрашивает — кто решает, когда применять такую шкалу? Что является определяющим для ресурса 50 000 часов, а не 40 000? Кто платит за дополнительное энергопотребление, когда винтовой блок изнашивается? Почему такая шкала применима только при сервисном контракте? Почему без сервисного контракта гарантия на винтовой блок только 2 года?

Cooper Turbocompressor и АС

АС не имеет постоянного вибромониторинга:

АС заявляет, что в результате низкой скорости вращения, точного расчета производительности, жесткого исполнения вала и использования только не трущихся подшипников комплектация вибродат-

чиками не требуется. Это является основной проблемой, присущей машинам с высокими скоростями вращения.

Соорег утверждает, что проблемы вибрации присущи всему оборудованию с вращающимися частями. Цитируя АС касательно их Service Plan «Состояние винтового блока определяется специальным оборудованием для вибромониторинга», если вибрация не проблема, то почему сервис-инженеру АС необходим виброанализатор? Почему его не встроить в компрессор и позволить пользователю самому оценивать состояние винтового блока? Если это проблема, то пользователь не узнает о ней, пока компрессор не сломается. Означает ли это, что АС не хочет, чтобы пользователь знал о возникновении вибропроблем после запуска? Соорег не скрывает ничего, пользователь может видеть уровень вибрации с момента запуска компрессора и избежать дорогостоящих замен, если вибрация станет увеличиваться.

Безмасляные компрессоры должны быть снабжены звукоизоляцией

АС стандартно комплектует компрессоры звукоизолирующими кожухами, которые обеспечивают уровень шума ниже 85 дБ. Кожух имеет съемные панели для облегчения доступа и обслуживания.

Соорег соглашается с тем, что компрессоры в рабочем состоянии не должны превышать по шуму 85 дБ. Стандартные компрессоры Соорег отвечают этим параметрам. Конечно, БК не допускает, чтобы безмасляный компрессор был продан без звукоизолирующего кожуха. Предполагаемый уровень шума внутри — более 100 дБ. Простая эксплуатация приводит затем к потерям времени, когда вы должны снять или установить обратно панели. Кроме того, на многих предприятиях с повышенной внешней температурой компрессоры склонны к перегреву и поэтому работают со снятыми панелями, что приводит к повышенному шуму и опасности для персонала.

Соорег предлагает звукоизоляцию там, где она абсолютно необходима, но т. к. все компрессоры Соорег не требуют постоянного «присмотра», то звукоизоляция, как правило, не требуется, а доступ и обслуживание всегда просты.

Шариковые подшипники в сравнении с подшипниками скольжения

АС использует роликовые подшипники, которые имеют ограниченный срок службы и требуют обслуживания для установки критических зазоров роторов. АС утверждает, что эти подшипники известны

своим долгим сроком службы и низкой стоимостью обслуживания.

Подшипники заменяются на заводе с роторами через 40 000 часов. И это считается долгим сроком службы?

Соорег использует собственные подшипники скольжения, обладающие неограниченным сроком службы и не требующие замены.

Соорег использует смазку под давлением (до 6,5 бар) с одним масляным насосом.

БК называет недостатком то, что Соорег, предлагает сдвоенные масляные фильтры и переразмеренные масляные охладители.

Однако если вы можете предложить что-то для удовлетворения нужд потребителя, например, замену масляного фильтра без остановки компрессора, то почему АС считает, что это плохо? Возможность предложить систему смазки для работы при очень высокой окружающей температуре позволяет нам считать это хорошим инженерным решением.

Конструкция охладителей

АС утверждает, что использование нержавеющей стали в трубах промежуточных и концевых охладителей связано с коррозионной стойкостью нержавеющей стали, согласно ASME.

Факт: АС использует дешевую нержавеющую сталь низкого качества. Она обладает лучшей коррозионной устойчивостью, чем обычная сталь, но как всякая сталь имеет очень плохую теплопроводность. Охладители должны быть рассчитаны так, чтобы обеспечивать очень высокую теплопередачу.

Кроме того, почему же АС волнуется о коррозии, когда винтовая пара находится в литом железном блоке с водяной рубашкой, вода протекает медленно, и проходы склонны к коррозированию и блокированию. БК рекомендует обратную или химическую промывку — ни одна из них не эффективна.

ASME-соответствие не означает ASME-нормы. У АС воздух проходит по трубам, а вода снаружи, при этом система «воздух в трубе» не нуждается в соответствии ASME нормам. Охладители АС не имеют штампов ASME.

АС признает, что нержавеющая сталь устойчива к коррозии, но считают, что это экзотический материал для изготовления импеллеров, где она выбрана именно из-за коррозионной стойкости.

Охладители Соорег (промежуточные и концевые) работают по принципу «вода в трубе».

Трубы выполнены из меди или морской бронзы, что обусловлено ее высокой теплопередачей.

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

Принцип «вода в трубе» позволяет производить механическую очистку. Здесь нет водяных рубашек.

Доступ очень прост, поскольку нет звукоизолирующих панелей, которые надо снимать.

Охладители взаимозаменяемы между собой.

Потребность в воде может оказаться у охладителей АС ниже, но при этом возрастает температура, что повышает уровень загрязнения, увеличивает потребление энергии, износ роторов и стоимость обслуживания. Если при этом пользователь использует замкнутую систему водяного охлаждения, то он должен увеличивать охлаждающие колонны, что увеличивает начальные затраты, стоимость установки и обслуживания.

Контрольная система

АС использует контрольную систему «нагрузка/разгрузка».

Это означает, что компрессор полностью нагружен или разгружен (не нагружен).

Разгруженный компрессор потребляет около 25 % от полной мощности.

БК утверждает, что эта система контроля эффективна, но пользователь скоро замечает, что компрессор быстрее изнашивается, когда он полностью нагружен.

Если реальная потребность только 90 %, то компрессор все равно нагружен на 100 %, а потом разгружается. Также необходимо устанавливать воздушный ресивер для устранения пульсаций в системе, для уменьшения количества циклов нагружен/разгружен и уменьшения времени падения/набора давления в системе.

Давление не поддерживается на постоянном уровне.

Cooper предлагает систему контроля auto-dual

Система Auto-dual позволяет компрессору изменять производительность при поддержании постоянного давления и при снижении потребления до 35 % от номинала — разгружает компрессор.

Давление поддерживается с точностью 0,3 бар. Разгруженный компрессор потребляет менее 15 % от полностью нагруженного режима.

Cooper предлагает также систему «Постоянного давления», которая удерживает давление с точностью 0,03 бар.

Поскольку в системе нет пульсаций, то ресивер не является необходимым.

Удобство обслуживания

АС продвигает «модульные» решения. Это звучит очень модно и высокотехнологично. При этом АС

пытается говорить, что винтовой блок не подлежит ремонту на месте и его необходимо отправлять обратно на завод в Европу, где будет принято решение о возможных скидках. В то же время, если заказчик хочет, чтобы компрессор продолжал работать, ему необходимо купить новый винтовой блок.

Одновременно АС заявляет, что винтовой блок является опечатанным и включает в себя прецизионные не трущиеся подшипники, уплотнения из нержавеющей стали и не изнашивающиеся парные роторы.

Вспомните «Не изнашивающиеся роторы» со сроком службы только 40 000 часов.

Винтовые блоки опечатаны, что означает, что местные сервис-инженеры АС не могут вскрывать их.

Существует и такой факт, что стоимость замены винтового блока составляет примерно 50 % от стоимости нового компрессора.

АС заявляет, что винтовые блоки находятся на складе, но на складе в Европе, и их доставка может затянуться на несколько недель. Однако АС никогда об этом не упоминает.

Обслуживание компрессоров Cooper можно проводить силами собственных обученных сервис-инженеров.

Они могут разбирать и собирать компрессор, проверять зазоры и даже проводить балансировку. АС заявляет, что для перебалансировки роторов их надо отправлять на завод. Однако это не так, балансировку можно проводить на месте, имея балансировочное оборудование.

Сервис-инженеры Cooper могут устранить большинство проблем на месте.

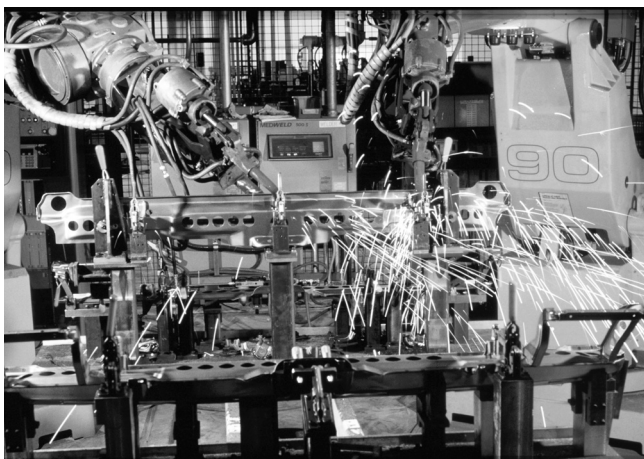
Cooper не рассчитывает, что его сервис-инженеры разберут компрессор на части и вернут их на завод.

Cooper считает, что время — деньги и что компрессор должен оставаться на месте и обслуживаться местными сервис-инженерами. Конечно, если компоненты вернуть на фабрику, то они получают статус максимальной важности и возвращаются обратно менее чем за 48 часов.

Системы контроля Cooper постоянно отслеживают состояние оборудования и не рассчитаны на останковку, как у АС, каждые 3—4 года.

Заключение

1. Сухой винт менее эффективен.
 2. Сухой винт изнашивается через 3—5 лет.
 3. Стоимость обслуживания сухого винта постоянно растет.
 4. Сухой винт должен иметь звукоизоляцию.
 5. Сухие винты не ремонтируются на месте.
- Основные компоненты необходимо возвращать на завод.



**А. А. Мынцов,
О. В. Мынцова,
А. Г. Шкумат**

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЕРЕНОСНЫХ СИСТЕМ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ АГРЕГАТОВ РОТОРНОГО ТИПА

В процессе эксплуатации наблюдаются старение и износ элементов оборудования, приводящих к снижению эксплуатационной надежности. Изменения в элементах оборудования вследствие износа и усталости приводят также к уменьшению запаса прочности, поэтому могут появляться отказы, обусловленные разрушением напряженных элементов. Отсюда возникает необходимость контроля за указанными процессами с целью предотвращения опасных повреждений. Эффективным методом контроля состояния оборудования при таких условиях является виброакустический метод.

Для диагностирования оборудования необходимы простые в работе и обслуживании системы, позволяющие своевременно и достоверно получать результаты обследования, исключать замены еще работоспособных узлов и контролировать развитие дефектов при их наличии. Конечная цель — переход от обслуживания оборудования «по регламенту» к обслуживанию «по состоянию».

В ЗАО «Промсервис» разработана и испытана переносная система диагностирования на основе анализа виброакустических сигналов. Она предна-

значена для определения технического состояния насосных агрегатов в процессе их работы. С помощью системы осуществляют:

- периодический или постоянный контроль состояния оборудования;
- автоматическое диагностирование оборудования с указанием неисправного узла и вида неисправности;
- прогнозирование его нормального функционирования с выдачей информации о времени и объеме ремонтных работ.

Система диагностирования представляет собой комплекс программно-аппаратных средств, включающих в себя:

- спектроанализатор — сборник виброакустической информации;
- пьезоакселерометр — датчик, первичный преобразователь;
- персональный компьютер с принтером;
- программу диагностирования.

Посредством спектроанализатора производятся измерения спектров на агрегатах и хранение их в памяти. В лаборатории информация пересыла-

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

ется в ЭВМ, где анализируются спектры, строится математическая модель агрегатов, ставится диагноз и прогнозируется состояние объекта. В качестве результата выдается протокол диагностирования с указанием наблюдаемых дефектов и их величин.

Такие системы эксплуатируются на металлургических предприятиях (Магнитогорский и Молдовский металлургические комбинаты, Северский трубный завод, Новоийский ГОК и др.), коксохимических заводах (Магнитогорский и Алтайский комбинаты), в нефтедобывающей (Сибнефть и Самаранефтегаз), автомобильной промышленности (ОАО ГАЗ, ОАО ВАЗ) и на других предприятиях России и стран СНГ. Интенсивная и регулярная работа персонала с разработанными в ЗАО «Промсервис» системами позволила на Алтайском коксохимическом комбинате проводить обслуживание свыше 2000 единиц оборудования с учетом его реального состояния. При этом значительно сократились сроки ремонтов из-за их своевременного планирования и обеспечения необходимыми запасными частями и материалами. За последние два года прекратились аварийные выходы из строя оборудования. Окупаемость систем составила от 1 до 6 месяцев в разных подразделениях комбината.

Для определения достоверности диагностирования в течение 1995—1997 гг. система прошла верификацию на основном оборудовании реакторных установок ГНЦ НИИ атомных реакторов. Выдавались протоколы диагностирования и выполнялся целый ряд ремонтов в соответствии с ними. Выполнено около 800 измерений для 146 насосных агрегатов. К ним относятся насосы с вертикальной и горизонтальной осями, на подшипниках качения и скольжения, с мультипликатором и без. При этом в процессе работы заполнялись карты историй ремонтов оборудования и карты сравнения фактического состояния оборудования с результатами диагностирования. Наличие сопоставлений с учетом ремонтов и характера эксплуатации оборудования позволили не только проанализировать достоверность методики диагностирования, но и выявить наиболее часто выходящие из строя узлы и детали, подверженные максимальному износу и разрушению.

Наиболее полное сопоставление результатов диагностирования с результатами выявления дефектов при ремонтах было проведено на 26 агрегатах.

Диагностирование проводится на основе сравнения математической модели агрегата с виброакустическими характеристиками, получаемыми с датчиков, устанавливаемых на опорах. Для построения модели системе требуются следующие параметры:

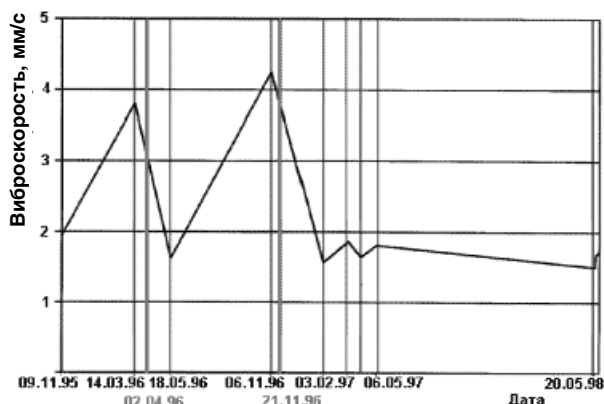


Рис. 1. Изменение виброскорости на конденсатном насосе (опора 4)

значения минимальной и максимальной частот вращения электродвигателя; тип и, если это подшипники качения, номера подшипников; тип муфты и число пальцев или зубьев на ней; число рабочих колес и лопаток на них; число зубьев на ведущем и ведомом валах редуктора (мультипликатора), если таковой имеется. Все эти значения заносятся в конфигурацию агрегата, соответствующую его конструкции. На основании полученных данных ЭВМ рассчитывает информативные частоты и предельно допустимые амплитуды на них.

В дальнейшем сравниваются полученные значения с величинами пиков в спектрах акустических сигналов. Суперпозиция превысивших и не превысивших значений информативных частот характеризует ту или иную неисправность.

Наиболее часто наблюдаются дефекты подшипников качения: дефекты тел качения, внутренней и наружной обоймы и сепаратора. Например, дважды подтвердился диагноз системы на насосе.

На рис.1 видно, что 14 марта 1996 года наблюдается пик повышенной вибрации на опоре 4. Система зафиксировала дефект внутренних обойм подшипника 4. При ревизиях дефекты подтвердились. После замены подшипника вибрация резко понизилась. Однако система показала «неравномерный радиальный натяг» этого же подшипника. Неправильная посадка его на вал привела к быстрому износу. Уже в ноябре система вновь зафиксировала дефект внутренней обоймы, который тоже подтвердился. После замены подшипника в протоколе диагностирования отмечается нормальное состояние, а величина виброскорости заметно понизилась.

Сильный дефект наружного кольца подшипника был обнаружен на электродвигателе преобразовательного агрегата 2СД-2. После того, как в районе опоры появился посторонний шум, было проведено

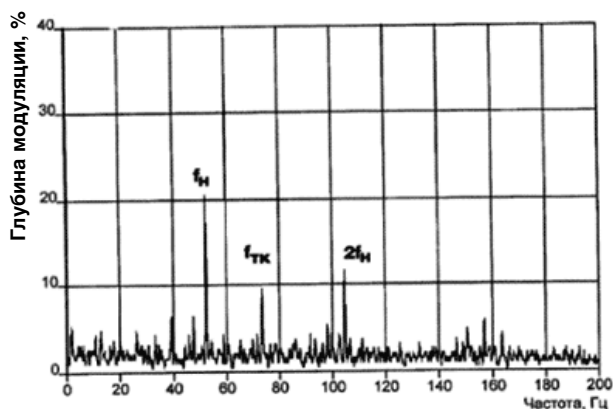


Рис. 2. Спектр огибающей акустического сигнала преобразовательного агрегата 2СД-2 (опора 2): частота проявления дефекта наружного кольца подшипника 52,125 Гц (f_n); ее вторая гармоника 104,25 Гц ($2f_n$); тел качения 68,1 Гц ($f_{тк}$)

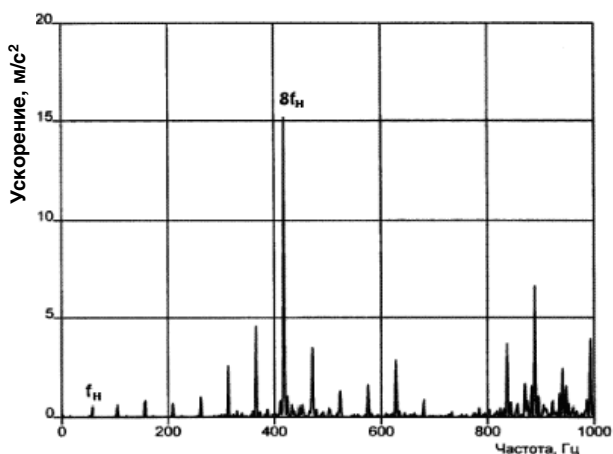


Рис. 3. Спектр акустического сигнала преобразовательного агрегата 2СД-2 (опора 2): частота вращения вала 16,75 Гц; частота проявления дефекта наружного кольца подшипника: 52,125 Гц (f_n) и ее восьмая гармоника 417 Гц ($8f_n$)

диагностирование этого узла. При этом величина виброскорости составляла 3 мм/сек, а диагностика показала слабый дефект наружного кольца. Спустя лишь 4 суток, было проведено повторное обследование. К тому времени величина виброскорости достигла 6,4 мм/сек, а система определила дефект средней величины наружного кольца и тел качения. При столь быстром развитии дефекта было принято решение об остановке генератора. При вскрытии обнаружилось, что на наружной обойме 2 большие раковины. Как же проявился дефект? На опоре устанавливается подшипник 324. У него 8 тел качения. При частоте вращения 1000 об/мин (16,75 Гц)

дефект наружного кольца проявляется на частоте 52,125 Гц. На рис. 2 представлен спектр огибающей акустического сигнала. Видно, что доминирующее значение имеет пик на частоте 52 Гц, который и характеризует этот дефект. На рис. 3 представлен спектр акустического сигнала с этой же опоры. Кроме пика на оборотной частоте (16,75 Гц) проявляются гармоники, кратные частоте 52 Гц. Причем, максимальный вклад в вибрацию вносит 8 гармоника, соответствующая прокатыванию тел качения по раковинам. Таким образом, сильные дефекты проявляются как в спектрах огибающих, так и в прямых спектрах.

В качестве примера быстрого развития дефектов тел качения можно привести насос 48Д22 (ЦН-2). В феврале 1996 г. был проведен его профилактический ремонт. Однако уже в марте система зафиксировала сильный дефект тел качения. Такое быстрое развитие аномалии связано с тем, что при ремонте в подшипник попала вода. При разогреве за счет воды происходила коррозия, а вследствие нагрузки — быстрый износ. После демонтажа подшипника на телах качения обнаружены явные полосы износа, и раковины на роликах в местах соприкосновения тел качения с обоймами. Следовательно, попадание даже небольшого количества воды может привести к износу подшипника в течение 2—3 месяцев. Довольно часто при длительной работе агрегатов возникает несоосность валов электродвигателя и насоса. Причиной ее чаще всего бывают различные температурные режимы разных блоков одного агрегата. В качестве примера рассмотрим спектры, снятые на агрегате КС-50—55 (БН-1). Основная характеристика несоосности — проявление гармоник частоты вращения вала на ближайших к соединению опорах.

На рис. 4 представлены спектры акустических сигналов, измеренных на опорах электродвигателя и насоса рядом с муфтой. Видно, что на обоих спектрах присутствуют гармоники частоты 24,96 Гц. Причем определенно доминирующие пики отсутствуют. Именно совместное проявление таких гармоник свидетельствует о наличии несоосности.

Появление дисбалансов валов довольно редкое явление. Если при пуске после ремонта дисбаланс вала не проявляется, то он сам по себе и не возникает. Дисбаланс вала может быть следствием других дефектов, появившихся в агрегате, например: износа подшипников, износа рабочих колес или появления электрических дефектов в электродвигателях.

Начальное смещение центра масс может развиваться и вызывать увеличение прогиба вала. Так, при диагностировании электродвигателя агрегата

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

ПЭ-50—170 (ПЭ-2) система зафиксировала слабый износ подшипника скольжения 2 около муфты (рис. 5).

При последующем контроле состояния агрегата был выявлен дисбаланс вала. Величина дефекта увеличилась и перешла в разряд среднего. При вскрытии двигателя выяснилось, что дефект на этом подшипнике достаточно сильный, и дальнейшая эксплуатация его невозможна. На подшипнике 1 электродвигателя также начали появляться пятна, образующиеся при взаимодействии вала с баббитом. Таким образом, появление и дальнейшее развитие дефекта на подшипнике привело к возникновению эксцентриситета вала, что проявилось в его дисбалансе, который, в свою очередь, вызвал образование дефекта в подшипнике на противоположной опоре. Следовательно, своевременное обнаружение дефектов уменьшает опасность появления дополнительных неисправностей.

После ремонта обоих подшипников электродвигателя в декабре 1996 г. было проведено диагностирование агрегата. Система зафиксировала эллипсность вала в подшипнике 1. Изучение ремонтной документации показало, что зазоры в горизонтальном направлении в 2 раза больше зазоров в вертикальном, хотя в обоих случаях они находятся в пределах допусков. Следовательно, система идентифицировала эллипсность вкладышей подшипника как эллипсность вала. Одним из наиболее ненадежных является насос ПЭ-50—170 (ПЭ-1). Конфигурация его аналогична конфигурации насоса ПЭ-2 (рис. 5), состояние которого контролируют с 1995 г. С 1981 г. он отработал свыше 55,5 тыс. часов. Особенно тщательно проводятся измерения перед его ремонтом. В июне 1996 г. перед остановкой было произведено диагностирование. Основные выявленные неисправности — дефекты подшипника 8 насоса, а также «Дисбаланс муфты 2» и «Дисбаланс вала насоса», чем и обусловлено высокое значение виброскорости на опоре 7. При ревизии насоса было отмечено, что изнашивается упорная часть подшипника 8, а опорная имеет дефекты. Подшипник был полностью заменен, вследствие чего виброскорость уменьшилась (рис. 6).

Если после уменьшения виброскорости на опоре 8 ее роста не наблюдается, то на опоре 7 виброскорость неуклонно растет, увеличивается вибрация и на опоре 6. В качестве основного дефекта система снова выдает «Дисбаланс муфты 2», т.е. муфты между мультипликатором и насосом. Тенденция роста сохранилась до марта 1997 г., когда эксплуатация агрегата стала опасной. Самые большие значения виброскоростей отмечались на 4 и 6 опорах мультипликатора и 7 опоре насоса, т.е. в районе

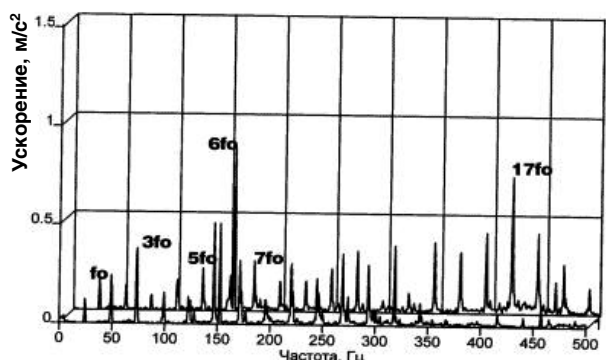


Рис. 4. Спектры акустического сигнала конденсатного насоса КС-50—55 (БН-1) с опоры 2 (1) и опоры 3 (2), частота вращения вала насоса f_0 , гармоники частоты вращения вала: $3f_0$, $5f_0$, $6f_0$, $7f_0$, $17f_0$

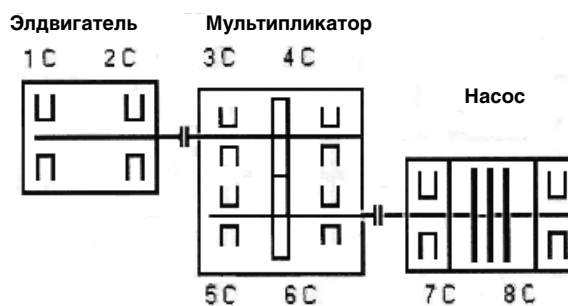


Рис. 5. Конфигурация питательного насоса ПЭ-50—170 (ПЭ-2), 1С-8С — опоры с подшипниками скольжения

соединения мультипликатора и насоса. В апреле насос остановили, были проверены все поверхности скольжения. Подшипники находились в хорошем состоянии. Видимых дефектов не обнаружено. Агрегат собрали, тщательно отцентровав валы электродвигателя — мультипликатора — насоса. Диагностирование показало, что состояние агрегата улучшилось, однако остался слабый дефект зубчатого зацепления. Измерения, проведенные в октябре, показали, что вибрация на ведущем валу резко возросла и превысила нормы, а основные дефекты — дефект зубчатого зацепления и подшипников входного вала мультипликатора.

После того, как разобрали мультипликатор, обнаружили, что на 3 и 4 опорах есть сильные износы. Проведенный ручной анализ спектров сигналов показал, что имеется ярко выраженный пик на частоте зубчатого зацепления. Отчетливо видны боковые пики, свидетельствующие о неравномерном вращении вала, а, значит, неправильном зубозацеплении.

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

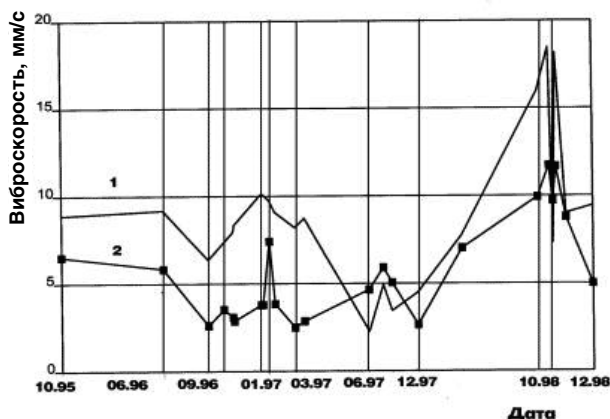


Рис. 6. Изменение виброскорости на питательном насосе ПЭ-50—170 (ПЭ-1) в вертикальном направлении на опоре 7 (1) и опоре 8 (2)

Кроме того, проявляются пики, свидетельствующие о регулярной силе, возбуждающей автоколебания вала. Во время проведенного ремонта вновь были устранены лишь видимые дефекты — дефекты подшипников скольжения. После запуска насоса система показала, что дефект зубчатого зацепления по-прежнему остался. В настоящее время ведется регулярный контроль за состоянием этого насоса.

Итоги опытной эксплуатации системы приведены в таблице.

Обследование проводилось в среднем по 14 раз на агрегате. Однако на некоторых агрегатах из-за

сложного доступа к ним были проведены лишь 3—4 замера с большими интервалами между измерениями. Во время длительных перерывов произошли 3 случая выхода из строя агрегатов. К ним относятся 2 случая разрушения подшипников качения из-за вымывания смазки из них, один — обрыв вала. После остановки агрегатов и вывода их в ремонт никогда не проверялось наличие соосности валов электродвигателей и насосов. Но после ремонта и запуска этих агрегатов данный дефект исчезал. Такой дефект был зафиксирован в трех случаях. Следовательно, это доказывает, что перед остановкой дефект присутствовал.

В результате проведенных исследований можно сделать вывод, что из 53 зафиксированных после разборки агрегатов существенных дефектов обнаруженных или неправильно идентифицированных было три. При наборе статистики не учитываются те узлы, которые при ревизии имели нормальное состояние.

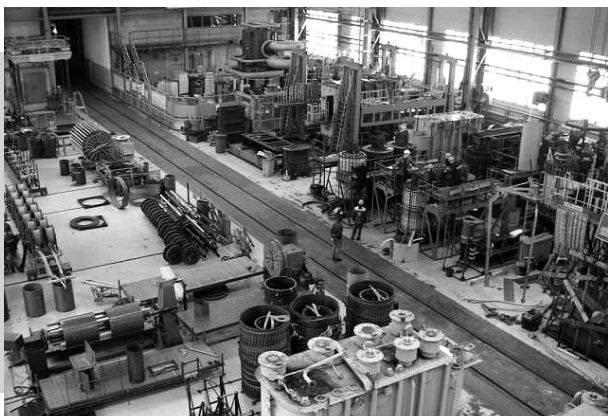
Итак, проведенная опытная эксплуатация системы показала, что постоянный контроль за состоянием агрегатов позволяет своевременно обнаруживать неисправности и определять их причину с высокой степенью достоверности. Для повышения эффективности системы, в частности, по диагностированию зубчатых зацеплений и подшипников скольжения, требуются дополнительные исследования и, возможно, усовершенствование алгоритмов расчетов.

Таблица

Обобщенные результаты сравнения диагностирования с результатами дефектации

Наименование	Кол-во
Число обследованных агрегатов	56
Проведено обследований	406
Число разобранных агрегатов	68
Число разобранных агрегатов по показаниям системы	7
Число зафиксированных системой значимых дефектов:	53
— дефекты подшипников качения	37
— дефекты подшипников скольжения	6
— дисбаланс вала	2
— несоосность валов	8
Число подтвержденных дефектов	48
Число непроверенных дефектов	3
Число зафиксированных, но не совпавших дефектов	2
Число пропущенных дефектов	1

АВТОМАТИЗАЦИЯ



ОСНОВЫ СОЗДАНИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕМ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Введение

В условиях реформы российской энергетики для промышленного предприятия стремительно возрастает роль качества внедряемых информационных технологий и IT-решений. Профессиональный подход к управлению по международным стандартам позволяет компенсировать недостатки в организации производственных процессов, создать конкурентные преимущества для компании.

В современных условиях особую важность для предприятий представляет контроль состояния оборудования системы энергообеспечения, контроль текущих параметров системы энергоснабжения, оперативное и долгосрочное планирование, распределение энергии и энергоносителей различного вида (вода, тепло, газ, электроэнергия), контроль произведенных и потребленных энергоресурсов; краткосрочное (почасовое) и долгосрочное прогнозирование и планирование потребления и собственной генерации энергоресурсов. На многих предприятиях развернуты работы по внедрению АСУ энергообес-

печения (АСУ Э). Наряду со строительством новых объектов, активно проводится техническое перевооружение существующих. Все новые и реконструируемые системы электроснабжения оснащаются цифровыми системами защиты и противоаварийной автоматики и АСУ электроснабжения (АСУ ЭС). В работу включены все крупные фирмы-изготовители, выпускающие под свои устройства специализированные АСУ систем электроснабжения, полностью адаптированные к оборудованию, используемому для автоматизации процессов электроснабжения. Однако эти системы, как показал опыт эксплуатации, также требуют адаптации к российским и отраслевым условиям по составу и параметрам применяемых технических средств.

Исходя из этого, актуальна методическая и концептуальная основа разработки АСУ Э, в которой будет изложен порядок адаптации зарубежных решений к российским и отраслевым условиям, разработки типовых решений, обобщения опыта эксплуатации и внесения изменений в типовые решения.

Основные предпосылки создания АСУ Э ПП

Первая волна автоматизации энергоснабжения на промышленных предприятиях началась вместе с началом функционирования оптового (а затем и розничного) рынка и привела к массовому созданию систем коммерческого учета (АСКУЭ). На текущий момент можно сделать вывод, что большинство крупных компаний либо уже создали АСКУЭ, либо находятся в процессе ее создания.

Вторая волна автоматизации начинается в настоящее время и связана с увеличением стоимости энергоносителей (топлива и электроэнергии). На этой волне предприятия начинают активно заниматься вопросами энергоэффективности. Повышение энергоэффективности достигается за счет реконструкции и внедрения новых технологий, однако прежде необходимо наладить детальный контроль за собственным потреблением. Как следствие, актуальным становится создание систем технического учета (АСТУЭ) и диспетчерских систем, которые совместно позволят предприятиям не только выявлять и оперативно устранять текущие проблемы, но и измерять эффективность вложений в мероприятия по энергосбережению.

В качестве основных факторов для создания АСУ Э ПП можно рассматривать следующие факторы:

- административно-правовые (или внешние) факторы:
 - ▶ требования оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ);
 - ▶ требования системного оператора (СО).
- экономические (или внутренние) факторы, требующие повышения энергоэффективности производства:
 - ▶ увеличение стоимости электроэнергии и, соответственно, стоимости выпускаемой продукции;
 - ▶ увеличение конкуренции на рынке.

Основные цели создания АСУ Э ПП

- Создание АСУ Э ПП должно преследовать следующие цели:
 - Организация бесперебойного энергоснабжения потребителей.
 - Снижение числа аварийных ситуаций и инцидентов в работе энергохозяйства предприятия.
 - Оперативное управление системой энергоснабжения и энергопотреблением объектов предприятия.
 - Оптимизация энергопотребления объектами предприятия.
 - Снижение энергетической составляющей в себестоимости продукции предприятия за счет:

- ▶ минимизации расходов на оплату энергоресурсов;

- ▶ снижения эксплуатационных издержек и затрат на содержание системы электроснабжения.

- Возможность планирования обслуживания и ремонтов электрооборудования по его фактическому техническому состоянию.

- Технический и коммерческий учет всех видов энергоресурсов.

Для достижения целей по организации бесперебойного энергоснабжения необходимо выполнение следующих условий:

- Применение систем автоматического контроля и регулирования режимов работы и противоаварийной защиты оборудования всех объектов энергообеспечения на базе использования современных сертифицированных КИП и А, микропроцессорных средств автоматизации и распределенных управляющих программно-технических комплексов с высокой эксплуатационной надежностью.

- Получение в реальном масштабе времени достоверной информации о параметрах, режимах и объеме энергопотребления.

- Оперативное управление распределением электроэнергии.

- Представление оперативной схемы системы электроснабжения предприятия.

- Мониторинг состояния основного силового оборудования, учета его наработки.

Для достижения целей по оптимизации энергопотребления необходимо обеспечить:

- Получение оперативной информации по энергопотреблению структурными подразделениями предприятия и своевременное выявление перерасходов.

- Учет использования энергоресурсов по направлениям использования.

- Прогноз энергопотребления на планируемый выпуск продукции.

- Формирование системой отчетных данных для контроля, оценки, анализа и возможности прогнозирования по расходу для всех видов энергоресурсов.

Объекты автоматизации

Целевыми объектами для создания АСУ Э промышленного предприятия (АСУ Э ПП) являются промышленные предприятия, которые имеют на балансе энергообъекты (подстанции, распределительные устройства, комплектные трансформаторные подстанции — КТП).

В части задач электроснабжения и потребления электроэнергии объектами автоматизации являются:

АВТОМАТИЗАЦИЯ

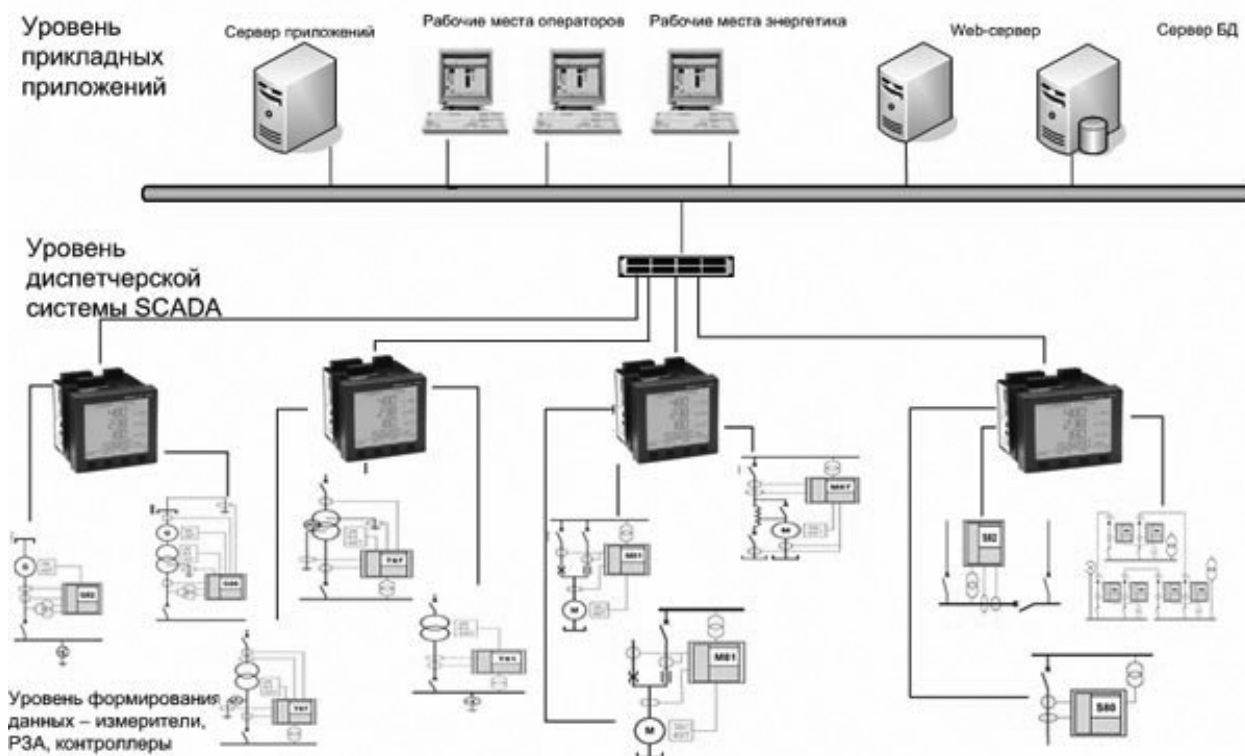


Рис. 1. Трехуровневая иерархия АСУ Э

- ОРУ 110 кВ;
- ОРУ 35 кВ;
- ЗРУ 6/10 кВ;
- КТП 0,4 кВ.

В части задач снабжения и потребления неэлектрических энергоресурсов объектами автоматизации являются:

- котельные;
- энергоцеха.

Особенности систем энергоснабжения

Необходимо рассматривать следующие особенности систем энергоснабжения для промышленных предприятий:

- Энергоснабжение является вспомогательным производственным процессом, поэтому возникают потребности, специфичные для разных предприятий, например, для газотранспортных предприятий характерно, кроме внешних источников электропитания, наличие собственных источников генерации электроэнергии.

- Объединение задач разных функциональных направлений в одной системе (например, задачи технического учета энергоресурсов с задачами диспетчерского управления).

- Акцент на последующую обработку и анализ информации.

- Наличие дополнительных, уникальных для каждого предприятия функциональных требований в плане обработки информации (отчетность, расчеты).

- Широкий круг потребителей информации (в том числе и удаленных):

- ▶ диспетчерская служба;
- ▶ ОГЭ;
- ▶ руководство;
- ▶ производственные службы;
- ▶ финансово-экономические службы.

- Зачастую дополнительно стоит задача автоматизации учета неэлектрических энергоносителей.

- Наличие «зоопарка» существующих решений на различных уровнях, требующих интеграции информации:

- ▶ существующие системы РЗА;
- ▶ существующие системы АСКУЭ;
- ▶ существующие системы АСТУЭ;
- ▶ существующие ERP-системы;
- ▶ существующие информационные системы;
- ▶ существующие АСУТП основного производства;

- ▶ смежные предприятия и их системы.
- Значителен фактор плохих коммуникаций.

Структура АСУ Э

Управление процессом энергоснабжения реализуется АСУ Э, распределенной и интегрированной по всем уровням управления предприятия. На нижнем уровне управления применяется подсистема оперативного управления энергоснабжением (АСУ ЭС), являющаяся источником информации для АСУ Э всех уровней управления.

АСУ Э в целом реализуется как децентрализованная автоматизированная система. На уровне предприятия предусматривается организация удаленных АРМ, обеспечивающих доступ к информации уровня предприятия.

АСУ Э разделяется на следующие уровни (рис.1):

- Уровень измерительных и исполнительных устройств и контроллеров — уровень формирования данных.
- Уровень SCADA-системы.

- Уровень прикладных и расчетных задач (прикладных программ).

Уровень измерительных устройств и контроллеров — уровень формирования данных — сбор и передача информации для диспетчерского и автоматического контроля и управления территориально распределенными объектами энергоснабжения предприятия.

Уровень SCADA-системы — организация сбора, хранения, обработки и визуализации данных от систем нижнего уровня и координация их работы.

Уровень прикладных и расчетных задач — оптимизация контроля и управления энергоресурсами на предприятии или группе предприятий, распределенных в разных географических регионах, обучение оператора.

АСУ Э должна обеспечивать реализацию следующих основных функций:

- Определение потребности в энергоресурсах и планирование норм расхода энергоресурсов по видам деятельности предприятия.
- Управление и контроль производства, распределения и потребления энергоресурсов.

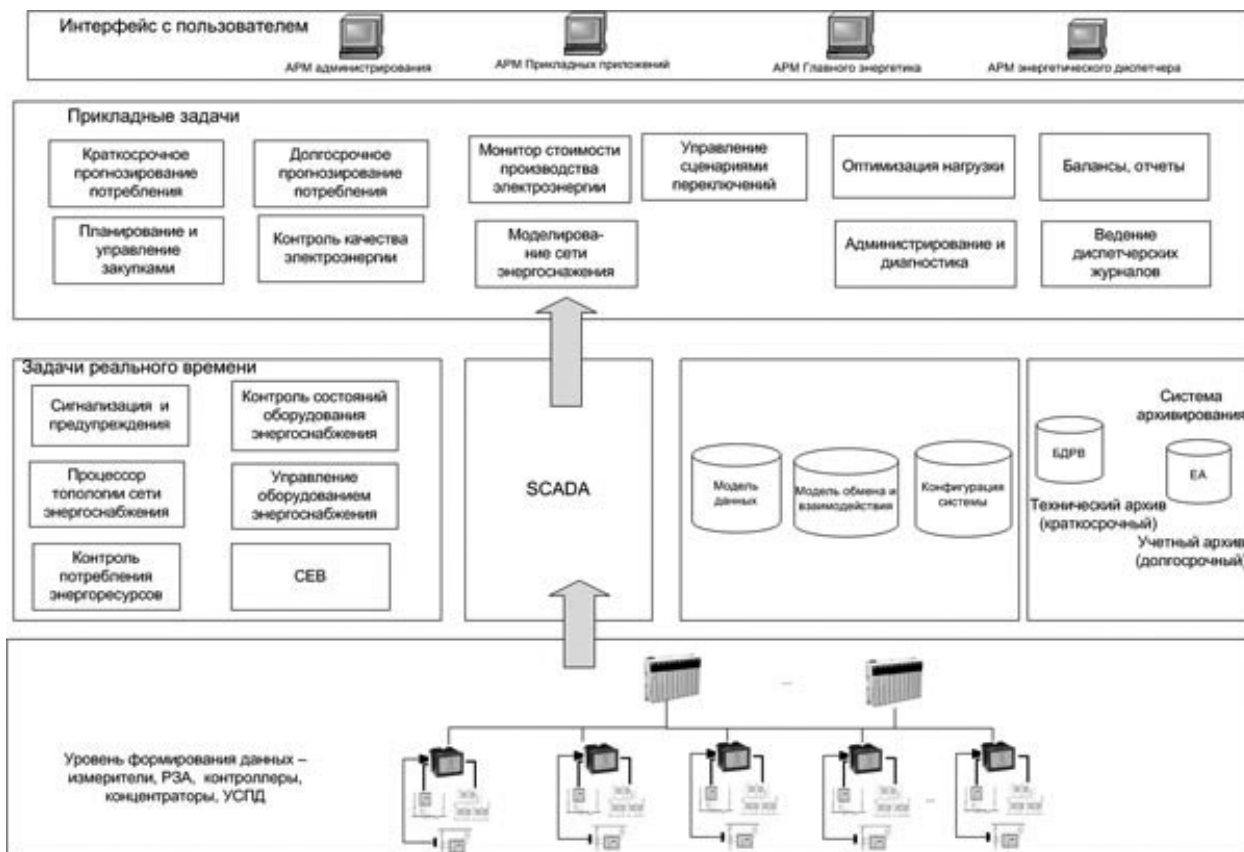


Рис. 2. Функциональная модель АСУ Э

- Учет получаемых, производимых и потребляемых ТЭР и ВЭР.
- Анализ расхода энергоресурсов и затрат на их производство.
- Контроль состояния энергооборудования.
- Организация и управление техническим обслуживанием и ремонтом энергетического оборудования.
- Диагностика энергетического оборудования.
- Передача информации в смежные системы автоматизации.

Функциональная модель

Для реализации указанных функций предложена следующая функциональная модель АСУ Э (рис. 2).

Информационная модель

Информационная модель данных строится по объектно-ориентированному принципу, т.е. все объекты энергохозяйства, которые являются объектами управления (ОУ), описываются некоторыми объектами в модели.

Описание ОУ в модели проходит в три этапа:

Создается тип, определяющий структуру описания объекта.

Создается элемент иерархии, соответствующий типу объекта; элемент иерархии определяет место объектов данного типа в общей структуре ОУ.

Создается экземпляр объекта данного типа, определяющий значения элементов описания конкретного объекта. Для одного типа может быть создано произвольное количество элементов иерархии и экземпляров.

В качестве основы построения модели данных используется CIM (Common Information Model—общая информационная модель, стандарт МЭК 61968, 61970).

Преимущества использования CIM-модели:

- Унификация описания объектов.
- Интеграция ПО различных производителей в рамках предприятия.
- Переносимость CIM-схемы между приложениями.

Информационная модель представлена на рис. 3.

Уровень прикладных и расчетных задач

На сегодняшний день наиболее актуальны вопросы, решаемые на верхнем уровне — уровне прикладных и расчетных задач. Ведь именно на этом уровне представлены агрегированные, обработанные по специальным алгоритмам данные и информация. Анализируя эту информацию, можно делать выводы

о надежности и об эффективности работы системы энергоснабжения. Этот уровень должен объединять следующие приложения:

- Контроль потребления энергоресурсов.
- Прогноз потребления энергоресурсов.
- Оптимальное распределение нагрузки.
- Анализ сети распределения.
- Управление закупкой и продажей электроэнергии.
- Разработка сценариев и моделирование.

1. Контроль потребления энергоресурсов предусматривает решение следующих задач:

- Мониторинг поставки активной, реактивной мощности и газа.
- Прогноз поставки на фоне:
 - ▶ тарифных ограничений;
 - ▶ оперативных заданий;
 - ▶ прогнозных значений.
- Дополнительные функции контроля нагрузки:
 - ▶ действия по сбросу нагрузки;
 - ▶ постоянный запрос заданий.

2. Прогноз потребления энергоресурсов выполняется для:

- Компании/предприятия.
 - Цехов/участков/установок.
 - Потребления электроэнергии, газа, воды.
- Прогноз формируется на основе:
- Данных от систем планирования производства.
 - Данных о простоях основного технологического процесса.
 - Данных о профиле еженедельной нагрузки.
 - Данных о прогнозе погоды.

3. Оптимальное распределение нагрузки:

- Собственные мощности.
- Соглашения по двусторонним поставкам.
- Электроэнергия со свободного рынка.

4. Анализ сети распределения:

- Топологические функции (раскраска, трассировка, проверка блокировок, локализация отказа).
- Система распределение потока энергии (моделирование нагрузки, алгоритм потока энергии в реальном времени, в режиме обучения, изолирование отказов).
- Восстановление обслуживания (изоляция оборудования или участка сети, восстановление обесточенных участков сети, восстановление нормального состояния сети).

5. Управление закупкой и продажей энергии:

- Обеспечение выгодной торговой деятельности энергоресурсами (заключение сделок купли/продажи — электроэнергия, газ, пар, топливо, сжатый воздух, вода и т. д.; заключение двусторонних контрактов, заключение контрактов на основе модели оптимизации цены).

- Поддержка принятия решений (достоверные данные для оценки транзакций купли-продажи, данные о стоимости собственной энергии в соотношении с рыночной ценой).

- Ведение отчетности и обеспечение процедуры выставления счетов.

6. Разработка сценариев и моделирование:

- Моделирование и анализ «что — если» может применяться для изучения ценовых эффектов при отклонениях системных параметров.

- Моделирование покупки и продажи энергии с точки зрения оценки экономической эффективности.

- Моделирование и изучение рисков через различные сценарии изменения цен на топливо и электроэнергию.

- Оценка производственного плана и уровня запаса энергии для энергоемких единиц оборудования.

- Имитация развития событий в случаях отключения оборудования.

- Представление результатов в удобной и понятной графической форме.

Заключение

В предлагаемом концептуальном подходе построения основу АСУ Э ПП составляет модель данных. Модель данных описывает всю структуру энергохозяйства с соблюдением иерархии и логических связей энергооборудования, позволяя интегрировать все имеющиеся локальные системы автоматизированного управления на предприятии, независимо от производителя этих систем и используемых средств автоматизации оборудования. Кроме того, модель данных описывает структуру контроллеров и средств изме-

рения (счетчиков) программно-технического комплекса, ИТ-структуру самой автоматизированной системы, регламенты сбора данных и типы контролируемых параметров. Использование описанного выше подхода к созданию АСУ Э ПП позволяет реализовывать набор различных прикладных и расчетных задач, востребованных в департаментах энергетики предприятий. Набор расчетных задач достаточно гибко варьируется в зависимости от текущих потребностей и легко дополняется. Расширение списка прикладных и расчетных задач обеспечивает компонентная технология с открытыми интерфейсами для конфигурирования лучших в своем классе пакетов приложений и интеграции с другими ИТ-системами, а также надежные стандартизованные и независимые от версии API (Application Programming Interfaces — интерфейсы программирования приложений).

Построенная по таким принципам автоматизированная система управления энергообеспечением предприятия позволит решать задачи оценки энергоэффективности основных производственных процессов и основного производственного оборудования и разрабатывать мероприятия по повышению энергоэффективности основных производственных процессов предприятия в целом.

Разработка, апробирование и внедрение систем такого класса, развернутое в настоящее время специалистами ЗАО «РТСофт», позволяет надеяться на корректное решение поставленных задач для промышленных предприятий, всесторонне учитывать систему и ее характеристики, точно учитывать особенности процессов, обеспечивать требуемую надежность функционирования всей системы энергоснабжения.

Литература

1. III Профессиональный форум «Информационные технологии и измерение в электроэнергетике». Москва ЦМТ, 16 апреля 2008 г.
2. Семикин В.Ю., Ханьгин А.Н. От большой энергетики к автоматизированной системе управления энергетикой газотранспортного предприятия. «Нефтяное хозяйство». № 10. 2007.



**А. Команцев,
компания
«Ниеншанц-Автоматика»**

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОДСТАНЦИИ

Большинство действующих энергетических подстанций в нашей стране, как известно, построено еще в советские времена, когда на такого рода объектах не предусматривалось установки каких-либо автоматизированных средств управления силовым оборудованием. Предполагалось, что по истечении установленного изготовителем срока произойдет плановая замена трансформаторов. Жизнь заставила пересмотреть такой подход к эксплуатации техники. Выделяемых средств на полную замену оборудования, как правило, всегда недостаточно, кроме того, чем старше становится техника, тем чаще неполадки опережают плановые мероприятия по ее замене. Очевидно, что экономически более целесообразным решением проблемы является профилактика и предупреждение возможных неисправностей, для чего необходима эффективная система мониторинга.

Для создания такой системы на подстанции ПС-1150 «Алтай» (Алтайский край) была приглашена компания «Интера». Ее специализация — создание автоматизированных систем управления технологическими процессами. К настоящему моменту компания «Интера» выполнила уже не один десяток успешных проектов на предприятиях Федеральной сетевой компании ЕЭС России.

Опыт создания АСУ ТП на энергетических объектах позволил системному интегратору разработать типовое решение для этой отрасли. Такое решение универсально в теории, но на практике должно адаптироваться для каждого конкретного предприятия. Коммуникационным базисом такого тиражируемого решения для автоматизации подстанций является техника МОХА. Оборудование МОХА более 10 лет хорошо известно и востребовано на российском рынке. Начиная с 1998 года, ведущим партнером и сервисным центром по обслуживанию коммуникационного оборудования МОХА на территории СНГ является компания «Ниеншанц-Автоматика».

Техническое решение

Система автоматизации, реализованная компанией «Интера», осуществляет непрерывное измерение и регистрацию основных параметров трансформаторного оборудования в процессе эксплуатации, в том числе в предаварийном и аварийном режимах. В режиме on-line осуществляется контроль перенапряжений, допустимых систематических и аварийных перегрузок, температуры наиболее нагретой точки обмотки, контроль старения изоляции обмоток и т.д. (всего контролируется около пятнадцати

ОБМЕН ОПЫТОМ

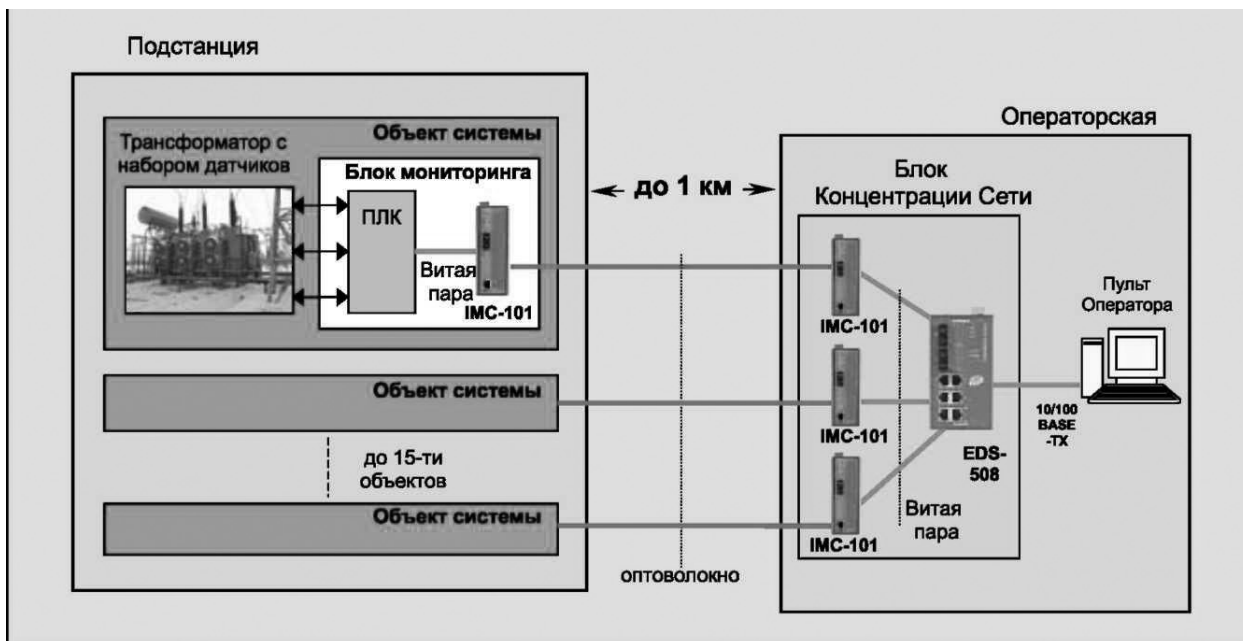


Рис. 1. Структурная схема системы мониторинга трансформаторов

параметров). Таким образом, система осуществляет регистрацию аварийных режимов работы и вырабатывает меры по их ликвидации, обнаруживает предаварийное состояние оборудования для осуществления своевременного ремонта.

Структурная схема системы мониторинга трансформаторов показана на рис. 1.

Трансформаторы на подстанции снабжены всевозможными датчиками, собирающими первичную информацию о работе узлов. Сигналы от датчиков по линиям связи поступают в блок мониторинга, где на программируемых логических контроллерах (ПЛК) Allen Bradley происходит их предварительная обработка. Там же размещается и коммуникационное оборудование. Конструктивно блок мониторинга представляет собой металлический монтажный шкаф (рис. 2), установленный под открытым небом в непосредственной близости с трансформатором. Такое расположение блока позволяет минимизировать длину линий связи от аналоговых датчиков с целью снижения влияния электромагнитных помех. Минус такого соседства — влияние на электронику вибрационного фона от трансформатора и его вспомогательных механизмов. Для повышения надежности системы все оборудование в шкафах имеет резервированное питание (+24 В).

Первично обработанная мониторинговая информация передается на пульт управления в операторскую, которая отнесена на нескольких сот метров от подстанции. Такое расстояние выбрано из сообра-

жений безопасности присутствия человека — известны случаи, когда трансформаторы с рабочей мощностью в десятки мегавольт ампер попросту взрывались.

Технологией передачи данных была выбрана сеть Ethernet, поскольку более простые интерфейсы, например RS-485, не обладают необходимой пропускной способностью и функциональностью. Поэтому все используемые в системе контроллеры имеют Ethernet-выход на медном кабеле.

Однако высокий уровень электромагнитных помех на подстанции потребовал использования оптоволокну в качестве линии связи между блоком мониторинга и пультом оператора. Для того чтобы преобразовать кабельные сети Ethernet в оптические каналы связи, необходимы промышленные медиаконвертеры, способные работать в условиях электромагнитных помех и вибрации. Используемые в системе преобразователи интерфейсов IМС-101 компании MOXA монтируются в шкафах на DIN-рейку и имеют прочный металлический корпус. Большое преимущество этих медиаконвертеров заключается в их способности работать при отрицательных температурах. Хотя в шкафах и предусмотрена система обогрева, но в северных широтах она не всегда справляется со своей задачей, а иногда и выходит из строя.

В описываемой системе мониторинга все контролируемые трансформаторы (на одном объекте их может быть до пятнадцати) объединяются

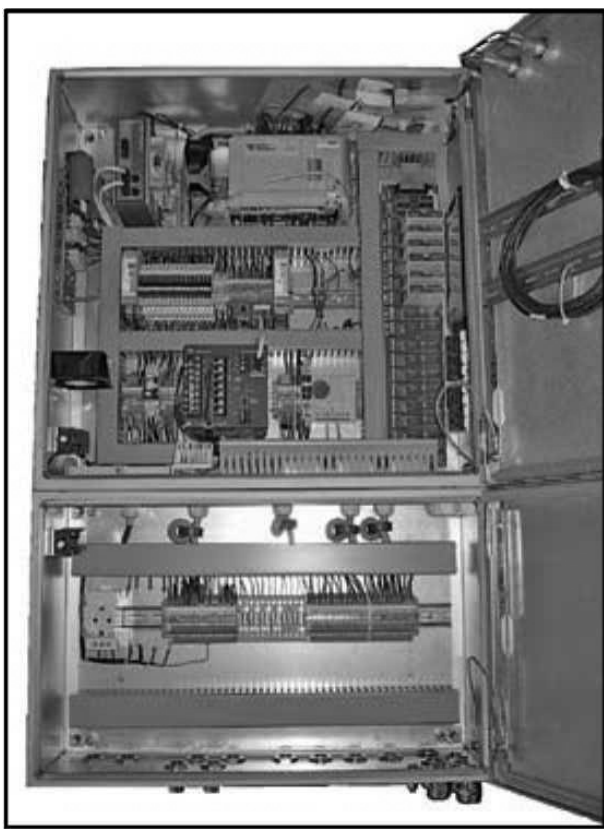


Рис. 2. Блок монитора изнутри

с пультом управления по топологии «звезда». Магистральная топология, которая позволила бы сэкономить на оптоволокне, требует использования коммутаторов в каждом блоке мониторинга, что, наоборот, значительно повышает стоимость системы. Специальных требований к надежности системы связи не предъявляется, поскольку она не несет функций управления. Главное — исключить потерю информации с датчиков вследствие обрыва связи. С этой целью в блоке мониторинга реализована возможность накопления данных.

В блоке концентрации сети, расположенном в операторской, на каждой линии установлены ответные конвертеры. С них преобразованные данные по проводному Ethernet поступают на интеллектуальный управляемый коммутатор MOXA EDS-508 и далее — на пульт оператора. Программное обеспечение системы управления построено на базе SCADA-пакета RSView32, что обусловлено применением в системе контроллеров Allen Bradley фирмы Rockwell Automation. Это программное обеспечение позволяет управлять всеми сетевыми устройствами по протоколу SNMP, в том числе и коммутатором EDS-508.

В других проектах, где на подстанциях уже внедрена АСУ ТП, этот коммутатор может являться частью еще одной локальной сетевой инфраструктуры. В этом случае может возникнуть необходимость разграничения взаимных зон доступа с логическим разделением сети на подсистемы, что легко можно осуществить с помощью механизма виртуальных сетей VLAN, предусмотренного в коммутаторе EDS-508.

Специфика проекта

Рассмотренная выше сетевая топология несложна, но специфика подстанции «Алтай» как объекта автоматизации предъявляет ряд жестких требований к применяемому оборудованию, а именно: расширенный температурный диапазон, устойчивость к электромагнитным помехам, устойчивость к вибрациям, возможность монтажа на DIN-рейку, питание +24 В с возможностью резервирования, разделение трафиков промышленной и офисной сети механизмом виртуальных сетей VLAN, возможность управлять сетью из SCADA-системы RSView32, наличие сигнализации об обрыве линии связи.

Именно благодаря соответствию этим жестким требованиям разработчики проекта выбрали оборудование MOXA. Система, созданная на базе этой коммуникационной техники, осуществляет непрерывное (on-line) измерение и регистрацию основных параметров трансформаторного оборудования. Регистрируя и анализируя ключевые параметры, система помогает оператору выработать адекватные меры по профилактике аварийных ситуаций на подстанции.

Результаты и перспективы

Экономический эффект, полученный на подстанции от внедрения системы мониторинга, складывается из нескольких составляющих. Во-первых, это снижение расходов на обновление и ремонт оборудования, а также на страховые выплаты, поскольку страховые компании устанавливают разные ставки для предприятий, имеющих АСУ ТП и не располагающих таковой. Второй положительный эффект — сокращение численности персонала, обслуживающего силовое оборудование, в результате внедрения автоматизированных методов диагностики. Третья составляющая экономической выгоды от системы мониторинга — отсутствие штрафных санкций за ущерб (в том числе экологический), причиненный выходом из строя электрооборудования. Ну и наконец, после завершения проекта на объекте практически прекратились случаи недоотпуска электроэнергии по вине отказа оборудования.

**М. Народовая,
журнал «Снабженец»**

СОВРЕМЕННЫЕ АСПЕКТЫ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

Значение трубопроводного транспорта трудно переоценить. Трубопроводы охватывают до 40% территории России, на которых проживает около 60% населения. В ближайшие 10 лет планируется реализовать ряд новых чрезвычайно амбициозных проектов. Это, прежде всего, расширение проложенного по дну Черного моря газопровода «Голубой поток», строительство балканского нефтепровода Бургас-Александрополис, призванного снизить зависимость российских нефтяных поставок от Турции. И, конечно же, это прокладка Восточного и Северо-Европейского нефтепроводов, от которых в долгосрочной перспективе будет зависеть не только экономическая, но и политическая стабильность нашей страны.

Однако сколь бы разветвленной ни была система трубопроводов — велика и Россия. В непосредственной близости от Москвы можно встретить населенные пункты, где никогда не было водопровода и централизованного газоснабжения. Серьезную обеспокоенность вызывает и состояние существующих коммунальных сетей, износ которых в некоторых регионах достигает 90%.

Учитывая весь комплекс накопившихся проблем, вполне уместным кажется проведение выставки «Трубопроводные системы» и сопутствующих конгрессных мероприятий, посвященных диагностике, строительству, эксплуатации и ремонту трубопроводного транспорта.

Какую трубу выбрать?

В России средний срок службы коммунальных трубопроводов, выполненных в основном из чернометаллических труб, составляет 20—25 лет, в странах ЕС — в 2 раза больше. Поэтому сегодня, в связи с серьезным реформированием системы ЖКХ и появлением новых отношений собственности весьма актуальным становится вопрос долговечности и надежности существующих и вновь прокладываемых сетей. Собственнику жилья проще и выгоднее один раз вложиться в эффективное оборудование, чем постоянно тратить средства на бесконечные ремонты. И тут перед ним встает непростой вопрос: какой материал выбрать для прокладки трубопровода?

Многие специалисты считают, что достойной замены металлическим трубам нет. Они обладают



необходимой прочностью и жесткостью, способны выдерживать высокое давление и температуру транспортируемой среды. Срок же их эксплуатации можно значительно повысить за счет нанесения внутри и снаружи полимерного изолирующего покрытия.

С металлическими трубами, защищенными внутри и снаружи силикатно-эмалевым покрытием, можно было познакомиться на стенде компании «Негас» (Москва). Покрытие представляет собой полимерную композицию на основе силикатов, обладающих высокой химической и абразивной стойкостью, с диапазоном рабочих температур от -50 до $+350$ °С. Наносится покрытие на трубы методом индукционного эмалирования.

Применение полимерной защиты позволяет значительно снизить абразивный износ и отложения на внутренних стенках труб. В результате удается обеспечить высокую чистоту транспортируемого продукта и повысить пропускную способность трубопроводов в 1,5 раза. Трубопроводы с внутренним силикатно-эмалевым покрытием могут находиться в эксплуатации до 50 лет. Однако стоят эмалированные трубы в 2 раза больше обычных металлических.

Для предотвращения наружной почвенной коррозии можно также использовать двух- и трехслойное полиэтиленовое покрытие нормального, усиленного, весьма усиленного или специального типа, нано-

симое в заводских условиях путем экструзии. Оно обеспечивает надежную защиту трубопроводов при температуре от -40 до $+60$ °С, а в случае применения специальных полиэтиленовых композиций — от -60 до $+80$ °С.

При прокладке коммунальных водо- и газопроводов, а также канализационных систем достойной альтернативой стальным изделиям могут стать напорные и безнапорные трубы из полиэтилена низкого давления. Производством такого рода продукции занимаются ОАО «Новатэк-Полимер» (Самарская обл.), ООО «Иммид» (Вологда) и «Газэнергосервис» (Великий Новгород).

К числу неоспоримых достоинств полимерных труб относится то, что они не боятся контакта с водой и агрессивными средами, не подвержены воздействию блуждающих токов. Полимерные изделия в 2—4 легче металлических, и, следовательно, на их транспортировку и монтаж тратится гораздо меньше сил и времени. Выпускаются они, как правило, в бухтах длиной 125—800 м, и для прокладки 800-метровой трассы часто требуется всего один сварной стык. Трубопроводы для водоснабжения способны выдерживать давление 0,6—1,6 МПа, для газа — 1,2—1,6 МПа.

Высокий коэффициент упругости позволяет полимерным трубам растягиваться на величину до 7%

ВЫСТАВКИ

без потери свойств, им не страшна просадка фундамента или замерзшая внутри вода. Однако их мягкие полиэтиленовые стенки не могут устоять перед механическими повреждениями и острыми зубами грызунов, поэтому главным врагом полимерных трубопроводов являются крысы.

Гораздо ближе к металлу по своим прочностным характеристикам трубы из стекло- и базальтопластика (СБПТ). Они способны выдерживать давление от 1 до 20 МПа, а их гидродинамическое сопротивление в 1,3 раза ниже, чем у стальных труб. Как следствие, при одинаковом диаметре они могут прокачивать на 30% больше жидкости. В отличие от металлических изделий, СБПТ имеют только упругие деформации и значительно больший радиус изгиба, поэтому для них не страшны подвижки грунта, в т.ч. при оттаивании.

Как и полимерные трубы, СБПТ не подвержены коррозии и не нуждаются в катодной защите. Весят они в 4—10 раз меньше металлических, обладают повышенной химической стойкостью и пригодны для транспортировки практически любых жидкостей с температурой до 115 °С. При этом в отличие от полимерных изделий, СБПТ не боятся УФ-излучения и не нуждаются в изоляции при бесканальной прокладке.

Монтаж СБПТ не требует сварки. В настоящий момент разработаны несколько типов разъёмных и неразъёмных соединений и способов стыковки таких труб со стальными трубопроводами. Для жестких стыков, которые используются при канальной прокладке теплосетей, рекомендуется применять клеевые соединения. В случае бесканальной прокладки трубопроводов холодной воды больше всего подойдут ниппельные соединения. Для обсадных и насоснокомпрессорных труб, применяемых в нефтедобыче, используют резьбовые соединения.

В настоящий момент в России существует 15 предприятий, занимающихся производством СБПТ, в т.ч. и присутствовавший на выставке Завод базальтовых труб (Москва). Здесь изготавливают трубы, полностью состоящие из стекло- или базальтопластика, либо смешанный вариант с первоначальной намоткой стекловолокна и затем базальтовых нитей.

Традиционно технология производства включает намотку пропитанного смолой волокна на оправку, добавление отвердителя, полимеризацию заготовки под воздействием высокой температуры, отверждение и обрезку. На предприятии в нее были внесены некоторые изменения. Например, оправку снабдили горизонтальным механизмом перемещения, так что в процессе намотки она слегка сдвигается, проталкивая заготовку вперед. Этот нехитрый

прием позволяет изготавливать СБПТ практически неограниченной длины. Диаметр серийно производимых труб составляет 20—500 мм, а по спецзаказу — и до 1000 мм.

Теплоизоляция трубопроводов

По уровню централизации теплоснабжения наша страна занимает одно из лидирующих мест в мире. Но при этом около 30% передаваемого по трубам тепла не доходит до потребителя. Потери связаны с тем, что из-за холодного климата у нас преобладает подземная прокладка тепловых сетей в непроходных каналах с минераловатной изоляцией. Минеральная вата является гидрофильным материалом: увлажняясь, она в 4 раза снижает свои теплозащитные свойства и оказывает коррозирующее влияние на внешнюю поверхность труб, особенно в зоне сварного шва.

По мнению специалистов, при прокладке новых и ремонте существующих сетей гораздо выгоднее сооружать теплотрассы бесканальной прокладки из предварительно изолированных труб. Такие трубы представляют собой сборную систему, изготавливаемую промышленным способом на заводе. В ней основная труба и оболочка становятся единым целым, связанным изолирующим материалом. В качестве последнего чаще всего используют пенополиуретан либо пенополимерминеральную изоляцию, называемую еще полимербетоном.

На выставке присутствовало достаточно много предприятий, предлагающих трубы в пенополиуретановой изоляции (ППУ). Это Завод по изоляции труб (Краснодарский край), ОАО «Мостеплосетьэнергокомплект» (Москва), ЗАО «Негас», ООО «Полимерстрой» (Оренбург), «Иммид» (Вологда) и «Смит-Ярцево» (Смоленская обл.).

Труба, заключенная в пенополиуретан, представляет собой жесткую конструкцию «труба в трубе». Состоит она из стальной трубы, жесткого пенополиуретанового утеплителя и внешней защитной трубы-оболочки из полиэтилена низкого давления или оцинкованной спирально-замковой стали.

Благодаря использованию ППУ-оболочки трубы можно эксплуатировать при температуре от -200 до +130 °С, что позволяет применять их как для наземной, так и для бесканальной подземной прокладки. Тепловые потери на теплотрассах сокращаются в 2—3 раза по сравнению с использованием минераловатной изоляции, срок службы продлевается до 30—40 лет. Кроме того, тепловые сети можно оборудовать системами дистанционного контроля теплоизоляции, помогающими оперативно выявлять и ликвидировать прорыв трубы либо повреждение изоляции.

Но существует ряд проблем, ограничивающих применение ППУ-изоляции. Прежде всего, температура транспортируемой среды не должна длительное время превышать пороговое значение 130 °С. В противном случае соприкасающаяся с трубой оболочка «подгорает» и теряет свои защитные свойства. Другой важный момент — качество российского пенополиуретана, который под воздействием влаги начинает разрушаться раньше времени, что приводит к неоправданным потерям тепла, особенно на стыках.

Пенополимерминеральную изоляцию (ППМИ) на выставке демонстрировало НПП «Пенополимер» (Коломна, Московская обл.). Ее главными частями являются полиуретановое связующее и минеральный наполнитель в виде кварцевого песка. ППМИ получают методом формования: последовательным смешиванием всех компонентов, заливкой полученной композиции в форму и вспениванием с последующим отверждением.

При нанесении на трубу ППМИ превращается в монолитную конструкцию с переменной плотностью по сечению. За один цикл формования образуются три изолирующих слоя:

- плотно прилегающий к трубе внутренний слой антикоррозионной защиты толщиной 3—5 мм и плотностью 400—500 кг/м³;
- средний теплоизоляционный слой, имеющий плотность 180—200 кг/м³ и расчетную толщину в зависимости от требований заказчика и условий эксплуатации;
- наружный гидрозащитный слой (3—8 мм; 400—500 кг/м³), одновременно предохраняющий конструкцию от механических повреждений.

Главным достоинством ППМИ является ее паропроницаемость, т.е. способность вытеснять наружу влагу и конденсат, образующийся внутри изоляционной системы вследствие перепада температур. Как показывает практика, даже при прорыве трубы ППМИ-изоляция не разрушается и не теряет теплозащитных свойств. В случае аварии ее можно легко вскрыть, заделать повреждение и вновь нанести, используя специальную опалубку. ППМИ выдерживает температуру до 150 °С, не боится УФ-излучения и надежно защищает теплотрассы от наружной коррозии.

Защита стыков и резьбовых соединений

Наиболее уязвимым местом трубопроводных систем является изоляция стыков. Разрушение этой зоны под воздействием агрессивных сред способно свести к нулю всю антикоррозионную защиту трубопроводов. Новые трубы и типы изоляции требуют

внесения изменений и в технологии защиты стыковых соединений.

Опираясь на американский опыт, ООО «Целер» (Самара) разработало металлическую втулку для защиты сварного шва стальных трубопроводов с внутренним полимерным покрытием. Так же, как и защищаемые трубы, втулки покрыты изнутри эпоксидной краской. На наружной стороне изделий имеются радиальные выступы (упоры) для центрирования и эластичные резиновые манжеты.

В процессе монтажа втулка вставляется внутрь трубопровода в зоне сварного шва и прихватывается сваркой по упорам. Резиновые манжеты, расположенные по ее краям, формируют защитный валик, который и обеспечивает герметизацию стыка. Далее трубы свариваются, и в результате получается сварной шов, полностью защищенный от контакта с транспортируемой средой.

Важно отметить, что втулка лишь незначительно увеличивает гидравлическое сопротивление труб, не препятствует прохождению средств очистки и диагностики, хорошо работает на сдвиг и прогиб трубопровода. За 8 лет использования таких изделий не было выявлено ни одного прорыва сварного стыка. Даже при одностороннем повреждении защитного валика коррозия на сварном шве не развивается.

ООО «Целер» выпускает втулки диаметром 89—820 мм со стенкой толщиной до 12 мм, рассчитанные на рабочее давление до 10 МПа и температуру транспортируемой среды до 80 °С (кратковременно — до 100 °С).

Одним из наиболее эффективных способов защиты стыков теплотрасс в ППУ-изоляции является использование термоусаживаемых муфт «Тирс». На выставке их демонстрировала фирма «Сфера-Владимир» (г. Владимир).

Муфта представляет собой неразъемную полиэтиленовую конструкцию несколько большего размера, чем диаметр предизолированной трубы. Ее соединение с оболочкой осуществляется посредством специального термоклей, гарантирующего герметичную заделку соединяемых элементов. Затем с помощью газовой горелки производится усадка муфты до размера трубы.

Для создания теплоизолирующего слоя в оставленное в полости стыка небольшое отверстие заливают тщательно перемешанные ППУ-компоненты из монтажного пенопакета. Последний представляет собой разделенный съемной перемычкой на две герметичные камеры пленочный пакет, содержащий исходное сырье для пенополиуретановой изоляции. Пакет имеет горловину для выливания компонентов

ВЫСТАВКИ

в полость стыка трубопровода. Менее чем за 1 минуту можно качественно смешать содержимое, вскрыть горловину, вставить ее в отверстие муфты и вылить реакционную массу в полость стыка до начала вспенивания.

После заливки ППУ отверстия заваривают полиэтиленовыми пробками. В результате на месте стыка удается получить монолитную конструкцию, которая обладает теми же физико-механическими характеристиками, что и основной изоляционный слой.

Фирма «Регион Спецтехно» (Новосибирск) показала линейку продуктов для уплотнения и герметизации резьбовых соединений.

Это, прежде всего, уплотнительная нить «Рекорд», которая представляет собой некрученный капроновый шнур, состоящий из 280 ультратонких полиамидных волокон, пропитанных кремнийорганической пастой. Такого рода материалы обычно используют для герметизации фитингов водопроводов холодной и горячей воды, теплосетей с температурой до 130 °С. Применяют их и для уплотнения трубных соединений систем подачи природного газа (не содержащего газовый конденсат) и сжатого воздуха. Нить «Рекорд» можно наносить на мокрую резьбу при минусовой температуре.

К особым качествам подмотки «Рекорд» относится ее способность противодействовать возникновению коррозии на поверхности резьбы, что гарантирует возможность разборки соединения даже после длительной эксплуатации. Для удобства работы подмотку поставляют в небольших футлярах, оборудованных отрезным ножичком. При намотке нить предпочтительно накручивать по ходу резьбы, но хаотично, без последовательной укладки в резьбовые канавки. Такой способ обеспечивает полное заполнение зазоров при сборке фитингов.

Для быстрой герметизации металлических резьбовых соединений «Регион Спецтехно» выпускает также анаэробные гели «Сантехмастергель». Анаэробные гели — это жидкие композиции различной вязкости, способные длительное время оставаться на воздухе в стабильном состоянии без изменения свойств. Но когда эти составы попадают в узкие зазоры между металлическими поверхностями, то там, в отсутствие кислорода и под влиянием металла, происходит их быстрая полимеризация.

В результате образуется прочная, твердая термоактивная пластмасса, надежно герметизирующая стык независимо от рабочего давления и усилия свинчивания. Большинство анаэробных герметиков способно выдерживать рабочую температуру от -55 до +150 °С.

При использовании анаэробных гелей необходимо учитывать, что они непригодны для уплотнений, работающих в среде чистого кислорода и других сильных окислителей. Кроме того, не рекомендуется применять их на фитингах диаметром более 80 мм, т.к. у этих соединений разный зазор в резьбе, и поэтому требуются продукты различной вязкости. Перед нанесением гелей необходимо очистить поверхность резьбы от масла, грязи и влаги.

Хотя отвердевший в зазоре пластик обладает стопорящим свойством, демонтаж фитингов осуществляют с помощью обычных инструментов. Остатки затвердевшего состава удаляют стальной щеткой или специальным раствором. Для высокопрочных составов при демонтаже может потребоваться местный подогрев соединения до 150—250 °С.

Строительство и восстановление трубопроводов

При сооружении трубопроводов необходимо большое количество гнутых отводов и фасонных частей, для производства которых используют трубогибочные станки. Одним из немногих российских производителей такого рода оборудования является Кропоткинский машиностроительный завод (Краснодарский край). Предприятие выпускает станки ГТ532, ГТ1022, ГТ1424*, предназначенные для холодной гибки прямошовных и бесшовных труб длиной 8—24 м в полевых условиях.

Гибка производится по формулирующему лекалу (башмаку) с помощью гибочного ложеента и системы гидроцилиндров. Короткий гибочный ложемент позволяет получать отводы с меньшими радиусами изгиба, особенно при использовании дорнов. В процессе изгиба за счет своей конструкции дорн находится в постоянно поджатом к трубе состоянии, что приводит к перераспределению усилий, возникающих при гibe. Параллельно это позволяет значительно снизить гофрообразование и остаточную овальность получаемого отвода. Рабочие элементы дорнов, соприкасающиеся с трубой, покрыты полиуретаном.

В комплект вспомогательного оборудования входят рольганг для укладки и поддержки подаваемых труб, штанга в комплекте с проставкой для гибки двухтрубных секций длиной до 24 м и якорь, служащий опорой при перемещении штанги с дорном. Станки комплектуют штатными угломерами, по дополнительной заявке возможна поставка цифровых угломерных устройств.

Трубогиб ГТГ211 предназначен для холодной гибки труб диаметром 57—219 мм в полевых или стационарных условиях. При его применении возможно

получение Z-образных отводов и отводов с изгибом в различных плоскостях. Максимальный уголгиба составляет 180°, минимальный радиус изгиба — семь наружных диаметров изгибаемой трубы.

В станке используется принципгиба «прямым нажатием» в горизонтальной плоскости. Гибку производят с помощью системы гидравлики путем выдвигания изгибающего лекала по центру между двумя свободно вращающимися упорами. Станок имеет электрогидравлический привод. Перемещение отвода выполняют вручную или с помощью дополнительных грузоподъемных механизмов.

Завод по изоляции труб (Краснодарский край) включен в число предприятий, уполномоченных ОАО «Газпром» осуществлять полный цикл работ по переизоляции и подготовке б/у и лежалых труб к дальнейшему использованию. На предприятии установлена стационарная система для снятия старой изоляции SCRS, разработанная американской компанией Incal.

Система SCRS состоит из камеры гидроочистки, насосного блока, вакуумной системы сбора отходов, энергетического блока и системы управления. Трубы подаются к камере гидроочистки и транспортируются от нее посредством роликовых конвейеров. Конвейерная система может быть поставлена как часть системы гидроочистки либо подобрана в соответствии со спецификацией Incal.

Во время очистного цикла старое пленочное или битумное покрытие удаляют с поверхности трубы посредством набора адапторных пластин. Оборудование можно подстраивать под разный диаметр изделий в диапазоне от 300 до 1420 мм.

Старая изоляция, продукты коррозии и растворимые соли удаляются внутри закрытого блока гидроочистки за один проход. В системе используют водяные струи, которые под давлением до 2400 атм снимают старую изоляцию с труб, очищая их поверхность до голого металла. Блоки гидроочистки сверхвысокого давления могут также удалять современную двух- и трехслойную полимерную изоляцию.

Подачу воды обеспечивает насосная система производства фирмы Hammelmann (Германия). Насос с электрическим приводом поставляет воду требуемого объема и давления. В зависимости от типа удаляемой изоляции выбирают агрегат с соответствующим расходом и давлением.

В нижней части камеры гидроочистки располагается шнек, который транспортирует удаленную изоляцию и отработанную воду к передней части камеры. Здесь вакуумным способом отходы передаются на поддон для обработки и затем сбрасываются в контейнер. При этом отстоявшаяся вода может быть откачана, а оставшийся изоляционный материал выведен на утилизацию.

Управление системой осуществляется одним оператором с блока управления, размещенного на приподнятой площадке. Такое расположение позволяет оператору беспрепятственно наблюдать за всем процессом. Система управления включает в себя современную контактную панель и плавные стартеры всех моторов. Хотя разработана она как полностью автоматическая, оператор имеет возможность использовать ручной режим для ремонта или диагностики оборудования.

Производительность системы варьируется в зависимости от диаметра трубы, изоляционного покрытия, его толщины и состояния. Например, для труб диаметром 500 мм с 12-миллиметровым битумным покрытием она составляет более 2 м/мин.

<< 40

WIRED MAT ОТ ROCKWOOL ТЕПЕРЬ ПРОИЗВОДИТСЯ В РОССИИ

В конце 2008 года компания ROCKWOOL запустила производство Wired Mat — продукции для технической изоляции на своем российском заводе в городе Железнодорожный (Московская область). Ранее этот продукт поставлялся польским и датским подразделениями Группы ROCKWOOL.

ROCKWOOL Wired Mat применяется для изоляции высокотемпературного оборудования, воздухопроводов, трубопроводов в нефтехимической промышленности, а также на объектах энергетической отрасли.

ROCKWOOL Wired Mat производится из каменной ваты, входящей в группу минеральных ват. Одна сторона мата покрыта сеткой из гальванизированной проволоки. Минераловатное изделие ROCKWOOL Wired Mat является негорючим материалом.

Продукт для огнезащиты воздухопроводов выпускается с односторонним покрытием алюминиевой фольгой. В отличие от европейского мата ROCKWOOL Wired Mat российского производства может выпускаться как с обычной армированной, так и со специальной негорючей алюминиевой фольгой.

tutteplo.ru

ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ ТИС ИЗ ЖЕСТКОГО ПЕНОПОЛИУРЕТАНА СТАНЕТ ДОРОЖЕ

Увеличение стоимости теплоизоляционных цилиндров и сегментов для теплоизоляции трубопроводов связано с ростом цен на сырье.

Центр теплоизоляции Екатеринбурга с 12 января 2009 года поднял отпускные цены на теплоизоляционные изделия ТИС из жесткого пенополиуретана на 10—12%.

Подорожание связано с увеличением отпускных цен заводом ТИС. По комментариям руководства завода ТИС, увеличение стоимости

76 >>

В. П. Каргапольцев,
заместитель директора
ОКБ «Гидродинамика»,
О. А. Мицкевич,
инженер
ОКБ «Гидродинамика»

НЕБАЛАНСЫ ПРИ УЧЕТЕ ВОДЫ: ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ

Массовое внедрение водосчетчиков, применяемых для учета водопроводной воды, потребляемой в жилом секторе, привело к появлению проблем с ведением расчетов по показаниям этих приборов. В соответствии с постановлением правительства «О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам» [1] расчет квартировладельцев с водоснабжающей организацией за потребленные ресурсы проводится на основании показаний квартирных водосчетчиков (если они установлены) или нормативов водопотребления (если счетчики не установлены). В результате применения этой методики расчетов выяснилось, что месячное потребление воды по общедомовому водосчетчику в большинстве случаев превышает сумму показаний квартирных водосчетчиков и объемов по нормативам потребления. Расхождение в ряде случаев достигает десятков процентов [2] даже при установке водосчетчиков во всех квартирах. Такая ситуация приводит к появлению в расчетах между поставщиком и потребителем воды «тринадцатой квитанции», которая выставляется квартировладельцам раз в год и компенсирует водоснабжающей организации затраты по поставке в дом неоплаченных в течение года объемов воды.

К причинам возникновения небаланса в большинстве публикаций относят следующие:

- утечки и несанкционированный слив во внутренней сети за пределами квартир;
- сверхнормативное потребление воды квартировладельцами, не установившими водосчетчики.

Как аксиома воспринимается абсолютная достоверность показаний квартирных водосчетчиков.

Между тем водосчетчик как прибор предназначен для решения конкретной задачи — измерений объема воды, потребленной за отчетный период (месяц) при ее расходе в паспортном диапазоне расходов. Этот диапазон установлен паспортом на прибор и соответствующим ГОСТом [3]. На основании требований стандарта предприятия-производители выпускают квартирные водосчетчики классов А, В и С (более точные счетчики класса С достаточно дороги и практически не пользуются спросом). Наибольшее распространение получили приборы диаметром условного прохода 15 мм. Минимальный паспортный расход для класса А и В — 60 и 30 л в час, для класса С — 15. При расходах меньших минимального водосчетчики работают неустойчиво. При расходах меньше порога чувствительности (который на основании стандарта [4] должен составлять не более половины минимального расхода) счетчики вообще не фиксируют расход. Водосчетчики диаметром 15 мм, предлагаемые на отечественном рынке, в зависимости от производителя имеют в качестве

порога чувствительности величину 6, 10, 12, 15, 30 л в час. Таким образом, при водоразборе с расходом меньше порога чувствительности водосчетчика жилец получает «законное» право не платить за потребленную воду, что становится одной из причин появления небаланса показаний общедомового и суммы показаний квартирных водосчетчиков.

Снижение порога чувствительности невыгодно заводам-изготовителям, т.к. увеличивает затраты на производство, повышает отпускную цену, уменьшает объемы сбыта и прибыль. Потребитель заинтересован в приобретении более дешевого счетчика с более высоким порогом чувствительности. Такой счетчик не фиксирует малые расходы — он более «экономичен»; после завершения межповерочного интервала он с большей вероятностью пройдет поверку. Однако применение такого прибора неизбежно отразится в увеличении небаланса.

Насколько велик вклад недоучтенной приборам составляющей водопотребления в общий небаланс? В ходе эксперимента, проведенного в Москве в типовом 84-квартирном доме [2] по установке водосчетчиков во все квартиры жилого дома, установке общедомового водосчетчика и организации автоматизированного сбора данных, месячный небаланс по холодной воде составил 20%, по горячей воде — 30%. Бытовые водосчетчики недосчитали за месяц 92 куб. м холодной и 154 куб. м горячей воды. Возможно ли такие объемы отнести к внутридомовым утечкам за пределами квартир? Утечка 246 куб. м воды за месяц (средний расход 340 л в час) в одноподъездном доме вряд ли осталась бы незамеченной жильцами.

Водосчетчики в разное время суток работают как в паспортном диапазоне расходов, так и при расходах ниже минимального. Исследования, проведенные специалистами Московского государственного строительного университета [5], показали следующее:

- расход воды в течение суток в усредненной квартире имеет дискретный характер: — «технологический расход» — при открытых кранах; — «расход утечек» — при закрытых кранах;

- длительность «технологического расхода» составляет всего 1—2% от всего времени суток (24 часов); в течение оставшихся 98—99% суточного времени поступающая в квартиру вода расходуется на утечки.

Даже при небольшой величине расхода утечек из-за его большой длительности суммарный объем за эти 98—99% времени (при неотрегулированной арматуре сливных бачков унитазов, протечках в кранах, использовании бытовых фильтров и пр.) может быть сопоставим с общим объемом потребления.

Один счетчик с порогом чувствительности 30 л в час в таком случае в пределе может допустить недоучет воды ($30 \text{ л} \times 24 \text{ часа} \times 0,98$) = 705 л в сутки. Указанная величина утечки в 705 л отнюдь не является математической абстракцией. Например, общедомовой прибор в 108-квартирном доме в Липецке [6] показывал, что средний расход холодной воды на одного человека здесь превышает 800 л в сутки. После того как были отремонтированы неисправные смесители и бачки унитазов, средний расход снизился в три с половиной раза.

Такая ситуация (высокий уровень утечек воды из-за низкого качества сетей и водоразборной арматуры) в целом характерна для отечественных систем водоснабжения и на разных зданиях отличается лишь количественно. При этом конечный потребитель воды (жилец) слабо, только косвенно — через «тринадцатую квитанцию» — заинтересован в устранении утечек. Сегодня за протекающий унитаз в квартире жильца Иванова платят сам Иванов, его соседи Петров, Сидоров, а также все остальные жильцы дома, установившие водосчетчики. Экономия воды жильцом, в которой он заинтересован прямо, — это снижение ее потребления только во время «технологического расхода», при котором счетчики фиксируют потребление. При неизменном водоразборе во время «расхода утечек» уменьшение полезного разбора воды жильцом (водосбережение) приводит к относительному росту небаланса [5], распределяемому между всеми жильцами, установившими водосчетчики, пропорционально площадям занимаемых ими квартир.

Низкое качество водопроводной воды или самих счетчиков ведет к ускоренному износу внутренних элементов водосчетчиков, смещению порога чувствительности в сторону больших расходов, часто до уровня минимального расхода, что ведет к дальнейшему росту величины небаланса. Значительное количество приборов (до 70%) после завершения межповерочного интервала (4—5 лет) не проходят периодическую поверку и признаются непригодными [7]. Причем основная часть счетчиков при поверке бракуется именно из-за неработоспособности или сверхнормативной погрешности на минимальном расходе. Достаточно длительный межповерочный интервал не дает возможности оперативно в процессе эксплуатации выявить приборы, ведущие недостоверный учет и снизить небаланс.

Порог чувствительности приборов устанавливается изготовителями и указывается в паспортах на счетчики. Анализ методик поверки, выложенных на интернет-сайтах производителей приборов, показывает, что далеко не на всех заводах этот параметр контролируется при выпуске из производства.

В ПОРЯДКЕ ОБСУЖДЕНИЯ

В этих методиках, в соответствии с которыми после завершения межповерочного интервала проводится поверка, в большинстве своем контроль работоспособности на пороге чувствительности вообще не предусмотрен. Этот параметр становится чисто формальным и никем не контролируется.

При проведении поверок после завершения очередного межповерочного интервала пригодность водосчетчика к дальнейшей эксплуатации определяется в большинстве случаев по среднеинтегральной погрешности [8], где всем поверочным расходам приписаны определенные весовые коэффициенты, номинальному расходу соответствует коэффициент 0,65, а минимальному — 0,02. При такой методике определения суммарной погрешности достаточно большие погрешности прибора на малых расходах «маскируются» их малым весом исходя из предположения, что основной расход воды происходит на больших расходах. В результате свидетельство о поверке на прибор формально подтверждает соответствие прибора его документации, но не гарантирует достоверность учета потребления воды на длительных малых расходах.

Исходя из этого, резонно предположить, что указанный выше «расход утечек» не регистрируется водосчетчиками не в узком диапазоне «от нуля до порога чувствительности», а в два раза более широком диапазоне «от нуля до минимального расхода». При этом величины регистрируемых приборами объемов суточного потребления воды жильцами и величины нерегистрируемых приборами объемов суточных утечек становятся сопоставимыми. Это наиболее вероятная причина появления описанных в разных источниках информации ситуаций, когда при 100%-ном оснащении квартир приборами учета домовой небаланс достигает многих десятков процентов.

Таким образом, наиболее вероятной причиной возникновения небаланса между показаниями общедомового водосчетчика и суммой показаний квартирных водосчетчиков являются не утечки за пределами квартир, а несоответствие реальных диапазонов расходов водосчетчиков реальным диапазонам расходов, существующих в квартирных системах водоснабжения. Величина небаланса растет с увеличением срока эксплуатации счетчиков.

Отечественная система организации учета коммунального водопотребления, состоящая из большого количества федеральных и региональных нормативных документов, не учитывает тот факт, что отечественные системы водоснабжения существенно отличаются от западных значительным внутриквартирным объемом уте-

чек, не регистрируемых квартирными приборами учета.

Для создания эффективной системы коммунального водоснабжения и водоучета, стимулирующей водосбережение, необходим ряд мер организационной и технического характера:

- а) в сфере водоснабжения и водопотребления:
- применение водоразборной и запорной арматуры с минимальным уровнем утечек;
 - организация и проведение периодических профилактических осмотров и регулировок водоразборной и запорной арматуры;
 - улучшение качества водопроводной воды и приведение ее характеристик в соответствие с действующими нормативами;
- б) в сфере водоучета:
- разработка обязательных требований, регламентирующих производство и применение водосчетчиков с максимально низкими порогами чувствительности и минимальными нижними границами диапазонов измерений;
 - внесение в методики поверки приборов дополнений, обязывающих контролировать порог чувствительности при выпуске из производства и при периодических поверках;
 - организация входного контроля работоспособности водосчетчиков на пороге чувствительности и минимальном расходе перед их монтажом;
 - в процессе эксплуатации приборов при появлении небалансов — организация оперативной диагностики состояния приборов учета на месте их эксплуатации.

Литература

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 г. № 307 «О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам».
2. Данилина Т. Алексеевский эксперимент: квартирные реки иссякают. «Московская правда», 3 февраля 2005 г.
3. ГОСТ Р 50193.1—92 «Измерение расхода воды в закрытых каналах. Счетчики питьевой воды. Технические требования».
4. ГОСТ Р 50602—93 «Счетчики питьевой воды крыльчатые. Общие технические условия».
5. Исаев В. Н., Пупков М. В. Системы учета водопотребления. «Сантехника», № 1, 2005 г.
6. Михайлов В. Небалансы энергетики. «Липецкая газета», 26 декабря 2008 г.
7. Олейников П. Кому выгодна поверка квартирных водосчетчиков. «Промышленные ведомости», № 5—6, 2008 г.
8. ГОСТ 8.156—83 «Счетчики холодной воды. Методы и средства поверки».



К. Зимин

ПУТЬ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

В 2008 году состоялось очередное, шестое по счету заседание Клуба СIO металлургии, основанного сообществом ИТ-директоров металлургических и горнодобывающих предприятий. Главной темой заседания стало создание и оснащение диспетчерских центров, а также взаимодействие двух функциональных служб — ИТ и энергетиков. И для обсуждения последней темы на заседание клуба были приглашены руководители энергетических служб предприятий отрасли. Традиционно собравшись за круглым столом, ИТ-руководители и энергетики обсудили наиболее острые проблемы и поделились опытом их решения.

В нынешних условиях металлургические предприятия вынуждены все больше внимания уделять вопросам сокращения затрат на производство. Постоянно увеличивающиеся тарифы на сырье, новые требования к качеству продукции со стороны потребителей, высокая конкуренция, не позволяющая повышать цены, — все это подталкивает металлургические предприятия к поиску внутренних резервов повышения эффективности.

И это автоматически влечет за собой повышенный интерес к потребляемым энергоресурсам. И прежде всего — с точки зрения эффективности использования электроэнергии.

В доленом отношении энергетическая составляющая в себестоимости конечной продукции металлургии относительно невелика — всего несколько

процентов. И некоторые руководители предприятий считают, что это слишком мало и заниматься экономией здесь неинтересно. Однако если посмотреть на данные расходы в денежном выражении, то это суммы порядка полумиллиарда рублей в год. Понятно, что даже небольшая экономия на этом объеме высвободит существенные средства, позволяющие окупить подобные проекты. Мнение участников круглого стола в целом было единым: резерв сокращения затрат в области электроэнергетики громадный, но чтобы его освоить, необходимо проделать большую и непростую работу.

«Винегрет» из систем

Как показал состоявшийся круглый стол, многие металлургические предприятия задумались об этом уже давно. «Еще в 2000 году мы запустили проект по техническому и коммерческому учету электроэнергии, — рассказал один из приглашенных руководителей энергетической службы. — Цель состояла в том, чтобы контролировать и регулировать потребление энергоресурсов. Сначала в состав проекта были включены лишь первоочередные агрегаты, но, к сожалению, проект несколько растянулся во времени. Были большие трудности с определением перечня оборудования, режимы работы и потребление которого необходимо контролировать в первую очередь. Кроме того, уже тогда мы старались сразу учитывать перспективу выхода на оптовый рынок электроэнергии.



Оптимально регулировать потребление всех видов энергии

И. Загодный,
главный энергетик
ОАО «Каменск-Уральский
металлургический завод»

Реструктуризация РАО «ЕЭС» не оставляет сомнений в том, что цены повысятся, и это, конечно же, скажется на рентабельности производства. В связи с этим одной из первоочередных задач нашего предприятия становится внедрение системы автоматизированного диспетчерского контроля и управления потреблением, которая позволит снизить удельный расход энергоресурсов на выпуск товарной продукции.

Энергетическая составляющая в себестоимости конечной продукции относительно небольшая (в процентном отношении). Но если смотреть в денежном выражении, то это значительная сумма, снижение которой даже на 1% позволит накапливать существенные средства, которые желательно вкладывать в дальнейшую модернизацию оборудования и расширение функционала учетных систем. Что касается структуры потребления энергоресурсов, то более 60% приходится на электроэнергию.

Поэтому на первом этапе основная задача состояла в том, чтобы повысить эффективность использования электроэнергии. Следующим этапом станет развитие системы, способной оптимально регулировать потребление всех видов энергии с учетом условий рынка энергоресурсов. В плане организационных мероприятий разработаны технико-экономические карты, позволяющие рационально планировать производственный процесс. И тут нам несомненно необходима поддержка нашего ИТ-департамента — как в сборе всей этой информации в единое информационное поле, так и в организации работы диспетчерской службы.

Для работы на оптовом рынке нужно четко регулировать режимы потребления, поскольку любое отклонение — это дополнительные платежи. Однако большая длительность проекта привела к значительному разному в установленных приборах и системах».

Судя по выступлениям, проблема «винегрета» (как выразился один из участников) в установленных приборах и системах актуальна для многих. Приводят к такому «винегрету» длительные сроки проектов, в течение которых меняется состав приборов или один главный энергетик приходит на смену другому, выставляя на первый план свои предпочтения. В результате возникают трудности в интеграции всех этих систем в одну.

«Именно поэтому парк приборов и систем, используемый для учета и управления потреблением энергоресурсов, должен быть стандартизирован на уровне предприятия. Причем это касается и используемого ПО», — говорит директор по ИТ Выксунского металлургического завода Юрий Сарапулов.

Другая традиционная проблема, с которой приходится сталкиваться в таких проектах, — организационная. Для отслеживания истории в систему учета надо ввести данные за предыдущие годы. Для этого надо перевести информацию из рабочих журналов (которые порой и найти-то трудно) и голов ключевых специалистов, не очень-то желающих делиться своими уникальными знаниями.

Нормативы — вопрос непростой

Как мы уже говорили выше, энергетическая составляющая в себестоимости конечной продукции металлургии относительно небольшая. Поэтому естественно, что эффективное планирование энергоресурсов является составляющей более общей и глобальной задачи — детального определения производственных затрат. «Финансовый директор распорядился детально разобраться с производственными затратами, — вспоминает другой участник круглого стола. — Мы создали базу всех параметров технологических операций и обчислили зарплаты на всех операциях и по каждому оборудованию. И хотя это большая работа и она еще не закончена, мы уже видим более детальную расшифровку затрат по производству, в том числе, например, по количеству электроэнергии, которое должен потреблять станок».

Очевидный дальнейший путь к повышению эффективности расхода энергоресурсов — их нормирование и дальнейшая мотивация технологического персонала на эти нормативы. Однако здесь имеются свои трудности. Нормирование — вещь очень непростая. Теоретически рассчитать долю электроэнергии, которая тратится на каждую операцию на каждом агрегате, практически невозможно. Один из участников круглого стола рассказал, что предприятие даже приглашало профессора для решения этой проблемы, но решить ее так и не удалось.

Доверие к ИТ-службе

Другой путь — отталкиваться от реально измеренных данных и постепенно ужесточать нормативы, пока работники «не взвоют». Однако это тоже не всегда можно, прежде всего потому, что полученные данные нередко оказываются недостоверными. По словам одного из участников круглого стола, с первого раза они получили просто физически невозможные данные. Оказалось, что вся проблема в приборах учета энергоресурсов, которые работают в сложных условиях.

Их, попросту говоря, залило маслом. Подобного рода проблемы ведут к несерьезному отношению специалистов-энергетиков к созданной информационной системе.

Все это поднимает более общую проблему — доверие на предприятии к ИТ-службе. Ведь даже если есть основания сомневаться в данных, собранных ИТ-системой, проверить их очень сложно. «Если доверие есть, то это дорогого стоит, — комментирует Татьяна Воробьева, директор по ИТ Каменск-Уральского металлургического завода. — Тогда тем данным, которые дает ИТ-отдел, доверяют при принятии самых серьезных решений». Однако понятно, что чем больше и подробнее ИТ-служба собирает информацию с технологических переделов, тем больше вопросов возникает со стороны функциональных подразделений и тем острее встает проблема доверия. По мнению участников круглого стола, выход тут только один: ИТ-подразделения, которые работают на промышленных площадках и имеют дело с уникальными первичными производственными данными, должны стать очень квалифицированными технологами, специалистами по процессам производства. Именно тогда и качество данных, и доверие к ним будут на уровне. То есть необходимость для ИТ-сотрудников глубоко понимать все стороны работы функциональных подразделений сегодня диктует сама жизнь.

Внимание к надежности электроснабжения

За счет чего можно повысить эффективность использования энергоресурсов? «Самым эффективным мероприятием по экономии энергии на сегодня я считаю повышение надежности энергоснабжения, — говорит еще один руководитель энергетической службы. — Именно поэтому сейчас мы уделяем большое внимание качеству производства ремонтных работ по энергооборудованию. Мы приступили к внедрению информационной системы, поддерживающей процессы техобслуживания и ремонта. В первую очередь это регистрация причин всех простоев, чтобы мы могли на основании анализа планировать работы ТОиР. Кроме того, информационная система должна использоваться для разработки мероприятий по снижению удельного расхода энергоресурсов, это очень важная величина, которая позволит нам показать руководству завода, что мы не зря затратили средства. И результаты в данном направлении уже есть».

Дефицит электрической энергии

Помимо выхода на оптовый рынок электроэнергии в энергетическом хозяйстве крупных предпри-

ятий наметилась еще одна очень важная проблема. В настоящее время уже начинает проявлять себя дефицит электроэнергии. На многих заводах активно идет перевооружение производства, внедряются самые современные технологии, устанавливается мощное оборудование. И предприятия начинают сталкиваться с тем, что у поставщиков энергоресурсов нет технической возможности увеличить поставляемые мощности. Как сказал один из участников круглого стола: «На наш запрос Газпром ответил, что техническая возможность в лучшем случае появится в 2012 году».

И хотя на сегодняшний день производственники формируют свои планы без оглядки на возможности энергетиков, в перспективе вопрос правильного планирования распределения электроэнергии и других энергоносителей будет все больше влиять на основное производство. Ввиду этой перспективы создание систем учета и последующего эффективного планирования использования энергоресурсов на технологических процессах становится все более важным.

Ежегодно разрабатывается программа энергосбережения

Владимир Беспалов,
директор по энергообеспечению и ремонту
Выксунского металлургического завода

Проблемы, о которых говорится в статье, характерны для всех предприятий металлургии, включая и проблему дефицита электрической мощности. Примерно в 2000 году мы запустили проект по созданию системы учета энергоресурсов. При этом совместно с дирекцией по информационным технологиям мы проработали очень большой парк приборов и определили те, которые будем устанавливать для учета энергоресурсов. Мы фактически стандартизировали их, поэтому проблем с интеграцией этих приборов в единую систему учета не было. Сейчас у нас создана единая система учета тепловой энергии, технологических вод и природного газа. На нашем предприятии ежегодно разрабатывается программа энергосбережения. Задачу экономии и рационального использования энергоресурсов можно решать несколькими путями. Очень действенный путь — нормирование потребления энергоресурсов и дальнейшая мотивация технологического персонала на соблюдение этих нормативов. А для того чтобы правильно рассчитать их, нам необходима установка приборов учета. Другой путь — управление потреблением энергоресурсов через программные продукты и алгоритмы, регулирующие эти потоки в зависимости от той нагрузки, которая необходима отдельным потребителям энергии.



Олег Глухов, д-р. техн. наук,
профессор, Марийский ГТУ,
Евгений Иванов, д-р. техн. наук,
профессор, СПб ГЭТУ «ЛЭТИ»,
Дмитрий Мельников, начальник
электротехнического факультета ВМИИ,
Петерис Озолиньш, генеральный
директор ОАО ВП «Технокомплекс»

ПОФИДЕРНЫЙ КОНТРОЛЬ ИЗОЛЯЦИИ

Для определения поврежденного фидера применяют различные реле защиты, принципы действия которых основаны на общеизвестных свойствах тока и напряжения нулевой последовательности и особенностях гармонического состава тока однофазного замыкания на землю (ОЗ).

Поиск поврежденного фидера: способы и средства

Основным способом определения присоединения (фидера) с асимметричным снижением сопротивления изоляции или ОЗ является сравнение токов нулевой последовательности, измеренных на всех присоединениях к распределительному устройству (РУ). Примеры таких приборов: устройство сигнализации замыканий на землю ИМФ-10Т, реле защиты от однофазных замыканий на землю ЗЗП, ЗЗН, «Зеро», УН303, прибор сигнализации замыкания на землю ПЗЗМ 1.

В фидере с ОЗ ток нулевой последовательности будет наибольшим. Чем больше присоединений на секции, тем больше разница между их токами нулевой последовательности. В настоящее время этот способ определения фидера с ОЗ доминирует, что нашло отражение в ПУЭ 7-го изд. (п. 3.2.97): «Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности.

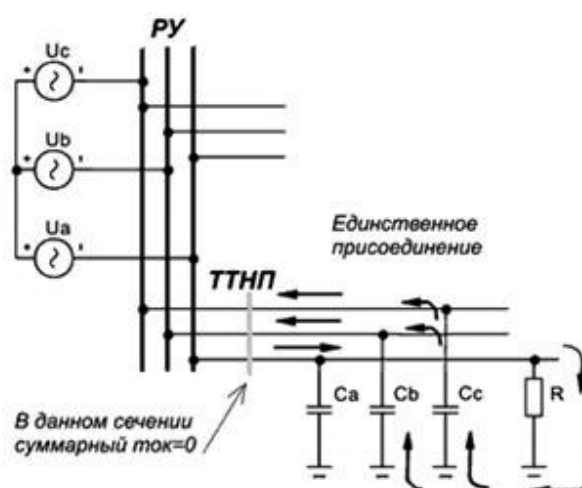


Рис. 1. Упрощенная схема замещения сети для случая ОЗ на единственном присоединении

Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия».

Достаточно часто, для устранения влияния переходных процессов, измерение тока I_0 начинается с заранее введенной задержкой — только после пре-

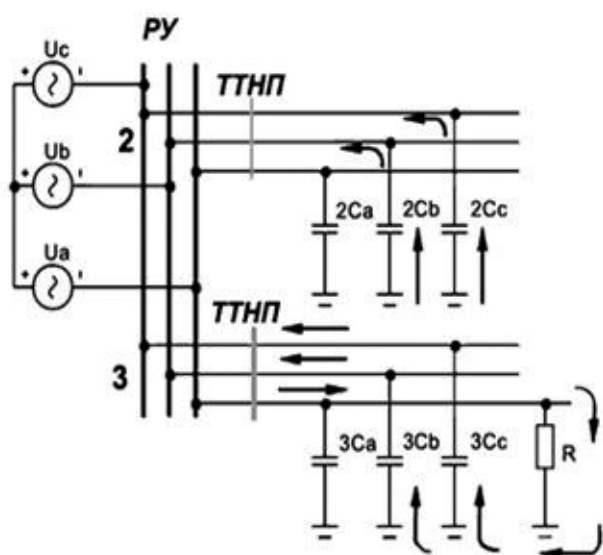


Рис. 2. Схема замещения сети при наличии ОЗ на одном из двух фидеров

вышения напряжением нулевой последовательности U_0 заданной уставки.

Дополнительную информацию, повышающую достоверность обнаружения присоединения с ОЗ, дает измерение сдвига фаз между U_0 и $3I_0$ на всех контролируемых присоединениях. Фиксация векторов напряжения U_0 и токов $3I_0$ присоединений и сравнение направлений тока на всех присоединениях происходит при превышении напряжением U_0 величины заданной уставки.

Существует ряд приборов, основанных на регистрации изменения гармонического состава или по превышению заданной уставки отдельными гармониками тока ОЗ (например, устройство микропроцессорной защиты линий 6—35 кВ «Сириус», прибор селекции однофазных замыканий АСЗ-4М и др.).

Обычно используют 11-ю и 7-ю гармоники или изменение соотношений между амплитудами отдельных гармоник (обычно 11-й по отношению к основной гармонике 50 Гц). Поскольку особенности спектрального состава тока однофазного замыкания не имеют прямой и однозначной связи с амплитудой тока замыкания, то данную группу способов можно рассматривать как «индикаторную», решающую задачу обнаружения однофазного замыкания, но не контроля состояния изоляции.

Достоверность измерений в реальной ситуации

Весьма часто заявленные технические характеристики устройств не могут быть распространены

на реальные условия функционирования, т. к. работа устройств защиты от ОЗ существенно зависит от свойств первичных датчиков (трансформаторов напряжения ТН и трансформаторов тока нулевой последовательности ТТНП) и параметров сети (емкости относительно земли, ее асимметрии между фазами и распределения по элементам сети).

В распределительной сети возможна асимметрия фазных токов утечки в пределах долей %, что обусловлено неодинаковостью емкости фаз относительно земли. Это предопределяет существование некоторого исходного уровня напряжения и тока нулевой последовательности при отсутствии несимметричных снижений сопротивлений изоляции. Асимметрия емкостных токов утечки в воздушных линиях значительно больше, чем в кабельных.

На распределение токов утечки и соответственно на достоверность обнаружения присоединения с ОЗ существенно влияет распределение емкости сети по ее элементам. Необходимо различать значение тока в месте ОЗ и значение регистрируемого ТТНП тока нулевой последовательности присоединения с ОЗ, т. к. они могут существенно отличаться в зависимости от соотношения между емкостью относительно земли фидера с ОЗ и емкостью относительно земли всех остальных фидеров.

Наихудшим, с точки зрения достоверного определения присоединения с ОЗ, является замыкание на присоединении с наибольшей емкостью. Упрощенная схема замещения (рис. 1) моделирует ситуацию, когда ОЗ происходит на присоединении с наибольшей емкостью, причем емкости других присоединений много меньше и их вклад в разветвление тока ОЗ пренебрежимо мал, а емкостями источника (питающего трансформатора) и шин РУ, а также токами через высоковольтные заземленные обмотки трансформаторов напряжения можно пренебречь.

При ОЗ ток после сопротивления замыкания R «возвращается» к источнику через емкости двух других фаз. Сумма токов равна 0, и сигнал от ТТНП отсутствует (на самом деле он есть, но достаточно мал по сравнению с током в месте ОЗ и обусловлен емкостями шин РУ относительно земли, емкостями обмоток питающего трансформатора и кабеля между трансформатором и РУ и емкостями относительно земли других присоединений).

В том случае, когда от распределительного устройства отходят два фидера одинаковой длины и сечения (рис. 2), ток однофазного замыкания после сопротивления R в месте замыкания поровну разделяется между емкостями двух «здоровых» фаз присоединения с однофазными замыканиями и емкостями

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

тиями двух «здоровых» фаз второго присоединения. Трансформаторы тока нулевой последовательности, установленные на этих присоединениях, дают одинаковый по амплитуде сигнал, пропорциональный половине тока ОЗ, т. к. в присоединении с ОЗ ТТНП выделяет сигнал, пропорциональный $I_{O3} - I_{O3}/2$, а во втором присоединении ТТНП выделяет сигнал, пропорциональный $I_{O3}/2$. По фазе эти два тока нулевой последовательности сдвинуты на 180° .

К схеме замещения (рис. 2) близки ситуации, когда от РУ отходит несколько фидеров, среди которых имеется два примерно одинаковых по длине (по емкости относительно земли), причем длина остальных фидеров значительно меньше (емкость остальных присоединений пренебрежимо мала по сравнению с первыми двумя).

При наличии n одинаковых присоединений ток ОЗ после сопротивления в месте замыкания разделяется уже на n равных частей и течет:

- в емкости двух «здоровых» фаз присоединения с ОЗ — результирующий ток, измеряемый ТТНП, будет:

$$I_{O3} - \frac{I_{O3}}{n} \xrightarrow{n \rightarrow \infty} I_{O3};$$

- в емкости двух «здоровых» фаз остальных присоединений — в каждом отдельно взятом присоединении ток будет:

$$\frac{I_{O3}}{n} \xrightarrow{n \rightarrow \infty} 0.$$

Ток в месте ОЗ и регистрируемый ТТНП ток нулевой последовательности будут близки по амплитуде только в тех случаях, для которых применима последняя из рассмотренных эквивалентных схем. Существующие реле защиты ориентированы на применение именно в таких условиях. В других же случаях регистрируемый ТТНП ток будет меньше реального тока в месте ОЗ.

Чувствительность трансформаторов должна соответствовать задачам

В технических характеристиках реле защиты чувствительность по току нулевой последовательности в контролируемом кабеле указывают обычно на уровне $0,25-0,3A$, но это вовсе не означает, что именно таков ток ОЗ в месте замыкания.

Так, достаточно часто источником сигнала для устройств защиты являются широко распространенные ТТНП ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Заявленная производителем чувствительность ТТНП весьма низка, о чем сви-

детельствуют данные некоторых трансформаторов тока. Например, для трансформатора ТЗЛМ чувствительность защиты (первичный ток) не более $2,8 A$ при шкале реле защиты $0,02...0,1 A$ и уставке срабатывания реле $0,03 A$. Для трансформатора ТЗЛ-105.1 чувствительность защиты по первичному току не более $1,5 A$ для тока уставки реле $0,02 A$ (данные взяты с сайта завода). Другими словами, указанные трансформаторы не предназначены для обнаружения токов ОЗ менее $1,5 A$ для ТЗЛ-1 и менее $2,8 A$ для ТЗЛМ.

Конечно, разработчики устройств защиты пытаются выжать из этих трансформаторов максимум возможного, но в данном случае важна позиция изготовителя, который заявляет одни характеристики и указывает конкретные типы реле, а проектировщики и изготовители реле защиты, использующие эти ТТНП, в своей рекламной информации указывают на порядок лучшие характеристики по чувствительности.

Во многих реле защиты для повышения функциональных показателей используется напряжение нулевой последовательности, получаемое от заземляемых трансформаторов напряжения. Заявляемая чувствительность по напряжению нулевой последовательности у многих изготовителей реле защиты находится в пределах $10-20 V$. Однако при классе точности трансформатора напряжения $0,5$ и фазном напряжении $5,8 kV$ значения $3U_0$ до $30 V$ находятся в пределах погрешности измерений. Тем более что обмотки для контроля изоляции могут иметь значительно большие погрешности. Данный параметр можно использовать только при относительных измерениях или при грубой пороговой обработке (например, «есть $100 V$ » или «нет $100 V$ »).

Следует также отметить, что при измерениях, и не только электрических величин, одним из основных принципов является отсутствие обратного влияния средства измерений на объект измерений. Например, при измерении тока сопротивление шунта должно быть много меньше сопротивления контролируемой цепи с током, а при измерении напряжения входное сопротивление вольтметра должно быть много больше сопротивления между точками цепи, к которым он подключен.

В некоторых случаях, когда емкость сети относительно земли невелика, существующие ТН не отвечают этому требованию, что отмечают и сами разработчики, например, М. Зихерман («Новости электротехники», № 1 (25), 2004, с. 60—61). Это означает, что в случае, когда сопротивление изоляции выше сопротивления трансформатора напряжения, определить с помощью последнего асимметричные изме-

нения сопротивления изоляции фаз невозможно, т. к. сопротивление ТН в цепи «фаза-земля» шунтирует полное сопротивление изоляции.

Каким же должно быть входное сопротивление $Z_{изм}$ измерителя напряжения с погрешностью в 1%? Исходя из простой формулы:

$$U_{изм} = U_{факт} \times \frac{Z_{изм}}{Z_{изм} + Z_{ист}},$$

получим, что примерно в 100 раз больше, чем модуль полного сопротивления источника $Z_{ист}$. В рассматриваемом случае полное сопротивление источника определяется в основном емкостью фаз относительно земли и в сетях с малой емкостью измерение напряжения «фаза-земля» с помощью ТН не корректно. Интересно, что изготовители и проектировщики ТН не регламентируют минимальную емкость сети, в которой можно проводить измерения фазных напряжений с заданной погрешностью.

В области датчиков — дефицит новых решений

Трансформаторы тока нулевой последовательности, как и трансформаторы напряжения, в существующем виде сформировались достаточно давно, и стандартные значения их выходных параметров определялись уровнем развития и состоянием технических средств автоматики середины XX века. В свое время достаточно большая выходная мощность ТН и ТТНП была оправданной, т. к. от них питались реле автоматики, средства измерений и регистрации и т. д.

Современные информационно-измерительные системы (ИИС) имеют на своих входах либо сигнальные процессоры с встроенными АЦП, либо отдельные АЦП, которые не требуют таких мощных сигналов для получения приемлемого отношения «сигнал/шум». Именно поэтому на практике используют дополнительные измерительные преобразователи, например типа ЭП 8527 (НПП «Электроприбор», Витебск), предназначенные для линейного преобразования переменного тока и напряжения величиной 1 А, 5 А и 100 В от вторичных цепей ТТ и ТН. В результате получается громоздкая структура передачи информации от первичных датчиков (ТН и ТТНП) к измерительной системе.

Весьма существенным фактором является и то, что ТТНП, как и обмотки для контроля изоляции ТН, предназначены для питания реле защиты и во многих случаях не отвечают требованию п.1.6.2. ПУЭ, согласно которому, класс точности измерительных приборов должен быть не хуже 2,5. Ясно, что строить на базе таких первичных датчиков современ-

ную микропроцессорную защиту достаточно сложно, что отмечается в статье В. Микрюкова («Новости электротехники», № 6 (12), 2001).

Несмотря на различный принцип действия, подавляющее число устройств для селективного определения поврежденного присоединения обладают общими чертами:

- ни одно из устройств не получило «всемирного» признания и действительно широкого применения, несмотря на то, что принципы действия устройств известны достаточно давно;
- характерной особенностью существующих защит является либо большое количество ложных срабатываний, либо низкая чувствительность;
- все устройства предназначены для работы с внешними (т. е. не входящими в состав прибора или устройства) первичными датчиками (ТН и ТТНП).

По мнению авторов, две первые особенности во многом обусловлены третьей. В настоящее время существует резкое несоответствие между параметрами источников сигнала и возможностями их обработки. С одной стороны, происходит бурное развитие автоматизированных систем контроля, учета и диспетчеризации, а с другой стороны — явный дефицит новых технических решений в области первичных датчиков. Современный подход должен заключаться в применении новых типов измерительных датчиков, рассчитанных для работы с автоматизированной информационно-измерительной системой ИИС.

Кроме защиты необходим мониторинг

Проблема не сводится только к определению присоединений с ОЗ. Просто существующие требования к этим устройствам и сами устройства реализуют подход «пока гром не грянет, мужик не перекрестится». В современных экономических условиях развития электроэнергетики требования ПУЭ надо рассматривать как минимальные. В энергонасыщенных производствах ущерб от аварий, вызванных или инициированных ОЗ, может исчисляться миллионами рублей. Это делает экономически оправданным не только применение надежных селективных защит от ОЗ, но и проведение непрерывного мониторинга состояния изоляции за счет постоянного контроля за токами утечки присоединений. Тем более что затраты на эти технические мероприятия, при наличии какой-либо системы типа SCADA, достаточно малы.

ОЗ не возникают внезапно (за исключением случаев действительно внезапных и случайных внешних воздействий), и будущее повреждение, как правило, возникает в результате развития скрытого дефекта

<< 65

теплоизоляционных цилиндров и сегментов для теплоизоляции трубопроводов, а также плит из жесткого ППУ связано с ростом цен на сырье. При производстве изделий используется только европейское сырье, цена на которое привязана к курсу европейской валюты — евро.

По информации Центра теплоизоляции, Екатеринбург

**«ЭМАЛЬЯНС»
ИЗГОТОВИТ КОТЕЛЬНЫЕ
УСТАНОВКИ
ДЛЯ ЧЕРЕПЕТСКОЙ ГРЭС**

ОАО «ЭМАльянс» заключило договор с ОАО «ВО «Технопромэкспорт» на проектирование, изготовление и поставку котельных установок для 8-го и 9-го энергоблоков Черепетской ГРЭС (филиал ОАО «ОГК-3»).

Договор является составной частью работ в рамках реализации проекта по строительству на Черепетской ГРЭС двух новых энергоблоков суммарной мощностью 450 МВт. Общая стоимость договора составит более 7 млрд руб. Срок поставки оборудования — до конца 2011 года.

Работы по проектированию котельного и вспомогательного оборудования будут выполняться специалистами Таганрогского филиала ОАО «ЭМАльянс». Производство основного оборудования будет размещено на ОАО ТКЗ «Красный котельщик» (входит в «ЭМАльянс»).

Новое котельное оборудование предназначено для сжигания кузнецкого каменного угля в качестве основного топлива. Каждый котельный агрегат способен генерировать 630 т пара/час (13,8 МПа и 565/570°C).

energyland.info

изоляции, возникшего при изготовлении, монтаже, ремонте или эксплуатации электрооборудования. Мониторинг состояния изоляции позволит выявить развивающиеся дефекты и предпринять необходимые меры до возникновения ОЗ.

В качестве одного из вариантов решения этой проблемы предлагается применение преобразователей тока, устанавливаемых непосредственно на изоляции жил контролируемого кабеля и передающих сигнал в ИИС (пример такой системы — программно-аппаратный комплекс диспетчеризации, контроля и управления энергохозяйства «Технокомплекс»).

Преобразователи, помимо стандартных функций «земляных» защит, обеспечивают непрерывный мониторинг изоляции с целью определения тенденций изменения ее состояния и прогнозирования возможных ОЗ на каждом контролируемом присоединении. Особенность упомянутого программно-аппаратного комплекса — в отказе от стандартных ТТНП и ТННП.

Принцип действия преобразователя основан на измерении двух параметров: тока нулевой последовательности данного присоединения и сдвига фаз между этим током и напряжением нулевой последовательности.

Количество преобразователей равно количеству контролируемых фидеров. Подключение преобразователя, связанного низкоомной симметричной линией с приемным блоком системы диспетчеризации, заключается в присоединении его заземляющего проводника и сигнального кабеля.

Использование преобразователя в составе автоматизированной ИИС позволяет программными средствами осуществлять регистрацию и накопление данных, их обработку по заданному алгоритму (определение скорости ухудшения изоляции, пороговая обработка, сравнительный анализ сигналов от совокупности датчиков и т.п.), визуализацию данных. Преобразователь в составе ИИС дает возможность осуществлять непрерывный мониторинг состояния изоляции всех контролируемых присоединений, предоставляя таким образом необходимую информацию для прогноза возможных ОЗ с достаточным для оперативных мероприятий запасом времени.

Литература

1. Платонов В. В. Определение мест повреждения на трассе кабельной линии. — М.: Энергоатомиздат, 1993. — 265 с.
2. Шалыт Г. М. Определение мест повреждения в электрических сетях. — М.: Энергоиздат, 1982. — 312 с.
3. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматика распределительных сетей. — СПб.: ПЭИПК, 2003. — 350 с.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ



ГОСТ 1516.3—96

УДК 621.3.048.027.4:621.317.333.6:066.354

Группа Е09

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА НА НАПРЯЖЕНИЯ ОТ 1 ДО 750 кВ

Требования к электрической прочности изоляции

Electrical equipment for a. c. voltages from 1 to 750 kV.
Requirements for dielectric strength of insulation

МКС 29.035.01
ОКСТУ 3409

Дата введения* 1999-01-01

* Порядок введения стандарта в действие приведен в приложении Д.

(Продолжение. Начало в №1, 2 2009)

12. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗОЛЯЦИИ ИЗОЛЯТОРОВ, ИСПЫТЫВАЕМЫХ ОТДЕЛЬНО

12.1 Требования к изоляции изоляторов при напряжениях грозовых импульсов

12.1.1 Внешняя изоляция изоляторов должна выдерживать напряжения полных грозовых импульсов, указанные для изоляторов, кроме шинных опор, в таблицах 2 (графа 3), 3 (графа 5), 4 (графа 5) и 5 (графа 2), а для шинных опор — в таблицах 2 (графа 3), 3 (графа 4) и 4 (графа 5).

12.1.2 Внешняя изоляция вводов, предназначенных для выводов нейтрали обмоток ВН силовых трансформаторов классов напряжения 110, 150 и 220 кВ с неполной изоляцией нейтрали, допускающей работу с разземлением нейтрали, должна быть испытана напряжениями полных грозовых импульсов, указанными в таблице 6 (графа 4).

МАРТ 2009

Главный энергетик

77

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

12.2 Требования к изоляции изоляторов при напряжениях коммутационных импульсов

Внешняя изоляция изоляторов в сухом состоянии, а для изоляторов категории размещения 1 — также под дождем должна выдерживать напряжения коммутационных импульсов, указанные в таблице 4 (графа 10).

12.3 Требования к изоляции изоляторов при переменных напряжениях

12.3.1 Внутренняя изоляция изоляторов, в т.ч. изоляция вводов в трансформаторы, реакторы и аппараты должна выдерживать одноминутные напряжения, указанные в таблицах 2 (графа 6), 3 (графа 14), 4 (графа 16) и 5 (графа 4).

12.3.2 Внутренняя изоляция вводов в силовые трансформаторы и шунтирующие реакторы классов напряжения 110 кВ и выше должна выдерживать испытание длительным переменным напряжением значением, равным $1,5 U_{н.в.}/\sqrt{3}$.

Напряжение должно быть плавно поднято до нормированного значения, а затем выдержано в течение 0,5 ч вне зависимости от его частоты; при этом должно проводиться измерение интенсивности частичных разрядов в соответствии с ГОСТ 21023.

Изоляция считается выдержавшей испытание, если интенсивность частичных разрядов во время выдержки напряжения не превысила значения 10^{-11} Кл.

12.3.3 Внешняя изоляция изоляторов должна выдерживать в сухом состоянии, а изоляторов категории размещения 1 — также под дождем одноминутные напряжения, указанные для изоляторов, кроме шинных опор, в таблицах 2 (графы 6 и 9), 3 (графа 14), 4 (графа 16) и 5 (графы 4 и 6), а для шинных опор — в таблицах 2 (графы 6 и 9), 3 (графа 14) и 4 (графа 16).

12.3.4 Изоляция вводов, указанных в 12.1.2, должна выдерживать в сухом состоянии, а вводов категории размещения 1 — также под дождем одноминутные напряжения, указанные в таблице 6 (графа 3).

13. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗОЛЯЦИИ ГЕРМЕТИЧНЫХ КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ (КРУЭ) С ЧАСТИЧНОЙ ИЛИ ПОЛНОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ ГЛАВНЫХ ЦЕПЕЙ ГАЗОМ (ПО СОСТАВУ НЕ СОВПАДАЮЩИМ С ВОЗДУХОМ ПРИ АТМОСФЕРНОМ ДАВЛЕНИИ) КЛАССОВ НАПЯЖЕНИЯ ОТ 110 ДО 750 кВ

13.1 Изоляция главных цепей КРУЭ

13.1.1 Изоляция относительно земли КРУЭ, а также изоляция между полюсами КРУЭ трехполюсного исполнения должна выдерживать испытательные напряжения полного грозового импульса по таблицам 9 (графа 2) и 10 (графа 2).

13.1.2 Изоляция электромагнитных трансформаторов напряжения должна быть испытана также напряжением срезанного грозового импульса. При этом значения испытательных напряжений срезанного грозового импульса должны быть равны значениям испытательных напряжений полного грозового импульса, указанным в 13.1.1.

13.1.3 Изоляция между контактами одного и того же полюса выключателей и разъединителей при отключенном положении аппарата должна выдерживать испытательные напряжения полного грозового импульса по таблицам 9 (графы 3 и 4) и 10 (графа 3).

13.1.4 Изоляция относительно земли КРУЭ классов напряжения от 330 до 750 кВ должна выдерживать испытательные напряжения коммутационного импульса по таблице 10 (графа 4).

13.1.5 Изоляция ввода «воздух-элегаз» в КРУЭ классов напряжения от 330 до 750 кВ в сухом состоянии, а для ввода категории размещения 1 также под дождем должна выдерживать испытательные напряжения коммутационного импульса по таблице 10 (графа 4).

13.1.6 Изоляция между контактами одного и того же полюса выключателей и разъединителей, встраиваемых в КРУЭ, классов напряжения от 330 до 750 кВ, при отключенном положении аппарата, должна выдерживать испытательные напряжения коммутационного импульса по таблице 10 (графа 5).

13.1.7 Изоляция относительно земли КРУЭ, а также изоляция между полюсами КРУЭ трехполюсного исполнения должна выдерживать испытательные кратковременные (одноминутные) переменные напряжения, указанные в таблицах 9 (графа 5) и 10 (графы 6 и 7).

13.1.8 Изоляция ввода «воздух-элегаз» в КРУЭ классов напряжения от 110 до 220 кВ в сухом состоянии, а для ввода категории размещения 1 также и под дождем должна выдерживать испытательные кратковременные (одноминутные) переменные напряжения по таблице 9 (графа 5).

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 9

Нормированные испытательные напряжения КРУЭ классов напряжения от 110 до 220 кВ (в киловольтах)

Класс напряжения	Испытательное напряжение					
	полного грозового импульса			кратковременное (одноминутное) переменное		
	относительно земли и между полюсами	между контактами		относительно земли и между полюсами	между контактами	
		выключателей	разъединителей		выключателей	разъединителей
110	550		630	230		265
150	750		860	325		375
220	950		1050	395		460

Таблица 10

Нормированные испытательные напряжения КРУЭ классов напряжения от 330 до 750 кВ (в киловольтах)

Класс напряжения	Испытательное напряжение						
	полного грозового импульса		коммутационного импульса		кратковременное (одноминутное) переменное		
	относительно земли	между контактами выключателей и разъединителей	относительно земли	между контактами выключателей и разъединителей	относительно земли		между контактами выключателей и разъединителей
					КРУЭ	измерительные трансформаторы и вводы, испытываемые отдельно	
1	2	3	4	5	6	7	8
330	1175	1380 (1175+205)	950	1095 (800+295)	450	510	575
500	1425	1725 (1425+300)	1175	1330 (900+430)	620	630	815
750	2100	2550 (2100+450)	1425	2000 (1360+640)	830	880	1240

13.1.9 Изоляция между контактами одного и того же полюса выключателей и разъединителей должна выдерживать испытательные кратковременные (одноминутные) переменные напряжения по таблицам 9 (графы 6 и 7) и 10 (графа 8).

13.1.10 Изоляция главных цепей КРУЭ должна выдерживать испытание переменным напряжением с измерением частичных разрядов согласно указаниям 4.10.

Изоляцию считают выдержавшей испытание, если интенсивность частичных разрядов при напряжении $1,1U_{н.в.}/\sqrt{3}$ не превысила значения 10^{-11} Кл.

13.1.11 Изоляция вводов КРУЭ должна удовлетворять требованиям к стойкости в отношении теплового пробоя, а для вводов «воздух-элегаз» в КРУЭ категории размещения 1 — также к длине пути утечки внешней изоляции по ГОСТ 9920.

13.2 Изоляция цепей управления, вспомогательных цепей КРУЭ и вторичных обмоток измерительных трансформаторов

13.2.1 Требования к электрической прочности изоляции вторичных обмоток трансформаторов напряжения и трансформаторов тока — по ГОСТ 1983 и ГОСТ 7746.

13.2.2 Изоляция цепей управления и вспомогательных цепей КРУЭ относительно земли должна выдерживать испытательное кратковременное (одноминутное) переменное напряжение согласно указаниям 4.14.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

13.2.3. Междувитковая изоляция обмоток электромагнитов в цепях управления КРУЭ (кроме включенных во вторичную цепь трансформаторов тока) должна выдерживать в течение 1 мин испытательное кратковременное переменное напряжение, приложенное между выводами обмоток и равное $3,5U_H$ — для обмоток переменного тока и $2,5U_H$ — для обмоток постоянного тока, где U_H — номинальное напряжение вспомогательных цепей и цепей управления.

13.3 Виды испытаний

13.3.1 Изоляция КРУЭ должна подвергаться типовым и приемо-сдаточным испытаниям по таблице 11, а также испытаниям после монтажа на месте установки.

13.3.2 Типовые испытания должны проводиться в полном объеме при освоении производства КРУЭ, а также в полном объеме или частично при изменениях конструкции, материалов или технологии, если эти изменения могут изменить электрическую прочность изоляции.

Таблица 11

Наименование испытания	Вид испытания		Пункт стандарта	
	типовое	приемосдаточное	требований	методов испытаний
1	2	3	4	5
1 Испытание электрической прочности изоляции главных цепей КРУЭ напряжением:				
а) полного грозового импульса	+	-	13.1.1, 13.1.3	13.4.3, 13.5
б) срезанного грозового импульса (для электромагнитных трансформаторов напряжения)	+	-	13.1.2	13.4.4, 13.5
в) коммутационного импульса:				
— в сухом состоянии для КРУЭ 330—750 кВ;	+	-	13.1.4—13.1.6	13.4.5, 13.5
— под дождем (для вводов «воздух-элегаз» категории размещения 1)	+	-	13.1.5	13.4.2
г) кратковременным (одноминутным) переменным:				
— в сухом состоянии;	+	+	13.1.7—13.1.9	13.4.6, 13.5
— под дождем (для вводов «воздух-элегаз» категории размещения 1)	+	-	13.1.8	13.6.4, 13.4.2
д) переменным, с измерением частичных разрядов	+	+	13.1.10	13.4.7
2 Испытание электрической прочности изоляции цепей управления и вспомогательных цепей КРУЭ, вторичных обмоток измерительных трансформаторов кратковременным (одноминутным) переменным напряжением	+	+	13.2.1—13.2.3	13.4.6, 13.6, 13.6.4

13.3.3 Приемосдаточным испытаниям должны подвергаться каждое КРУЭ или каждая его ячейка, полюс, отдельный модуль или транспортный блок, состоящий из одного или нескольких модулей.

13.3.4 Испытание КРУЭ после монтажа на месте установки проводят испытательными напряжениями:

а) для КРУЭ классов напряжения от 110 до 220 кВ — кратковременным (одноминутным) переменным напряжением, равным 80 % нормированного в 13.1.7;

б) для КРУЭ классов напряжения от 330 до 750 кВ — кратковременным (одноминутным) переменным напряжением, равным 100 % нормированного в 13.1.7, или напряжением коммутационного импульса, равным 80 % нормированного в 13.1.4.

До и после испытания кратковременным (одноминутным) переменным напряжением или напряжением коммутационного импульса должно проводиться испытание переменным напряжением с измерением частичных разрядов по 13.1.10.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

13.4 Общие указания по методам испытаний

13.4.1 Типовые и приемо-сдаточные испытания изоляции КРУЭ должны проводиться при нормированной минимальной рабочей плотности элегаза.

Испытания после монтажа на месте установки должны проводиться при плотности элегаза не ниже нормированной минимальной рабочей плотности.

Нормированное значение минимальной рабочей плотности элегаза указывается в стандартах на электрооборудование конкретных типов.

13.4.2 Приведение испытательных напряжений к атмосферным условиям при испытании должно осуществляться только при испытании электрической прочности изоляции вводов «воздух-элегаз».

Приведение давления элегаза в объекте испытания к температуре окружающего воздуха во время испытания — по ГОСТ 1516.2, раздел 4.

13.4.3 При испытании изоляции главных цепей КРУЭ напряжением полного грозового импульса должен применяться метод 15 импульсов с приложением импульсов положительной и отрицательной полярностей.

13.4.4 При испытании изоляции трансформаторов напряжения напряжением срезанного грозового импульса должен применяться метод трех импульсов с приложением импульсов положительной и отрицательной полярностей.

13.4.5 При испытании изоляции главных цепей КРУЭ напряжением коммутационного импульса должен применяться метод 15 импульсов с приложением импульсов положительной и отрицательной полярностей, за исключением ввода «воздух-элегаз» в КРУЭ категории размещения 1, который должен испытываться в сухом состоянии импульсами положительной полярности, а под дождем — импульсами положительной и отрицательной полярностей.

13.4.6 При испытании изоляции главных цепей, цепей управления и вспомогательных цепей КРУЭ и вторичных обмоток измерительных трансформаторов кратковременным переменным напряжением должен применяться метод приложения одноминутного напряжения.

13.4.7 Испытание переменным напряжением с измерением частичных разрядов должно проводиться:

- а) при типовом испытании — на полностью собранном КРУЭ или на его транспортных блоках;
- б) при приемо-сдаточном испытании — на полностью собранном КРУЭ, транспортных блоках, модулях или на отдельных элементах КРУЭ.

Типовое испытание переменным напряжением с измерением частичных разрядов по 13.1.10 должно проводиться после испытаний электрической прочности изоляции напряжениями грозовых импульсов, коммутационных импульсов и кратковременным переменным.

13.5 Схемы и условия приложения испытательных напряжений при испытании изоляции главных цепей

13.5.1 При испытании изоляции относительно земли испытательное напряжение должно прикладываться к выводу (выводам) главной цепи каждого полюса, а оболочка — заземляться. Испытание коммутационных аппаратов (за исключением заземлителей) должно проводиться при включенном и отключенном положениях, причем при отключенном положении испытательное напряжение должно прикладываться одновременно к обоим выводам одного и того же полюса. Испытание заземлителей должно проводиться только при отключенном положении, а напряжение прикладываться только к незаземленному выводу.

13.5.2 Испытание изоляции между полюсами должно проводиться в случае расположения всех трех полюсов в одной общей оболочке.

Испытательное напряжение должно прикладываться поочередно к выводам каждого полюса, а выводы остальных полюсов и их оболочки должны заземляться.

Коммутационные аппараты должны испытываться с учетом требований 13.5.1.

13.5.3 Если в состав КРУЭ, его полюсов, ячеек или блоков входят элементы (измерительные трансформаторы напряжения, кабельные вводы, вводы «воздух-элегаз» или «масло-элегаз»), макеты которых были ранее испытаны отдельно, то допускается испытания изоляции КРУЭ, его полюсов, ячеек или блоков проводить без перечисленных выше элементов. Условия проведения этих испытаний должны устанавливаться в стандартах на КРУЭ конкретных типов.

13.5.4 Вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть при испытании изоляции главной цепи замкнуты накоротко и заземлены.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

13.5.5 Устройство для защиты от перенапряжений на время испытаний изоляции главной цепи должно отсоединяться или выниматься из объекта испытаний; при этом должно обеспечиваться сохранение реальной формы электрического поля.

13.5.6 Испытание изоляции между разомкнутыми контактами выключателей и разъединителей должно проводиться по следующим схемам:

а) если испытательное напряжение между контактами аппаратов равно испытательному напряжению относительно земли, то испытательное напряжение прикладывается к одному из выводов (при типовых испытаниях — к каждому из выводов поочередно), а другой вывод и оболочка заземляются;

б) если испытательное напряжение между контактами аппаратов выше испытательного напряжения относительно земли, то:

— для аппаратов классов напряжения от 110 до 220 кВ к одному из выводов (при типовых испытаниях — к каждому из выводов поочередно) прикладывается напряжение, равное испытательному напряжению относительно земли, а к другому выводу — переменное напряжение, сдвинутое по фазе на 180 электрических градусов (при испытании кратковременным переменным напряжением) или синхронизированное (при испытании напряжениями грозовых и коммутационных импульсов) по отношению к напряжению на первом из выводов так, чтобы между контактами было приложено нормированное испытательное напряжение;

— для аппаратов классов напряжения от 330 до 750 кВ при испытании напряжениями грозовых и коммутационных импульсов к каждому из выводов должны быть приложены напряжения, указанные в скобках в графе 3 или 5 таблицы 10. Меньшее из приложенных напряжений должно быть переменным, синхронизированным по отношению к большему импульсному напряжению, так, чтобы между контактами было приложено нормированное испытательное напряжение, указанное без скобок в графе 3 или 5 таблицы 10;

— для аппаратов классов напряжения от 330 до 750 кВ при испытании кратковременным переменным напряжением к одному из выводов (при типовых испытаниях — к каждому из выводов поочередно) должно быть приложено напряжение, равное испытательному напряжению относительно земли, а к другому выводу — переменное напряжение, сдвинутое по фазе на 180 электрических градусов по отношению к напряжению на первом из выводов так, чтобы между контактами было приложено нормированное испытательное напряжение.

13.6 Схемы и условия приложения испытательных напряжений при испытании изоляции цепей управления и вспомогательных цепей

13.6.1 При испытании изоляции цепей управления и вспомогательных цепей испытательное напряжение должно быть приложено ко всем контактным зажимам каждой сборки контактных зажимов каждой части КРУЭ, кроме зажимов, электрически соединенных с корпусом. Оболочка и корпус шкафа заземляются. Допускается при этих испытаниях все контактные зажимы соединять между собой.

13.6.2 Вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть закорочены и отсоединены от земли, а вторичные обмотки трансформаторов напряжения — разомкнуты. Нормально заземленные зажимы некоторых элементов цепей (измерительных трансформаторов, электроконтактных манометров) во время испытания должны быть отсоединены от заземленной оболочки, если это предусмотрено конструкцией.

13.6.3 Если в испытываемой цепи управления и во вспомогательной цепи имеются элементы с нормированным испытательным напряжением менее 2 кВ, то испытание должно проводиться дважды в указанной ниже последовательности:

а) при отсоединенных от контактных зажимов этих элементов проводах схемы — испытательным напряжением 2 кВ;

б) при подсоединенных к контактным зажимам этих элементов проводах схемы — наименьшим из нормированных для этих элементов испытательным напряжением.

13.6.4 Испытание вторичных обмоток измерительных трансформаторов и заземляемого вывода первичной обмотки трансформатора напряжения — по ГОСТ 1983.

13.7 Испытание на месте установки

Испытание электрической прочности изоляции КРУЭ после монтажа на месте установки должно проводиться по ячейкам. Вид испытательного напряжения и метод проведения испытания, в зависимости от имеющегося испытательного оборудования, должен указываться в стандартах на КРУЭ конкретных типов.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

ЗАЩИТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЕНТИЛЬНЫХ РАЗРЯДНИКОВ

Уровни изоляции электрооборудования с нормальной изоляцией установлены в настоящем стандарте с учетом защитных характеристик вентильных разрядников по ГОСТ 16357 с номинальным напряжением, равным значению класса напряжения электрооборудования, и группы, указанной в таблице А.1.

Таблица А.1*

* Таблица не охватывает уровни изоляции электрооборудования классов напряжения 24 и 27 кВ и нейтрали обмотки ВН силовых трансформаторов классов напряжения от 110 до 220 кВ с неполной изоляцией нейтрали, допускающей работу с разземлением нейтрали.

Класс напряжения электрооборудования ¹⁾ , кВ	Виды электрооборудования	Группа вентильных разрядников по ГОСТ 16357
3, 6 и 10	Все	IV
15, 20, 35 и 110	Все, кроме КРУЭ	III
110	КРУЭ	II
150 и 220	Все, кроме силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов и КРУЭ	III
150 и 220	Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы и КРУЭ	II
330 и 500	Все, кроме КРУЭ и электрооборудования уровня а ²⁾	II
750	Все, кроме КРУЭ и электрооборудования уровня а ²⁾	Комбинированные

¹⁾ Для силовых трансформаторов — класс напряжения каждой из обмоток.

²⁾ Уровни изоляции КРУЭ и уровень а электрооборудования классов напряжения от 330 до 750 кВ определены с учетом характеристик оксидно-цинковых ограничителей перенапряжений (ОГН) согласно техническим условиям на ОГН.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)

ДОПУСТИМЫЕ В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ КРАТКОВРЕМЕННЫЕ ПОВЫШЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ЧАСТОТОЙ 50 Гц ДЛЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЯ ОТ 110 ДО 750 кВ

Б.1 Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц не должны превышать относительных значений (для напряжения между фазами или полюсами $U_{ф-ф}$ — по отношению к наибольшему рабочему напряжению; для напряжения относительно земли $U_{ф-з}$ — по отношению к наибольшему рабочему напряжению, деленному на $\sqrt{3}$), указанных в таблицах Б.1 и Б.2. Они относятся к следующему электрооборудованию* классов напряжения от 110 до 750 кВ с испытательными напряжениями по настоящему стандарту: силовым трансформаторам общего назначения, шунтирующим реакторам, трансформаторам напряжения, трансформаторам тока, аппаратам тех видов, на которые распространяется настоящий стандарт, конденсаторам связи и шинным опорам.

* Указанные значения не распространяются на электрооборудование с уровнем изоляции а.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Б.2 Указанные в таблицах Б.1 и Б.2 относительные значения напряжения распространяются также на повышенные напряжения, отличающиеся от синусоиды частоты 50 Гц за счет наложения гармонических составляющих напряжения. Указанные в таблицах Б.1 и Б.2 значения напряжения между фазами и относительно земли представляют отношение максимума повышенного напряжения соответственно к амплитуде наибольшего рабочего напряжения или к амплитуде наибольшего рабочего напряжения, деленной на $\sqrt{3}$.

Б.3 Значения допустимых повышений напряжения между фазами, указанные в таблице Б.1, относятся только к трехфазным силовым трансформаторам, шунтирующим реакторам и электромагнитным трансформаторам напряжения, а также к аппаратам в трехполюсном исполнении при расположении трех полюсов в одном баке или на одной раме. При этом для аппаратов значения 1,60; 1,70 и 1,80 относятся только к междуфазной внешней изоляции аппаратов классов напряжения 110, 150 и 220 кВ.

Таблица Б.1

Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для электрооборудования классов напряжения от 110 до 330 кВ включ.

Вид электрооборудования	Допустимое повышение напряжения, относительное значение, не более, при длительности t							
	20 мин ¹⁾		20 с ²⁾		1 с		0,1 с	
	ф-ф	ф-з	ф-ф	ф-з	ф-ф	ф-з	ф-ф	ф-з
Силовые трансформаторы (автотрансформаторы)	1,10		1,25		1,50	1,90	1,58	2,00
Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	1,15		1,35		1,50	2,00	1,58	2,10
Аппараты, емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи, шинные опоры	1,15		1,60		1,70	2,20	1,80	2,40

¹⁾ Количество повышений напряжения длительностью 20 мин не должно быть более 50 в течение одного года.
²⁾ Количество повышений напряжения длительностью 20 с не должно быть более 100 за срок службы электрооборудования, указанный в стандартах на отдельные виды электрооборудования, или за 25 лет, если срок службы не указан. При этом количество повышений напряжения не должно быть более 15 в течение одного года и более двух в течение суток.

Таблица Б.2

Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для электрооборудования классов напряжения 500 и 750 кВ

Класс напряжения, кВ	Вид электрооборудования	Допустимое повышение напряжения ¹⁾ , относительное значение, не более, при длительности t и количестве повышений в год n								
		t = 8 ч	3 ч	1 ч	20 мин	5 мин	1 мин	20 с	1 с	0,1 с
		n ≤ 200	≤ 125	≤ 75	≤ 50	≤ 7	≤ 5	≤ 4	-	-
500	Силовые трансформаторы	1,025 1,025	1,05 1,05	1,075 1,075	1,10 1,10	1,15 1,15	1,20 1,20	1,25 1,25	1,90 1,50	2,00 1,58
	Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	1,025	1,05	1,075	1,15	1,15	1,20	1,35	2,00	2,08
	Аппараты, емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи, шинные опоры	1,025	1,05	1,075	1,15	1,15	1,20	1,60	2,20	2,40

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Класс напряжения, кВ	Вид электрооборудования	Допустимое повышение напряжения ¹⁾ , относительное значение, не более, при длительности t и количестве повышений в год n								
		$t = 8$ ч	3 ч	1 ч	20 мин	5 мин	1 мин	20 с	1 с	0,1 с
		$n \leq 200$	≤ 125	≤ 75	≤ 50	≤ 7	≤ 5	≤ 4	-	-
750	Силовые трансформаторы	$\frac{1,025}{1,025}$	$\frac{1,05}{1,05}$	$\frac{1,075}{1,075}$	$\frac{1,10}{1,10}$	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,20}{1,20}$	$\frac{1,25}{1,25}$	$\frac{1,67}{1,50}$	$\frac{1,76}{1,58}$
	Шунтирующие реакторы, аппараты, трансформаторы напряжения и тока, конденсаторы связи, шинные опоры	1,025	1,05	1,075	1,10	1,15	1,20	1,30	1,88	1,98

¹⁾ В числителе указаны значения допустимого повышения напряжения относительно земли, в знаменателе — между фазами.

Б.4 Для силовых трансформаторов при длительности воздействия напряжения 20 с и выше, независимо от приведенных в таблицах Б.1 и Б.2 значений, повышенные напряжения не должны иметь кратность по отношению к номинальному напряжению ответвления обмотки трансформатора более указанной в ГОСТ 11677, раздел 9.

Б.5 Для выключателей, независимо от приведенных в таблицах Б.1 и Б.2 значений, повышенные напряжения должны быть ограничены пределами, при которых собственное восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя не превышает значений, указанных в ГОСТ 687 и ГОСТ 12450.

Б.6 При длительности повышения напряжения t , промежуточной между двумя значениями длительности, приведенными в таблицах Б.1 и Б.2, допустимое повышение напряжения должно быть равно указанному для большего из этих значений длительности.

При $0,1 \text{ с} < t \leq 0,5 \text{ с}$ допускается повышение напряжения, равное $U_{1\text{с}} + 0,3 (U_{0,1\text{с}} - U_{1\text{с}})$, где $U_{0,1\text{с}}$ и $U_{1\text{с}}$ — допустимые повышения напряжения при длительностях t , равных соответственно 1 и 0,1 с.

Б.7 Промежуток времени между двумя повышениями напряжения длительностью 20 с; 1; 5 и 20 мин должен быть не менее 1 ч, длительностью 1, 3 и 8 ч — не менее 12 ч. Если повышение напряжения длительностью 20 мин имело место два раза (с часовым интервалом), то в течение ближайших 24 ч повышение напряжения в третий раз допускается лишь в случае, если это требуется ввиду аварийной ситуации, но не ранее чем через 4 ч.

Б.8 Количество допускаемых в течение года повышений напряжения указано в таблицах Б.1 и Б.2 (для длительностей 0,1 и 1 с количество повышений напряжения не регламентировано).

Б.9 Значения, продолжительность и количество повышений напряжения длительностью 20 мин и более подлежат обязательной регистрации оперативным персоналом или автоматически.

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(обязательное)

ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЯ ДЛИТЕЛЬНЫМ ПЕРЕМЕННЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ

В.1 Силовые трансформаторы

В.1.1 На силовых трансформаторах, подлежащих испытанию длительным напряжением, при их испытании одноминутным напряжением, проводимом по той же схеме, что и испытание длительным напряжением, должна измеряться интенсивность частичных разрядов. Эти измерения должны проводиться при подъеме испытательного напряжения до значения нормированного одноминутного и при его снижении. Напряжение, при котором измеряется интенсивность частичных разрядов, должно быть равно нормированному значению испытательного длительного напряжения.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Если интенсивность частичных разрядов, измеренная при снижении испытательного одноминутного напряжения, превышает нормированную, равную $3 \cdot 10^{-10}$ Кл*, и превышает более чем в три раза интенсивность, измеренную при подъеме испытательного напряжения, то перед испытанием длительным напряжением рекомендуется провести одно или несколько следующих технологических мероприятий:

- перезаливка масла;
- отстой масла;
- нагрев трансформатора;
- повторная термовакуумная обработка.

* Указанное значение относится к максимальному значению кажущегося заряда частичных разрядов согласно ГОСТ 21023.

В.1.2 Если в начале приложения длительного напряжения измеренная интенсивность частичных разрядов превысит нормированную и есть предположение, что на результаты измерений оказали влияние помехи, то трансформатор должен быть отключен и должны быть приняты меры по снижению уровня помех, после чего необходимо провести испытание нормированным длительным напряжением. Если при этом интенсивность частичных разрядов не превысит нормированную, то трансформатор признается выдержавшим испытание.

Примечание — Помехи могут быть обнаружены на основании анализа формы напряжения по несинхронности помех с испытательным напряжением. Необходимо проверить, не связано ли повышение измеренной интенсивности частичных разрядов с влиянием источника питания (в этом случае необходимо подключить между выводами испытываемого трансформатора и источником питания силовой фильтр нижних частот) или разрядов на находящихся под высоким напряжением элементах испытательной установки или острых кромках заземленных частей.

В.1.3 Если измеренная интенсивность частичных разрядов превысит нормированную, но будет не выше $3 \cdot 10^{-9}$ Кл, то оценка результатов испытаний должна быть произведена в соответствии с В.1.4-В.1.9.

В.1.4 Рекомендуется на основе специальных измерений определить место (провести локацию) источника частичных разрядов.

Локацию источника частичных разрядов рекомендуется проводить электрическими (методом градуировочной матрицы, изменением схемы испытания) и акустическим (если чувствительность метода достаточна для проведения локации) методами.

В.1.5 Если в результате локации место источника частичных разрядов будет установлено, то источник частичных разрядов должен быть устранен, и его отсутствие должно быть подтверждено испытанием нормированным длительным напряжением. Если при этом интенсивность частичных разрядов не превысит нормированного значения, то трансформатор считается выдержавшим испытание.

В.1.6 Если в результате локации установлено, что источник частичных разрядов находится в месте, не представляющем опасности для изоляции трансформатора (например, в месте установки вводов обмоток НН), то рекомендуется принять меры по устранению источника частичных разрядов (например, замена вводов, переключающего устройства и др.), после чего должно быть проведено испытание нормированным длительным напряжением. Если при этом интенсивность частичных разрядов не превысит нормированного значения, то трансформатор считается выдержавшим испытание.

В.1.7 Если интенсивность частичных разрядов превысит нормированное значение, но будет не более $3В10^{-9}$ Кл, то трансформатор должен быть дополнительно испытан нормированным длительным напряжением в течение не менее 2 ч. Если при этом интенсивность частичных разрядов не будет увеличиваться по сравнению со значениями, полученными при предыдущем испытании, то трансформатор считается выдержавшим испытание.

Если интенсивность частичных разрядов превысит значения, полученные при предыдущем испытании, но будет не более 10^{-8} Кл, то должна быть проведена процедура мероприятий и измерений по В.1.8-В.1.9.

В.1.8 Если в результате локации место источника частичных разрядов не установлено, но есть предположение, что проведение технологических мероприятий может снизить интенсивность частичных разрядов, то должны быть проведены одно или несколько технологических мероприятий, указанных в В.1.1.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Допускается после проведения одного или нескольких технологических мероприятий измерять интенсивность частичных разрядов при нормированном длительном напряжении в течение времени, меньшем нормированного. Если интенсивность частичных разрядов при этом не превысит нормированного значения, то должно быть продолжено испытание трансформатора длительным напряжением в течение нормированного времени.

В.1.9 Если нет оснований для проведения технологических мероприятий либо они оказались неэффективными (не привели к снижению интенсивности частичных разрядов до нормированного значения), то трансформатор должен быть дополнительно испытан нормированным длительным напряжением в течение не менее 2 ч. Если при этом интенсивность частичных разрядов не будет увеличиваться по сравнению со значениями, полученными при предыдущем испытании, то трансформатор считается выдержавшим испытание.

В.1.10 Если интенсивность частичных разрядов при испытании по В.1.9 превысит значения, полученные при предыдущем испытании, но не будет более 10^{-8} Кл, то должна быть повторена процедура измерений и испытаний по В.1.4-В.1.9.

В.1.11 Если при всех испытаниях интенсивность частичных разрядов превысит 10^{-8} Кл, то источник частичных разрядов должен быть устранен, что должно быть подтверждено последующим испытанием нормированным длительным напряжением.

В.1.12 Если интенсивность частичных разрядов во время испытания нормированным длительным напряжением превысит нормированную, но будет не выше 10^{-8} Кл, а затем снова снизится до значения, не превышающего нормированное, то испытание должно быть продолжено без перерыва до тех пор, пока значение интенсивности частичных разрядов, не превышающее нормированное, не будет получено в течение нормированного времени выдержки.

В.1.13 При оценке результатов испытания случайные нерегулярные выбросы в показаниях приборов, но не выше 10^{-8} Кл, не должны учитываться. В случае превышения указанной интенсивности, испытание должно быть продолжено в течение нормированного времени с момента появления выброса.

В.2 Шунтирующие реакторы

В.2.1 Если в начале приложения длительного напряжения измеренная интенсивность частичных разрядов превысит нормированную, равную 3×10^{-10} Кл, и есть предположение, что на результаты измерений оказали влияние помехи, то реактор должен быть отключен и должны быть приняты меры по снижению уровня помех, после чего необходимо провести испытание нормированным длительным напряжением. Если при этом интенсивность частичных разрядов не превысит нормированного значения, то реактор считается выдержавшим испытание.

Примечание — Помехи могут быть обнаружены на основании анализа формы напряжения по несинхронности помех с испытательным напряжением. Необходимо проверить, не связано ли повышение измеренной интенсивности частичных разрядов с разрядами на находящихся под высоким напряжением элементах испытательной установки (части конденсаторной батареи, ошиновка) или острых кромках заземленных частей.

При этом, если уровень помех превышает 5×10^{-9} Кл и помехи обусловлены либо разрядами на элементах схемы, находящихся под полным испытательным напряжением, и наблюдаются только при положительной полярности, либо разрядами, возникающими в силовой цепи конденсаторной батареи сразу после включения схемы, и наблюдаются только в области синусоиды, близкой к нулю напряжения, то разрешается продолжить испытание без их учета, при условии, что технически невозможно устранить указанные помехи.

В.2.2 Если интенсивность частичных разрядов при испытании нормированным длительным напряжением превысит нормированное значение, но будет не выше 10^{-9} Кл, то рекомендуется провести анализ зависимости интенсивности частичных разрядов от значения воздействующего напряжения. Если при этом не будет выявлена зависимость от напряжения, то реактор должен быть подвергнут дополнительному испытанию длительным напряжением в течение 1 ч. Если при этом интенсивность частичных разрядов не увеличится по сравнению со значением, полученным при предыдущем испытании, то реактор считают выдержавшим испытание.

Если интенсивность частичных разрядов превысит значение, полученное при предыдущем испытании, но будет не более 10^{-9} Кл, то должна быть повторена процедура измерений и испытаний по В.2.2.

В.2.3 Если интенсивность частичных разрядов зависит от значения воздействующего напряжения либо

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

если она при дополнительном испытании длительным напряжением превысит 10^{-9} Кл, то оценка результатов испытаний должна быть произведена в соответствии с В.2.4-В.2.6.

В.2.4 Если интенсивность частичных разрядов превысит 10^{-9} Кл, но будет не выше 10^{-8} Кл, и если есть предположение, что проведение технологических мероприятий может снизить интенсивность частичных разрядов, то должны быть проведены одно или несколько следующих технологических мероприятий:

- перезаливка масла;
- отстой масла;
- нагрев реактора;
- замена испытательного ввода высокого напряжения;
- повторная термовакуумная обработка.

После проведения технологических мероприятий реактор должен быть испытан нормированным длительным напряжением. Если измеренная интенсивность частичных разрядов при этом не превысит нормированное значение, то реактор считается выдержавшим испытание.

В.2.5 Если нет оснований для проведения технологических мероприятий, либо они оказались неэффективными (не привели к снижению интенсивности частичных разрядов до нормированного значения), то рекомендуется испытать реактор нормированным длительным напряжением в течение 6—12 ч. При этом рекомендуется провести хроматографический анализ растворенных газов до и после испытания. Если при этом испытании интенсивность частичных разрядов не увеличится по сравнению со значениями, полученными при предыдущем испытании, то реактор считается выдержавшим испытание.

В.2.6 Если интенсивность частичных разрядов при испытании по В.2.5 превысит значение, полученное при предыдущем испытании, то источник частичных разрядов должен быть устранен, что должно быть подтверждено последующим испытанием нормированным длительным напряжением.

В.2.7 Если при всех испытаниях интенсивность частичных разрядов превысит 10^{-8} Кл, то источник частичных разрядов должен быть устранен, что должно быть подтверждено последующим испытанием нормированным длительным напряжением.

В.2.8 Если интенсивность частичных разрядов во время проведения испытания нормированным длительным напряжением превысит нормированную, но будет не выше $5В10^{-9}$ Кл, а затем снова снизится до значения, не превышающего нормированное, то испытание должно быть продолжено без перерыва до тех пор, пока значение интенсивности частичных разрядов, не превышающее нормированное, не будет получено в течение нормированного времени выдержки.

В.2.9 При оценке результатов испытания случайные нерегулярные выбросы в показаниях приборов, но не выше 10^{-8} Кл, не должны учитываться. В случае превышения указанной интенсивности испытания должны быть продолжены в течение нормированного времени с момента появления выброса.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(справочное)

ТАБЛИЦЫ ИСПЫТАТЕЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Для удобства пользования (при справках) испытательные напряжения электрооборудования с нормальной изоляцией сведены ниже в таблицы по видам электрооборудования.

При пользовании таблицами данного приложения необходимо учитывать указания в тексте стандарта, относящиеся к электрооборудованию соответствующего вида.

Методические указания по разработке уровней испытательных напряжений электрооборудования каждого вида даны в [1].

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица Г.1
Нормированные испытательные напряжения силовых трансформаторов с нормальной изоляцией классов напряжения от 3 до 220 кВ (напряжения в киловольтах)

Класс напряжения	Уровень изоляции ²⁾	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции										длительное переменное									
		грозовых импульсов				кратковременное переменное				при плавном подъеме			внутренней изоляции								
		каждого линейного зажима (поочередно)	трех, соединенных вместе линейных зажимов ^{1,2)}	зажима нейтрали ³⁾		одноминутное	внутренней изоляции			внешней изоляции (воздушных промежутков) в сухом состоянии											
импульсы	импульсы	полный	импульсы	полный	импульсы	полный	импульсы	полный	импульсы	полный	импульсы	полный	импульсы	полный	импульсы	полный					
3	а	40	50	40	50	40	50	10	10	10	26	26	10	10	26	26	10	26	—	—	
	б							18	18	18											
6	а	60	70	60	70	60	70	20	20	20	34	34	20	20	34	34	20	34	—	—	
	б							25	25	25											
10	а	75	90	75	90	75	90	28	28	28	45	45	28	28	45	45	28	45	—	—	
	б							35	35	35											
15	а	95	115	95	115	95	115	38	38	38	60	60	38	38	60	60	38	60	—	—	
	б							45	45	45											
20	а	125	150	125	150	125	150	50	50	50	70	70	50	50	70	70	50	70	—	—	
	б							55	55	55											
24	а	150	175	150	175	150	175	60	60	60	80	80	60	60	80	80	60	80	—	—	
	б							65	65	65											
27	а	170	200	170	200	170	200	65	65	65	90	90	65	65	90	90	65	90	—	—	
	б							70	70	70											
35	а	190	220	190	220	190	220	80	80	80	105	105	80	80	105	105	80	105	—	—	

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

	6	85	90	200	280	135	—
110	—	200	100	200	280	—	—
150	—	275	130	230	320	415	195
220	—	400	200	325	465	600	280

1) Для трехфазных трансформаторов.
 2) Для соединенных в звезду обмоток с полной изоляцией нейтрали при невыведенной нейтрали.
 3) Для соединенных в звезду обмоток классов напряжения от 3 до 35 кВ с полной изоляцией нейтрали при выведенной нейтрали и для обмоток классов напряжения от 110 до 220 кВ с неполной изоляцией нейтрали, допускающей работу с ее разземлением.
 4) Для обмоток классов напряжения от 3 до 35 кВ с полной изоляцией нейтрали при испытании приложенным напряжением одновременно с изоляцией линейного зажима и для обмоток классов напряжения от 110 до 220 кВ с неполной изоляцией нейтрали, допускающей работу с ее разземлением.
 5) Условия применения уровней изоляции указаны в таблице 2.

Таблица Г.2
Нормированные испытательные напряжения силовых трансформаторов с нормальной изоляцией классов напряжения от 330 до 750 кВ (напряжения в киловольтах)

Класс напряжения	Уровень изоляции ²⁾	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции						переменное длительное		
		грозовых импульсов	внутренней изоляции		внешней изоляции (воздушных промежутков) в сухом состоянии		кратковременное однофазное			
			каждого линейного зажима (поочередно)	каждого линейного зажима (поочередно)	каждого линейного зажима (поочередно)	каждого линейного зажима (поочередно)				
330	а	950	1050	850	1275	850	1275	395	525	295
		1050	1150	950	1425	950	1300	460	575	295
500	а	1300	1400	1050	1575	1050	1575	570	800	425
		1550	1650	1230	1845	1230	1800	630	830	425
750	а	1800	1950	1425	2400	1425	2400	750	1100	635
		2100	2250	1550	2550	1550	2550	800	1250	635

1) Для трехфазных трансформаторов.
 2) Условия применения уровней изоляции указаны в таблице 4.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица Г.3
Нормированные испытательные напряжения электромагнитных трансформаторов напряжения с нормальной изоляцией (напряжения в киловольтах)

Класс напряжения	Уровень изоляции ^{б)}	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции										
		Грозовых импульсов					Коммутационного импульса		переменное одноминутное			
		линейного зажима относительно земли		трех, соединенных вместе, линейных зажимов ¹⁾		зажима нейтрали ²⁾		в сухом состоянии		ПОД ДОЖДЕМ ⁴⁾		
		полный импульс	срезанный импульс	полный импульс	полный импульс	срезанный импульс	относительно земли	между фазами ³⁾	относительно земли	относительно земли		
3	а	40	50	40		40	50	—	10	10	10	
	б								24	24		
6	а	60	70	60		60	70	—	20	20	20	
	б								32	32		
10	а	75	90	75		75	90	—	28	28	28	
	б								42	42		
15	а	95	115	95		95	115	—	38	38	38	
	б								55	55		
20	а	125	150	105		125	150	—	50	50	50	
	б								65	65		
24	а	150	175	—		150	175	—	60	60	60	
	б								75	75		
27	а	170	200	—		170	200	—	65	65	65	
	б								80	80		
35	а	190	220	140		190	220	—	80	80	80	
	б								95	95		
110	—	480	550	—		—	—	—	200	—	200	
150	—	650	750	—		—	—	—	275	—	275	

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

220	—	950	1100	—	—	—	—	395	—	395
330	a	1050	1175	—	—	—	850	460	—	—
	б	1175	1300				950			
500	a	1425	1550	—	—	—	1050	630	—	—
	б	1675	1800				1230			

1) Для соединенных в звезду обмоток с полной изоляцией нейтрали при невыведенной нейтрали.
 2) Для соединенных в звезду обмоток с полной изоляцией нейтрали при выведенной нейтрали.
 3) Для трехфазных трансформаторов напряжения классов напряжения от 3 до 35 кВ с неполной изоляцией нейтрали.
 4) Для трансформаторов напряжения категории размещения 1.
 5) Условия применения уровней изоляции указаны в таблицах 2 и 4.

Таблица Г.4
Испытательные напряжения трансформаторов тока с нормальной изоляцией (напряжения в киловольтах)

Класс напряжения	Уровень изоляции ²⁾	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции					
		Грозового полного импульса	Коммутационного импульса		Переменное одноминутное		
			в сухом состоянии и под дождем ¹⁾	в сухом состоянии	масляных кроме масляных	под дождем ¹⁾	
3	a	40	—	—	10	10	
	б				24		
6	a	60	—	—	20	20	
	б				32		
10	a	75	—	—	28	28	
	б				42		
15	a	95	—	—	38	38	
	б				55		
20	a	125	—	—	50	50	
	б				65		
24	a	150	—	—	60	60	
	б				75		

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

27	a	170	—	65	65
	б			80	
35	a	190	—	80	80
	б			95	
110	—	450	—	200	230
150	—	650	—	275	300
220	—	900	—	395	440
330	a	1050	850	460	—
	б	1175	950	510	
500	a	1425	1050	630	—
	б	1550	1230	680	
750	a	1950	1425	830	—
	б	2100	1550	950	

1) Для масляных трансформаторов тока категории размещения 1.
2) Условия применения уровней изоляции указаны в таблицах 2 и 4.

Таблица Г.5

Нормированные испытательные напряжения реакторов с нормальной изоляцией (напряжения в киловольтах)

Класс напряжения	Уровень изоляции ²⁾	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции										
		грозовых импульсов		коммутационного импульса шунтирующих реакторов внутренней и внешней изоляции в сухом состоянии		кратковременное переменное				Длительное переменное внутренней изоляции шунтирующих реакторов		
		шунтирующих	токоограничивающих и дугогасящих	полный импульс	срезанный импульс	полный импульс	одноименное	шунтирующих и дугогасящих	относительно земли	при плавном подъеме внешней изоляции (воздушных промежутков) шунтирующих реакторов в сухом состоянии	между фазами ¹⁾	относительно земли
3	a	40	50	40	—	10	10	—	10	26	—	—
	б					18	24					

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

6	a	60	70	60	—	20	—	20	—	34	—	—
10	б	75	90	75	—	25	—	32	—	—	—	—
15	a	95	115	95	—	28	—	28	—	45	—	—
20	б	125	150	125	—	35	—	42	—	—	—	—
24	a	—	—	150	—	38	—	38	—	60	—	—
27	б	—	—	170	—	45	—	55	—	—	—	—
35	a	190	220	220	—	50	—	50	—	70	—	—
110	б	480	550	480	—	55	—	65	—	—	—	—
150	—	550	600	650	—	60	—	60	—	—	—	—
220	—	750	835	950	—	65	—	65	—	—	—	—
330	a	1050	1175	—	850	65	—	75	—	105	—	—
500	б	1175	1300	—	950	80	—	80	—	—	—	—
750	a	1425	1550	—	1050	85	—	85	—	—	—	—
	б	1675	1800	—	1230	200	200	200	200	280	—	—
	a	1950	2100	—	1425	230	275	275	275	320	415	—
	б	2250	2400	—	1550/1675 ³⁾	325	395	395	395	465	600	—
	a	—	—	—	—	395	525	—	—	—	—	—
	б	—	—	—	—	460	575	—	—	—	—	—
	a	—	—	—	—	570	800	—	—	—	—	425
	б	—	—	—	—	630	830	—	—	—	—	—
	a	—	—	—	—	750	1100	—	—	—	—	635
	б	—	—	—	—	900	1250	—	—	—	—	—

1) Для трехфазных реакторов.

2) Условия применения уровней изоляции указаны в таблицах 2 и 4.

3) В числителе указаны значения для испытания внешней изоляции (воздушных промежутков) шунтирующих реакторов, в знаменателе — для внутренней изоляции.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица Г.6
Нормированные испытательные напряжения выключателей с нормальной изоляцией (напряжения в киловольтах)

Класс напряжения	Уровень изоляции ⁵⁾	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции										
		грозового полного импульса				коммутационного импульса в сухом состоянии и под воздействием ³⁾		одноминутное переменное в сухом состоянии				под дождем ³⁾
		относительно земли ^{1,2)}	и того же полюса с уровнем изоляции между контактами		относительно земли	между контактами одного и того же полюса	относительно земли ⁴⁾ выключателей		между контактами одного и того же полюса выключателей			
			не повышенным	повышенным			масляных	кроме масляных	масляных	кроме масляных		
3	a	40	40	—	—	—	10	10	10	10	10	10
6	б	—	—	—	—	—	24	24	24	24	24	24
6	a	60	60	—	—	—	20	20	20	20	20	20
6	б	—	—	—	—	—	32	32	32	32	32	32
10	a	75	75	—	—	—	28	28	28	28	28	28
6	б	—	—	—	—	—	42	42	42	42	42	42
15	a	95	95	—	—	—	38	38	38	38	38	38
6	б	—	—	—	—	—	55	55	55	55	55	55
20	a	125	125	—	—	—	50	50	50	50	50	50
6	б	—	—	—	—	—	65	65	65	65	65	65
24	a	150	150	—	—	—	60	60	60	60	60	60
6	б	—	—	—	—	—	75	75	75	75	75	75
27	a	170	170	—	—	—	65	65	65	65	65	65
6	б	—	—	—	—	—	80	80	80	80	80	80
35	a	190	190	—	—	—	80	80	80	80	80	80
6	б	—	—	—	—	—	95	95	95	95	95	95
110	—	450	450	520	—	—	—	230	—	—	230	200
150	—	650	650	750	—	—	—	300	—	—	300	275
220	—	900	900	1050	—	—	—	440	—	—	440	395

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

330	a	1050	—	1255	850	950	—	460	—	575	—
	б	1175	—	1380	950	1245	—	560	—	750	—
500	a	1425	—	1425	1050	1330	—	630	—	815	—
	б	1550	—	1550	1230	1660	—	760	—	1030	—
750	a	1950	—	1950	1425	2000	—	830	—	1250	—
	б	2100	—	2100	1550	2250	—	950	—	1400	—

1) Для трехполосных выключателей с расположением полюсов в общем баке — также между соседними полюсами.
 2) Для выключателей трехполосного исполнения - также между соседними полюсами.
 3) Для выключателей категории размещения 1.
 4) Для выключателей трехполосного исполнения классов напряжения от 3 до 220 кВ — также между соседними полюсами.
 5) Условия применения уровней изоляции указаны в таблицах 2 и 4.

Таблица Г.7
Нормированные испытательные напряжения разрядителей с нормальной изоляцией (напряжения в киловольтах)

Класс напряжения	Уровень изоляции ²⁾	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции									
		грозового полного импульса		коммутационного импульса		в сухом состоянии		в сухом состоянии		одноминутное переменное	
		относительно земли ¹⁾	между контактами	в сухом состоянии и под дождем ²⁾	относительно земли	между контактами	относительно земли ⁴⁾	между контактами	относительно земли ¹⁾	под дождем ²⁾	относительно земли ¹⁾
3	a	40	46	—	—	—	10	12	10	10	10
	б	—	—	—	—	—	24	28	—	—	—
6	a	60	70	—	—	—	20	23	20	20	20
	б	—	—	—	—	—	32	37	—	—	—
10	a	75	85	—	—	—	28	32	28	28	28
	б	—	—	—	—	—	42	48	—	—	—
15	a	95	110	—	—	—	38	45	38	38	38
	б	—	—	—	—	—	55	63	—	—	—
20	a	125	145	—	—	—	50	60	50	50	50
	б	—	—	—	—	—	65	75	—	—	—
24	a	150	165	—	—	—	60	70	60	60	60

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

6	a	60	70	—	20	23	20	23
	б				32	27		
10	a	75	85	—	28	32	28	32
	б				42	48		
15	a	95	110	—	38	45	38	45
	б				55	63		
20	a	125	145	—	50	60	50	60
	б				65	75		
24	a	150	165	—	60	70	60	70
	б				75	90		
27	a	170	190	—	65	85	65	75
	б				80	95		
35	a	190	220	—	80	95	80	95
	б				95	120		
110	—	450	570	—	230		230	
150	—	650	790	—	300	315	300	315
220	—	900	1100	—	440	460	440	460
330	a	1050	—	850	460	—	—	—
	б	1175		950	560			
500	a	1425	—	1050	630	—	—	—
	б	1550		1230	760			

1) Для аппаратов трехполюсного исполнения — также между соседними полюсами.
 2) Между контактами одного и того же полюса: предохранителей при вынудом патроне, цепей первичных соединений КРУ при разобранном (контрольном) положении выдвижного элемента.
 3) Для аппаратов трехполюсного исполнения классов напряжения от 3 до 220 кВ — также между соседними полюсами.
 4) Для аппаратов категории размещения 1 (при этом для КРУ и КТП — только вне оболочки).
 5) Между контактами одного и того же полюса предохранителей с патроном, но без плавкой вставки между электродами.
 6) Условия применения уровней изоляции указаны в таблицах 2 и 4.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица Г.9
Нормированные испытательные напряжения конденсаторов связи (напряжения в киловольтах)

Класс напряжения	Уровень изоляции ¹⁾	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции			
		грозового полного импульса	коммутационного импульса внешней (в сухом состоянии и под дождем ²⁾) и внутренней изоляции	одноминутное переменное	
				в сухом состоянии	под дождем ²⁾
35	а	190	—	80	80
110	б	—	—	95	—
150	—	480	—	200	—
220	—	650	—	275	—
330	—	950	—	395	—
500	а	1050	850	460	—
750	б	1175	950	510	—
	а	1425	1050	630	—
	б	1550	1230	680	—
	а	1950	1425	830	—
	б	2100	1550	950	—

1) Условия применения уровней изоляции указаны в таблицах 2 и 4.

2) Под дождем — конденсаторов связи категории размещения 1.

Таблица Г.10
Нормированные испытательные напряжения изоляторов с нормальной изоляцией, испытываемых отдельно (от трансформаторов, реакторов и аппаратов) (напряжения в киловольтах)

Класс напряжения ²⁾	Уровень изоляции ²⁾	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции							
		грозового полного импульса внешней изоляции		коммутационного импульса внешней изоляции в сухом состоянии и под дождем ³⁾	переменное		длительное		
		изоляторов (кроме вводов для нейтрали ¹⁾)	вводов для нейтралей ¹⁾		одноминутное	переменное			
3	а	40	—	—	10	10	—	—	внутренней изоляции вводов в силовые трансформаторы и шунтирующие реакторы
б	б	—	—	—	24	—	—	—	—

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

6	a	60	—	—	20/28 ²⁾	20	—	—
	б				32			
10	a	75	—	—	28/38 ²⁾	28	—	—
	б				42			
15	a	95	—	—	38/50 ²⁾	38	—	—
	б				55			
20	a	125	—	—	50	50	—	—
	б				65			
24	a	150	—	—	60	60	—	—
	б				75			
27	a	170	—	—	65	65	—	—
	б				80			
35	a	190	—	—	80	80	—	—
	б				95			
110	—	450/550 ⁶⁾	200	—	200/230 ⁶⁾	200/230 ⁶⁾	110	
150	—	650	275	—	275	275	145	
220	—	900/950 ⁴⁾	400	—	395	395	230	
330	a	1050	—	850	460	—	—	1,5Un.p./√3
	б	1175	—	950	510			
500	a	1425	—	—				
	б	1550		1230	680			
750	a	1950	—	1425	830	—	—	
	б	2100		1550	950			

1) Для вводов нейтрали с неполной изоляцией, допускающей работу с разземлением, указан класс напряжения обмотки ВН силового трансформатора, для нейтрали которой предназначен ввод.

2) В знаменателе указаны значения для опорных изоляторов категорий размещения 2, 3 и 4, в числителе — для остальных изоляторов.

3) Под дождем — для изоляторов категории размещения 1.

4) В числителе указано значение для шинных опор, в знаменателе — для остальных изоляторов.

5) Условия применения уровней изоляции указаны в таблицах 2 и 4.

6) В знаменателе указаны значения для вводов, в числителе — для остальных изоляторов.

Стоимость подписки на журнал указана в каталоге
Агентства «Роспечать»

ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на ~~печать~~ журнал **82715**
(индекс издания)

Главный инженер. Управление промышленным производством
(наименование издания) Количество комплектов.

на 20 09 год по месяцам:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда (почтовый индекс) (адрес)

Кому (фамилия, инициалы)

ДОСТАВочная КАРточка

ПВ место литер **82715**
на ~~печать~~ журнал (индекс издания)

Главный инженер. Управление промышленным производством
(наименование издания)

Стоимость подписки руб. коп. Количество комплектов
переадресовки руб. коп.

на 20 09 год по месяцам:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда (почтовый индекс) (адрес)

Кому (фамилия, инициалы)

Стоимость подписки на журнал указана в каталоге
«Почта России»

ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на ~~печать~~ журнал **16577**
(индекс издания)

Главный инженер. Управление промышленным производством
(наименование издания) Количество комплектов.

на 20 09 год по месяцам:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда (почтовый индекс) (адрес)

Кому (фамилия, инициалы)

ДОСТАВочная КАРточка

ПВ место литер **16577**
на ~~печать~~ журнал (индекс издания)

Главный инженер. Управление промышленным производством
(наименование издания)

Стоимость подписки руб. коп. Количество комплектов
переадресовки руб. коп.

на 20 09 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 (передрессовки)

без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск
календарного штемпеля отделеия связи.

В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией
об оплате стоимости подписки (передрессовки).

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (передрессовки)

без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск
календарного штемпеля отделеия связи.

В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией
об оплате стоимости подписки (передрессовки).

Для оформления подписки на газету или журнал,
а также для передрессования издания бланк абонемента
с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами,
разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями,
изложенными в подписных каталогах.

Заполнение месячных клеток при передрессовании
издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится
работниками предприятий связи и подписных агентств.

Для оформления подписки на газету или журнал,
а также для передрессования издания бланк абонемента
с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами,
разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями,
изложенными в подписных каталогах.

Заполнение месячных клеток при передрессовании
издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится
работниками предприятий связи и подписных агентств.

Главный инженер. Управление промышленным производством

II полугодие
2009

Выгодное предложение!

Подписка на 2-е полугодие по льготной цене – 3600 руб. (подписка по каталогам – 4236 руб.)

Оплатив этот счет, **вы сэкономите на подписке около 20%** ваших средств.

Почтовый адрес: 125040, Москва, а/я 1

По всем вопросам, связанным с подпиской, обращайтесь по тел.:

(495) 749-2164, 211-5418, 749-5483, тел./факс **(495) 250-7524** или по e-mail: **podpiska@panor.ru**

ПОЛУЧАТЕЛЬ:

Некоммерческое партнерство Издательский Дом «ПАНОРАМА»

ИНН 7702558751	КПП 770201001	р/сч. № 40703810038180133849	Вернадское ОСБ №7970, г. Москва
----------------	---------------	------------------------------	---------------------------------

БАНК ПОЛУЧАТЕЛЯ:

БИК 044525225	к/сч. № 30101810400000000225	Сбербанк России ОАО, г. Москва
---------------	------------------------------	--------------------------------

СЧЕТ № 2ЖК2009 от « ____ » _____ 2009

Покупатель:

Расчетный счет №:

Адрес:

№№ п/п	Предмет счета (наименование издания)	Кол-во экз.	Цена за 1 экз.	Сумма	НДС 0%	Всего
1	Главный инженер. Управление промышленным производством (подписка на II полугодие 2009 г.)	6	600	3600	Не обл.	3600
2						
3						
ИТОГО:						
ВСЕГО К ОПЛАТЕ:						

Генеральный директор



Дюсколенко

К.А. Москаленко

Главный бухгалтер

Москаленко

Л.В. Москаленко

ВНИМАНИЮ БУХГАЛТЕРИИ!

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ (С ИНДЕКСОМ) И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

НДС НЕ ВЗИМАЕТСЯ (УПРОЩЕННАЯ СИСТЕМА НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ).

ОПЛАТА ДОСТАВКИ ЖУРНАЛОВ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ИЗДАТЕЛЬСТВОМ. 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.

ДАННЫЙ СЧЕТ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВАНИЕМ ДЛЯ ОПЛАТЫ ПОДПИСКИ НА ИЗДАНИЯ ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ И ЗАПОЛНЯЕТСЯ ПОДПИСЧИКОМ. СЧЕТ НЕ ОТПРАВЛЯТЬ В АДРЕС ИЗДАТЕЛЬСТВА.

ОПЛАТА ДАННОГО СЧЕТА-ОФЕРТЫ (СТ. 432 ГК РФ) СВИДЕТЕЛЬСТВУЕТ О ЗАКЛЮЧЕНИИ СДЕЛКИ КУПЛИ-ПРОДАЖИ В ПИСЬМЕННОЙ ФОРМЕ (П. 3 СТ. 434 И П. 3 СТ. 438 ГК РФ).

ОБРАЗЕЦ ЗАПОЛНЕНИЯ ПЛАТЕЖНОГО ПОРУЧЕНИЯ

Поступ. в банк плат.	Списано со сч. плат.		
ПЛАТЕЖНОЕ ПОРУЧЕНИЕ №		[]	
	Дата	Вид платежа	
Сумма прописью			
ИНН	КПП	Сумма	
Плательщик		Сч.№	
		БИК	
Банк Плательщика		Сч.№	
Сбербанк России ОАО, г. Москва		БИК 044525225	
Банк Получателя		Сч.№ 30101810400000000225	
ИНН 7702558751	КПП 770201001	Сч.№ 40703810038180133849	
Получатель Некоммерческое партнерство Издательский Дом «ПАНОРАМА» Вернадское ОСБ 7970 г. Москва		Вид оп.	Срок плат.
		Наз.пл.	Очер. плат.
		Код	Рез. поле
Оплата за подписку на журнал Главный инженер. Управление промышленным производством (__ экз.) на 6 месяцев, без налога НДС (0%). ФИО получателя _____ Адрес доставки: индекс _____, город _____, ул. _____, дом _____, корп. _____, офис _____ телефон _____, e-mail: _____			
Назначение платежа			
Подписи		Отметки банка	
М.П.	_____		_____



При оплате данного счета в платежном поручении в графе «**Назначение платежа**» обязательно укажите:

- ① **Название издания и номер данного счета**
- ② **Точный адрес доставки (с индексом)**
- ③ **ФИО получателя**
- ④ **Телефон (с кодом города)**

По всем вопросам, связанным с подпиской, обращайтесь по тел.:

(495) 922-1768, 211-5418, 749-5483,
 тел./факс **(495) 250-7524**
 или по **e-mail: podpiska@panor.ru**