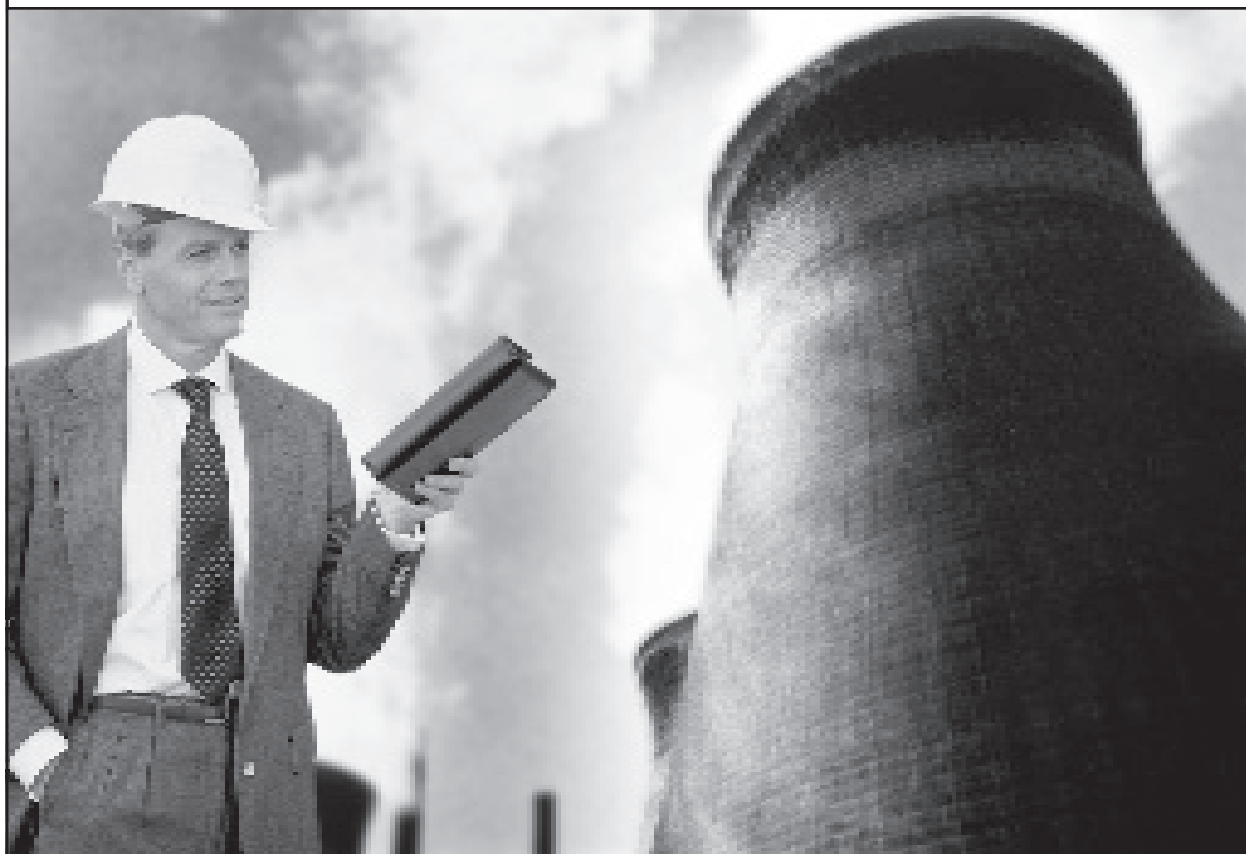


ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ



НОЯБРЬ
2004

СОДЕРЖАНИЕ



НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

4

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

14

– КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД – ВАЖНЫЙ ФАКТОР
В РАЗВИТИИ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

14

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

16

– ЗАДАЧИ И МЕТОДЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

16

– ТРЕХФАЗНЫЕ ИБП С ДВОЙНЫМ ПРЕОБРАЗОВАНИЕМ
ЭНЕРГИИ

25

– МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ УСТРОЙСТВ
ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ (УЗО)

37

– КОНТРОЛЬ ИЗОЛЯЦИИ, ОБНАРУЖЕНИЕ
ЕЕ НЕИСПРАВНОСТЕЙ

47

– НИЗКОВОЛЬТНЫЕ ОДНОФАЗНЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ
ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА.

ИСПЫТАНИЯ, ВЫБОР, ПРИМЕНЕНИЕ

50

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

58

– ЭФФЕКТИВНЫЕ СИСТЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛА
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДУЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ
ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ

58

– ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ВЗРЫВЫ. СИСТЕМЫ
ГАЗОИМПУЛЬСНОЙ ОЧИСТКИ КОТЛОВ

64

– ПЛАСТИНЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ
В СОСТАВЕ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

ДЛЯ НАГРЕВА ВОДЫ

ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

67

– ТСА: ПРОСТОТА,

НАДЕЖНОСТЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ

71



ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК № 11/2004

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ	72
– МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ СТОИМОСТИ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ПРИ ВЫБОРЕ КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	72
ЭНЕРГОАУДИТ	76
– КОГДА ПРОВОДЯТ ЭНЕРГОАУДИТ. ПРАВИЛА ВЫБОРА СРОКОВ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ	76
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	78
– ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ В СИСТЕМАХ ОБОРОТНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	78
МЕТРОЛОГИЯ	81
– ЗАДАЧИ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ТЕПЛОУЧИСЛИТЕЛЕЙ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ	81
ОБМЕН ОПЫТОМ	85
– АСКУЭ НОВОКУЗНЕЦКОГО АЛЮМИНИЕВОГО ЗАВОДА	85
ОХРАНА ТРУДА	90
– ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ СИСТЕМ ЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	90
НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ	99
– ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ И ИСПЫТАНИЮ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ	99
СВЕТОЧ ДУХОВНОСТИ	108
ДРЕВНИЕ СВЯТЫНИ ПРАВОСЛАВИЯ	108
СКАНВОРД	112



ГОНЦЫ ОТ МИНОРИТАРИЕВ

Комитет по стратегии и реформированию при совете директоров «ЕЭС России» под руководством Дэвида Херна рекомендовал РАО включить в совет директоров ОГК-5 трех представителей миноритарных акционеров. По словам источника в РАО, комитет выдвинул от стратегических инвесторов директора «Комплексных энергетических систем» Михаила Слободина и представителя группы ЕСН Михаила Андреева. Кроме того, от портфельных инвесторов комитет рекомендовал включить кандидатуру директора Prosperity Capital Management Александра Браниса. Также правлению РАО рекомендовано включить в ревизионную комиссию ОГК-5 Игоря Репина, представителя Ассоциации по защите прав инвесторов (АПИ).

Менеджер РАО говорит, что энергохолдинг пока не определился, сколько миноритариев войдет в совет директоров ОГК-5. Однако напомнил, что 3 сентября совет директоров ЕЭС одновременно с решением о создании ОГК-5 решил включить в совет директоров новой компании, который будет состоять из 11 членов, не менее

двух представителей миноритариев. Холдинг добровольно допускает к управлению представителей миноритариев, поскольку это «увеличивает прозрачность процессов и в перспективе влияет на стоимость компании».

Источник в КЭС говорит, что в компании «рады, что в РАО прислушиваются к мнению миноритариев». При этом он считает, что пока неизвестно, сколько представителей от миноритарных акционеров войдут в совет директоров ОГК. «Мы еще не знаем ни позиции РАО, ни условий, на которых будут избираться члены совета директоров».

«Мы уверены, что представители миноритарных акционеров будут включены в состав совета директоров ОГК-5. Так решил совет директоров РАО», – заявил Александр Бранис. При этом он говорит, что формальное решение о составе совета директоров ОГК будет принимать правление РАО. «Это будет их выбор – включать двоих или троих представителей», – полагает Бранис. Он говорит, что включение в совет директоров ОГК миноритариев была их собственная инициатива, поддержанная

РАО, а представители миноритариев делегированы в совет директоров ОГК, «чтобы наблюдать за процессом и по возможности влиять на его ускорение».

А чиновник Минэкономразвития отмечает, что окончательное решение о том, включать ли миноритариев в совет ОГК-5, «остается за РАО «ЕЭС»: «По корпоративным процедурам именно РАО будет выдвигать в совет ОГК кандидатов и может как прислушаться к мнению комитета по реформе, так и не учесть его». Чиновник отмечает, что в любом случае миноритарии в совете ОГК «будут, скорее, выступать в качестве наблюдателей, ведь основные решения о судьбе ОГК будет принимать не ее совет и даже не РАО, а государство».

Но аналитик банка «Траст» Андрей Зубков полагает, что решение о включении в совет директоров ОГК-5 миноритариев – это «пиар-ход со стороны РАО». «Неважно, сколько представителей миноритариев будет в совете директоров ОГК, все равно решения будет принимать РАО», – считает аналитик.

Ведомости

СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ РАО «ЕЭС РОССИИ» ЕДИНОГЛАСНО УТВЕРДИЛ ПРОЕКТЫ РЕФОРМИРОВАНИЯ ЧЕТЫРЕХ АО-ЭНЕРГО

Совет директоров РАО «ЕЭС России» единогласно утвердил проекты реформирования четырех АО-энерго: ОАО «Самараэнерго»; «Саратовэнерго»; «Ульяновскэнерго» и «Оренбургэнерго» сообщает пресс-служба РАО «ЕЭС России».

Как отмечается в сообщении, предложенный проект реформирования позволяет с минимальными рисками разделить монопольные и конкурентные виды деятельности, создать крупные межрегиональные энергетические компании, по-

высить экономическую эффективность производственной деятельности и инвестиционную привлекательность.

Согласно пресс-релизу, проект реформирования заключается в создании на базе «Самараэнерго», «Саратовэнерго» и «Ульяновскэнерго» межрегиональных производственных компаний по видам деятельности: ОАО «Волжская территориальная генерирующая компания», «Волжская межрегиональная распределительная компания» и «Волжская межрегиональная энерго-

сбытовая компания». Совет директоров РАО «ЕЭС России» аннулировал предыдущие решения совета директоров энергохолдинга о проекте реформирования ОАО «Оренбургэнерго» 2002 года.

«Совет директоров РАО «ЕЭС России» поручил представителям ОАО РАО «ЕЭС России» в советах директоров АО-энерго голосовать за исполнение принятых по этому вопросу решений», – говорится в пресс-релизе.

РИА Новости

МИНЭКОНОМРАЗВИТИЯ РАССЧИТЫВАЕТ – В БЛИЖАЙШЕЕ ВРЕМЯ БУДЕТ ПОДПИСАНО РАСПОРЯЖЕНИЕ О СОЗДАНИИ ЕДИНОЙ ГИДРО-ОГК

Минэкономразвития рассчитывает, что в ближайшее время будет подписано распоряжение о создании единой гидро-ОГК, сообщил журналистам замглавы министерства Андрей Шаронов.

«Насколько мне известно, проект распоряжения уже согласован со всеми ведомствами и внесен в правительство», – сказал Шаронов.

«Ни у кого этот вопрос не вызывал возражений и есть основания полагать, что распоряжение будет подписано в ближайшее время», – добавил Шаронов. Замминистра подтвердил, что совет директоров РАО

«ЕЭС России» в октябре рассмотрит создание ОКГ-3. Об этом сообщил источник в РАО «ЕЭС». По его словам, создание уже второй по счету гидро-ОГК не противоречит готовящемуся распоряжению правительства об объединении четырех ОГК в одну.

РАО «ЕЭС» действует в рамках постановления правительства от 3 сентября 2003 года, согласно которому должно быть создано 10 ОГК, в том числе 4 гидро-ОГК. А распоряжение правительства должно внести изменения в утвержденную конфигурацию генерирующих компаний, пояснил Шаронов.

По его словам, Минэкономразвития пока не подготовило проекты директивы для голосования представителям государства на совете директоров РАО. «Директива сейчас готовится», – сказал Шаронов.

Он не стал говорить о том, во сколько оценивается уставной капитал ОКГ-3.

Как сообщил источник, близкий к РАО «ЕЭС», уставной капитал ОКГ-3, как и ОКГ-5, решение о создании которой было принято 3 сентября, составит около одного млрд. долл.

РИА Новости

ЦЕНЫ НА СВОБОДНОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОКА НЕ ПОКАЗАТЕЛЬНЫ

Свободный рынок электроэнергии, запущенный 1 ноября 2003 года в рамках реформы электроэнергетики, уже составляет около 10% от общего объема генерации в России. Об этом сообщил председатель правления НП «Администратор торговой системы» Дмитрий Пономарев, рассказывая на конференции об итогах работы конкурентного рынка электроэнергии. Оборота свободного рынка, покупать и продавать электроэнергию на котором пока могут лишь предприятия европейской части России, за десять месяцев составил около 35 млрд. руб. При этом к августу мегаватт-час на свободном рынке электроэнергии стоил на 26 руб. дешевле, чем на регулируемом.

Впрочем, специалисты считают, что цены на свободном рынке электроэнергии пока не показательны. «Рынок не дает правильных ценовых сигналов», – подчеркнула начальник Департамента рынка Центра уп-

равления реформой РАО «ЕЭС России» Лариса Ширяева. По ее словам, это связано с тем, что конкурентному рынку приходится соревноваться с регулируемым. Поэтому цены на нем, по определению, должны быть ниже – иначе потребители вновь переключатся на поставщиков, чьи тарифы регулируются государством. В итоге пока существует регулируемый рынок электроэнергии, говорить о реальных ценах на электроэнергию на свободном рынке тоже не приходится. Кроме того, цены на конкурентном рынке до сих пор не меняются в зависимости от времени суток – по идее стоимость электроэнергии в период минимума нагрузок должна быть ниже, чем в период максимума, и вызывать определенное поведение потребителей.

К тому же многие эксперты отмечают, что в настоящее время на свободный рынок выходят лишь самые эффективные про-

изводители электроэнергии с наиболее низкими затратами. Поэтому достаточно сложно предсказать, что будет с рынком, когда на него будут вынуждены выйти все, в том числе высокзатратные генерирующие компании, и цены на свободном рынке перестанут косвенно сдерживаться устанавливаемыми государством тарифами. Впрочем, в РАО «ЕЭС» считают, что ничего страшного не случится. По мнению Ларисы Ширяевой, в случае всеобщего перехода на свободный рынок электроэнергии цена будет колебаться около установленной сейчас государством, однако это привлечет в генерацию гораздо больше инвестиций.

А пока для продолжения реформирования энергорынка решений правительства не требуется. Кроме того, уже с 20 сентября на рынке начала работать система фьючерсных контрактов.

Независимая газета

В ТЕЧЕНИЕ 2005 ГОДА КОНКУРЕНТНЫЙ РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ БУДЕТ ЗАПУЩЕН В СИБИРИ

В течение 2005 года конкурентный рынок электроэнергии будет запущен в Сибирском регионе России. Об этом сообщил председатель правления НП «Администратор торговой системы» (АТС) Дмитрий Пономарев.

«Мы уверены, что в 2005 году сможем подключить Сибирский регион», – сказал он, выступая на конференции «Перспективная модель конкурентного рынка электроэнергии».

В то же время Пономарев отметил, что для запуска конку-

рентного рынка электроэнергии в Сибири еще предстоит решить множество вопросов, в частности разработать особую модель рынка для этого региона.

«Действующая модель конкурентного рынка не приемлема для Сибири в силу различных особенностей этого региона, нам нужно детально проработать модель для Сибири», – сказал Пономарев, добавив, что еще предстоит определить и среднюю цену за электроэнергию на конкурентном рынке Сибири.

Глава «АТС» сообщил, что в целом на конкурентном рынке электроэнергии, который в настоящий момент работает на европейской части России, планируется в 2005 году некоторые контракты перевести на долгосрочную основу.

«Идет речь даже о 2005–2010 годах, когда покупатель и продавец будут между собой сами формировать цену на электроэнергию», – уточнил Пономарев.

ФРАДКОВ ПОДПИСАЛ РАСПОРЯЖЕНИЕ ОБ ОДОБРЕНИИ ПРОЕКТА СОГЛАШЕНИЯ О СОЗДАНИИ РЕЗЕРВОВ РЕСУРСОВ СНГ

Премьер-министр РФ Михаил Фрадков подписал распоряжение об одобрении проекта Соглашения о создании резервов ресурсов и их эффективного использования для обеспечения устойчивой параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ.

Согласно документу, стороны (участники СНГ) осуществляют взаимовыгодное экономичес-

кое сотрудничество в области топливообеспечения и гидроэлектроэнергетики на основе взаимосогласованных дву- и многосторонних балансов топливно-энергетических и водных ресурсов.

Стороны создают резервы своих ресурсов для устойчивого прохождения максимума нагрузки в осенне-зимний период, а также обеспечения надежности электроэнергетической системы

при крупных авариях и в форс-мажорных условиях.

Одновременно стороны содействуют разработке согласованных программ по совместному освоению новых месторождений ресурсов, строительству генерирующих мощностей, транспортным энергетическим систем, их эксплуатации, реконструкции и модернизации.

РИА Новости

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО «АДМИНИСТРАТОР ТОРГОВОЙ СИСТЕМЫ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЕЭС» ЗАКЛЮЧИЛО СОТЫЙ ДОГОВОР О ПРИСОЕДИНЕНИИ К ТОРГОВОЙ СИСТЕМЕ ОПТОВОГО РЫНКА

Некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы» (НП «АТС») заключило договор о присоединении к торговой системе оптового рынка с ОАО «Ульяновскцемент» (договор № 100.001-П/04). ОАО «Ульяновскцемент» стало сотым участником, присоединившимся к

торговой системе оптового рынка.

Всего за восемь месяцев функционирования сектора свободной торговли оптового рынка электроэнергии количество клиентов НП «АТС» выросло в 7 раз – с 14 участников в ноябре 2003 года до 100 в июле 2004-го.

Существенным моментом, ускорившим подписание дого-

вора, стало разрешение конфликта между ОАО «Ульяновскцемент» и ОАО «Ульяновскэнерго» через Комиссию при Наблюдательном совете НП «АТС» по рассмотрению обращений (жалоб) на действия (бездействие) субъектов электроэнергетики, препятствующие доступу на оптовый рынок

Прод. на с. 7 >>

В ОАО «СЕВЕРСТАЛЬ» ЗА 3 МЕСЯЦА РАБОТЫ НА ССТ ОРЭ ПОЛУЧЕН ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ В 12 МЛН. РУБ., А ЭТО ОКОЛО 1,5% ОТ ОБЩЕЙ СТОИМОСТИ ЗАКУПОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ОАО «Северсталь» с 1 мая 2004 года закупает 30% электроэнергии на секторе свободной торговли оптового рынка электроэнергии (ССТ ОРЭ). Оставшиеся 70% ОАО «Северсталь» по-прежнему закупает у ОАО «Вологдаэнерго», которое также оказывает металлургической компании услуги по передаче электроэнергии.

Данный экономический эффект, по словам начальника управления сырья и топлива ОАО «Северсталь» А.Б. Юркова, получен, прежде всего, за счет частичного ухода в закупках электроэнергии от посредника. «А это, в свою очередь, – подчеркнул А. Юрков, – позволит снижать издержки компании на производство товарной продукции, которые формируют ее стоимость».

Важным фактором, способствовавшим достижению эффекта, стало изменение системы планирования количества заку-

паемой электроэнергии. С переходом к прямым закупкам электроэнергии с ОРЭ свои потребности в ресурсах предприятие рассчитывает не на месяц как ранее, а на каждый час.

Кроме того, на комбинате есть несколько крупных цехов и производств, которые сильно влияют на потребление электроэнергии. Целенаправленная работа с этими потребителями, в частности, по четкому планированию и проведению ремонтов оборудования, также обеспечила снижение дополнительных платежей из-за отклонений от заявленной мощности.

В то же время ОАО «Северсталь», являясь энергоемким потребителем, потребляющим электроэнергию в среднем 720 МВт в час, ставит своей задачей достижение большего эффекта, чему должно способствовать установление обоснованного тарифа на услуги по передаче электроэнергии по сетям ОАО

«Вологдаэнерго». Ныне действующий тариф, установленный Региональной энергетической комиссией Вологодской области, не является экономически обоснованным и вызван наличием перекрестного субсидирования (дотирование льготных групп потребителей, прежде всего населения, за счет повышения тарифов для промышленных предприятий). Основную нагрузку перекрестного субсидирования в Вологодской области несет ОАО «Северсталь».

Однако, наряду с решением данной проблемы, главный резерв, который бы позволил снижать затраты на закупку электроэнергии, ОАО «Северсталь» видит в дальнейшем реформировании электроэнергетики РФ, что даст возможность закупать главный вид энергоресурсов в полном объеме с ОРЭ.

(По материалам компании)

...СОТЫЙ ДОГОВОР О ПРИСОЕДИНЕНИИ К ТОРГОВОЙ СИСТЕМЕ ОПТОВОГО РЫНКА

>> *Оконч. Начало на с. 6.*

электроэнергии, что является значимым событием для развития конкурентных отношений на рынке электроэнергии.

В письме ОАО «Ульяновскцемент» на имя председателя Правления НП «АТС» Д.В. Пономарева говорится, что работа Комиссии позволила «значительно сократить сроки предоставления в НП АТС» полного пакета документов и ускорить процедуру присоединения ОАО «Ульяновскцемент» к торговой системе оптового рынка». Не-

обходимо отметить, что вся процедура выхода на рынок – от обращения с жалобой в НП «АТС» до подписания дополнительного соглашения к договору энергоснабжения между ОАО «Ульяновскцемент» и ОАО «Ульяновскэнерго» (что является необходимым условием доступа на оптовый рынок электроэнергии) – заняла 17 дней.

Таким образом, факт успешного урегулирования конфликта между предприятием и АО-энерго и подписания договора о присоединении к торговой системе оптового рынка

электроэнергии свидетельствует об эффективности деятельности НП «АТС» по обеспечению недискриминационного доступа коммерческих организаций к торговой системе оптового рынка электроэнергии.

НП «АТС» планирует и дальше обеспечивать поддержку потребителей и поставщиков по выходу на оптовый рынок и вести работу по расширению субъектного состава конкурентного оптового рынка электроэнергии.

НП «АТС»

ОФИС «БЕЛГОРОДЭНЕРГО» ПРИЗНАН САМЫМ УМНЫМ В ЕВРОПЕ

Проект интеллектуального здания ОАО «Белгородэнерго», выполненный компанией «ЭкоПрог», получил приз на конкурсе европейской ассоциации EIB/KONNEX Award 2004 в номинации «Лучший проект в области автоматизации зданий (2002–2003 годы)».

Конкурс на лучший проект, реализованный с применением технологии EIBA (European Installation Bus Association), проводится каждые два года, и в нынешнем году состоялся уже в пятый раз. Проект инженерно-информационной инфраструктуры комплекса зданий административно-хозяйственного назначения ОАО «Белгородэнерго» был выполнен в рамках концепции интеллектуального здания в 2002 году. Он предусматривает строительство 7-этажного здания административно-лабораторного корпуса с подземной стоянкой, общей площадью 8600 м² и реконструкцию 5-этажного административного здания, площадью 4100 м². Все инженерные системы комплекса функционируют по единому алгоритму и объединены между собой системой диспетчерского

управления, созданной по технологии PROFIVE. Здание имеет энергосберегающую конструкцию.

Автоматизированная система European Installation Bus (EIB) выполняет следующие функции:

- автоматическое управление наружным освещением по таймеру и датчику уровня освещенности;
- автоматическое управление внутренним освещением мест общего пользования по датчикам движения, с учетом уровня освещенности;
- дискретное и аналоговое управление внутренним освещением помещений персонала с клавишных выключателей;
- измерение и индикация температуры в помещениях персонала;
- ручное изменение температурных параметров для каждого помещения;
- управление радиаторами отопления и двухтрубными фанкойлами;
- управление вентиляцией;
- управление шторами;
- централизованный мониторинг и управление с диспетчерской станции.



Для централизованного мониторинга и управления системой EIB используются встроенные средства SCADA системы Citect и EIBA OPC сервер. Диспетчер в любой момент может получать данные о состоянии устройств EIB и оперативно управлять ими. По результатам эксплуатации системы EIB административно-лабораторного корпуса в 2004 году планируется расширение состава системы для нового административного здания ОАО «Белгородэнерго».

Источник: CNews

ВОПРОСЫ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ КУРИРУЕТ В СЧЕТНОЙ ПАЛАТЕ МИХАИЛ БЕСХМЕЛЬНИЦЫН

Аудитор Счетной палаты Российской Федерации Михаил Иванович Бесхмельницын курирует контроль расходов федерального бюджета на промышленность, энергетику и строительство, транспорт, дорожное хозяйство, связь и информатику.

Михаил Бесхмельницын родился 17 марта 1956 года, русский. Образование высшее – окончил экономический факультет Воронежского СХИ, Академию обществен-

ных наук при ЦК КПСС. В 1999 году защитил в Московском государственном университете им. М.В. Ломоносова диссертацию, ему присвоена ученая степень кандидата экономических наук.

22 февраля 2001 года Совет Федерации Федерального Собрания Российской Федерации назначил М.И. Бесхмельницына аудитором Счетной палаты Российской Федерации на второй срок.

www.ach.gov.ru



РЕГУЛИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА ТЕПЛОВУЮ И ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ МОЖЕТ ПЕРЕЙТИ В ПОЛНОМОЧИЯ ОРГАНОВ МЕСТНОГО САМОУПРАВЛЕНИЯ

Накануне депутаты Вологодской городской Думы поддержали предложение городской администрации о передаче органам местного самоуправления полномочий на государственное регулирование тарифов на тепло- и электроэнергию. По словам начальника финансового управления администрации города Вологды Вадима Цепы, инициатива вызвана тем, что установление тарифов на электро- и теплоэнергию Региональной энергетической комиссией области в течение всего финансового года ведет к несанкционированным расходам городского бюджета, а также к увеличению кредиторской задолженности по обязательствам бюджета теплоснабжаю-

щим предприятиям: «Для установления тарифов необходимо учитывать особенности развития муниципальных образований, их возможности и потребности, так как техническое и финансовое состояние теплоснабжающих предприятий неоднородно. Имеют место случаи, когда предприятия, занимающие ключевое место в жизнеобеспечении города, испытывают материальные и технические трудности, сложности с оплатой своих услуг потребителями. В таких случаях просто необходима поддержка местных органов самоуправления. При утверждении тарифов на уровне местного самоуправления возможно предоставление теплоснабжающим предприятиям налоговых, та-

рифных, кредитных льгот, субсидий и других форм финансовой поддержки. Возможны более полный учет местных условий производства и реализации теплоэнергии, создание экономических стимулов, обеспечивающих использование энергосберегающих технологий. Таким образом, регулирование тарифов на уровне органов местного самоуправления позволит наиболее полно учесть и понять интересы теплоснабжающих предприятий, городского населения и возможности городского бюджета, а также рационально использовать финансовые ресурсы города». Свою инициативу депутаты городской Думы направят в адрес Законодательного собрания области.

СеверИнформ

ЭНЕРГОТАРИФЫ БУДУТ «ШАГАТЬ В НОГУ» С ИНФЛЯЦИЕЙ

С 2006 года энерготарифы не будут превышать инфляцию, заявил начальник Департамента энергетической политики РАО «ЕЭС России» Игорь Кожуховский. По его словам, если компания берет на себя такое обязательство, то это потребует еще большего ужесточения требований к издержкам. Работа над сокращением расходов ведется уже три года.

Как отметил представитель РАО, холдинг в целом устраивают предельные тарифы, установленные федеральным руководством. Однако по пяти-семи энергосистемам они бу-

дут дорабатываться. «Через полтора-два года мы будем готовы вписаться в размеры инфляции и не превышать их», – сказал Кожуховский.

Согласно заявлению Федеральной службы по тарифам (ФСТ), в 2005 году энерготарифы вырастут на 9,5%, впервые приблизившись к уровню инфляции, который запланирован в районе 8,5%. А в 2006 году предельный рост цен на электричество и тепловую энергию не превысит 7,5%. Предельные уровни тарифов на энергоносители утверждены на состоявшемся заседании правления ФСТ. При этом рост их стоимости для населения не превысит 25%, чтобы поэтапно довести до экономически обоснованного размера.

Как сказано в пресс-релизе, утвержденные максимальные тарифы соответствуют па-

раметрам, запланированным Минэкономразвития в рамках прогноза социально-экономического развития на ближайшие годы. При подписании документа также учитывались последние решения правительства по увеличению стоимости газа на 23% и оптимистический прогноз уровня инфляции на 2005–2006 годы.

Решение ФСТ устанавливает не только максимальные, но и минимальные уровни предельного роста тарифов. Это позволит предприятиям электроэнергетики и электрификации проводить предварительную работу по оптимизации издержек. По оценкам, при значительном напряжении сил даже РАО «ЕЭС России» все-таки сможет уложиться в прогнозируемую динамику роста стоимости энергоресурсов.

Утро.ру



КОНКУРС ДЛЯ ДИРЕКТОРОВ ОГК

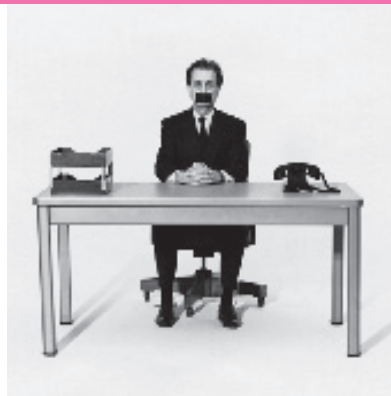
Хотя сроки создания оптовых генерирующих компаний (ОГК) пока не определены, чиновники уже задумались, кто будет ими руководить. Минэкономразвития предложило назначать менеджеров будущих ОГК на конкурсной основе и даже вынесло этот вопрос на ближайший совет директоров РАО «ЕЭС России».

За право руководить новыми компаниями, которые составят основу будущего рынка электроэнергии, в РАО «ЕЭС» уже несколько месяцев идет внутренняя борьба. Ранее сотрудник холдинга рассказывал, что обсуждаются даже конкретные кандидатуры на должность гендиректоров ОГК. В частности, по его словам, в качестве потенциальных руководителей тепло-ОГК рассматривались кандидатуры Юрия Трофимова (нынешний директор «Оренбургэнерго»), Валерия Родина (глава «Свердловэнерго»), Артема Бикова (экс-гендиректор «Тюменьэнерго») и Владимира Морозова (гендиректор Рязанской ГРЭС). А руководить гидро-ОГК хотел бы Вячеслав Синюгин, член правления РАО, возглавляющий бизнес-единицу «Гидрогенерация». Правда, один из чиновников поясняет, что пока речь идет «только о желании отдельных менеджеров РАО».

В то же время механизм назначения менеджеров ОГК не прописывался, и пока предполагается, что они будут назначаться по корпоративным процедурам РАО. По проекту устава ОГК-5, гендиректора этой компании будет выбирать ее совет директоров, состоящий в основном из представителей РАО.

Но Минэкономразвития предложило РАО другой порядок. «Правильнее избирать менеджеров будущих ОГК и других крупных компаний, создаваемых в ходе энергореформы, на конкурсной основе», – заявил сотрудник министерства, добавив, что Минэкономразвития внесло соответствующий вопрос в план работы совета директоров ЕЭС России. По его словам, министерство не предлагало конкретных условий конкурса: «Важна сама идея, а детали, мы надеемся, представит РАО». Чиновник предположил, что в тепло-ОГК конкурсы могло бы проводить само РАО, а вот для утверждения руководителя гидро-ОГК, где у государства будет контроль, необходимо учитывать мнение чиновников.

Представитель РАО подтвердил, что в повестку дня заседания совета директоров, включен вопрос о кадровой политике. Но отметил, что «документы к его рассмотрению пока



не готовы». Он добавил, что в РАО уже существует система конкурсного назначения менеджеров и, что о порядке назначения гендиректоров ОГК пока говорить рано.

«Чем прозрачнее механизм назначения руководителей ОГК, тем лучше, – говорит представитель «Евросибэнерго». – Конечно, все будет зависеть от конкретных условий конкурсов и судей, но сама идея – уже шаг вперед». По его мнению, право на участие в таких конкурсах должны получить и иностранные компании. Топ-менеджер другого крупного акционера РАО также поддержал идею конкурсов: «Думаю, кандидатуры руководителей ОГК все равно согласовывались бы с чиновниками, но правильнее сделать этот механизм прозрачным».

Ведомости

О НАЗНАЧЕНИИ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА ОГК-5

Председателем правления РАО «ЕЭС России» Анатолием Чубайсом было принято решение о назначении Анатолия Владимировича Бушина генеральным директором ОАО «ОГК-5». Кандидатура Анатолия Владимировича была единогласно поддержана правлением РАО «ЕЭС России».

А.В. Бушин с 2003 года возглавляет ОАО «Конаковская

ГРЭС», а с 2000-го по 2003 год являлся заместителем генерального директора ОАО «Костромская ГРЭС».

А.В. Бушин родился в 1965 году в г. Москве. В 1984 году окончил Рязанский станкостроительный техникум, а затем получил два высших образования, в том числе экономическое и юридическое.



САВЕЛЬЕВ ВМЕСТО ФРАДКОВА

Реформа электроэнергетики сдвинулась с мертвой точки. Совет директоров РАО «ЕЭС» принял решение, которое в течение нескольких месяцев блокировал премьер Михаил Фрадков, – о создании на базе активов РАО пилотной оптовой генерирующей компании №5 (ОАО «ОГК-5»). Как известно, весной глава правительства отказался визировать директиву, предписывавшую представителям государства в совете директоров РАО голосовать за создание ОГК. Тогда г-н Фрадков мотивировал свой отказ тем, что должен лично досконально изучить вопрос и проверить, в правильном ли направлении движется реформа энергоотрасли. Фактически же получилось, что преобразования на несколько месяцев просто остановились.

В конечном итоге г-ну Фрадкову так и не пришлось ничего подписывать: в рамках административной реформы такое ответственное дело было спущено на менее высокие этажи власти. Злополучную директиву подписал и направил госпредставителям замглавы МЭРТ Виталий Савельев.

Единогласное голосование совета директоров Анатолий Чубайс назвал «важнейшим решением для всех преобразований в РАО «ЕЭС». Справедливо было бы подчеркнуть, что это решение является важнейшим именно для преобразований, то есть для самих реформаторов. А вот инвесторы продол-



жают ждать, когда будет принято важнейшее для них решение – о том, по каким принципам создаваемые ОГК будут приватизироваться. Причем пока правительство даже не дает рынку ориентиров, будут ли акции ОГК продаваться (недавно был пущен слух, что управлять ими можно будет на правах аренды) и можно ли будет их обменять на акции РАО «ЕЭС». Судя по всему, чтобы определиться по этим вопросам, правительству понадобится немало времени.

Отдельный вопрос – сколько инвесторам придется платить за акции ОГК. Уже очевидно, что пилотная ОГК-5 обойдется им не менее чем в 1 млрд. долл. Совет директоров утвердил уставный капитал этой компании в размере 29,5 млрд. руб. Эта сумма при продаже акций наверняка будет серьезно превышена: в покупке ОГК-5 заинтересованы практически все частные инвесторы, принимающие участие в реформе РАО.

В течение трех месяцев с момента госрегистрации ОГК как юридического лица (а эта процедура, по мнению Анатолия Чубайса, займет два месяца), РАО «ЕЭС», как 100-процентный акционер компании, должно оплатить акции активами – акциями Невинномысской и Конаковской ГРЭС и имуществом Рефтинской и Среднеуральской ГРЭС – и деньгами (более 4,2 млрд. руб.). При этом совет директоров отдельно постановил, что денежные выплаты не должны привести к подорожанию электроэнергии «выше утвержденных предельных уровней», а производятся в пределах установленного властями уровня абонентской платы. Кроме того,

хотя до приватизации ОГК будет полностью принадлежать РАО «ЕЭС», директоры решили, что в совет директоров непременно должны входить представители миноритарных акционеров РАО.

Совет директоров учредил еще две дочерние компании РАО «ЕЭС», создаваемые в рамках реформы, – территориальные генерирующие компании № 9 и № 14. Причем из-за потерянного времени совет директоров избрал наиболее быстрый вариант создания ТГК – по схеме аренды. Он предполагает, что реформируемые АО-энерго передают ТГК имущество генерирующих активов по договору аренды. Параллельно же сами АО-энерго трансформируются в региональные генерирующие компании (РГК). После этой трансформации РГК должны быть присоединены к ТГК, а договоры аренды прекратят действие. В пресс-релизе подчеркивается: «Главным преимуществом создания ТГК по схеме аренды является короткий срок формирования единой операционной компании». По другим вариантам (путем присоединения или создания холдинговой компании в виде единой операционной компании), создание ТГК происходило бы уже после трансформации АО-энерго в РГК, то есть не раньше, чем через 11 месяцев после регистрации последней РГК. В РАО посчитали, что схема аренды приближает срок создания первых ТГК почти на год – с конца 2005 года на конец 2004-го. Таким образом, и правительству придется начинать думать о правилах продажи ТГК значительно раньше.

Время новостей

ИНВЕСТОРЫ ВОЗВРАЩАЮТСЯ В ЭНЕРГЕТИКУ

Вслед за ростом стоимости акций «Мосэнерго» начался уверенный рост стоимости региональных энергокомпаний. Участники фондового рынка полагают, что инвесторы уверовали в продолжение реформы энергетического сектора.

На российском фондовом рынке намечилось оживление, причем особенно активное – среди акций энергетических и металлургических компаний второго эшелона. По словам участников фондового рынка, у отечественных и иностранных инвесторов появилась уверенность в том, что реформа энергетического сектора будет продолжена. А самые оптимистичные из них полагают, что вслед за ростом второго эшелона начнется «осеннее ралли» и на всем рынке. Благо, что предстоящая продажа госпакета ЛУКОЙЛа может служить определенной защитой на ближайшее время от негатива по «делу ЮКОСа».

«Мне кажется, что это связано с позитивными подвижками в энергореформе, – заявил Сергей Суворов, руководитель аналитического управления банка «ЗЕНИТ». Совет директоров РАО «ЕЭС России» должен обсудить вопросы формирования ОГК и ТГК. Впрочем, о массовом возвращении инвесторов в сектор говорить еще рано, но сам факт создания ТГК – уже сигнал к выборочным покупкам». По словам эксперта, часть инвесторов считает, что в региональных энергокомпаниях второго эшелона заложено меньше политических рисков, а потому они более привлекательны, чем многие крупные компании федерального уровня. Но Матвей Тайц из ФК «УРАЛСИБ» более осторожен. «Подвижки в прове-

дении отдельных мероприятий энергореформы – это не позитив, а просто свежие новости, – заявил он. – Пока непонятно, к каким последствиям это все приведет, поэтому оценки давать очень трудно». Глава Halcyon Advisors Дэвид Херн связывает всплеск интереса к региональным энергокомпаниям с заблуждением многих инвесторов, считающих, что реформа энергетики забуксовала. «Все внимание было сосредоточено на формировании ОГК, и определенные задержки с принятием решений по принципам их формирования и продажи охладил многих, – заявил г-н Херн. – Но на самом деле реформа идет на уровне АО-энерго».

Александр Корнеев, аналитик ИГ «АТОН», считает, что главным фактором роста является фундаментальная недооцененность многих региональных энергоактивов. «Снижение стоимости ценных бумаг во II квартале привело к тому, что многие региональные энергокомпании до конца 2004 года имеют потенциал для роста капитализации более чем вдвое», – заявил он. По оценкам ИГ «АТОН», потенциал роста акций «Пензаэнерго» составляет 200%, «Костромаэнерго» – 150, «Читаэнерго» – 137, «Псковэнерго» – 128%. «Потенциал для роста стоимости акций есть, но в конечном итоге все будет зависеть от действий правительства», – заключает Александр Корнеев. Управляющий директор Halcyon Advisors соглашается с аналитиком «АТОНа», что региональные энергокомпании значительно недооценены. Правда, управляющий директор предпочитает другие активы: «Новосибирскэнерго», «Самараэнерго», «Дагэнерго», акции кото-



рых приобретены Halcyon Power Investment Company Ltd. «Энергокомпания с преимущественно сетевыми активами («Псковэнерго», «Костромаэнерго», «Пензаэнерго») интересны и недооценены для тех инвесторов, которые полагают, что генерирующие активы никогда не будут оценены справедливо», – считает Дэвид Херн.

Инвесторы и участники рынка затруднились оценить, насколько долгосрочен положительный тренд. «Наличие спроса во втором эшелоне всегда служит одним из индикаторов готовности рынка к росту, – заявил Алексей Суворов, начальник информационно-аналитического управления компании «СТМ Инвест». – В настоящее время российский фондовый рынок вряд ли потрясут серьезные негативные события, в том числе и связанные с «делом ЮКОСа». В пользу подобного заявления говорит расстановка приоритетов: на первом месте здесь крупнейшая сделка года – продажа госпакета акций ЛУКОЙЛа американской ConocoPhillips с вероятностью последующего доведения доли до блокирующего пакета. Таким образом, рынок может уже сейчас готовиться к «осеннему ралли». Александр Корнеев из «АТОНа», напротив, считает, что рост в одном сегменте рынка вряд ли подтолкнет весь рынок к росту. «Обычно бывает наоборот, общий рост затрагивает стагнирующие секторы», – полагает он.

RBCdaily

НИЗКИЕ ТАРИФЫ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. И ВЫСОКИЕ – ДЛЯ НАСЕЛЕНИЯ

С будущего года впервые в России тарифы на услуги естественных монополий для населения будут расти быстрее, чем для промышленности. В правительстве это называют «ликвидацией перекрестного субсидирования» и обещают, что так будет продолжаться в ближайшие 4 года. Однако повышение тарифов на газ для населения в 2005 году более чем на 50% не будет означать такого же роста стоимости электроэнергии, говорят в Федеральной службе по тарифам.

Федеральная служба по тарифам придумала, как удержать и инфляцию, и тарифы на электроэнергию в установленных МЭР-Том пределах. Для этого тарифы на оптовый газ для населения в будущем году вырастут на 55%, для отопления жилых зданий – на 25,6, а для промышленности – на 21,3%. Это позволит оставить средний по стране рост тарифов на электроэнергию неизменным –

на уровне 9,5%, но в некоторых регионах стоимость электроэнергии вырастет на 25%, отмечается в пресс-релизе ФСТ.

«Рост тарифов на газ на 21,3% для электростанций в случае их окончательного утверждения правительством не вызовет больших финансовых трудностей для энергокомпаний и позволит нам «пройти зиму устойчиво», – прокомментировал решение ФСТ член правления РАО «ЕЭС России» Андрей Трапезников. При этом он добавил, что прогнозный рост инфляции в 2005 году должен быть также снижен с 8–9 до 7,5–8%. В РАО «ЕЭС России» также поддержали решение ФСТ ликвидировать перекрестное субсидирование, когда за счет более высоких тарифов для промышленности искусственно занижались тарифы для населения. «Этот процесс очень болезненный, но необходимый», – отметил Андрей Трапезников.

Напомним, что ранее энер-

гетики говорили о необходимости дополнительного роста тарифов на свои услуги в связи с дополнительным ростом цен на газ с 20 до 23%. Между тем, по мнению экспертов, у РАО «ЕЭС» и так достаточно возможностей «не остаться внакладе». «Важен не уровень тарифов, а их прогнозируемость на ближайшие три года, – говорит аналитик из Института открытой экономики Андрей Дементьев. – Если политическая плата за этот «низкий» тариф – гарантия повышения в следующие годы, то у РАО «ЕЭС» появляется смысл минимизировать издержки и далее». По словам Андрея Дементьева, из-за сложной структуры формирования тарифов на электроэнергию, а также в связи с административными возможностями давления РАО «ЕЭС» на региональные энергетические комиссии энергетики могут в результате не только не потерять, но и выиграть.

Финансовые Известия

КОНЦЕПЦИЯ ЗАКОНА О ТАРИФАХ ОРГАНИЗАЦИЙ КОММУНАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА БУДЕТ ИЗМЕНЕНА

Концепция закона о тарифах организаций коммунального комплекса будет изменена, сообщил руководитель Федеральной службы по тарифам (ФСТ) Сергей Новиков, выступая на Всероссийском конгрессе «Предприятия, имеющие наибольший вес в экономике России».

Новиков напомнил, что данный закон был принят в первом чтении 10 июня 2004 года. Проект, по его словам, предполагал, что с 1 января 2005 года органы местного самоуправления станут участниками процесса регулирования тарифов на поставки газа, электроэнергии, тепла и коммунальных услуг. «Причем регулирование конеч-

ного тарифа должно было стать функцией органов местного самоуправления», – пояснил Новиков.

Однако после рассмотрения в сентябре доработанного законопроекта на совещании представителей федеральных министерств, Госдумы и субъектов естественных монополий, его концепция была изменена. «Концепция на сегодняшний день поменялась», – сказал Новиков.

По его словам, речь теперь идет не о либерализации цен на поставки тепла и газа с 1 января 2005 года. «Мы не ломаем систему регулирования, не отказываемся от регулирования конечного тарифа и не говорим

о том, что мы либерализуем цены на поставки электроэнергии, тепла и газа с 1 января 2005 года, что фактически вытекало из проекта, утвержденного в первом чтении», – сказал руководитель ФСТ.

Он сообщил, что сейчас рассматривается возможность передать органам местного самоуправления право устанавливать надбавку к тому тарифу, который принимается в рамках обычной системы регулирования. Эта надбавка, по словам Новикова, должна иметь целевой характер и направляться на развитие коммунальной инфраструктуры.

РИА Новости



КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД – ВАЖНЫЙ ФАКТОР В РАЗВИТИИ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Малая энергетика – не альтернатива энергетике большой. Но мировой опыт показывает, что она позволяет найти решение многих проблем, – говорит генеральный директор петербургской компании «Энергетический центр «Президент-Нева» Михаил АНТИПОВ.

– Известно, что уровень изношенности основных фондов в энергетическом комплексе составляет в различных регионах от 40 до 70 процентов. Такая ситуация характерна как для регионов с централизованным электроснабжением, так и для удаленных территорий с энергообеспечением от автономных средств малой энергетики. Для обновления основных фондов требуются колоссальные средства, которых в стране попросту нет.

– Каков же, на Ваш взгляд, выход из создавшейся ситуации?

– Надо смелее дополнять имеющиеся мощности объектами малой энергетики. Они не требуют таких вложений, как объекты большой энергетики, и, кроме того, позволяют свести к минимуму потери электроэнергии и тепла. При этом можно задействовать опыт создания и эксплуатации эпизодически используемых резервных систем электроснабжения на основе средств малой энергетики, которые в качестве страховки от перебоев в основном электроснабжении устанавливаются на ряде предприятий – в аэропортах, на предприятиях с непрерывным циклом производства, в медицинских учреждениях. Конечно же, следует внести коррективы в случае необходимости длительной, непрерывной работы вводимых энергообъектов...

Использование объектов малой энергетики полезно не только сейчас, но и в будущем – для локальной

замены централизованных систем на время их реконструкции и обновления основных фондов, для частичной децентрализации систем, как это широко практикуется на Западе.

– Другими словами, Вы предлагаете крупную проблему решать по частям?

– Я лишь хочу обратить внимание на уже известный способ решения этой проблемы. Изобретать что-то новое не требуется. Жизнь сама распорядилась должным образом. Не рассчитывая на обильные поступления крупных инвестиций, по этому пути уже пошли не только местные власти при решении острых социально-бытовых проблем, но и предприятия, крупные холдинговые компании. Многие, умеющие считать деньги руководители производств, особенно сменивших форму собственности, выстраивая свою политику в области энергоснабжения, нередко приходят к выводу, что выгоднее и надежнее перейти на «самообеспечение». Тем более что окупаемость новых энергообъектов зачастую не превышает 4–5 лет.

Убежден, что, когда у нас появится реальный рынок электроэнергии, выгода станет еще более ощутимой, потому что предприятия смогут продавать излишки энергии.

В ряде стран есть специальные законы, обязывающие генерирующие компании покупать энергию, вырабатываемую автономными станциями. Сегодня мы не подошли к решению этих вопросов, но, надеюсь, со временем подобные законы появятся и у нас.

– Но где взять средства для решения этих частных проблем?

– Это средства предприятий различного масштаба и различной формы собственности. Где их взять? Найти инвестора. Взять кредит. Использовать лизинг.

А лучше всего – заработать и накопить. Вложить в развитие собственной энергетики. Освободиться от необходимости оплаты электроэнергии и тепла, за счет этого получить экономию. Вырученные средства опять вложить в производство и т.д.

Взять широко известную схему накопления капитала. Согласно этой схеме, вначале выполняется тщательное прогнозируемое оценивание ожидаемых технико-экономических результатов планируемого проекта, и только после этого – вложение средств, если это обещает достаточную экономическую эффективность. Сейчас вряд ли можно найти руководителя, который не понимает этой истины. Но одно дело понимать, а другое – преодолеть все трудности и создать систему, способную реализовать рыночный механизм в условиях конкретного предприятия.

– Получение прогнозных оценок даже в частных случаях – задача, по всей видимости, весьма сложная. В состоянии ли с ней справиться специалисты предприятий, особенно небольших?

– Не всегда, конечно. Но с помощью сторонних специалистов – вполне. Дело усложняется тем, что для выполнения этой работы требуются большой объем знаний и большой опыт в области систем малой энергетики. Подчеркиваю: малой энергетики со всеми ее особенностями.

Существует, однако, более простой способ – приобрести такие оценки в готовом виде вместе с технико-коммерческим предложением на установку энергообъекта. В частности, такая возможность предоставляется со стороны нашей компании одновременно с другими инжиниринговыми услугами – проектированием, поставкой оборудования, строительными, монтажными и пусконаладочными работами, сдачей объекта, генерирующего электроэнергию и тепло, под ключ. При оценке учитываются все виды затрат с учетом местных (региональных) прогнозных тарифов, цен и отчислений, в том числе расходы в процессе эксплуатации и ремонтов на протяжении всего жизненного цикла энергообъекта вплоть до его демонтажа по истечении сроков эксплуатации. Таким образом, предприятию-заказчику предлагается готовое комплексное решение вместе с оценкой эффекта от его применения. Заказчиком выполняется лишь экспертиза предлагаемого решения.

Такой подход, позволяющий освободить предприятие от неопределенности технико-экономических ситуаций без выполнения большой специальной работы, к тому же весьма дорогостоящей, способствует ускоренному развитию малой энергетики в целом.

– Каковы варианты предлагаемых решений?

– Самые разнообразные. Содержание предложения зависит от количественных показателей затратной части проекта, от цен на энергоносители и тарифов на электро- и тепловую энергию, от особенностей обслуживаемого предприятия. В одном случае, при низких тарифах и больших капитальных и эксплуатационных затратах, результаты анализа показывают нецелесообразность строительства энергообъекта.

При обратном соотношении показателей вновь вводимый энергообъект выгодно использовать в качестве основного и единственного источника энергии.

На удаленных территориях это – единственно возможный вариант. В таком случае предлагаемое комплексное решение содержит результаты сравнительного анализа альтернативных вариантов при различном комплектующем энергооборудовании.

Существуют и промежуточные варианты: энергообъект в роли резерва или централизованная сеть в качестве резерва, а энергообъект используется как базовый источник.

– Вы создали собственное энергомашиностроительное производство. Какую роль оно играет в разработке и реализации предлагаемых комплексных решений?

– Действительно, мы создали современную производственную базу. Ее необходимость определили результаты технико-экономического анализа – во многих случаях электростанции с используемыми нами отечественными двигателями обладают заметным преимуществом – более низкими эксплуатационными затратами. Но для сборки таких электростанций необходимы средства автоматизации. И мы создали производство шкафов управления, отвечающих современным требованиям. Кроме того, потребовалась комплектация электростанций различными генераторами по выбору заказчика – импортными или отечественными. Это повлекло за собой производство металлоконструкций. Повышенные степени автоматизации электростанций связаны с их особыми конструктивным исполнением и оснащением вспомогательным оборудованием.

Важно также, что, используя собственное производство, мы способствуем продвижению продукции – двигателей и генераторов – крупных отечественных производителей.

Наша справка

Сегодня «Президент-Нева», вместе со своими филиалами в Москве, Екатеринбурге, Барнауле и Казани, является одной из крупнейших структур малой энергетики России, сочетающей производственную и инжиниринговую деятельность.

Многолетние научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки, наряду с обширной инжиниринговой деятельностью, завершились созданием собственной современной производственной базы. В настоящее время под торговой маркой «President» производятся дизельные электростанции, судовые дизель-генераторы, шкафы автоматического управления электростанциями, источники электропитания постоянного тока, стабилизаторы, когенераторные установки на базе двигателей внутреннего сгорания, блочно-контейнерные автоматизированные электростанции... Но все же основная продукция компании – комплексные решения по созданию систем гарантированного энергоснабжения в целом.



**В. Бабич,
ЗАО НТЦ «Поликит»**

ЗАДАЧИ И МЕТОДЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

ОПТИМАЛЬНАЯ ЗАГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРНОГО ПАРКА

При наличии некоторого запаса по установленной мощности трансформаторов по сравнению с мощностью потребителей оптимизация количества включенных трансформаторов может стать сложной задачей. Поскольку потери в трансформаторах складываются главным образом из потерь в магнитной системе (постоянная величина) и потерь в обмотках (пропорциональны квадрату тока), суммарные потери сложным образом зависят от подключенной нагрузки. В следующем примере показан нетривиальный результат оптимизации набора подключенных

трансформаторов по методике.

Пример

Установлено три трансформатора по 630 кВ-А

Нагрузка, кВ-А	Оптимальный набор, кВ-А
$P < 380$	1*630
$380 < P < 1180$	2*630
$P > 1180$	3*630

Установлены трансформаторы 400 и 630 кВ-А

Нагрузка, кВ-А	Нагрузка, кВ-А
$P < 260$	400
$260 < P < 450$	630
$P > 450$	400-630

Данный результат справедлив при определенных характеристиках трансформато-

ров, стабильном напряжении и постоянной нагрузке. В реальности трансформаторы по параметрам отличаются как от паспортных данных, так и друг от друга: напряжение в сети колеблется, а нагрузка носит переменный характер, имеет реактивную составляющую, гармонические искажения и, вдобавок, несимметрична по фазам. Все эти факторы существенно затрудняют расчетную оптимизацию.

При наличии электроанализатора и некоторого количества времени оптимизацию можно провести опытным путем. Обычно коммерческий учет на предприятии ведется по высокой стороне. В этом случае электроанализатор подключается по низкой стороне и с его помощью проводится запись суточного графика мощ-



ности и суммарного потребления активной энергии (назовем ее полезной энергией E_n). За те же сутки определяется количество потребленной энергии по коммерческим счетчикам E_k . Отношение двух величин определит коэффициент «полезности» $K_n = E_n / E_k$. Такие измерения проводятся при всех возможных комбинациях подключенных трансформаторов. Наибольшая величина K_n покажет оптимальную загрузку трансформаторов. Для большей верности результата лучше провести несколько измерений в одинаковых условиях и набрать статистику. Сравнение K_n допускается только при одинаковых характерах суточных графиков нагрузки. Если имеется несколько различных

характерных графиков, то оптимизация проводится для каждого из них. Следует понимать, что K_n может отличаться от истинного КПД трансформатора из-за систематических погрешностей электроанализатора и системы учета. На практике можно даже получить значение больше единицы. Однако конечный результат оптимизации все равно остается правильным, так как систематические погрешности в каждом измерении примерно одинаковы.

ВЫБОР СХЕМЫ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Легко оценить экономический эффект от компенсации реактивной мощности, когда потребитель платит за нее по установленному тарифу. Однако даже в случае отсутствия прямой платы за реактивную энергию компенсация может быть весьма полезной мерой по следующим причинам:

- снижение потерь активной энергии в сетях и трансформаторах;
- уменьшение требуемой мощности трансформаторов и сечения кабелей;
- улучшение качества электроэнергии за счет фильтрации гармоник и импульсных помех.

Пример.



Рис. 1

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТАМИ ДЛЯ АК «ОМСКЭНЕРГО» БУДЕТ СОЗДАНА КОМПАНИЕЙ «СПЕЦТЕК»

Конкурс на выполнение проекта «Автоматизированная система управления ремонтами в энергетике» для ОАО АК «Омскэнерго» завершился победой петербургской компании НПП «СпецТек».

Объявление данного конкурса явилось закономерным звеном в цепи мероприятий, направленных на повышение производительности ОАО АК «Омскэнерго». В условиях возникновения независимых региональных производителей электрической и тепловой энергии, появления конкурентного рынка особой задачей компании стало экономичное, конкурентоспособное производство энергии на существующих мощностях. В этой связи на предприятии разработана и реализуется Программа управления издержками, в том числе издержками на проведение ремонтных работ. Внедрение автоматизированной системы управления ремонтами позволит предприятию снизить и оптимизировать затраты на ремонты, повысить качество выполнения планов и графиков ремонтных работ.

Конкурсная комиссия АК «Омскэнерго», рассмотрев несколько вариантов, признала предложение НПП «СпецТек» выигравшим торги. Таким образом, автоматизированная система управления ремонтами будет реализована на базе программного комплекса TRIM. Комплекс TRIM относится к системам класса EAM (EAM – Enterprise Asset

Продолжение на с. 19 >>



Обследование с помощью электроанализатора позволяет сделать правильный выбор схемы компенсации реактивной мощности. Первоначально электроанализатор устанавливается на трансформаторной подстанции для записи графика суммарной реактивной мощности. Допускается подключение электроанализатора к точкам коммерческого учета по высокому или низкому напряжению.

Характер показанного ти-

пичного графика реактивной мощности в цехе, работающем в одну смену, говорит о наличии постоянно действующей реактивной нагрузки около 200 квар и переменных нагрузок, достигающих 500 квар в пиковые периоды (рис. 1). Оптимальным решением для такого случая будет установка нерегулируемого конденсатора мощностью 180–200 квар на высокой стороне и одного или нескольких автоматических регулируемых конденсаторов на

низкой стороне. Для определения оптимальных мощностей и мест установки автоматических конденсаторов потребуются дополнительные замеры реактивной мощности в различных точках сети.

ВЫБОР СПОСОБА ОПТИМИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОПРИВОДА

Существует множество способов повышения эффективности электропривода. В

Таблица 1

Нарушения качества электроэнергии	Способы борьбы с ними
Прерывание подачи электроэнергии	Источник бесперебойного питания (ИБП), резервирование
Отклонение напряжения от номинала	Стабилизаторы электромеханические, регулировка трансформаторов
Колебания напряжения и фликер	Стабилизаторы электронные или электромеханические, ИБП
Короткие (коммутационные или грозовые) импульсы	ЭМИ-фильтры
Несимметрия напряжений	Балансировка трансформаторов
Гармонические искажения	Пассивные и активные фильтры, фильтрокомпенсирующие установки
Отклонение частоты	– наблюдается только в автономных электросетях

качестве иллюстрации приведем упрощенную экспертную систему для выбора технического решения модернизации привода по его условиям эксплуатации (см. схема выше).

Очевидно, что для правильного выбора технического решения большое значение имеют результаты обследования нагрузок и режимов работы электродвигателей. Такое обследование проводят электроанализатором, регистрируя с его помощью график активной электрической мощности двигателя. Длительность регистрации составляет от одной смены до нескольких суток. Одновременно записываются значения междуфазных и фазных напряжений для контроля симметричности питающей сети, а также реактивной мощности и $\cos_{\text{ср}}$ для выбора способа компенсации реактивной мощности.

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Качество электроэнергии решающим образом влияет на эксплуатационные расходы современного оборудования, критичного к параметрам электропитания. Обследование системы электроснабжения с помощью электроанализатора позволяет обнаружить и классифицировать события нарушения качества, а также выбрать наиболее подходящий способ борьбы с этими нарушениями, как указано в табл. 1.

Для успешного определения нарушений качества электроэнергии электроанализатор должен обладать дополнительными возможностями:

- независимое одновременное измерение фазных и междуфазных напряжений;
- измерение гармоничес-

ких составляющих напряжения и тока;

- регистрация кратковременных импульсов (менее 1 мс);
- вычисление дозы фликера.

Повысить качество электроэнергии легко. Труднее выбрать адекватный способ повышения качества – то есть такой, при котором будут достигнуты только необходимые параметры качества и притом с наименьшими затратами. Например, с фликером нужно бороться в системе освещения, а с импульсными помехами – в системе питания автоматической линии, но не наоборот.

КОНТРОЛЬ И ФИЛЬТРАЦИЯ ГАРМОНИК

О таком нарушении качества электроэнергии, как гармонические искажения, следует рассказать подробнее. Если гармоники напряжения являются причиной сбоев чувствительного оборудования, ни у кого не возникает сомнений, что их нужно устранять. Однако если видимых последствий гармоник нет, то они могут оставаться незамеченными неограниченное время. Тем не менее гармоники далеко не так безобидны, как многие считают. Причем внимательно следует относиться к искажениям как напряжения, так и тока.

Принято оценивать отношение полезной энергии к суммарной передаваемой по сетям энергии параметром $\cos \varphi$. Это справедливо только для синусоидальных токов и напряжений.

При наличии гармоник полная мощность складывается не только из активной и реактивной составляющих, но и из мощности высших гармоник.

Management), изначально разрабатывался как средство информационной поддержки техобслуживания и ремонта (ТОиР) и других, связанных с ТОиР процессов. В пользу TRIM свидетельствует тот факт, что к настоящему времени накоплен весьма значительный опыт его успешного внедрения, а также то, что TRIM – отечественная ЕАМ-система. Последнее позволяет заказчику эффективно взаимодействовать с разработчиком как на этапе внедрения, так и на этапе технической поддержки системы.

Предполагается, что на первом этапе реализации проекта будет автоматизировано 30 рабочих мест в управлении и подразделениях ОАО АК «Омскэнерго».

НПП «СпецТек»

НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ

ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» разработало и освоило выпуск больших серий высоковольтных трансформаторов с литой изоляцией наружной установки. Среди них:

– незаземляемые трансформаторы напряжения НОЛ-6УХЛ1 и НОЛ-10УХЛ1, разработанные на базе трансформаторов напряжения внутренней установки НОЛ.08-6УТ2 и НОЛ.08-10УТ2, а также силовых трансформаторов напряжения наружной установки ОЛ-1,25/6УХЛ1 и ОЛ-1,25/10УХЛ1;

– силовые трансформаторы наружной установки ОЛ-2,5/6УХЛ1,

Продолжение на с. 20 >>

ОЛ-2,5/10УХЛ1, ОЛ-4/6УХЛ1, ОЛ-4/10УХЛ1, ОЛ-10/6УХЛ1, ОЛ-10/10УХЛ1. Модификациями этой серии являются силовые трансформаторы внутренней установки ОЛС-2,5/6УХЛ2, ОЛС-2,5/10УХЛ2, ОЛС-4/УХЛ2, ОЛС-4/10УХЛ2, ОЛС-10/6УХЛ2, ОЛС-10/10УХЛ2;

– трансформаторы напряжения наружной установки НОЛ-35УХЛ1 и силовые трансформаторы ОЛС-1,25/35УХЛ2.

Наряду с этим для нужд испытательного центра завода разработан, изготовлен и испытан трехфазный силовой трансформатор с литой изоляцией ТС-250/60УХЛ4.2 с номинальным напряжением обмотки 0,4 В и номинальной мощностью 250 кВ·А. Зарубежные аналоги ТС-250/60 выпускаются только на номинальные напряжения до 20 кВ включительно.

НОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА ТОЛ-110

В настоящее время проводятся испытания первой партии новых трансформаторов тока, разработанных и отлитых в ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» – ТОЛ-110.

Это первые трансформаторы тока в России и СНГ с литой изоляцией на 110 кВ. До настоящего времени аналогичные изделия выпускались только с масляной или элегазовой изоляцией.

Поэтому вместо $\cos \varphi$ следует применять так называемый коэффициент (фактор) мощности (Power Factor, PF). Современные электроанализаторы способны измерять коэффициент мощности напрямую.

Гармоники вызывают следующие нежелательные явления:

- дополнительные активные потери в проводниках, несущих гармонические составляющие тока;
- дополнительные потери в ферромагнитных системах трансформаторов и двигателей;
- перегрузки трансформаторов, вынуждающие завышать запас по установленной мощности;
- перегрузки и выход из строя конденсаторов в установках компенсации реактивной мощности;
- резонансные явления в трансформаторах;
- большие токи нейтрали в 4-проводных сетях.

Пример

По рекомендациям Европейского комитета по стандартизации CENELEC коэффициент, определяющий необходимый запас мощности трансформатора, рассчитывается по формуле:

$$K = \sqrt{1 + \frac{e}{1+e} \left(\frac{I_1}{I_{RMS}} \right)^2 \cdot \sum_{n=2}^{40} n^q \left(\frac{I_n}{I_1} \right)^2},$$

где I_1 – основная гармоника тока, I_{RMS} – истинное среднеквадратичное значение тока, n – номер гармоники, e, q – коэффициенты, зависящие от составляющих потерь в меди и железе трансформатора (в первом приближении можно принять $e = 0,3$; $q = 1,75$). Измерения с помощью электроанализатора дают: $K = 1,7$; $\cos \varphi = 0,8$. Номинальная мощность трансформатора 1000

кВ·А. Реальная активная нагрузка, которая может быть подключена к трансформатору: $P = 1000 \cdot 0,8 / 1,7 = 470$ кВт.

Этот пример подтверждает, что полезная мощность трансформатора существенно снижается в присутствии гармоник тока. Отметим, что приведенная методика требует знания спектра гармоник тока до 40 порядка. Необходимо учитывать это требование при выборе электроанализатора.

КОНТРОЛЬ ПЕРЕХОДНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ

В любых электросетях присутствует множество механических соединений проводников, вносящих дополнительные локальные сопротивления: контакты реле и выключателей, болтовые соединения шин и кабелей, клеммники электрооборудования и т.п. Загрязнение или ослабление таких соединений вызывает рост переходного сопротивления, что, в лучшем случае, ведет к дополнительным потерям энергии, а в худшем – к пожарам. Мощность контактных потерь на небольшой подстанции достигает нескольких киловатт.

Напрямую измерить контактное сопротивление можно с помощью микрометра, причем существуют приборы, позволяющие проводить измерения без отключения электроэнергии от обследуемого участка.

Все же наиболее удобным и относительно дешевым способом контроля контактов является измерение их температуры бесконтактным термометром. Инфракрасные термометры позволяют измерять температуру на расстоянии нескольких метров, что полностью исключает опасность поражения электрическим током

Продолжение на с. 21 >>

даже в высоковольтных сетях.

При выборе термометра для обследования контактов важным параметром является так называемое оптическое разрешение – отношение расстояния до объекта к диаметру зоны измерения $L:D$. Если предполагается применять прибор в высоковольтных установках, то $L:D$ должно быть не менее 30:1, т. е. на расстоянии 1 м прибор должен различать объект размером около 3 см. Температурный диапазон прибора не является столь существенным требованием – достаточно обеспечить измерения в пределах – 20–200 °С.

КОНТРОЛЬ УТЕЧЕК ТОКА

Помимо прямых потерь, энергии утечки тока на землю вызывают и другие неприятные явления. При нарушении изоляции может появиться потенциал на плохо заземленных корпусах оборудования, что чревато его выходом из строя или поражением людей. Иног-

да утечки образуют контуры тока с большой площадью, охватывающие помещения или даже здания целиком. В таких случаях в помещении возникает электромагнитное поле, вызывающее помехи в работе оборудования. Если на экранах мониторов компьютеров или телевизоров наблюдается дрожание картинки, не устраняемое никакими манипуляциями с питанием, то с большой вероятностью причиной является утечка тока из электросети на землю.

Пример

Компьютерный салон-магазин испытывал трудности с продажей мониторов, поскольку на экранах ЭЛТ-мониторов в демонстрационном зале наблюдались волнообразные искажения раstra, которые покупатели принимали за дефект. Искажения оставались даже при переключении компьютеров на питание от ИБП. На матричных мониторах искажения не наблюдались. Причина заключалась в утечке тока с одной из фаз питающей сети в распределительном щите.

Таблица 2

Технические характеристики электроанализатора AR.5:

Число фаз	3
Максимальное напряжение	500 В (при прямом включении)
Максимальный ток	от 5 до 2000 А (определяется клещами)
Класс точности по току и напряжению	0,5
Класс точности по мощности и энергии	1,0
Устройство отображения	графический ж/к дисплей
Связь с компьютером	порт RS232
Питание	220 В или встроенный аккумулятор
Масса процессорного блока	0,6 кг

СОВРЕМЕННЫЙ СВИНЦОВЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ АККУМУЛЯТОР

Межрегиональный центр по стационарным аккумуляторам совместно с Курским заводом «Аккумулятор» сертифицировали новую продукцию. Теперь выпускаемый свинцовый стационарный аккумулятор панцирного типа (ССАП) получил сертификат соответствия. Изделие выполнено из лучших мировых комплектующих с привлечением передовых российских технологий и успешно прошло тестовые испытания. Высокое качество исполнения нового закрытого аккумулятора панцирного типа делает его конкурентноспособным лучшим зарубежным образцам.

Область применения

Аккумуляторы типа ССАП (с панцирными положительными электродами, по международной классификации OPzS) предназначены для комплектования батарей, используемых в качестве источников постоянного тока в системах телекоммуникаций, энергетики, на металлургических, химических заводах и других объектах промышленного оборудования, для которых необходимо бесперебойное обеспечение электроэнергией.

Конструкция аккумуляторов

Аккумуляторы ССАП изготавливаются на основе четырех типоразмеров положительных панцирных электродов с номинальной емкостью 50, 70, 100 и 125 Ач.

Аккумуляторы изготовлены номинальной емкостью (при десятичасовом режиме разряда) от 200 Ач до 3000 Ач.

Продолжение на с. 23 >>

Потери энергии легко рассчитываются при известном токе утечки:

$$P_{\pi} = I_{y} \cdot U_{\phi},$$

где P_{π} – мощность потерь, I_{y} – ток утечки, U_{ϕ} – фазное напряжение.

В действительности суммарная мощность утечек может достигать нескольких киловатт в здании среднего размера. Для измерения тока утечки можно использовать токоизмерительные клещи достаточной чувствительности (желательно не менее 100 мА). Обычно ток утечки измеряется дифференциальным методом, при котором клещи охватывают все проводники кабеля (2 жилы в однофазной сети, 3 или 4 жилы – в трехфазной). В этом случае при отсутствии утечек суммарный ток в кабеле всегда равен нулю, поэтому клещи будут измерять величину утечки. Место утечки обнаруживается при последовательном продвижении по точкам разветвления электросети в направлении от источника к потребителям энергии. Клещи для измерения утечек должны иметь окно достаточного размера, чтобы захватывать кабель нужного диаметра. В практике очень удобны гибкие датчики тока, представляющие собой эластичный сердечник, охватывающий кабель.

Клещи для измерения тока утечки могут быть выполнены в виде самостоятельного прибора с индикатором, однако их функции с успехом может выполнить универсальный электроанализатор.

ИНСТРУМЕНТАРИЙ

Здесь рассмотрим только некоторые из приборов для обследования электрооборудования, которые пока еще редко встречаются в традиционных электролабораториях. Тем не

менее они абсолютно необходимы для решения задач по оптимизации работы электрооборудования на достаточно высоком уровне.

Анализаторы количества и качества электроэнергии

Как можно понять из приведенных выше примеров, основным прибором при обследовании электрооборудования является электроанализатор, правильнее называемый анализатором количества и качества электроэнергии.

Электроанализаторы предназначены для измерения и регистрации параметров количества и качества потребляемой электроэнергии, на основании которых делаются выводы об эффективности использования энергии, предлагаются и обосновываются энергосберегающие технические решения.

Универсальные электроанализаторы чаще всего бывают рассчитаны на применение в трехфазных несимметричных сетях 220/380 В, поэтому они заведомо применимы в симметричных трехфазных сетях и тем более в однофазных. Многие модели электроанализаторов можно подключать и к высоковольтным сетям через измерительные трансформаторы тока и напряжения – для этого приборы оснащаются специальными шунтами.

Электроанализатор подключается к сети с помощью датчиков тока (по 1 шт. на фазу) и потенциальных проводов (по 1 шт. на фазу и 1 шт. на нейтраль, если таковая имеется). Таким образом, прибор имеет 6 измерительных каналов (3 по току и 3 по напряжению), по которым поступает вся необходимая информация.

Датчики выпускаются различных номиналов – от единиц до тысяч ампер. Конструктивно они выполняются в виде

клещей или гибких разъемных колец. Максимально возможный ток в обследуемой сети должен примерно соответствовать номиналу датчика, при этом будет достигаться максимальная точность измерений.

По измеренным сигналам микропроцессор прибора рассчитывает множество параметров (обычно около 30), на основании которых можно судить о количестве и качестве потребляемой или генерируемой энергии.

В типичный набор параметров, определяемых электроанализатором, входят напряжения, токи, активная и реактивная мощности, активная и реактивная энергии, $\cos \varphi$, частота. Ряд параметров рассчитывается отдельно по каждой фазе и суммарно по всем фазам. Кроме текущих, фиксируются средние, максимальные и минимальные значения параметров. Анализаторы также определяют параметры качества энергии: спектры гармоник токов и напряжений, коэффициент фликера, фиксируют отклонения и провалы напряжения, импульсные помехи и т.д.

Рассчитанные параметры выводятся на дисплей прибора в реальном времени и могут быть записаны в память с целью последующего воспроизведения и анализа. Все анализаторы оснащены устройствами связи, дающими возможность перенесения накопленных данных на компьютер.

Как правило, электроанализаторы снабжаются специальным программным обеспечением для визуализации, обработки и анализа накопленной информации.

При выборе прибора следует учитывать ряд требований, которые облегчают его практическое использование.

- Портативный прибор

должен иметь вес не более 10 кг в комплекте.

- Прибор должен обладать простотой и оперативностью использования, то есть обеспечивать установку на любой объект и ввод в режим измерений в течение нескольких минут, иметь простое и удобное управление, не требовать сложных настроек и т. д.

- Регистрирующий прибор должен обеспечивать надежное хранение и легкий доступ к данным. Носитель данных должен быть электронным (энергонезависимая память), магнитные носители нежелательны.

- Электроанализатор должен быть внесен в реестр средств измерений Госстандарта РФ.

Пример

Электроанализатор AR.5.

AR.5 – один из лучших в мире образцов своего класса. Он способен регистрировать следующие параметры:

- напряжения каждой фазы и среднее;
- токи каждой фазы и средний;
- частота сети;
- $\cos \varphi$ и коэффициент мощности в каждой фазе;
- 3-фазный коэффициент мощности;
- активная, индуктивная и емкостная мощности по фазам и суммарно;
- активная, индуктивная и емкостная (потребленная и выданная) энергии.

Перечисленные параметры измеряются и записываются в память с периодичностью от 1 секунды до 4 часов. Объем памяти – до 1 Мб, что достаточно для запоминания 5000 полных измерений. Это количество значительно увеличивается, если ограничить выбор регистрируемых параметров. Допол-

нительные картриджи-программаторы позволяют регистрировать параметры качества сети:

- до 49 гармоник напряжения и тока;
- импульсы, пики, провалы напряжения;
- коэффициент фликера.

Выпускаются также картриджи для проведения специальных тестов:

- для анализа быстрых процессов, например, разгона асинхронных двигателей;
- для проверки электросчетчиков на месте.

Полученные данные переносятся на компьютер и анализируются с помощью специализированного программного обеспечения

Инфракрасные термометры (пирометры)

Бесконтактные термометры используют принцип детектора инфракрасного излучения. Интенсивность и спектр излучения тела зависят от его температуры. Измеряя характеристики излучения тела, прибор косвенно определяет температуру его поверхности.

Инфракрасный термометр является незаменимым инструментом для проверки состояния электрооборудования, находящегося под напряжением. С его помощью измеряют температуру кабелей и шин, клеммных соединений, контактов выключателей и реле, корпусов трансформаторов, конденсаторов, двигателей и т.д. Повышение температуры этих объектов часто говорит о неисправностях, своевременное выявление и устранение которых позволяет избежать крупных неприятностей.

Два тела с одинаковой температурой могут испускать излучение различной интенсивности, если их поверхности имеют различные оптические свойства. Этот эффект характеризуется так называе-

Эксплуатационные характеристики

Аккумуляторы предназначены для работы в условиях эксплуатации группы М1 по ГОСТ 17516.1 в режимах постоянного подзаряда и заряда-разряда. Климатическое исполнение аккумуляторов 0, категория размещения 4,2 по ГОСТ 15150 для эксплуатации в закрытых вентилируемых помещениях при температуре окружающего воздуха от 0 до плюс 55 °С.

Срок службы аккумуляторных батарей в режиме подзаряда не менее 15 лет.

Гарантийный срок работы – 5 лет с момента ввода в эксплуатацию. Вводом в эксплуатацию считают заливку аккумулятора электролитом.

Гарантийный срок хранения аккумуляторов – 4 года, при этом срок сохраняемости сухозаряженности должен составлять – не менее 1 года.

Конструкция борнов и перемычек предусматривает болтовое или паечное соединение аккумуляторов в батарею.

ELKA (ХОРВАТИЯ): ВОЗВРАЩЕНИЕ НА РОССИЙСКИЙ РЫНОК

Кабельный завод ELKA сегодня является ведущим производителем КПП различного назначения на территории Хорватии, Боснии, Герцеговины и Словении. Производственные мощности позволяют выпускать в месяц до 25000 тонн готовой продукции, в том числе до 350 км кабелей с XLPE-изоляцией (сшитый полиэтилен – СПЭ, тип шивки – пероксидная).

Продолжение на с. 24 >>

К продукции, выпускаемой заводом, относятся силовые кабели с изоляцией из ПВХ, СПЭ и различных резиновых композиций, контрольные кабели, телекоммуникационные кабели и кабели связи, оптические кабели, LAN-кабели (витая пара), судовые кабели, кабели для химической промышленности и другие в том числе негорючие FR (fire retardant) и безгалогенные HF (halogen-free). ELKA имеет свой исследовательский центр и испытательные лаборатории для материалов и кабелей, с современным оборудованием и высококвалифицированными кадрами, что гарантирует высокое качество готовой продукции. Отдел управления качеством имеет сертификат ISO 9001:2000 от 2003 года, а отдел экологии – сертификат ISO 14001 от 2002 года, выданный SGS International Certification Services AG, Швейцария. Вся готовая продукция соответствует требованиям стандартов ISO, DIN, VDE, IEC, ГОСТ-Р.

Одной из стратегических задач, рассматриваемых заводом на современном этапе развития, является расширение поставок КПП на российский рынок.

Эксклюзивным агентом (представителем) завода ELKA на территории РФ и СНГ является фирма SKAB International Corporation, которая вместе с заводом выступает под маркой SKAB-ELKA electric cable works. Фирма SKAB завершила сертификацию на соответствие требованиям ГОСТ и НПБ (нормам пожарной безопасности) РФ кабелей с изоляцией XLPE (СПЭ) – одно- и трехжильных на напряжение до 35 кВ, продолжая работы по сертификации кабелей связи.

мым коэффициентом излучения или «степенью черноты», ε . Чем больше ε , тем выше интенсивность излучения тела и, соответственно, его «кажущаяся» температура. Большинство поверхностей (изоляция, краска, пластмассы, стекло) в инфракрасном спектре имеет оптические характеристики, близкие к «абсолютно черному телу», ε у них лежит в пределах 0,9...0,99. Однако чистые металлические поверхности имеют существенно меньшие коэффициенты ε , что приводит к ошибке измерения температуры простыми инфракрасными термометрами с фиксированным ε . Для точного определения температуры таких объектов следует применять термометры с регулируемым коэффициентом излучения.

Инфракрасные термометры измеряют среднюю температуру поверхности, находящейся в области чувствительности. Область чувствительности приближенно можно представить конусом, вершина которого упирается в объект прибора, а основание располагается на поверхности объекта. Отношение высоты конуса к диаметру $L:D$, называемое оптическим разрешением (иногда углом или пока-

зателем визирования), является одной из основных характеристик прибора (используют также обратную величину – $D:L$). Чем больше $L:D$, тем мельче предметы, различаемые на расстоянии. Оптическое разрешение простейших приборов 5:1–10:1, более сложных – 50:1 и выше.

Для удобства практического использования прибора важен способ, которым он нацеливается на исследуемый объект. Простейшие термометры не имеют механизма нацеливания и могут применяться только на близких расстояниях. Для нацеливания на удаленные объекты чаще всего применяется луч лазера. С помощью одиночного лазерного луча можно определить только центр зоны чувствительности (точнее, точку вблизи центра, так как луч лазера не совпадает с оптической осью объектива). Приборы с двумя лучами показывают размер зоны чувствительности.

Наиболее совершенный способ нацеливания – с помощью нескольких лазерных лучей, расположенных по кругу. Круговой лазер точно обозначает зону измерения на любом расстоянии от термометра.

Таблица 3

Пример.

Инфракрасные термометры серии Raynger ST.

Характеристики	ST-20	ST-30	ST-60	ST-80
Диапазон температур	-32...400 °C	-32...545 °C	-32...600 °C	-32...760 °C
Оптическое разрешение	12 : 1		30 : 1	50 : 1
Коэффициент излучения ε	Фиксированный 0,95		Регулируемый 0,1...1,0	
Способ нацеливания	лазер		круговой лазер	
Предел погрешности в зависимости от диапазона температуры:	> 23 °C: ± 1 °C или ± 1 % от показаний (больше); -18...23 °C: ± 2 °C; -26...-18 °C: $\pm 2,5$ °C; -32...-26 °C: ± 3 °C			
Чувствительность	0,2 °C		0,1 °C	
Время установления показаний	< 500 мсек (95 %)		< 350 мсек (95 %)	
Температура окружающей среды	0...50 °C			
Питание	9 В батарейка или аккумулятор			
Масса	320 г			

Продолжение на с. 26 >>

А. Лопухин



ТРЕХФАЗНЫЕ ИБП С ДВОЙНЫМ ПРЕОБРАЗОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ

Промышленная трехфазная сеть используется для питания трехфазного оборудования (станков, электродвигателей, больших компьютеров и т.д.), рассчитанного на напряжение 3×380 В, и однофазных потребителей энергии, работающих при напряжении 220 В.

Если пользователь захочет использовать централизованную систему бесперебойного питания мощностью 10–20 кВА или более и включит в сеть однофазный ИБП такой мощности, то может возникнуть неравномерное распределение нагрузки по фазам трехфазной электрической сети.

Если одна из фаз сети нагружена на 100% мощности, а две другие не нагружены совсем, то напряжения в трехфазной электрической сети будут искажены. В сильно нагруженной фазе – меньше номинального, а в ненагруженных фазах напряжения будут выше номинального. Электрики называют эту ситуацию «перекос фаз».

Перекос фаз имеет некоторые сопутствующие неприятности. Если к сильно нагруженной фазе (скажем, фазе А) подклю-

чены нелинейные нагрузки, вроде компьютеров, то в этой фазе возникают гармонические искажения напряжения. Поскольку остальные фазы трехфазной сети нагружены слабо, то ток нагрузки фазы А замыкается по нейтральному проводу. В нем тоже возникают гармонические искажения напряжения, которые влияют на работу оборудования, подключенного к недогруженным фазам.

Для того чтобы избежать этого, ИБП большой мощности (начиная примерно с 10 кВА), как правило, предназначены для подключения к трехфазной электрической сети. Диапазон мощностей 8–25 кВА – переходный. Для такой мощности делают чисто однофазные ИБП, чисто трехфазные ИБП и ИБП с трехфазным входом и однофазным выходом. Все ИБП, начиная примерно с 30 кВА, имеют трехфазный вход и трехфазный выход.

Трехфазные ИБП имеют и другое преимущество перед однофазными ИБП. Они эффективно разгружают нейтральный провод от гармоник тока и способствуют более безопасной и на-

дежной работе больших компьютерных систем.

Трехфазные ИБП строятся обычно по схеме с двойным преобразованием энергии. Мы будем рассматривать только эту схему, несмотря на то, что имеются трехфазные ИБП, построенные по схеме, похожей на ИБП, взаимодействующий с сетью.

Схема трехфазного ИБП с двойным преобразованием энергии приведена на рис. 1.

Как видно, этот ИБП не имеет почти никаких отличий на уровне блок-схемы, за исключением наличия трех фаз. Для того чтобы увидеть отличия от однофазного ИБП с двойным преобразованием, нам придется несколько подробнее рассмотреть элементы ИБП ориентируясь на традиционную технологию. В некоторых случаях будут отмечаться схемные особенности, позволяющие улучшить характеристики.

ВЫПРЯМИТЕЛЬ

Входная электрическая сеть (см. рис 1.) включает пять проводов: три фазных, нейт-

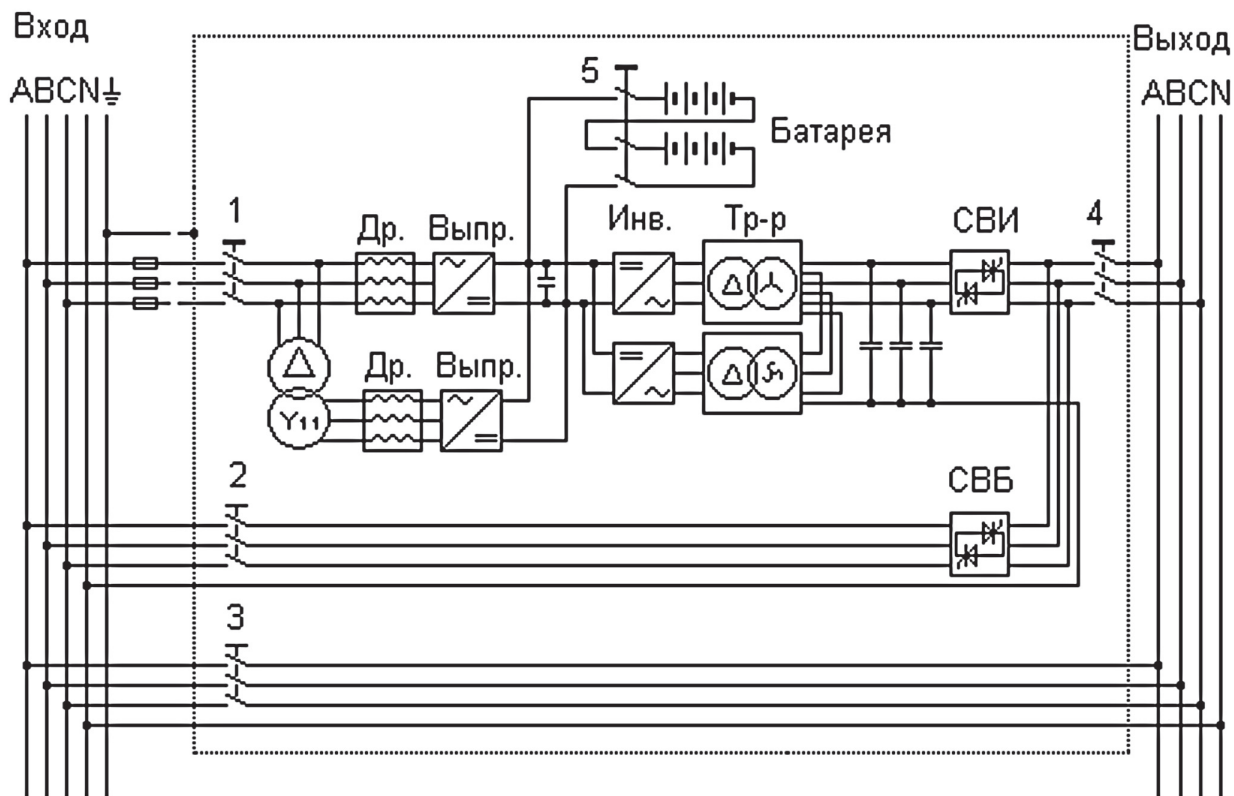


Рис. 1. Трехфазный ИБП с двойным преобразованием энергии

раль и землю. Между сетью и ИБП – предохранители (плавкие или автоматические), позволяющие защитить сеть от аварии ИБП.

Выпрямитель в этой схеме – регулируемый тиристорный. Управляющая им схема изменяет время (долю периода синусоиды), в течение которого тиристоры открыты, т.е. выпрямляют сетевое напряжение. Чем большая мощность нужна для работы ИБП, тем дольше открыты тиристоры.

Если батарея ИБП заряжена, на выходе выпрямителя поддерживается стабилизированное напряжение постоянного тока независимо от величины напряжения в сети и мощности нагрузки. Если батарея требует зарядки, то выпрямитель регулирует напряжение так, чтобы в батарею тек ток заданной величины.

Такой выпрямитель называется шестиимпульсным, потому что за полный цикл трехфазной электрической сети он выпрямляет 6 полупериодов синусоиды (по два в каждой из фаз). Поэтому в цепи постоянного тока возникает 6 импульсов тока (и напряжения) за каждый цикл трехфазной сети. Кроме того, во входной электрической сети также возникают 6 импульсов тока, которые могут вызвать гармонические искажения сетевого напряжения.

Конденсатор в цепи постоянного тока служит для уменьшения пульсаций напряжения на аккумуляторах. Это нужно для полной зарядки батареи без протекания через аккумуляторы вредных импульсных токов. Иногда к конденсатору добавляется еще и дроссель, образующий совместно с конденсатором L-C фильтр.

Коммутационный дроссель ДР уменьшает импульсные токи, возникающие при открытии тиристоров, и служит для уменьшения искажений, вносимых выпрямителем в электрическую сеть.

Еще для большего снижения искажений, вносимых в сеть, особенно для ИБП большой мощности (более 80–150 кВА), часто применяют 12-импульсные выпрямители. То есть за каждый цикл трехфазной сети на входе и выходе выпрямителя возникает 12 импульсов тока. За счет удвоения числа импульсов тока, примерно вдвое удается уменьшить их амплитуду. Это полезно и для аккумуляторов, и для электрической сети.

12-импульсный выпрямитель фактически состоит из двух 6-импульсных выпрямителей. На вход второго выпрямителя (см. рис. 1) подается трехфазное на-

пряжение, прошедшее через трансформатор, сдвигающий фазу на 30 градусов.

В настоящее время применяются также и другие схемы выпрямителей трехфазных ИБП.

Например схема с пассивным (диодным) выпрямителем и преобразователем напряжения постоянного тока, применение которого позволяет приблизить потребляемый ток к синусоидальному.

Наиболее современным считается транзисторный выпрямитель, регулируемый высокочастотной схемой широтно-импульсной модуляции (ШИМ). Применение такого выпрямителя позволяет сделать ток потребления ИБП синусоидальным и совершенно отказаться от 12-импульсных выпрямителей с трансформатором.

БАТАРЕЯ

Для формирования батареи трехфазных ИБП (как и в однофазных ИБП) применяются герметичные свинцовые аккумуляторы. Обычно это самые распространенные модели аккумуляторов с расчетным сроком службы 5 лет. Иногда используются и более дорогие аккумуляторы с большими сроками службы.

В некоторых трехфазных ИБП пользователю предлагается фиксированный набор батарей или батарейных шкафов, рассчитанных на различное время работы на автономном режиме. Покупая ИБП других фирм, пользователь может более или менее свободно выбирать батарею своего ИБП (включая ее емкость, тип и количество элементов).

В некоторых случаях батарея устанавливается в корпус ИБП, но в большинстве случаев, особенно при большой мощности ИБП, она устанавливается в отдельном корпусе, а иногда и в отдельном помещении.

ИНВЕРТОР

Как и в ИБП малой мощности, в трехфазных ИБП применяются транзисторные инверторы, управляемые схемой широтно-импульсной модуляции (ШИМ).

Некоторые ИБП с трехфазным выходом имеют два инвертора. Их выходы подключены к трансформаторам, сдвигающим фазу выходных напряжений. Даже в случае применения относительно низкочастотной ШИМ, такая схема совместно с применением фильтра переменного тока, построенного на трансформаторе и конденсаторах, позволяет обеспечить очень малый коэффициент гармонических искажений на выходе ИБП (до 3% на линейной нагрузке).

Применение двух инверторов увеличивает надежность ИБП, поскольку даже при выходе из строя силовых транзисторов одного из инверторов, другой инвертор обеспечит работу нагрузки, пусть и при большем коэффициенте гармонических искажений.

В последнее время по мере развития технологии силовых полупроводников начали применяться более высокочастотные транзисторы. Частота ШИМ может составлять 4 кГц и более. Это позволяет уменьшить гармонические искажения выходного напряжения и отказаться от применения второго инвертора.

В хороших ИБП существует несколько уровней защиты инвертора от перегрузки. При небольших перегрузках инвертор может уменьшать выходное напряжение (пытаясь снизить ток, проходящий через силовые полупроводники). Если перегрузка очень велика (например нагрузка составляет более 125% номинальной), ИБП начинает отсчет времени работы в условиях перегрузки и через некоторое время (зависящее от степени перегрузки – от долей секунды до минут) переключается на работу через статический байпас.

Эксклюзивным импортером кабельной продукции SKAB-ELKA electric cable works на территории РФ является ООО «Кабелькомплектэлектро».

Информация представлена совместно фирмами SKAB и «Кабелькомплектэлектро».

ЛОТКИ MADE IN TVER

ЗАО «ДКС» открыло в Твери производство стальных кабельных лотков.

Продукция изготавливается на новой фабрике компании по лицензии фирмы SEPI Italia S.p.a. Перфорированные и сплошные кабельные лотки, выполненные из стали, оцинкованной по методу Сендземира, составляют основу системы S5-KOMБИТЕК для установки больших объемов кабельной проводки.

Цена на металлические лотки собственного производства «ДКС» («Диэлектрические кабельные системы») в среднем на 15% ниже, чем на итальянскую продукцию, импортировавшуюся компанией прежде.

РЕЗЕРВ

ДЛЯ ЖИЗНЕННО ВАЖНЫХ ЦЕНТРОВ

В июне 2004 г. компания FIAMM (Италия) начала продажу систем резервного электроснабжения VBU в Германии, Италии и России.

Показ аккумуляторных батарей VBU состоялся одновременно в Милане, Франкфурте и Москве. Стан-

Продолжение на с. 28 >>

дартное подключаемое оборудование: сигнализация, детекторы, микрокамеры, аварийное освещение, насосы погружные и газового нагревателя, АТС, серверы и т.д.

Батареи герметичные, свинцово-кислотные (VRLA AGM), номинальная емкость одного блока 24 В (18 Ач), время автономной работы различных моделей VBU при мощности нагрузки 350 Вт – от 100 до 490 мин.

ПОДЛИННИК ПОД ЗАЩИТОЙ ПТИЦЫ

Корпорация ДЭК начинает использовать защитные голограммы нового образца.

В июле на электротехническом рынке России и ближнего зарубежья появятся автоматические выключатели, УЗО и выключатели нагрузки Корпорации «ДЭК» с новыми защитными голограммами, разработанными в рамках программы борьбы с подделками.

По мнению представителей компании, подделать новую голограмму практически невозможно: в отличие от прежних, она имеет уникальный номер, динамически меняющееся изображение при изменении угла зрения, объемные элементы и скрытые элементы защиты.

Один из методов проверки подлинности голограммы – сканирование этикетки с помощью лазерного сканера. Если перемещать его вдоль новой голографической наклейки, то на экране прибора появляется изображение птицы, взмахивающей крыльями. Если сканирование вести в противоположную сторону, то на экране высвечивается надпись «ДЭК».

Продолжение на с. 29 >>

В случае большой перегрузки или короткого замыкания переключение на статический байпас происходит сразу.

Некоторые современные высококлассные ИБП (с высокочастотной ШИМ) имеют две цепи регулирования выходного напряжения. Первая из них осуществляет регулирование среднеквадратичного (действующего) значения напряжения независимо для каждой из фаз. Вторая цепь измеряет мгновенные значения выходного напряжения и сравнивает их с хранящейся в памяти блока управления ИБП идеальной синусоидой. Если мгновенное значение напряжения отклонилось от соответствующего «идеального» значения, то вырабатывается корректирующий импульс и форма синусоиды выходного напряжения исправляется.

Наличие второй цепи обратной связи позволяет обеспечить малые искажения формы выходного напряжения даже при нелинейных нагрузках.

СТАТИЧЕСКИЙ БАЙПАС

Блок статического байпаса состоит из двух трехфазных (при трехфазном выходе) тиристорных переключателей: статического выключателя инвертора (на схеме – СВИ) и статического выключателя байпаса (СВБ). При нормальной работе ИБП (от сети или от батареи) статический выключатель инвертора замкнут, а статический выключатель байпаса разомкнут. Во время значительных перегрузок или выхода из строя инвертора замкнут статический переключатель байпаса, переключатель инвертора разомкнут. В момент переключения оба статических переключателя на очень короткое время замкнуты. Это позволяет обеспечить безразрывное питание нагрузки.

Каждая модель ИБП имеет свою логику управления и, соответственно, свой набор усло-

вий срабатывания статических переключателей. При покупке ИБП бывает полезно узнать эту логику и понять, насколько она соответствует вашей технологии работы. В частности хорошие ИБП сконструированы так, чтобы даже если байпас недоступен (т.е. отсутствует синхронизация инвертора и байпаса), то в любом случае надо постараться обеспечить электроснабжение нагрузки, пусть даже за счет уменьшения напряжения на выходе инвертора.

Статический байпас ИБП с трехфазным входом и однофазным выходом имеет особенность. Нагрузка, распределенная на входе ИБП по трем фазным проводам, на выходе имеет только два провода: один фазный и нейтральный. Статический байпас тоже, конечно, однофазный, и синхронизация напряжения инвертора производится относительно одной из фаз трехфазной сети (любой, по выбору пользователя). Вся цепь, подводящая напряжение к входу статического байпаса, должна выдерживать втрое больший ток, чем входной кабель выпрямителя ИБП. В ряде случаев это может вызвать трудности с проводкой.

СЕРВИСНЫЙ БАЙПАС

Трехфазные ИБП имеют большую мощность и обычно устанавливаются в местах действительно критичных к электропитанию. Поэтому в случае выхода из строя какого-либо элемента ИБП или необходимости проведения регламентных работ (например замены батареи), в большинстве случаев нельзя просто выключить ИБП или поставить на его место другой. Нужно в любой ситуации обеспечить электропитание нагрузки.

Для этих ситуаций у всех трехфазных ИБП имеется *сервисный байпас*. Он представляет собой ручной переключатель (иногда как-то заблокирован-

ный, чтобы его нельзя было включить по ошибке), позволяющий переключить нагрузку на питание непосредственно от сети. У большинства ИБП для переключения на сервисный байпас существует специальная процедура (определенная последовательностью действий), которая позволяет обеспечить непрерывность питания при переключениях.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТРЕХФАЗНОГО ИБП С ДВОЙНЫМ ПРЕОБРАЗОВАНИЕМ

Трехфазный ИБП может работать на четырех режимах работы.

При нормальной работе нагрузка питается по цепи выпрямитель – инвертор стабилизированным напряжением, отфильтрованным от импульсов и шумов за счет двойного преобразования энергии.

Работа от батареи. На это режим ИБП переходит в случае, если напряжение на выходе ИБП становится таким маленьким, что выпрямитель оказывается не в состоянии питать инвертор требуемым током, или выпрямитель не может питать инвертор по другой причине, например из-за поломки. Продолжительность работы ИБП от батареи зависит от емкости и заряда батареи, а также от нагрузки ИБП.

Когда какой-нибудь инвертор выходит из строя или испытывает перегрузку, ИБП безразрывно переходит на режим работы через статический байпас. Нагрузка питается просто от сети через вход статического байпаса, который может совпадать или не совпадать со входом выпрямителя ИБП.

Если требуется обслуживание ИБП, например для замены батареи, то ИБП переключают на сервисный байпас. Нагрузка питается от сети, а

все цепи ИБП, кроме входного выключателя сервисного байпаса и выходных выключателей отделены от сети и от нагрузки. Режим работы на сервисном байпасе не является обязательным для небольших однофазных ИБП с двойным преобразованием. Трехфазный ИБП без сервисного байпаса немислим.

НАДЕЖНОСТЬ

Трехфазные ИБП обычно предназначены для непрерывной круглосуточной работы. Работа нагрузки должна обеспечиваться практически при любых сбоях питания. Поэтому к надежности трехфазных ИБП предъявляются очень высокие требования.

Вот некоторые приемы, с помощью которых производители трехфазных ИБП могут увеличивать надежность своей продукции.

Применение разделительных трансформаторов на входе и/или выходе ИБП увеличивает устойчивость ИБП к скачкам напряжения и нагрузки.

Входной дроссель не только обеспечивает «мягкий запуск», но и защищает ИБП (и, в конечном счете, нагрузку) от очень быстрых изменений (скачков) напряжения.

Обычно фирма выпускает целый ряд ИБП разной мощности. В двух или трех «соседних по мощности», ИБП этого ряда часто используются одни и те же полупроводники. Если это так, то менее мощный из этих двух или трех ИБП имеет запас по предельному току, и поэтому несколько более надежен.

Некоторые трехфазные ИБП имеют повышенную надежность за счет резервирования каких-либо своих цепей. Так, например, могут резервироваться: схема управления (микропроцессор + платы «жесткой логики»), цепи управления силовыми полупроводни-

КОМПОНЕНТЫ ОТЛИЧАЮТСЯ УМОМ

20 мая в рамках выставки «Экспо-Электроника-2004» компания «Прософт» провела семинар, на котором знакомила производителей и разработчиков с новинками в области электронных компонентов.

Так, представитель корпорации Intel рассказал о встраиваемых решениях, основанных на архитектуре Intel и технологии Intel Xscale, сферы применения которых: автоматизация производства (в промышленных ПК и ПЛК), транспорт (например, управление движением поездов), медицина, военная и космическая отрасли и т.д.

Специалисты «Прософта» представили новые датчики американской компании Allegro Microsystems, действие которых основано на эффекте Холла. Мгновенное выходное напряжение датчиков пропорционально входному току, их наиболее характерное применение – измерение тока электропривода.

В заключение семинара участников встречи ознакомили с продуктом фирмы Monolithic Power Systems – силовыми микросхемами управления питанием. Они позволяют оптимизировать работу узлов, защитить изделия от перегрузок и адресованы в первую очередь производителям, использующим в своих изделиях понижающие конвертеры, люминесцентные лампы или звуковые усилители мощности.

Продолжение на с. 30 >>

ТОЧНЕЕ, ЕЩЕ ТОЧНЕЕ

Первым в России завод «Самарский трансформатор» изготовил трансформаторы тока типа ТЛК с литой изоляцией класса точности 0,2S/5P.

Они были выполнены в мае 2004 года по заказу «Самарского завода «Электроцит» и установлены в ячейки, поставляемые на экспорт. Измерительные трансформаторы тока и напряжения с классом точности 0,2S – одно из приоритетных направлений в трансформаторостроении. По мнению специалистов завода-изготовителя, стремление перейти на более точный учет электроэнергии заставляет российских энергетиков ориентироваться на европейские стандарты точности.

Кроме того, «Самарский трансформатор», по «многочисленным заявкам потребителей», как сказано в пресс-релизе, приступил к серийному изготовлению ретрофита трансформаторов тока ТПЛ 10с, что должно облегчить ремонт существующего оборудования.

МАЛАЯ ЭНЕРГЕТИКА: ОЗЕРСКИЙ ПРОЕКТ

Опытный завод энергоустановок (ОЗЭУ, г. Озерск, Челябинская обл.) приступил к сооружению газопоршневой мини-ТЭЦ на базе пускорезервной котельной (ПРК) Южно-Уральской АЭС ФГУП «ПО Маяк».

Мини-ТЭЦ ЭГП(Б)-100/160 мощностью 800 кВт создается на основе газопоршневых агрегатов

Продолжение на стр. 31 >>

ками и сами силовые полупроводники.

Батарея, как часть ИБП, тоже вносит свой вклад в надежность прибора. Если у ИБП имеется возможность гибкого выбора батареи, то можно выбрать более надежный вариант (батарея более известного производителя, с меньшим числом соединений).

ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ЧАСТОТЫ

Частота напряжения переменного тока в электрических сетях разных стран не обязательно одинакова. В большинстве стран (в том числе и в России) распространена частота 50 Гц. В некоторых странах (например в США) частота переменного напряжения равна 60 Гц.

Если вы купили оборудование, рассчитанное на работу в американской электрической сети (110 В, 60 Гц), то вы должны каким-то образом приспособить к нему нашу электрическую сеть. Преобразование напряжения не является проблемой, для этого есть трансформаторы. Если оборудование оснащено импульсным блоком пи-

тания, то оно не чувствительно к частоте и его можно использовать в сети с частотой 50 Гц. Если же в состав оборудования входят синхронные электродвигатели или иное чувствительное к частоте оборудование, вам нужен преобразователь частоты.

ИБП с двойным преобразованием энергии представляет собой почти готовый преобразователь частоты. В самом деле, ведь выпрямитель этого ИБП может в принципе работать на одной частоте, а инвертор выдавать на своем выходе другую.

Есть только одно принципиальное ограничение: невозможность синхронизации инвертора с линией статического байпаса из-за разных частот на входе и выходе. Это делает преобразователь частоты несколько менее надежным, чем сам по себе ИБП с двойным преобразованием.

Другая особенность: преобразователь частоты должен иметь мощность, соответствующую максимальному возможному току, нагрузки, включая все стартовые и аварийные забросы, ведь у преобразователя частоты нет статического байпаса, на который система могла бы переключиться при перегрузке.

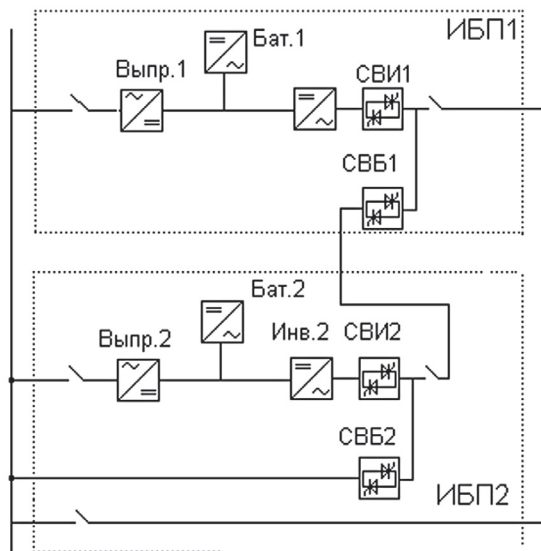


Рис. 2. Последовательное соединение двух трехфазных ИБП

Для изготовления преобразователя частоты из трехфазного ИБП нужно разорвать цепь синхронизации, убрать статический байпас (или, вернее, не заказывать его при поставке) и настроить инвертор ИБП на работу на частоте 60 Гц. Для большинства трехфазных ИБП это не представляет проблемы, и преобразователь частоты может быть заказан просто при поставке.

ИБП С ГОРЯЧИМ РЕЗЕРВИРОВАНИЕМ

В некоторых случаях надежности даже самых лучших ИБП недостаточно. Так бывает, когда сбой питания просто недопустим из-за необратимых последствий или очень больших потерь.

Обычно в таких случаях в технике применяют дублирование, или многократное резервирование блоков, от которых зависит надежность системы. Есть такая возможность и для трехфазных источников бесперебойного питания.

Даже если в конструкцию ИБП стандартно не заложено резервирование узлов, большинство трехфазных ИБП допускает резервирование на более высоком уровне. Резервируется целиком ИБП.

Простейшим случаем резервирования ИБП является использование двух обычных серийных ИБП в схеме, в которой один ИБП подключен к входу байпаса другого ИБП.

Для двух последовательно соединенных трехфазных ИБП (рис. 2) для упрощения приведена так называемая однолинейная схема, на которой трем проводам трехфазной системы переменного тока соответствует одна линия. Однолинейные схемы часто применяются в случаях, когда особенности трехфазной сети не накладывают отпечаток на свойства рассматриваемого прибора.

Оба ИБП постоянно работают. Основной ИБП питает нагрузку, а вспомогательный ИБП работает на холостом ходу. В случае выхода из строя основного ИБП нагрузка питается не от статического байпаса, как в обычном ИБП, а от вспомогательного ИБП.

Только при выходе из строя второго ИБП, нагрузка переключается на работу от статического байпаса.

Система из двух последовательно соединенных ИБП может работать на шести основных режимах.

А. Нормальная работа.

Выпрямители 1 и 2 питают инверторы 1 и 2, при необходимости, заряжают батареи 1 и 2. Инвертор 1 подключен к нагрузке (статический выключатель инвертора 1 замкнут) и питает ее стабилизированным и защищенным от сбоев напряжением. Инвертор 2 работает на холостом ходу и готов «подхватить» нагрузку, если инвертор 1 выйдет из строя. Оба статических выключателя байпаса разомкнуты.

Для обычного ИБП с двойным преобразованием на режиме работы от сети допустим (при сохранении гарантированного питания) только один сбой в системе. Этим сбоем может быть либо выход из строя элемента ИБП (например инвертора) или сбой электрической сети.

Для двух последовательно соединенных ИБП на этом режиме работы допустимы два сбоя в системе: выход из строя какого-либо элемента основного ИБП и сбой электрической сети. Даже при последовательном или одновременном возникновении двух сбоев питание нагрузки будет продолжаться от источника гарантированного питания.

Б. Работа от батареи 1.

Выпрямитель 1 не может питать инвертор и батарею. Чаще всего это происходит из-за отключения напряжения в электрической

производства ОЗЭУ. Цель проекта – повысить энергоэффективность пускорезервной котельной. Завод энергоустановок в данном проекте выступает как инвестор, исполнитель и эксплуатирующая организация. С технической точки зрения, перед ОЗЭУ стоит задача рациональной модернизации газопоршневой станции общего назначения в соответствии с реальными условиями котельной и наработки статистических данных как по экономическим, так и по техническим показателям.

ОЗЭУ, участвуя в проекте, получает практический опыт внедрения энергоэффективных технологий и может оценить перспективы их дальнейшего применения и развития.

По расчетам, осуществление проекта позволит ПО «Маяк» на 8% снизить себестоимость тепловой энергии и на 80% сократить потребление электроэнергии от внешней сети. Учитывая дополнительную выработку тепла на мини-ТЭЦ, ее создание практически не увеличивает потребление газа котельной.

Доклад об этом проекте был представлен на проходившей 26–28 мая в Перми VII Международной научно-практической конференции «Энергопроизводство, энергопотребление, энергосбережение: проблемы и решения» (организатор встречи – Ассоциация энергетиков Западного Урала) и заинтересовал собравшихся. Из данных, приведенных в докладе, следует, что срок окупаемости проекта – около 1 года.

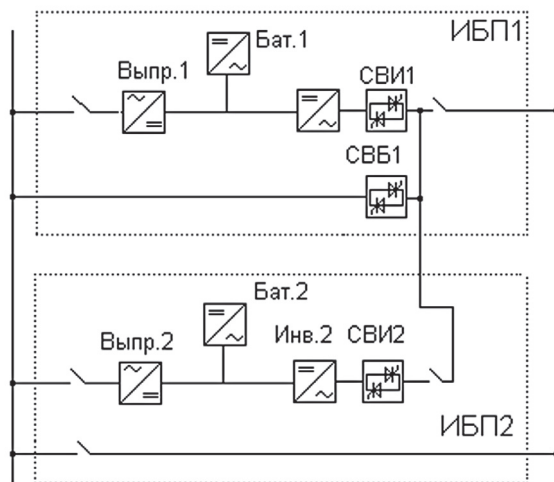


Рис.3. Трехфазный ИБП с горячим резервированием

кой сети. Но причиной может быть и выход из строя выпрямителя. Состояние инвертора 2 в этом случае зависит от работы выпрямителя 2. Если выпрямитель 2 работает (например он подключен к другой электрической сети или он исправен, в отличие от выпрямителя 1), то инвертор 2 также может работать, но работать на холостом ходу, т.к. он «не знает», что с первым ИБП системы что-то случилось. После исчерпания заряда батареи 1 инвертор 1 отключится и система постарается найти другой источник электроснабжения нагрузки. Им, вероятно, окажется инвертор 2. Тогда система перейдет к другому режиму работы.

Если в основном ИБП возникает еще одна неисправность или батарея 1 полностью разряжается, то система переключается на работу от вспомогательного ИБП.

Таким образом, даже при двух сбоях: неисправности основного ИБП и сбое сети нагрузка продолжает питаться от источника гарантированного питания.

В. Работа от инвертора 2. В этом случае инвертор 1 не

работает (из-за выхода из строя или полного разряда батареи1). СВИ1 разомкнут, СББ1 замкнут, СВИ2 замкнут и инвертор 2 питает нагрузку. Выпрямитель 2, если в сети есть напряжение, а сам выпрямитель исправен, питает инвертор и батарею.

На этом режиме работы допустим один сбой в системе: сбой электрической сети. При возникновении второго сбоя в системе (выходе из строя какого-либо элемента вспомогательного ИБП) электропитание нагрузки не прерывается, но нагрузка питается уже не от источника гарантированного питания, а через статический байпас, т.е. попросту от сети.

Г. Работа от батареи 2. Наиболее часто такая ситуация может возникнуть после отключения напряжения в сети и полного разряда батареи 1. Можно придумать и более экзотическую последовательность событий. Но в любом случае инвертор 2 питает нагрузку, питаясь, в свою очередь, от батареи. Инвертор 1 в этом случае отключен. Выпрямитель 1 скорее всего тоже не работает (хотя он может работать, если он исправен и в сети есть напряжение).

После разряда батареи 2 система переключится на работу от статического байпаса (если в сети есть нормальное напряжение) или обесточит нагрузку.

Д. Работа через статический байпас. В случае выхода из строя обоих инверторов, статические переключатели СВИ1 и СВИ2 размыкаются, а статические переключатели СББ1 и СББ2 замыкаются. Нагрузка начинает питаться от электрической сети.

Переход системы к работе через статический байпас происходит при перегрузке системы, полном разряде всех батарей или в случае выхода из строя двух инверторов.

На этом режиме работы выпрямители, если они исправны, подзаряжают батареи. Инверторы не работают. Нагрузка питается через статический байпас.

Переключение системы на работу через статический байпас происходит без прерывания питания нагрузки: при необходимости переключения сначала замыкается тиристорный переключатель статического байпаса, и только затем размыкается тиристорный переключатель на выходе того инвертора, от которого нагрузка питалась перед переключением.

Е. Ручной (сервисный) байпас. Если ИБП вышел из строя, а ответственную нагрузку нельзя обесточить, то оба ИБП системы с соблюдением специальной процедуры (которая обеспечивает безразрывное переключение) переключают на ручной байпас. После этого можно производить ремонт ИБП.

Преимуществом рассмотренной системы с последовательным соединением двух ИБП является простота. Не нужны никакие дополнительные элементы, каждый из ИБП работает в своем штатном режиме. С точки зрения надежности, эта схема совсем не плоха: в ней нет никакой лишней, (связанной с

резервированием) электроники, соответственно, и меньше узлов, которые могут выйти из строя.

Однако у такого соединения ИБП есть и недостатки. Вот некоторые из них.

1. Покупая такую систему, вы покупаете второй байпас (на нашей схеме – он первый – СВБ1), который, вообще говоря, не нужен – ведь все необходимые переключения могут быть произведены и без него.

2. Весь второй ИБП выполняет только одну функцию – резервирование. Он потребляет электроэнергию, работая на холстом ходу, и вообще не делает ничего полезного (разумеется, за исключением того времени, когда первый ИБП отказывается питать нагрузку).

Некоторые производители предлагают «готовые» системы ИБП с горячим резервированием. Это значит, что вы покупаете систему, специально (еще на заводе) испытанную в режиме с горячим резервированием.

Принципиальных отличий от схемы (рис. 3) с последовательным соединением ИБП немного:

1. У второго ИБП отсутствует байпас.

2. Для синхронизации между инвертором 2 и байпасом появляется специальный информационный кабель между ИБП (на рис. 3 не показан).

Поэтому такой ИБП с горячим резервированием может работать на тех же шести режимах работы, что и система с последовательным подключением двух ИБП.

Преимущество «готового» ИБП с резервированием, пожалуй, только одно – он испытан на заводе-производителе в той же комплектации, в которой будет эксплуатироваться.

Для рассмотренных схем с резервированием иногда применяют одно важное упрощение системы. Ведь можно отказаться от резервирования аккумуля-

ляторной батареи, сохранив резервирование всей силовой электроники. В этом случае оба ИБП будут работать от одной батареи (оба выпрямителя будут ее заряжать, а оба инвертора питаться от нее в случае сбоя электрической сети). Применение схемы с общей батареей позволяет сэкономить значительную сумму – стоимость батареи.

Недостатков у схемы с общей батареей много:

1. Не все ИБП могут работать с общей батареей.

2. Батарея, как и другие элементы ИБП, обладает конечной надежностью. Выход из строя одного аккумулятора или потеря контакта в одном соединении могут сделать всю систему ИБП с горячим резервированием бесполезной.

3. В случае выхода из строя одного выпрямителя общая батарея может быть выведена из строя.

Этот последний недостаток, на мой взгляд, является решающим для общей рекомендации – не применять схемы с общей батареей.

ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА НЕСКОЛЬКИХ ИБП

Как вы могли заметить, в случае горячего резервирования ИБП резервируется не целиком. Байпас остается общим для обоих ИБП.

Существует другая возможность резервирования на уровне ИБП – параллельная работа нескольких ИБП. Входы и выходы нескольких ИБП подключаются к общим входным и выходным шинам. Каждый ИБП сохраняет все свои элементы (иногда кроме сервисного байпаса). Поэтому выход из строя статического байпаса для такой системы просто мелкая неприятность.

Схема параллельной системы нескольких ИБП – с раздель-

ными сервисными байпасами (рис. 4), а схема системы с общим байпасом вполне ясна и без чертежа. Ее особенностью является то, что для переключения системы в целом на сервисный байпас нужно управлять одним переключателем вместо нескольких.

Предполагается, что между ИБП 1 и ИБП (см. рис. 4), могут располагаться другие ИБП. Разные производители (и для разных моделей) устанавливают свои максимальные количества параллельно работающих ИБП. Насколько мне известно, эта величина изменяется от 2 до 8.

Все ИБП параллельной системы работают на общую нагрузку. Суммарная мощность параллельной системы равна произведению мощности одного ИБП на количество ИБП в системе. Таким образом параллельная работа нескольких ИБП может применяться (и в основном применяется) не столько для увеличения надежности системы бесперебойного питания, но и для увеличения ее мощности.

Рассмотрим режимы работы параллельной системы.

НОРМАЛЬНАЯ РАБОТА (РАБОТА ОТ СЕТИ). НАДЕЖНОСТЬ

Когда в сети есть напряжение, достаточное для нормальной работы, выпрямители всех ИБП преобразуют переменное напряжение сети в постоянное, заряжая батареи и питая инверторы.

Инверторы, в свою очередь, преобразуют постоянное напряжение в переменное и питают нагрузку.

Специальная управляющая электроника параллельной системы следит за равномерным распределением нагрузки между ИБП. В некоторых ИБП распределение нагрузки между ИБП производится без использования специальной параллельной

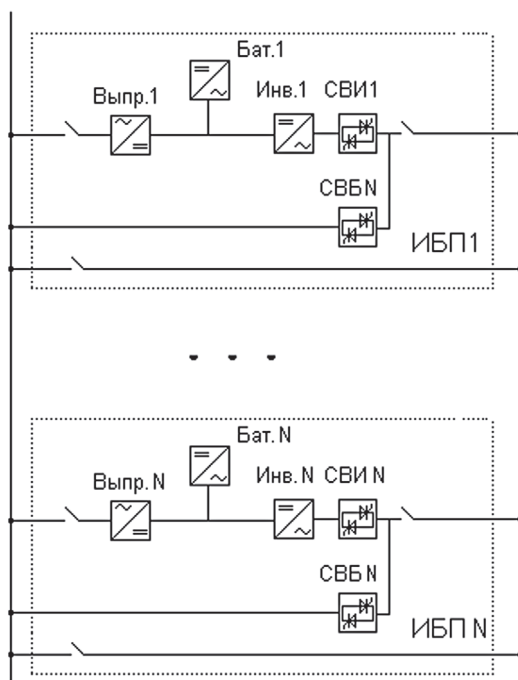


Рис.4. Параллельная работа ИБП

электроники. Такие приборы выпускаются «готовыми к параллельной работе», и для использования их в параллельной системе достаточно установить плату синхронизации. Есть и ИБП, работающие параллельно без специальной электроники. В таком случае количество параллельно работающих ИБП – не более двух.

В рассматриваемом режиме работы в системе допустимо несколько сбоев. Их количество зависит от числа ИБП в системе и действующей нагрузки.

Пусть в системе 3 ИБП мощностью по 100 кВА, нагрузка равна 90 кВА. При таком соотношении числа ИБП и их мощностей в системе допустимы следующие сбои.

СБОЙ ПИТАНИЯ (ИСЧЕЗНОВЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ)

Выход из строя любого из инверторов, скажем для опре-

деленности, инвертора 1. Нагрузка распределяется между двумя другими ИБП. Если в сети есть напряжение, все выпрямители системы работают

Выход из строя инвертора 2. Нагрузка питается от инвертора 3, поскольку мощность, потребляемая нагрузкой меньше мощности одного ИБП. Если в сети есть напряжение, все выпрямители системы продолжают работать.

Выход из строя инвертора 3. Система переключается на работу через статический байпас. Нагрузка питается напрямую от сети. При наличии в сети нормального напряжения, все выпрямители работают и продолжают заряжать батареи. При любом последующем сбое (поломке статического байпаса или сбое сети) питание нагрузки прекращается.

Для того чтобы параллельная система допускала большое число сбоев, система должна быть сильно недогружена и

включать большое число ИБП. Например, если нагрузка в приведенном выше примере будет составлять 250 кВА, то система допускает только один сбой: сбой сети или поломку инвертора. В отношении количества допустимых сбоев такая система эквивалентна одиночному ИБП.

Это, кстати, не значит, что надежность такой параллельной системы будет такая же, как у одиночного ИБП. Она будет ниже, поскольку параллельная система намного сложнее одиночного ИБП и (при почти предельной нагрузке) не имеет дополнительного резервирования, компенсирующего эту сложность.

Вопрос надежности параллельной системы ИБП не может быть решен однозначно. Надежность зависит от большого числа параметров:

- количества ИБП в системе (причем увеличение количества ИБП до бесконечности снижает надежность – система становится слишком сложной и сложно управляемой – впрочем максимальное количество параллельно работающих модулей для известных мне ИБП не превышает 8);

- нагрузки системы (т.е. соотношения номинальной суммарной мощности системы и действующей нагрузки);

- примененной схемы параллельной работы (т.е. есть ли в системе специальная электроника для обеспечения распределения нагрузки по ИБП);

- технологии работы предприятия.

Таким образом, если единственной целью является увеличение надежности системы, то следует серьезно рассмотреть возможность использования ИБП с горячим резервированием – его надежность не зависит от обстоятельств и в силу относительной простоты схемы практически всегда выше надежности параллельной системы.

Недогруженная система из нескольких параллельно работающих ИБП, которая способна реализовать описанную выше логику управления, часто также называется параллельной системой с резервированием.

РАБОТА С ЧАСТИЧНОЙ НАГРУЗКОЙ

Если нагрузка параллельной системы такова, что с ней может справиться меньшее, чем есть в системе количество ИБП, то инверторы «лишних» ИБП могут быть отключены.

В некоторых ИБП такая логика управления подразумевается по умолчанию, а другие модели вообще лишены возможности работы в таком режиме.

Инверторы, оставшиеся включенными, питают нагрузку. Коэффициент полезного действия системы при этом несколько возрастает.

Обычно в этом режиме работы предусматривается некоторая избыточность, т.е. количество работающих инверторов больше, чем необходимо для питания нагрузки. Тем самым обеспечивается резервирование.

Все выпрямители системы продолжают работать, включая выпрямители тех ИБП, инверторы которых отключены.

РАБОТА ОТ БАТАРЕИ

В случае исчезновения напряжения в электрической сети параллельная система переходит на работу от батареи. Все выпрямители системы не работают, инверторы питают нагрузку, получая энергию от батареи.

В этом режиме работы (естественно) отсутствует напряжение в электрической сети, которое при нормальной работе было для ИБП не только источником энергии, но и источником сигнала синхронизации выходного напряжения. Поэтому функцию синхронизации берет на



себя специальная параллельная электроника или выходная цепь ИБП, специально ориентированная на поддержание выходной частоты и фазы в соответствии с частотой и фазой выходного напряжения параллельно работающего ИБП

ВЫХОД ИЗ СТРОЯ ВЫПРЯМИТЕЛЯ

Это режим, при котором вышли из строя один или несколько выпрямителей.

ИБП, выпрямители которых вышли из строя, продолжают питать нагрузку, расходуя заряд своей батареи. Они выдают сигнал «неисправность выпрямителя». Остальные ИБП продолжают работать нормально.

После того как заряд разряжающихся батарей будет полностью исчерпан, все зависит от соотношения мощности нагрузки и суммарной мощности ИБП с исправными выпрямителями. Если нагрузка не превышает перегрузочной способности этих ИБП, то питание нагрузки про-

должится (если у системы остался значительный запас мощности, то в этом режиме работы допустимо еще несколько сбросов системы).

В случае, если нагрузка ИБП превышает перегрузочную способность оставшихся ИБП, то система переходит к режиму работы через статический байпас.

ВЫХОД ИЗ СТРОЯ ИНВЕРТОРА

Это режим работы параллельной системы, когда вышел из строя один или несколько инверторов.

Если оставшиеся в работоспособном состоянии инверторы могут питать нагрузку, то она продолжает работать, питаясь от них. Если мощности работоспособных инверторов недостаточно, система переходит в режим работы от статического байпаса.

Выпрямители всех ИБП могут заряжать батареи, или ИБП с неисправными инверторами могут быть полностью отключены для выполнения ремонта.

РАБОТА ОТ СТАТИЧЕСКОГО БАЙПАСА

Если суммарной мощности всех исправных инверторов параллельной системы не достаточно для поддержания работы нагрузки, система переходит к работе через статический байпас.

Статические переключатели всех инверторов разомкнуты (исправные инверторы могут продолжать работать).

Если нагрузка уменьшается, например в результате отключения части оборудования, параллельная система автоматически переключается на нормальный режим работы.

В случае одиночного ИБП с двойным преобразованием работа через статический байпас является практически последней возможностью поддержания работы нагрузки. В самом деле, ведь достаточно выхода из строя статического переключателя, и нагрузка будет обесточена. При работе параллельной системы через статический байпас допустимо некоторое количество сбоев системы. Статический байпас способен выдерживать намного больший ток, чем инвертор. Поэтому даже в случае выхода из строя одного или нескольких статических переключателей, нагрузка возможно не будет обесточена, если суммарный допустимый ток оставшихся работоспособными статических переключателей окажется достаточен для работы. Конкретное количество допустимых сбоев системы в этом режиме работы зависит от числа ИБП в системе, допустимого тока статического переключателя и величины нагрузки.

СЕРВИСНЫЙ БАЙПАС

Если нужно провести с параллельной системой ремонтные или регламентные работы, то система может быть отключена от нагрузки с помощью ручного пе-

реключателя сервисного байпаса.

Нагрузка питается от сети, все элементы параллельной системы ИБП, кроме батарей, обесточены.

Как и в случае системы с горячим резервированием, возможен вариант одного общего внешнего сервисного байпаса или нескольких сервисных байпасов, встроенных в отдельные ИБП. В последнем случае при использовании сервисного байпаса нужно иметь в виду соотношение номинального тока сервисного байпаса и действующей мощности нагрузки. Другими словами, нужно включить столько сервисных байпасов, чтобы нагрузка не превышала их суммарный номинальный ток.

ПОМЕЩЕНИЕ ДЛЯ УСТАНОВКИ ТРЕХФАЗНОГО ИБП

Трехфазные источники бесперебойного питания имеют большую мощность. Поэтому их размеры, вес и существенное тепловыделение заставляют пользователя решать непростую задачу размещения ИБП.

ИБП при работе выделяет тепло. КПД трехфазных ИБП примерно равен 90% (иногда чуть меньше для средних мощностей и чуть больше для больших ИБП). Учитывая расчетный коэффициент мощности 0,8, можно считать, что максимальное выделение тепла (в кВт) при работе на режиме номинальной мощности не превышает 10% от номинальной мощности ИБП (в кВА).

Даже при средней мощности порядка 50 кВА тепловыделение составит 4 кВт. Если это тепло не удалить из помещения, то температура в помещении повысится. Это немедленно скажется на ресурсе батареи ИБП. (Ресурс батареи уменьшается вдвое на каждые 10 градусов повышения температуры).

Для снятия избыточного тепла в помещении, где разме-

щен мощный ИБП, нужно установить кондиционер воздуха с соответствующей тепловой мощностью или организовать принудительную вентиляцию необходимой производительности.

Обычные офисные кондиционеры предназначены для работы при температуре воздуха (на улице) не ниже 5 градусов Цельсия. При более низких температурах эффективность их работы снижается, а при температуре ниже минус 15 градусов они практически бесполезны.

Большие ИБП, как правило, предназначены для круглогодичной работы, и отводить тепло из комнаты нужно при любой температуре воздуха на улице. Для надежной круглогодичной работы иногда приходится комбинировать систему кондиционирования и вентиляции, с тем, чтобы первая работала летом, а вторая – зимой.

Для правильного отвода тепла непосредственно от ИБП его нужно установить так, чтобы был обеспечен свободный приток воздуха к вентиляционным отверстиям ИБП.

Второе важное условие для правильной установки мощного ИБП – обеспечить рядом с ИБП пространство, необходимое для его обслуживания (установки и замены батареи, настройки и управления). Для работы с большим ИБП необходимо пространство шириной около 1,5 м перед ИБП и, в некоторых случаях, чуть меньшее место сзади ИБП.

Камнем преткновения при размещении ИБП в офисных зданиях может оказаться его вес. Масса трехфазных ИБП составляет сотни или тысячи килограмм даже без учета массы батареи. Аккумуляторная батарея ИБП мощностью 200 кВА, рассчитанная на время автономного режима 30 минут весит примерно 4 тонны. Пол в помещении, где предполагается разместить ИБП, должен выдерживать такую нагрузку.

В. Хованский,
начальник ЭТЛ



МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ (УЗО)

1. Назначение и область применения

1.1. Настоящий документ «Методика проверки работоспособности устройства защитного отключения (УЗО)» устанавливает методику выполнения проверки работоспособности устройства защитного отключения (УЗО) в электроустановках напряжением до 1000 В на соответствие требованиям нормативной документации.

1.2. Настоящий документ разработан для применения при проведении приемосдаточных и периодических испытаний в электроустановках напряжением до 1000 В. Настоящий документ устанавливает порядок проверки работоспособности устройств защитного отключения: неселективных, непосредственного стационарного исполнения, реагирующих на ток утечки, с нерегулируемыми уставками и ручным контролем, предназначенных для электроустановок с глухо-заземленной нейтралью в электрических сетях переменного тока 380 В 50 Гц типа АС (далее по тексту УЗО).

1.3. Проверка производится на основании требований ГОСТ Р 50571.16-99 (п. 612.6.1) и ГОСТ Р 50807-95.

2. Нормативные ссылки

В данной методике использованы ссыл-

ки на следующие нормативные документы:

2.1. ГОСТ Р 50571.16-99. Электроустановки зданий: Ч. 6. Приемосдаточные испытания.

2.2. ГОСТ Р 50571.3-94. Электроустановки зданий: Ч. 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током.

2.3. ГОСТ Р 50571.8-94. Электроустановки зданий: Ч. 4. Требования по обеспечению безопасности. Общие требования по применению мер защиты для обеспечения безопасности. Требования по применению мер защиты от поражения электрическим током.

2.4. ГОСТ Р 50807-95. Устройства защитные, управляемые дифференциальным (остаточным) током. Общие требования и методы испытаний.

2.5. ГОСТ 12.4.155-85. Устройства защитного отключения.

2.6. ГОСТ Р 8.563-96. Методики выполнения измерений.

2.7. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6-е изд. с изм. и доп.

2.8. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е изд. п.п. 7.1.71 – 7.1.88.

2.9. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00.

3. Термины и определения

В настоящем стандарте используются термины и определения, принятые согласно ПУЭ и комплексам стандартов ГОСТ Р 50807-95 и ГОСТ Р 51326.1-99.

3.1. Ток замыкания на землю – ток, проходящий в землю через место замыкания при повреждении изоляции.

3.2. Ток утечки – ток, который протекает в землю или на сторонние проводящие части в электрически неповрежденной цепи.

3.3. Подводимая величина – некоторое электрическое возбуждающее воздействие, которое, одно или в комбинации с другими такими же воздействиями, должно быть приложено к УЗО, чтобы дать ему возможность выполнить свою функцию в определенных условиях.

3.4. Подводимая входная величина – активизирующее воздействие, посредством которого УЗО активизируется, когда данное воздействие прикладывается в определенных условиях.

Эти условия могут включать в себя, например, активизацию каких-то вспомогательных элементов.

3.5. Дифференциальный ток – действующее значение векторной суммы токов, протекающих в первичной цепи УЗО (выраженное в среднеквадратичном значении).

3.6. Отключающий дифференциальный ток – значение дифференциального тока, вызывающего отключение УЗО в заданных условиях эксплуатации (ток срабатывания).

3.7. Не отключающий дифференциальный ток – значение дифференциального тока, при котором и ниже которого УЗО не отключается в заданных условиях эксплуатации (ток несрабатывания),

3.8. Время отключения УЗО – промежуток времени между моментом внезапного возникновения отключающего дифференциального тока отключения и моментом гашения дуги на всех полюсах (табл. 1).

3.9. Устройство эксплуатационного контроля – устройство, встроенное в УЗО, имитирующее условия дифференциального тока для срабатывания УЗО в определенных условиях.

3.10. Номинальное значение – количественное значение, установленное изготовителем для определенных условий работы УЗО.

3.11. Сверхток – любой ток, превышающий номинальный.

3.12. Ток перегрузки – сверхток в электрически неповрежденной цепи.

Примечание. Ток перегрузки может вызвать повреждение цепи, если будет протекать достаточно долго.

3.13. Ток короткого замыкания – сверхток, появляющийся в результате короткого замыкания между точками, которые в нормальных условиях эксплуатации должны иметь различные потенциалы с ничтожно малым сопротивлением

Примечание. Ток короткого замыкания может быть результатом повреждения или неправильного соединения в электрической цепи.

3.14. Время размыкания – время, измеренное от момента, когда в УЗО, находящемся в замкнутом состоянии, ток в главной цепи достигает уровня срабатывания максимального расцепителя тока, до момента прекращения дуги на контактах всех полюсов.

Примечание. Время размыкания обычно определяют как время срабатывания, хотя время срабатывания относится ко времени между моментом, в который команда на размыкание становится необратимой, и начальным моментом времени размыкания.

3.15. Типовое испытание – испытание одного или более УЗО, изготовленных по определенной документации (проекту) с целью установить, что УЗО соответствует определенным требованиям.

3.16. Приемосдаточные испытания – испытания, которым подвергается каждый образец изделия в течение или после изготовления с целью установления соответствия определенным требованиям.

4. Характеристики измеряемой величины, нормативные значения измеряемой величины

Объектом испытаний являются УЗО типа «АС-ТРА» АС, предназначенные для работы только в сетях переменного напряжения 380\220 В с глухозаземленной нейтралью.

4.1. Параметры УЗО.

Согласно ГОСТ Р 50807-95 нормируются следующие параметры УЗО (табл. 2).

Номинальное напряжение (U_n) – действующее значение напряжения, при котором обеспечивается работоспособность УЗО:

$$U_n = 220, 380 \text{ В.}$$

Номинальный ток нагрузки (I_n) – значение тока, которое УЗО может пропускать в продолжительном режиме работы:

$$I_n = 6; 16; 25; 40; 63; 80; 100; 125 \text{ А.}$$

Номинальный отключающий дифференциальный ток ($I_{\Delta n}$) – значение дифференциального тока, которое вызывает отключение УЗО при заданных условиях эксплуатации:

$$I_{\Delta n} = 0,006; 0,01; 0,03; 0,1; 0,3; 0,5 \text{ А.}$$

Номинальный не отключающий дифференциальный ток ($I_{\Delta nd}$) – значение дифференциального

Таблица 1

(ГОСТ Р 50807-95).
Время отключения УЗО типа АС

Время отключения T_n , с			
$I_{\Delta n}$	$2 I_{\Delta n}$	$5 I_{\Delta n}$	500 А
0,3	0,15	0,04	0,04

циального тока, которое не вызывает отключение УЗО при заданных условиях эксплуатации:

$$I_{\Delta n0} = 0,5 I_{\Delta n}$$

Предельное значение не отключающего сверхтока (I_{nm}) – минимальное значение не отключающего сверхтока при симметричной нагрузке двух- и четырех полюсных УЗО или несимметричной нагрузке четырех полюсных УЗО:

$$I_{nm} = 6 I_n$$

Сверхток – любой ток, который превышает номинальный ток нагрузки.

Номинальная включающая и отключающая способность (коммутационная способность) (I_m) – действующее значение ожидаемого тока, который УЗО способно включить, пропустить в течение своего времени размыкания и отключить при заданных условиях эксплуатации без нарушения его работоспособности.

Минимальное значение $I_m = 10 I_n$, или 500 А (выбирается большее значение).

Номинальная включающая и отключающая способность по дифференциальному току ($I_{\Delta m}$) – действующее значение ожидаемого дифференциального тока, которое УЗО способно включить, пропустить в течение своего време-

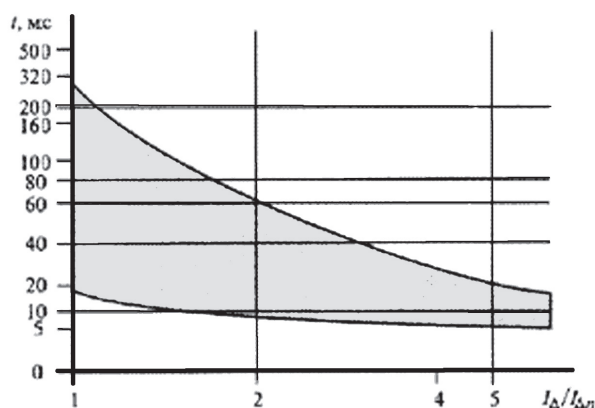


Рис. 1. Времятоковая характеристика УЗО

ни размыкания и отключить при заданных условиях эксплуатации без нарушения его работоспособности.

Минимальное значение $I_{\Delta m} = 10 I_n$ или 500 А (выбирается большее значение).

Номинальный условный ток короткого замыкания (I_{nc}) – действующее значение ожидаемого тока, которое способно выдержать УЗО, защищаемое устройством защиты от коротких замыканий, при заданных условиях эксплуатации, без необратимых изменений, нарушающих его работоспособность:

$$I_{nc} = 3000; 4500; 6000; 10\ 000\ А.$$

Номинальный условный дифференциальный ток короткого замыкания (I_{Δ}) – действующее значение ожидаемого дифференциального тока, которое способно выдержать УЗО, защищаемое устройством защиты от коротких замыка-

Таблица 2

(ГОСТ Р 50807-95). Технические характеристики АСТРО*УЗО

Наименование параметра	Номинальное значение
Номинальное напряжение U_n , В	220, 380*
Частота f_n , Гц	50
Номинальный ток нагрузки I_n , А	16, 25, 40, 63, 80*
Номинальный отключающий дифференциальный ток (установка) $I_{\Delta n}$, mA	10, 30, 100, 300*
Номинальный не отключающий дифференциальный ток $I_{\Delta n0}$	$0,5 I_{\Delta n}$
Номинальная включающая и отключающая (коммутационная) способность I_m , А	1500
Номинальный условный ток короткого замыкания (термическая стойкость) при последовательно включенной плавкой вставке 63 А I_{nc} , А	10000
Номинальное время отключения при номинальном дифференциальном токе T_n , не более, мс	30
Диапазон рабочих температур, °С	Минус 25 ÷ 40
Максимальное сечение подключаемых проводов, мм ²	25.50*
Срок службы:	
электрических циклов, не менее	4000
механических циклов, не менее	10000

* В зависимости от модификации устройства

Таблица 3

(ГОСТ Р 50807-95). Предельные значения температуры для частей УЗО

Части	Превышение температуры, °С
Выводы для внешних соединений	65
Наружные части, к которым приходится прикасаться во время ручного управления УЗО, включая органы управления, выполненные из изоляционного материала, и металлические связи для соединения между собой изолированных органов управления нескольких полюсов	40
Наружные металлические части органов управления	25
Другие наружные части, включая поверхность УЗО, непосредственно соприкасающуюся с монтажной поверхностью	60

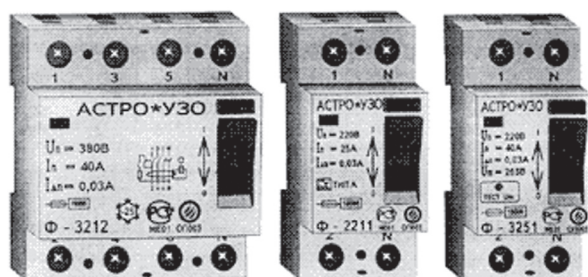


Рис 2. Внешний вид УЗО

ний при заданных условиях эксплуатации без необратимых изменений, нарушающих его работоспособность:

$$I_{\Delta c} = 3000; 4500; 6000; 10\,000 \text{ A.}$$

Номинальное время отключения T_n – промежуток времени между моментом внезапного

возникновения отключающего дифференциального тока и моментом гашения дуги на всех полюсах.

Стандартные значения максимально допустимого времени отключения УЗО типа АС при любом номинальном токе нагрузки и заданных нормами значениях дифференциального тока не должны превышать приведенных в табл. 1.

На рис. 1 приведена графическая интерпретация области срабатывания УЗО в зависимости от кратности дифференциального тока.

*В качестве примера исполнения УЗО, отвечающего всем требованиям ГОСТ Р 50807-95, приведены технические характеристики (табл. 2) АСТРО*УЗО производства ОПЗ МЭИ, показан внешний вид УЗО (рис. 2).*

Таблица 4

Технические параметры УЗО

№	Параметр	Значение
1	Способ и место установки	(щитовое, УЗО-вилка, УЗО-розетка)
2	Число полюсов и число токоведущих проводников	(2,4)
3	Номинальное напряжение (U_n)	(220, 380 В)
4	Номинальный ток (I_n)	(16, 25, 40, 63, 80, 100 А)
5	Номинальный отключающий дифференциальный ток ($I_{\Delta n}$)	(10, 30, 100, 300, 500 мА)
6	Максимальное время отключения (T_n)	($I_{\Delta n} - 0,3$ с; $2I_{\Delta n} - 0,15$ с; $5I_{\Delta n} - 0,04$ с;)
7	Номинальный не отключающий дифференциальный ток ($I_{\Delta n0}$)	$I_{\Delta n0} = 0,5I_{\Delta n}$
8	Номинальная включающая и отключающая способность (I_m)	$I_m = 10I_n$ (но не менее 500 А)
9	Номинальная включающая и отключающая способность по дифференциальному току ($I_{\Delta m}$)	$I_{\Delta m} = 10I_n$ (но не менее 500 А)
10	Предельное значение не отключающего тока в условиях сверхтока (I_{nm})	$I_{nm} = 6I_n$
11	Номинальный ток короткого замыкания (I_{nc})	3000, 4500, 6000, 10000 А
12	Номинальный условный дифференциальный ток короткого замыкания ($I_{\Delta c}$)	3000, 4500, 6000, 10000 А

Таблица 5

Проверка правильности установки УЗО в схеме электроустановки

№	Вид проверки	Результат
1	Обоснованность выбора зоны защиты УЗО	Перечень электроприемников в зоне защиты, требующих обязательной защиты УЗО (сантехкабины, ванны, сауны, розеточные группы, и т.д.) ПУЭ, гл.6 п.п. 6.1.14, 6.1.16, 6.1.17, 6.1.48-49, 6.4.18 ПУЭ гл.7 п.п. 7.1.48, 7.1.71-88
2	Соответствие параметров УЗО проектным данным	$U_n, I_n, I_{\Delta n}, I_{\Delta n0}, T_n, I_m, I_{\Delta n}, I_{nm}, I_{nc}, I_{dc}$
3	Соответствие параметров УЗО параметрам устройств защиты от сверхтоков	$I_{nУЗО} \geq I_{nAB}$

Таблица 6

Проверка правильности монтажа

№	Вид проверки	Результат
1	Проверка соответствия монтажа утвержденной схеме электроустановки	Монтаж соответствует схеме
2	Проверка фазировки подключенных к УЗО проводников (фазных и нулевого рабочего)	Нулевой рабочий и фазный проводники подключены соответственно к обозначениям на корпусе УЗО
3	Проверка отсутствия соединения нулевого рабочего проводника N в зоне защиты УЗО с нулевым защитным проводником PE, а также открытыми проводящими частями электроустановки	Нулевой рабочий проводник в зоне защиты не имеет соединений с заземленными элементами и корпусами электрооборудования
4	Контроль надежности затяжки контактных зажимов УЗО и аппаратов защиты от сверхтока	Затяжка контактных зажимов выполнена в пределах нормы

Таблица 7

Проверка работоспособности УЗО

№	Вид проверки	Результат
1	Проверка фиксации органа управления	Рукоятка четко фиксируется в обоих ("Вкл." и "Откл") положениях
2	Проверка путем нажатия кнопки "Тест" (десятикратно)	Устройство срабатывает
3	Замер отключающего дифференциального тока	$I_{\Delta} = ?$
4	Замер «фоновый» тока утечки (I_{ym}) электроустановки	$I_{yt} = ?$

Превышение температуры

Превышение температуры частей УЗО, не должно превосходить предельных значений, установленных в табл. 3.

4.2. Нормативные значения измеряемой величины.

Значения параметров УЗО должны соответствовать параметрам, приведенным ниже (табл. 4).

4.2.1. Технические параметры УЗО.

4.2.2. Проверка правильности установки УЗО в схеме электроустановки (табл. 5).

4.2.3. Проверка правильности монтажа (табл. 6).

4.2.4. Проверка работоспособности УЗО (табл. 7).

4.3. Обоснованность выбора защиты УЗО.

Обоснованность выбора зоны защиты УЗО должна соответствовать требованиям ПУЭ:

Раздел 6. «Электрическое освещение», раздел 7. «Электрооборудование специальных установок». Глава 7.1. «Электроустановки жилых, общественных, административных бытовых зданий».

4.3.1. В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных при высоте установки светильников общего освещения над полом или площадкой обслуживания менее 2,5 м применение светильников класса защиты 0 запрещается, необходимо применять светильники класса защиты 2 или 3. Допускается использование светильни-

ков класса защиты 1, в этом случае цепь должна быть защищена устройством защитного отключения (УЗО) с током срабатывания до 30 мА.

4.3.2. Для питания светильников местного стационарного освещения с лампами накаливания должны применяться напряжения: в помещениях без повышенной опасности – не выше 220 В и в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных – не выше 50 В. В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных допускается напряжение до 220 В для светильников, в этом случае должно быть предусмотрено или защитное отключение линии при токе утечки до 30 мА, или питание каждого светильника через разделяющий трансформатор.

4.3.3. Переносные светильники, предназначенные для подвешивания, настольные, напольные и т.п. приравняются при выборе напряжения к стационарным светильникам местного стационарного освещения.

4.3.4. При выполнении схем питания светильников и штепсельных розеток следует выполнять требования по установке УЗО, изложенные в гл. 7.1 и 7.2.

4.3.5. Для установок наружного освещения: освещения фасадов зданий, монументов и т.п., наружной световой рекламы и указателей в сетях TN-S или TN-C-S рекомендуется установка УЗО с током срабатывания до 30 мА, при этом фоновое значение токов утечки должно быть, по крайней мере, в 3 раза меньше уставки срабатывания УЗО по дифференциальному току.

4.3.6. Установки световой рекламы, архитектурного освещения зданий следует, как правило, питать по самостоятельным линиям – распределительным или от сети зданий. Допускаемая мощность указанных установок не более 2 кВт на фазу при наличии резерва мощности сети.

Для линии должна предусматриваться защита от сверхтока и токов утечки (УЗО).

4.3.7. В ванных комнатах квартир и номеров гостиниц допускается установка штепсельных розеток в зоне 3 по ГОСТ Р 50571.11-96, присоединяемых к сети через разделительные трансформаторы или защищенных устройством защитного отключения, реагирующим на дифференциальный ток, не превышающий 30 мА.

4.3.8. Для защиты групповых линий, питающих штепсельные розетки для переносных электрических приборов, рекомендуется предусматривать устройства защитного отключения.

4.3.9. Если устройство защиты от сверхтока (автоматический выключатель, предохранитель) не обеспечивает время автоматического отключения 0,4 с при номинальном напряжении 220 В из-за низких значений токов короткого замыкания и установка (квартира) не охвачена системой урав-

нования потенциалов, установка УЗО является обязательной.

4.3.10. При установке УЗО последовательно должны выполняться требования селективности. При двух- и многоступенчатой схемах УЗО, расположенное ближе к источнику питания, должно иметь уставку и время срабатывания не менее чем в 3 раза большие, чем у УЗО, расположенного ближе к потребителю.

4.3.11. В зоне действия УЗО нулевой рабочий проводник не должен иметь соединений с заземленными элементами и нулевым защитным проводником.

4.3.12. Во всех случаях применения УЗО должно обеспечивать надежную коммутацию цепей нагрузки с учетом возможных перегрузок.

4.3.13. Не допускается использовать УЗО в групповых линиях, не имеющих защиты от сверхтока, без дополнительного аппарата, обеспечивающего эту защиту.

При использовании УЗО, не имеющих защиты от сверхтока, необходима их расчетная проверка в режимах сверхтока с учетом защитных характеристик вышестоящего аппарата, обеспечивающего защиту от сверхтока.

4.3.14. В жилых зданиях не допускается применять УЗО, автоматически отключающие потребителя от сети при исчезновении или недопустимом падении напряжения сети. При этом УЗО должно сохранять работоспособность на время не менее 5 с при снижении напряжения до 50 % номинального.

4.3.15. В зданиях могут применяться УЗО типа А, реагирующие как на переменные, так и на пульсирующие токи повреждений, или АС, реагирующие, только на переменные токи утечки.

Источником пульсирующего тока являются, например, стиральные машины с регуляторами скорости, регулируемые источники света, телевизоры, видеомагнитофоны, персональные компьютеры и др.

4.3.16. В групповых сетях, питающих штепсельные розетки, следует применять УЗО с номинальным током срабатывания не более 30 мА.

Допускается присоединение к одному УЗО нескольких групповых линий через отдельные автоматические выключатели (предохранители).

Установки УЗО в линиях, питающих стационарное оборудование и светильники, а также в общих осветительных сетях, как правило, не требуется.

4.3.17. В жилых зданиях УЗО рекомендуется устанавливать на квартирных щитках, допускается их установка на этажных щитках.

4.3.18. Установка УЗО запрещается для электроприемников, отключение которых может привести к ситуациям, опасным для потребителей (отключению пожарной сигнализации и т.п.).

4.3.19. Обязательной является установка УЗО с номинальным током срабатывания не более 30 мА для групповых линий, питающих розеточные сети, находящиеся вне помещений и в помещениях особо опасных и с повышенной опасностью, например, в зоне 3 – ванн и душевых помещений квартир и номеров гостиниц.

4.3.20. Суммарный ток утечки сети с учетом присоединяемых стационарных и переносных электроприемников в нормальном режиме работы не должен превосходить 1/3 номинального тока УЗО. При отсутствии данных ток утечки электроприемников следует принимать из расчета 0,4 мА на 1 А тока нагрузки, а ток утечки сети – из расчета 10 мкА на 1 м длины фазного проводника.

4.3.21. Для повышения уровня защиты от возгорания при замыканиях на заземленные части, когда величина тока недостаточна для срабатывания максимальной токовой защиты, на вводе в квартиру, индивидуальный дом и т.п. рекомендуется установка УЗО с током срабатывания до 300 мА.

4.3.22. Для жилых зданий при выполнении требований п. 7.1.83 функции УЗО по пп. 7.1.79 и могут выполняться одним аппаратом с током срабатывания не более 30 мА.

4.3.23. Если УЗО предназначено для защиты от поражения электрическим током и возгорания или только для защиты от возгорания, то оно должно отключать как фазный, так и нулевой рабочие проводники, защиты от сверхтока в нулевом рабочем проводнике не требуется.

4.3.24. На вводе в здание должна быть выполнена система уравнивания потенциалов путем объединения следующих проводящих частей:

- основной (магистральный) защитный проводник;

- основной (магистральный) заземляющий проводник или основной заземляющий зажим;
- стальные трубы коммуникаций зданий и между зданиями;

- металлические части строительных конструкций, молниезащиты, системы центрального отопления, вентиляции и кондиционирования. Такие проводящие части должны быть соединены между собой на вводе в здание.

Рекомендуется по ходу передачи электроэнергии повторно выполнять дополнительные системы уравнивания потенциалов.

4.3.25. К дополнительной системе уравнивания потенциалов должны быть подключены все доступные прикосновению открытые проводящие части стационарных электроустановок, сторонние проводящие части и нулевые защитные проводники всего электрооборудования (в том числе штепсельных розеток).

Для ванн и душевых помещений дополнительная система уравнивания потенциалов является обязательной и должна предусматривать в том числе подключение сторонних проводящих частей, выходящих за пределы помещений. Если отсутствует электрооборудование с подключенными к системе уравнивания потенциалов нулевыми защитными проводниками, то систему уравнивания потенциалов следует подключить к РЕ шине (зажиму) на вводе. Нагревательные элементы, установленные в пол, должны быть покрыты заземленной металлической сеткой или заземленной металлической оболочкой, подсоединенными к системе уравнивания потенциалов. В качестве дополнительной защиты для нагревательных элементов рекомендуется использовать УЗО на ток 30 мА.

Не допускается использовать для саун, ван-

Таблица 8

Приборы, средства измерений

Порядковый номер и наименование средства измерений (СИ), испытательного оборудования (ИО), вспомогательных устройств	Обозначение стандарта, ТУ и типа СИ, ИО	Заводской номер	Метрологические характеристики (кл. точности, пределы погрешностей, пределы измерений)	Наименование измеряемой величины
1. Амперметр	Э-527		Предел измерения 0-2,5А Класс точности 0,5 Погрешность±0,5%	Дифференциальный ток отключения УЗО
2. Миллиамперметр	Э-535		Предел измерения 0-25мА Класс точности 0,5 Погрешность±0,5%	Дифференциальный ток отключения УЗО
3. Сопротивление	ПЭВ-25 2,7 кОм			
4. Сопротивление	ПЭВ-25 680 Ом			
5. Сопротивление	СП-5 10 кОм			



ных и душевых помещений системы местного уравнивания потенциалов.

Зафиксированное значение тока является отключающим дифференциальным током – I_D данного экземпляра УЗО, которое, согласно требованиям стандарта ГОСТ Р 50807-95, должно находиться в диапазоне $0,5I_{\Delta n} - I_{\Delta n}$.

5. Условия измерений

При проведении испытаний соблюдают следующие условия:

- испытания УЗО производят в закрытом, сухом, отапливаемом помещении, при искусственном или естественном освещении;
- температура воздуха от 5 до 40 °С и относительной влажности 80% (при 25 °С);
- частота тока при испытаниях – 50 Гц;
- расположение УЗО – горизонтальное.

6. Метод испытаний

Соответствие параметров, выбора места установки УЗО требованиям нормативной документации проверяется визуально.

Измерение не отключающего дифференциального тока и отключающего дифференциального тока проводят методом прямых измерений.

7. Требования к средствам измерений, вспомогательным устройствам

При выполнении измерений применяются средства измерения и другие технические средства (табл. 8).

Амперметр Э-527 и сопротивление ПЭВ-25 680 Ом применяются при испытаниях УЗО с диф-

ференциальным током отключения до 300 мА. Миллиамперметр Э-535 и сопротивление ПЭВ-25 2,7 кОм применяются при испытаниях УЗО с дифференциальным током отключения до 30 мА.

8. Требования к погрешности измерений

Точность измерений определяется классом точности применяемых приборов, который должен быть не ниже 0,5.

9. Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к выполнению измерений проводят следующие работы:

9.1. Подключить источник питания с соблюдением полярности, т.е. фазный и нулевой рабочие проводники должны быть подключены к соответствующим клеммам УЗО.

9.2. Питание УЗО при измерениях может осуществляться как по постоянной схеме, так и от постороннего источника питания.

9.3. Для достижения необходимой точности измерения цепь нагрузки должна быть отключена.

9.4. Если в цепи нагрузки отсутствует коммутационный аппарат или установлен однофазный, то отключение цепи нагрузки производится отсоединением проводников от клемм УЗО.

9.5. В цепи нагрузки не должно быть соединения нулевого рабочего и нулевого защитного проводников.

9.6. Собрать схему для проведения измерений приведенную в Приложении 1 (рис. 1).

10. Последовательность и порядок выполнения испытаний (измерений)

При выполнении измерений выполняют следующие операции:

10.1. Проверяют обоснованность выбора зоны защиты УЗО.

Визуально проверяется соответствие смонтированной схемы УЗО проекту. Осмотр выполняется на полностью смонтированной и предъявляемой к сдаче электроустановке. При визуальном осмотре производится:

- проверка правильности установки УЗО в схеме электроустановки;
- отсутствие видимых повреждений УЗО;
- проверка соответствия монтажа утвержденной схеме электроустановки;
- проверка фазировки подключенных к УЗО проводников (фазных и нулевого), фазные и нулевые рабочие проводники должны иметь цветовую маркировку в соответствии с НД;

– проверка соблюдения полярности при подключении УЗО к источнику питания;

– проверка соответствия типов и параметров УЗО проекту;

– проверка отсутствия соединения рабочего нулевого проводника (N) в зоне защиты УЗО с защитным проводником (PE), а также с корпусами электрооборудования и повторным заземлением;

– проверка надежности затяжки контактных зажимов УЗО и аппаратов защиты от сверхтоков.

10.2. Определение порога срабатывания (дифференциального отключающего тока – I_{Δ}) УЗО:

10.2.1. Отключить от установленного в электроустановке УЗО цепь нагрузки с помощью двухполюсного автоматического выключателя. В том случае, если в электроустановке применен однополюсный автоматический выключатель, при выполнении данного измерения для достижения необходимой точности необходимо отсоединить и нулевой рабочий проводник.

10.2.2. С помощью гибких проводников подключить к указанным на схеме клеммам УЗО измерительную цепь с переменным резистором и миллиамперметром. Переменный резистор первоначально должен находиться в положении максимального сопротивления.

10.2.3. Плавно снижать сопротивление резистора.

10.2.4. Зафиксировать показание миллиамперметра в момент срабатывания УЗО. Зафиксированное значение тока является отключающим дифференциальным током – I_{Δ} данного экземпляра УЗО, которое, согласно требованиям стандарта ГОСТ Р 50807-95, должно находиться в диапазоне $0,5I_{\Delta n} - I_{\Delta n}$. В том случае, если значение I_{Δ} выходит за границы данного диапазона, УЗО подлежит замене.

10.3. Измерение тока утечки в зоне защиты УЗО.

Измерение тока утечки по данной методике возможно только при условии применения электромеханических УЗО, например АСТРО*УЗО, поскольку электромеханические УЗО обладают высокой стабильностью ($\pm 5\%$) значения отключающего тока – I_D (порога срабатывания):

10.3.1. Подключить к УЗО цепь нагрузки с помощью автоматического выключателя.

10.3.2. С помощью гибких проводников подключить к указанным на схеме клеммам УЗО измерительную цепь с переменным резистором и миллиамперметром. Переменный резистор первоначально должен находиться в положении максимального сопротивления.

10.3.3. Плавно снижать сопротивление переменного резистора.

10.3.4. Зафиксировать показание миллиамперметра в момент срабатывания УЗО – $I_{изм}$. За-

фиксированное значение тока $I_{изм}$, используется для расчета $I_{ут}$ по следующей формуле:

$$I_{ут} = I_D - I_{изм}$$

где $I_{ут}$ – ток утечки в зоне защиты УЗО, мА;
 I_D – значение отключающего тока, используемого для данного измерения УЗО, мА;

$I_{изм}$ – зафиксированное миллиамперметром значение тока, мА.

Значение $I_{ут}$ является искомым «фоновым» током утечки данной электроустановки.

10.4. Выявление дефектных цепей электроустановки.

Если определенное по данной методике значение тока утечки $I_{ут}$ в зоне защиты УЗО превышает $1/3$ номинального отключающего дифференциального тока УЗО, то это означает, что в зоне защиты имеется дефектная цепь. Для обнаружения дефектных цепей электроустановки проводят измерение тока утечки по вышеизложенной методике с последовательным отключением электрических цепей и электроприемников. После устранения дефекта изоляции, являющегося причиной повышенного тока утечки, необходимо провести повторное измерение тока утечки в электроустановке.

10.5. Общая работоспособность УЗО выполняется десятикратным нажатием на кнопку «Тест» устройства.

11. Обработка результатов измерений

Дифференциальный ток отключения УЗО с учетом погрешности определяется по формуле:

$$I = I_u + (I_u \cdot \delta_u / 100),$$

где I_u – показания прибора, мА;
 δ_u – относительная погрешность измерения, определяемая по формуле:

$$\delta_u = \sqrt{\delta_0^2 + \delta_1^2 + \delta_2^2} = \sqrt{0,5 + \delta_1^2},$$

где δ_0 – основная относительная погрешность миллиамперметра, равная $\pm 0,5\%$, δ_2 – дополнительная относительная погрешность при отклонении частоты на $\pm 10\%$ от пределов нормальной области частот, равная $\pm 0,5\%$, δ_1 – дополнительная относительная погрешность по температуре %,

$$\delta_1 = \pm \frac{20 - (T^0)}{10} \cdot 0,5,$$

где T^0 – температура окружающего воздуха при измерении.

12. Контроль точности результатов измерений

Контроль точности результатов измерений обеспечивается ежегодной поверкой приборов в органах Госстандарта РФ. Приборы должны иметь действующие свидетельства о госповерке. Выполнение измерений прибором с просроченным сроком поверки не допускается.

13. Оформление результатов измерений

13.1. Результаты проверки отражаются в протоколе соответствующей формы.

13.2. При заполнении протокола в графе «Вывод на соответствие требованиям» напротив каждого пункта вносить запись: «соответствует» или «не соответствует».

13.3. Перечень замеченных недостатков должен предъявляться заказчику для принятия мер по их устранению.

13.4. В протокол вносятся значения величин, рассчитанные с учетом погрешности измерений в соответствии с разделом 11 данной методики.

13.5. Протокол испытаний и измерений оформляется в виде электронного документа и хранится в соответствующей базе данных. Второй экземпляр протокола распечатывается и хранится в архиве ЭТЛ.

13.6. Копии протоколов испытаний и измерений подлежат хранению в архиве электролаборатории не менее 6 лет.

14. Требования к квалификации персонала

К выполнению измерений и испытаний допускают лиц, прошедших специальное обучение и аттестацию с присвоением группы по электробезопасности не ниже III при работе в электроустановках до 1000 В, имеющих запись о допуске к испытаниям и измерениям в электроустановках до 1000 В.

Проверку работоспособности УЗО должен проводить только квалифицированный персонал по распоряжению в составе бригады, в количестве не менее 2 человек. Производитель работ должен иметь 5-й разряд, члены бригады – не ниже 4-го разряда.

15. Требования к обеспечению безопасности при выполнении измерений и экологической безопасности.

15.1. При проведении измерений необходимо руководствоваться требованиями Межотраслевых правил по охране труда (правила безопас-

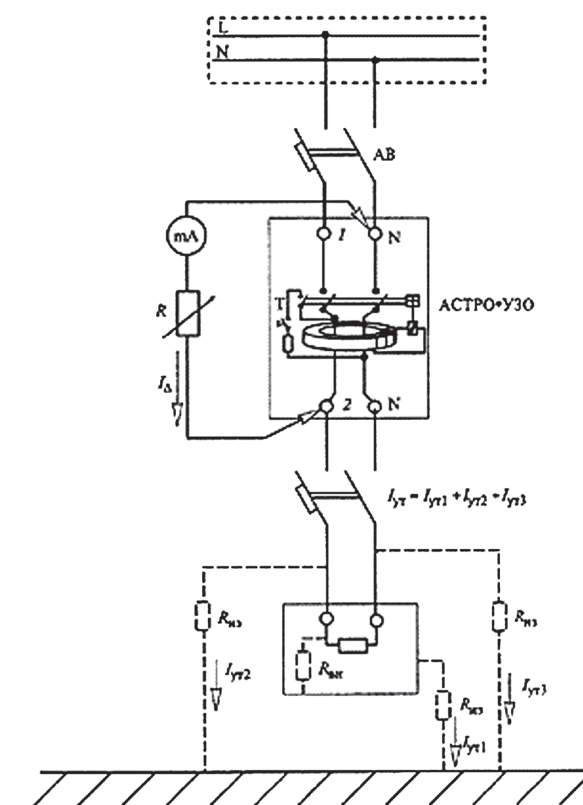


Рис 1. Схема измерения параметров УЗО

ности) при эксплуатации электроустановок потребителей.

15.2. Измерения производятся по распоряжению.

15.3. Перед началом работы в зоне измерений должны быть выполнены все организационные и технические мероприятия по технике безопасности, а именно:

- отключена проверяемая электроустановка;
- вывешены предупреждающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения и остаточного заряда на корпусе испытуемого оборудования указателем напряжения до 1000 В.

15.4. Если по условиям эксплуатации невозможно отключить питающее напряжение, допускается подключать прибор без снятия напряжения. В этом случае прибор необходимо одним зажимом надежно соединить с корпусом контролируемого объекта, после чего второй зажим прибора подключить к фазному проводу. Подсоединение необходимо производить в диэлектрических перчатках.

15.5. Проверка работоспособности УЗО не наносит вреда для окружающей среды.



КОНТРОЛЬ ИЗОЛЯЦИИ, ОБНАРУЖЕНИЕ ЕЕ НЕИСПРАВНОСТЕЙ

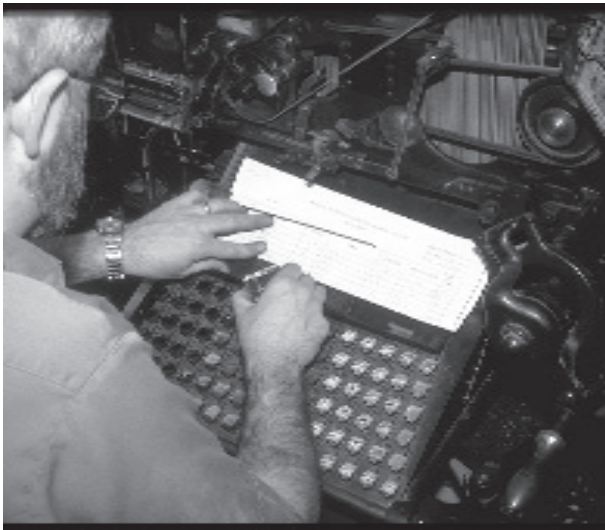
Режим работы электрической сети, изолированной от земли (режим изолированной нейтрали, ИТ-системы), широко применяется в электроустановках, требующих повышенной надежности энергоснабжения, и в особоопасных по условиям электропоражения. К таким электроустановкам относятся системы энергоснабжения медицинских учреждений, больниц, судов, железнодорожных предприятий, горной, нефтедобывающей, сталеплавильной, химической промышленности, испытательного, лабораторного, взрывоопасного производства и многие другие.

В электрических сетях и электроустановках, изолированных от земли, условия электробезопасности и надежности энергоснабжения в значительной мере определяются состоянием изоляции, ее сопротивлением и емкостью относительно земли. Для обеспечения требуемого уровня сопротивления изоляции в электрической сети или конкретной электроустановке правила предписывают ведение непрерывного автоматического контроля (мониторинга) сопротивления изоляции, осуществляемого устройствами контроля изоляции.

Поскольку в таких сетях условия электробезопасности могут быть обеспечены высоким сопротивлением изоляции, применение УЗО не всегда оправдано, хотя в отдельных случаях может оказаться необходимым.

Функции устройства контроля изоляции зак-





лючаются в измерении сопротивления изоляции сетей под рабочим напряжением и при включенных токоприемниках, в оценке результатов измерения путем сравнения с уставкой, задаваемой, как правило, по условиям электробезопасности, и, в случае необходимости, при включении сигнализации или воздействии на отключающий аппарат.

Таким образом, устройство контроля изоляции осуществляет «защиту человека изоляцией цепей электроустановки», путем ведения непрерывного измерения сопротивления изоляции с целью поддержания его значения на уровне, обеспечивающем условия электробезопасности.

Вышеизложенное означает, что контроль изоляции является, необходимым, но не достаточным условием для обеспечения условий электробезопасности. Достаточными условиями могут быть: поддержание сопротивления изоляции на уровне выше критического, защитное отключение и т.п.

По назначению устройства контроля изоляции можно разделить на группы:

А – устройства автоматического (непрерывного) контроля сопротивления изоляции сети или установки относительно земли;

Б – инспекторские приборы для периодических контрольных измерений сопротивления изоляции в рабочем режиме сети;

В – устройства селективного обнаружения в разветвленных электрических сетях присоединения (фидера) с пониженным уровнем сопротивления изоляции.

В настоящее время в России и за рубежом выпускаются устройства контроля изоляции, отличающиеся друг от друга принципом действия, конструктивными решениями, областью применения, надежностью работы.

Лидирующее положение в данной области производства занимает германская фирма Bender GmbH, имеющая филиалы и дочерние фирмы во многих странах мира – США, Бразилии, Франции, Словакии, Южной Кореи и др.

Программа производства данной фирмы включает в себя устройства контроля изоляции для сетей переменного тока напряжением до 690 В, сетей постоянного тока до 500 В, смешанных (переменного и постоянного тока), отключенных (включаемых периодически), устройства поиска поврежденных присоединений (фидеров) в разветвленных сетях переменного тока напряжением до 10 кВ и постоянного тока до 690 В и др.

Особое место в программе занимают установки резервированного электроснабжения медицинских учреждений, например, операционных и помещений экстремальной терапии.

Российское предприятие ОПЗ МЭИ освоило производство по лицензии фирмы «Bender» GmbH устройства автоматического контроля изоляции «АСТРО-ИЗО-470», имеющего следующие технические параметры:

- номинальное рабочее напряжение, 0–690 В;
 - частота переменного тока, 50–60 Гц;
 - диапазоны уставок по сопротивлению изоляции, 1–20 и 10–200 кОм;
 - сигнализация, на табло и дистанционная;
 - количество пар контактов исполнительного реле Н2;
 - исполнение, щитовое, на ДИН-рейке.
- Важное значение имеет выбор уставки уст-

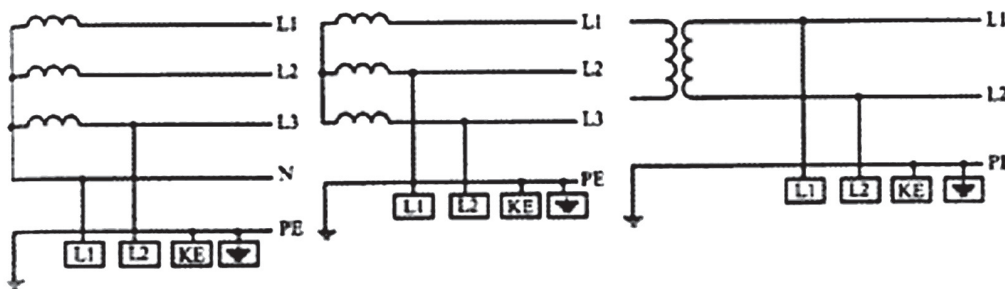


Рис. 1. Схемы подключения устройства контроля изоляции АСТРО-ИЗО



роиств автоматического контроля сопротивления изоляции.

Выбор уставки осуществляют по условиям электробезопасности или по устойчивому среднему уровню сопротивления изоляции сети относительно земли.

Одним из наиболее трудоемких и сложных мероприятий в практике эксплуатации сетей с изолированной нейтралью является выявление фидера с пониженным сопротивлением изоляции. Существует класс приборов (RCM – residual current monitor – устройство контроля дифференциального тока), стационарных, с токовыми датчиками на присоединениях, и переносных, в виде токоискательных клещей, позволяющих осуществлять селективный контроль изоляции.

Селективным (избирательным) принято называть действие защитного устройства, обеспечивающее отключение только поврежденного участка сети или элемента электрооборудования посредством ближайших к нему выключателей. Алгоритм селективного отключения присоединений должен быть составлен с учетом конфигурации сетей, их разветвленности, категории электропитания и т.д.

Принцип селективности действия электрозащитного устройства может быть сформулирован в виде двух условий – необходимого и достаточного.

Необходимым (но не достаточным) условием селективности действия устройства является наличие у каждого контролируемого объекта (электрической цепи) датчика, контролирующего состояние сопротивления его изоляции.

Достаточным условием обеспечения селективности является выбор оптимального алгоритма опроса датчиков и команд на отключение аппаратов.

В качестве примера устройства поиска поврежденного присоединения в разветвленных сетях переменного тока напряжением до 10 кВ с системами заземления TN или IT можно привести прибор RCMS-470 производства вышеупомянутой фирмы «Bender», позволяющий вести постоянный контроль токов утечки в 12 фидерах одновременно. Для каждого из фидеров может быть задана соответствующая уставка по дифференциальному току. Выходной сигнал с прибора может быть подан либо на устройства сигнализации, либо на исполнительные устройства – выключатели.



**А. Гуртовцев,
В. Бордаев,
В. Чижонок**

НИЗКОВОЛЬТНЫЕ ОДНОФАЗНЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА. ИСПЫТАНИЯ, ВЫБОР, ПРИМЕНЕНИЕ

ПРИБОРНЫЙ НЕДОУЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Коммерческий учет электроэнергии с использованием измерительных трансформаторов тока (ТТ) в распределительных сетях 0,4 кВ энергосистем и у потребителей все последние годы строился на основе массового использования однофазных двухобмоточных трансформаторов тока класса 0,5 и индукционных трехэлементных электросчетчиков класса 2,0 (активной и/или реактивной энергии), каждый из которых своими токовыми (последовательными) цепями подключается через три однофазные ТТ, а параллельными цепями (напряжения) непосредственно, к соответствующим линиям низковольтной трехфазной четырехпроводной сети переменного тока (рис.1). В сетях напряжения более 0,4 кВ дополнительно используются измерительные трансформаторы напряжения, к которым подсоединяются параллельные цепи счетчиков.

Гарантируемая точность измерений в реальных условиях применения указанных средств определяется пределом допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса – счетчика совместно с тремя ТТ. Составляющими этой погрешности являются систематические и случайные основные токовые и угловые погрешности ТТ и счетчика, а также их дополнительные погрешности, обусловленные действием различных влияющих факторов. Графики зависимости модуля максимальной относительной погрешности δ измерительных комплексов в зависимости от отношения действительного первичного тока к номинальному (I/I_N) для счетчиков и ТТ соответствующих классов точности (рис.2), составляющие погрешности рассчитаны исходя из фактических условий применения и с учетом влияющих величин (изменение напряжения – 5%; изменение температуры – 5Co , изменение частоты – 1%, $\cos \varphi=0,8$). При изменении в процессе эксплуатации точностных характеристик счетчи-

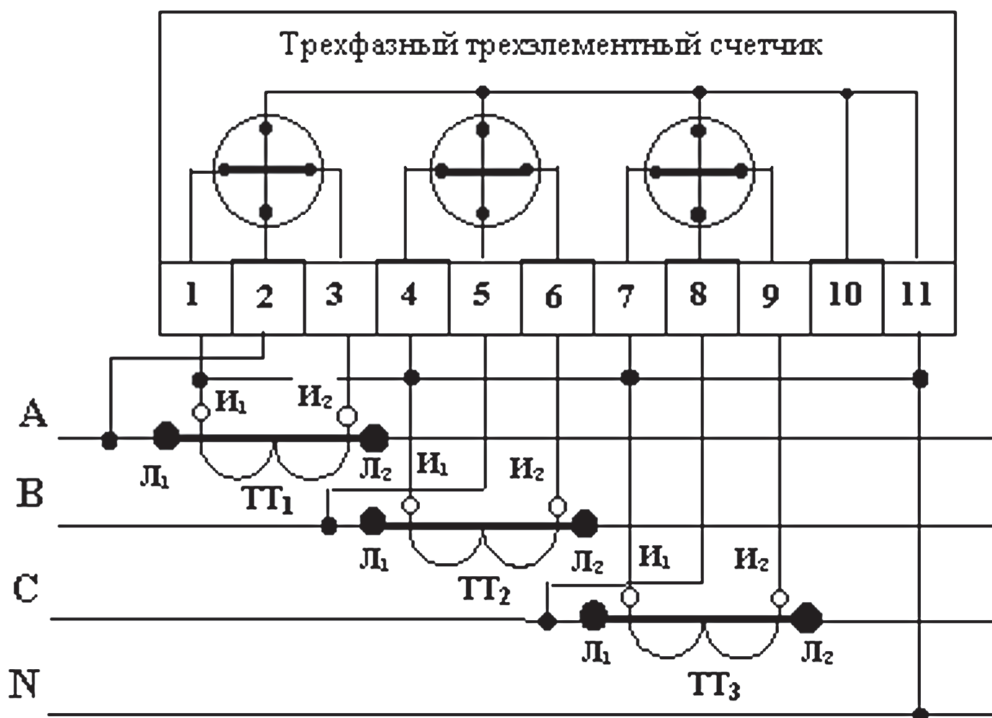


Рис. 1. Схема подключения счетчика через ТТ

ков и ТТ погрешность может возрасти до 10–15% (отрицательная погрешность индукционного счетчика ежегодно увеличивается на 1–1,5%).

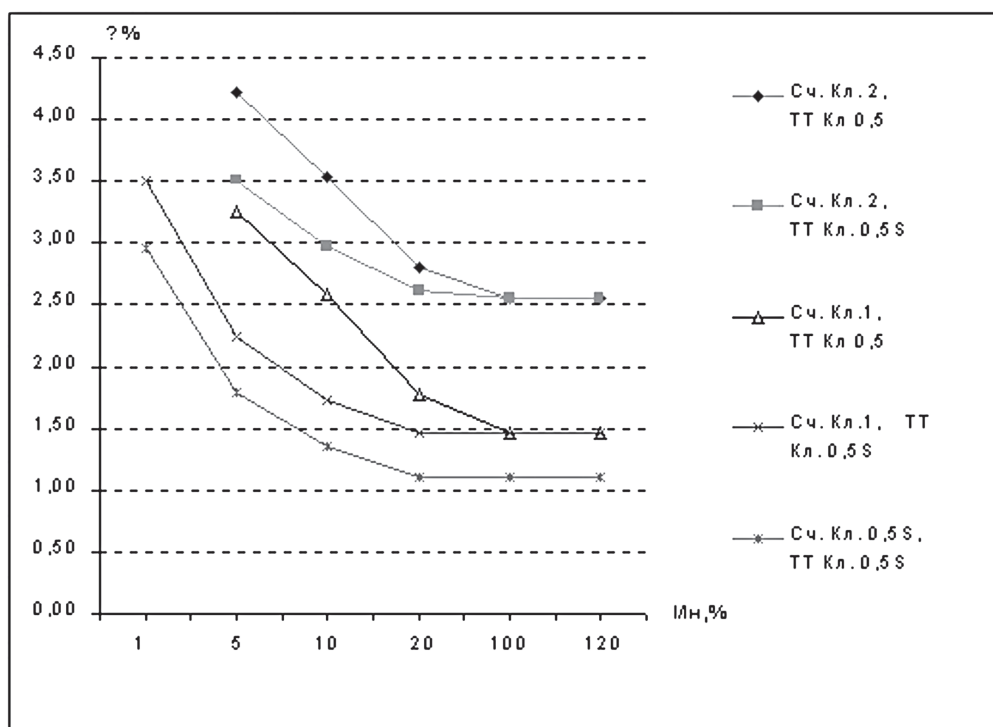
В условиях спада и значительных колебаний нагрузки потребителей рассмотренный учет отличается большой погрешностью, что в целом приводит к приборному недоучету электроэнергии и росту коммерческих потерь. В районах электрических сетей (РЭС) часто фиксируются небалансы в 20% и более по электроэнергии, полученной на подстанциях РЭСа по стороне высшего напряжения, и электроэнергии, отданной потребителям по стороне низшего напряжения. Иногда складывается парадоксальная ситуация, при которой потребитель потребляет электроэнергию, у него работают маломощные электроустановки и освещение, а счетчики энергосистемы фиксируют нулевое потребление. По различным оценкам, доля коммерческих потерь электроэнергии, которая определяется приборным недоучетом (погрешностями измерительных средств, их неправильным выбором и эксплуатацией), достигает 25–30% всех коммерческих потерь.

Выход из сложившегося положения заключается, с одной стороны, в замене малочувствительных и неточных индукционных счетчиков электронными и замене ТТ класса 0,5 (обеспечивают

пределы допускаемых погрешностей в диапазонах изменения первичного тока I_1 в процентах от первичного номинального тока $I_{1н}$: токовую погрешность 0,5% при 100–120% $I_{1н}$, 0,75% при 20–100% $I_{1н}$ и 1,5% при 5–20% $I_{1н}$; при токе, меньшем 5% $I_{1н}$ погрешность не нормируется) на ТТ класса 0,5S, которые обеспечивают более низкие пределы допускаемых погрешностей в большем диапазоне изменения первичного тока (токовая погрешность составляет 0,5% при 20–120% $I_{1н}$, 0,75 при 5–20% $I_{1н}$ и 1,5% при 1–5% $I_{1н}$), а, с другой стороны, в правильном выборе моделей ТТ и их грамотной эксплуатации.

ПРОБЛЕМА ВЫБОРА МОДЕЛЕЙ ТТ

На рынке средств измерения и учета электроэнергии обычно представлены десятки разных моделей ТТ, которые предлагают различные изготовители или их представители. Все эти изделия во многом близки по своим декларируемым техническим характеристикам, но фактически, как показывают испытания и опыт эксплуатации, не равноценны в долговременной перспективе для экономичного, достоверного и точного учета электроэнергии в энергосистемах и у потребителей. В рекламной и техниче-



кой документации практически всех изготовителей отсутствуют многие сведения и характеристики ТТ, которые интересны квалифицированному пользователю и могли бы существенно повлиять на выбор ТТ при их закупке для нужд энергосистемы и потребителей.

К таким дополнительным сведениям, в частности, относятся:

а) графики токовых и угловых погрешностей ТТ при различных значениях первичных токов и нагрузках вторичной цепи (они демонстрируют для ТТ, во-первых, технологический запас по классу точности, во-вторых, тип погрешности – систематический или случайный, положительный или отрицательный, в-третьих, тенденции изменения погрешностей);

б) графики токовых и угловых погрешностей ТТ с учетом влияющих эксплуатационных факторов – намагничивания постоянным током, действия повышенной температуры внешней среды, вибрации, времени эксплуатации (одни из этих факторов могут способствовать хищению электроэнергии, а другие влияют на метрологические характеристики ТТ в длительной перспективе);

в) потери электроэнергии в обмотках ТТ и в сердечнике на вихревые токи и перемещение магнитного потока (позволяют рассчитать суммарные технические потери электроэнергии на приборный учет по энергосистеме в целом);

При выборе моделей ТТ для массового использования в энергосистеме, когда счет изделий идет на тысячи и десятки тысяч штук, причем все приобретаемые ТТ должны определять достоверный и точный учет в течение десятилетий, остро стоит вопрос как о доверии к декларируемым характеристикам различных моделей ТТ, так и об их скрытых качествах, которые могут выявиться только в процессе испытаний или длительной эксплуатации. В этих условиях решение можно и должны принять только после проведения независимых испытаний предлагаемых образцов ТТ.

Испытания ТТ

Испытания проводились согласно утвержденной программе испытаний для каждого представленного образца ТТ (всего 25 образцов четырех изготовителей из четырех стран) по следующим четырем пунктам:

а) определение токовых и угловых погрешностей в рабочих условиях применения во всем диапазоне изменения первичного тока (1; 5; 20; 100; 120)% $I_{1н}$;

б) определение токовых и угловых погрешностей при изменении полной мощности нагрузки вторичной цепи S_2 в диапазоне (25; 50; 75; 100)% от номинальной мощности $S_{2н}$ при $\cos \varphi = 0,8$ и при $S_2 = 0$;

в) определение токовых и угловых погрешностей после разового намагничивания сердечника постоянным током через обмотку ТТ;

г) проверка требований к конструкции ТТ (по монтажу, защите от несанкционированного доступа, маркировке и типу сердечника – всего 12 позиций).

Цель испытаний – определение соответствия декларируемых изготовителем характеристик ТТ фактическим характеристикам отобранных образцов и определение зависимости метрологических характеристик образцов от воздействующих факторов, вероятных в процессе эксплуатации (в частности, от намагничивания постоянным током).

На испытания были представлены следующие образцы ТТ:

а) TAL-0,72 № 3 литовской фирмы ЗАО «Elfita» с номинальными коэффициентами трансформации $K_n = I_{1н} / I_{2н} = I_{1н} / 5A$ – 100/5, 150/5, 200/5, 300/5, 400/5, 600/5 – всего 8 образцов;

б) Т- 0,66 УЗ украинской фирмы ЗАО «Завод измерительных приборов «Днепр» номиналов 50/5, 75/5, 100/5, 150/5, 200/5, 300/5, 400/5, 500/5, 600/5 – всего 9 образцов;

в) Т- 0,66 УЗ российской фирмы ОАО «Самарский трансформатор» номинала 300/5 – один образец;

г) Т- 0,66 УЗ белорусского предприятия РУП «Минский электротехнический завод им. Козлова» номиналов 50/5, 75/5, 100/5, 150/5, 200/5, 300/5, 400/5 – всего 7 образцов.

Характерные графики токовых и угловых погрешностей отдельных образцов ТТ, полученные в процессе испытаний, приведены на рис.3,..., рис.6, а сравнительные конструктивные параметры ТТ представлены в табл. 1.

Результаты испытаний:

а) TAL-0,72 N3 (Литва) – образцы соответствуют требованиям ГОСТа при отсутствии влияющих факторов, но при разовом намагничивании постоянным током погрешность, как токовая, так и угловая (в первую очередь токовая), возрастает в 1,22,5 раза сверх допустимой в отрицательную сторону в диапазоне первичного тока I_1 от 1% до (15-50)% $I_{1н}$ для всех образцов (конкретная величина превышения погрешности зависит от образца ТТ);

б) Т- 0,66 УЗ (Украина) – все образцы соответствуют требованиям ГОСТа и устойчивы к намагничиванию постоянным током;

в) Т- 0,66 УЗ (Россия) – образец соответствует требованиям ГОСТа при отсутствии влияющих факторов, но при разовом намагничивании постоянным током токовая погрешность возрастает в 2 раза сверх допустимой в отрицательную сторону в области первичного тока I_1 от 1% до 8% $I_{1н}$;



г) Т- 0,66 УЗ (Беларусь) – образцы соответствуют требованиям ГОСТа при отсутствии влияющих факторов, но при разовом намагничивании постоянным током погрешность возрастает в 22,5 раза сверх допустимой в отрицательную сторону в области первичного тока I_1 от 1% до (5-15)% $I_{1н}$ для всех образцов, хотя величина превышения погрешности зависит от конкретного образца ТТ.

Таким образом, главный вывод по результатам испытаний – все представленные на испытания образцы ТТ соответствуют требованиям ГОСТ 7746-2001 при отсутствии влияющих факторов. Только ТТ ЗАО «Днепр» устойчивы к влияющему фактору намагничивания сердечника постоянным током, который в условиях эксплуатации может служить фактором хищения электроэнергии, поскольку он увеличивает в 2–2,5 раза отрицательную токовую погрешность ИТТ в области нагрузки потребителя, меньшей 50% от номинальной. Следует отметить, что устойчивость ТТ ЗАО «Днепр» к намагничиванию постоянным током вытекает из свойств материала их сердечников – нанокристаллического сплава. Сердечники всех других представленных на испытания ТТ изготовлены из обычной магнитомягкой электротехнической кремнистой стали – сплава железа с кремнием ($Si < 4,8\%$).

Особенности и характеристики нанокристаллических сплавов как основы современных магнитопроводов для ТТ

В трансформаторах ЗАО «Днепр» (производство ТТ осуществляется с 2001 года) использован сердечник, свитый под натягом из ленты тол-



щиной 20 мкм, выполненной из нанокристаллического сплава семейства «FINEMET» системы элементов Fe-B (такие сплавы начали применяться в конце 80-х годов прошлого столетия в электротехнической промышленности США и Японии, а в начале 90-х годов их производство освоено в России на Урале и на Украине). Иногда такие сплавы называют аморфными, или металлическими стеклами.

Эти быстрозакаленные ферромагнитные сплавы на основе железа (73,5%), кремния (13,5%), бора (9%), ниобия (3%) и меди (1%) получают путем разлива расплава на поверхность вращающегося с большой скоростью валька-холодильника. При высокой скорости охлаждения (до 1 миллиона градусов в секунду) в сплаве толщиной 0,025–0,03 мм резко замедляется тепловое движение атомов, они теряют способность менять своих соседей и формировать крупнокристаллическую решетку – кристаллы – и соответствующие им домены не успевают вырасти – сплав приобретает аморфный, нанокристаллический характер, при котором размеры кристаллов и доменов в тысячи раз меньше обычных. В настоящее время получены десятки различных сплавов в аморфном состоянии, причем у некоторых из них процесс кристаллизации удается подавить при существенно меньших скоростях охлаждения (тысячи и даже сотни градусов в секунду).

Нанокристаллические сплавы, подобно пермаллоям лучших марок (например, суперпермаллою) – сплавам железа с никелем, характеризуются высокой магнитной проницаемостью μ в слабых полях (начальная $\mu_n = 40000 \dots 50000$ и максимальная μ_{max} до 600000, сравните с магнитной проницаемостью электротехнической стали – соответственно 400 и 8000), причем их магнитные характеристики более стойки и стабильны; высо-

кой магнитной индукцией насыщения ($B_s = 1,21,3 \text{ Тл}$ при $H = 800 \text{ А/м}$); низкой коэрцитивной силой ($H_c < 2,5 \text{ А/м}$. Для сравнения: у электротехнической стали $H_c = 65-100 \text{ А/м}$), т.е. очень узкой петлей гистерезиса; высоким удельным электрическим сопротивлением (1,6 мкОм • м – в 2,5 раза выше, чем у электротехнической стали, в связи с чем отпадает необходимость в изоляции слоев сердечника лаком, для этого достаточно оксидной пленки) и, соответственно, малыми потерями на вихревые токи (менее 5 Вт/кг при $f = 20 \text{ кГц}$); близкой к нулю магнитострикцией, устойчивостью к магнитному износу – сохраняют свои магнитные свойства при нормальной температуре не менее 100 лет, а при температуре + 500 °С – не менее 50 лет (заметим, что периодические в процессе эксплуатации проверки ТТ на сердечниках из электротехнической стали приводят к браковке, по различным источникам, от 20 до 80% ТТ – из-за ухода их метрологических характеристик в связи с износом сердечников). В зависимости от типа термообработки после закалки они могут обладать прямоугольной (коэффициент прямоугольности $B_r/B_s = 0,20,9$), линейной или округлой петлей гистерезиса. Температура точки Кюри для них 570 °С (для нанокристаллического сплава типа 5БДСР, содержащего дополнительно кобальт, молибден и хром, точка Кюри – 350 °С), а максимальная температура длительного применения составляет 240 °С.

В лентах аморфных сплавов отсутствует кристаллическая магнитная анизотропия, но сохраняется наведенная магнитная анизотропия, что позволяет формировать магнитную структуру после отжига и охлаждения в магнитном поле в любом направлении ленты и тем самым получать магнитопроводы с заданными магнитными свойствами. Магнитные вихревые потери в таких магнитопроводах в 4–10 раз меньше, чем в сердечниках из электротехнической стали. За счет высоких магнитных свойств сердечников удается снизить их габариты и, соответственно, затраты провода на вторичную обмотку, что дополнительно уменьшает электрические потери в меди.

Эти магнитопроводы позволяют достичь высокой линейности кривой намагниченности в диапазоне 1–120% первичного номинального тока ТТ и 0–100% номинальной вторичной нагрузки.

Качественная связь между погрешностями ТТ и свойствами их магнитопроводов

Нормальным режимом работы ТТ является режим короткого замыкания (КЗ) его вторичной цепи (например, для ТТ с номинальной мощностью вторичной нагрузки $S_{2n} = 5 \text{ ВА}$ и номинальным вторичным током $I_{2n} = 5 \text{ А}$, максимальная внешняя

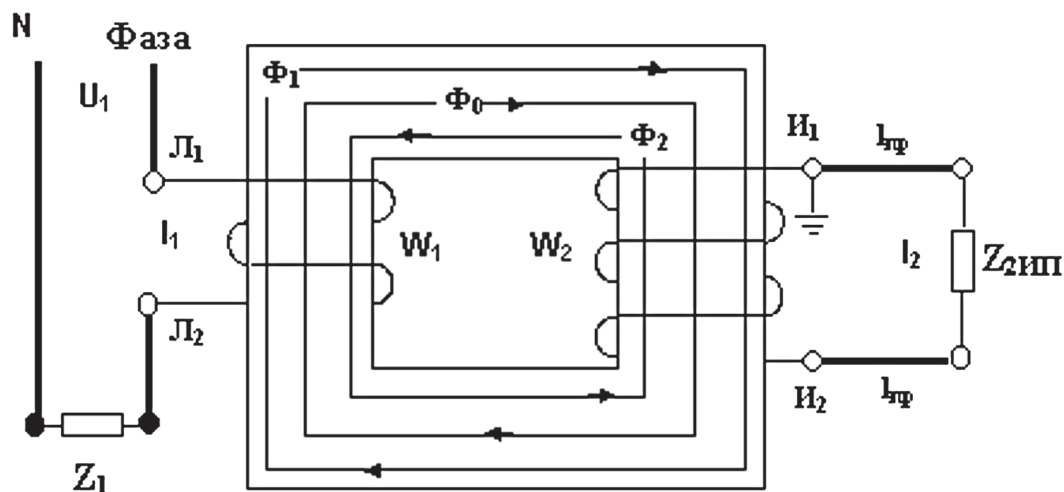


Рис. 2. Схема процессов взаимосвязи первичной и вторичной цепей ТТ ($W_1 \ll W_2$, где W – количество витков)

нагрузка во вторичной цепи не должна превышать номинальную: $Z_{2\max} < Z_{2н} = S_{2н} / I_{2н} = 5 / 52 = 0,2$ Ом). Максимальная нагрузка вторичной цепи $Z_{2\max}$ равна сумме сопротивлений проводов $Z_{2пр}$ (в режиме КЗ нельзя пренебрегать сопротивлением проводов) и сопротивления $Z_{2ИП}$ последовательных цепей подключаемых к ТТ измерительных приборов: $Z_{2\max} = Z_{2пр} + Z_{2ИП}$. В этом режиме по вторичной цепи ТТ проходит индуцированный ток I_2 , который своей магнитодвижущей силой создает в магнитопроводе вторичный поток магнитной индукции Φ_2 , направленный по закону электромагнитной индукции встречно потоку магнитной индукции Φ_1 , генерируемого магнитодвижущей силой тока первичной цепи (рис.7). В результате в сердечнике в стационарном режиме устанавливается сравнительно слабый суммарный номинальный поток магнитной индукции $\Phi_0 = \Phi_1 - \Phi_2$ (он составляет 2–3% от Φ_1), который индуцирует во вторичной обмотке небольшую ЭДС (не более 1 В), поддерживающую ток во вторичной цепи в диапазоне (0–100)% от номинального тока $I_{2н}$, – пропорциональный значению тока первичной цепи $I_1 = (1-100)\% I_{1н}$. Ток первичной цепи не зависит от нагрузки вторичной цепи и может изменяться от нуля до номинального, а в случае короткого замыкания в первичной цепи ($Z_1=0$) превосходить номинальный в десятки раз. В этом случае безопасность вторичных цепей и их нагрузки обеспечиваются за счет вхождения сердечника ТТ в насыщение – при этом допустимая перегрузка определяется коэффициентом безопасности ТТ, равным обычно 2–3.

Если вторичную цепь ТТ разомкнуть (аварийный режим), то исчезновение вторичного тока I_2 и созданного им магнитного потока Φ_2 приведет к

значительному возрастанию магнитного потока $\Phi_0 = \Phi_1$ от магнитодвижущей силы тока первичной цепи и, соответственно, увеличению ЭДС во вторичной обмотке (до нескольких киловольт), что может вызвать пробой изоляции и опасность поражения током для обслуживающего персонала. Кроме того, при большом магнитном потоке, существенно отличающемся от номинального, резко увеличиваются потери в сердечнике, трансформатор начинает вибрировать (гудеть) и нагреваться, что является, в частности, одной из причин раннего износа его магнитопровода. Поэтому при эксплуатации нельзя допускать разрыва вторичной цепи ТТ при наличии нагрузки у абонента ($Z_1 \neq 0$), а при необходимости замены счетчика, подключенного к ТТ, вторичную обмотку ТТ необходимо предварительно закоротить (современные ТТ содержат для этого во вторичной цепи спаренные клеммы).

Из теории работы ТТ следует, что его погрешности (токовая погрешность, или погрешность действительного коэффициента трансформации, и угловая погрешность – разность фаз между токами первичной и вторичной цепи) определяются двумя факторами: ограниченной магнитной проницаемостью μ магнитопровода и конечным, ненулевым значением величины вторичной нагрузки. Если бы магнитная проницаемость μ сердечника была бы бесконечной (что означало бы, что его магнитное сопротивление равно нулю), или вторичная нагрузка нулевой (режим полного короткого замыкания), то погрешности были бы нулевыми. На практике не выполняются оба условия.

Вместе с тем погрешности ТТ тем меньше, чем меньше магнитное сопротивление магнитопровода, т.е. больше магнитная проницаемость

μ материала, больше сечение сердечника и меньше его длина, а также чем меньше его вторичная нагрузка. Важно учитывать, что магнитная проницаемость μ ферромагнитного материала, вообще говоря, зависит от напряженности магнитного поля (в зависимости от ее величины можно говорить о слабых, средних и сильных полях) и график этой зависимости имеет колоколообразный вид: с малым значением $\mu_{\text{н}}$ в малых полях, максимальным значением μ_{max} в средних полях и опять же минимальным значением в сильных полях. Поскольку ТТ работают в установившемся режиме в малых полях, то для них существенно использование материала не только с большой максимальной магнитной проницаемостью, но и с высокой начальной магнитной проницаемостью.

Эти качества сполна обеспечивают нанокристаллические сплавы. Именно высокой начальной магнитной проницаемостью, линейностью характеристик намагничивания и узкой петлей гистерезиса объясняется устойчивость метрологических характеристик ТТ с магнитопроводами из нанокристаллических сплавов к намагничиванию постоянным током: полное перемагничивание сердечника при подаче переменного тока происходит у них уже при малой напряженности магнитного поля и значениях первичного тока 1–2% $I_{\text{н}}$. Для сердечников же из электротехнической стали этого добиться тяжело даже за счет увеличения сечения магнитопровода. В целом нанокристаллические сердечники характеризуются меньшей материалоемкостью, габаритами и весом по сравнению с сердечниками из электротехнической стали для аналогичных по номенклатуре ТТ.

ТРЕБОВАНИЯ К МОНТАЖУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ ТТ

Из вышеизложенного следует важность снижения вторичной нагрузки ТТ для обеспечения его штатных метрологических характеристик. Для многих моделей низковольтных ТТ номинальная вторичная нагрузка равна 5 ВА, или 0,2 Ом (при номинальном токе 5А). Это означает, во-первых,

что во вторичную цепь можно включать только нагрузку (последовательные цепи счетчика, ваттметра, фазометра, амперметры), согласованную с нагрузкой ТТ ($Z_{\text{ИП}} < Z_{\text{н}}$), и, во-вторых, что соединительные провода от клемм вторичной цепи ТТ до клемм измерительных приборов должны иметь минимальное сопротивление (чем меньше, тем лучше), т.е. ограниченную длину l (м), большое сечение S (мм²), где $S = \pi d^2/4$ для круглого провода диаметром d , и выполняться не алюминиевыми (удельное сопротивление $\rho \approx 0,027$ Ом·мм²/м), а медными проводами (удельное сопротивление $\rho \approx 0,0175$ Ом·мм²/м – в 1,5 раза меньше). Сопротивление проводов может быть просчитано по формуле $R = \rho l/S$ и должно быть указано в паспорте точки коммерческого учета.

Ниж (табл. 1) справочно приводятся значения сопротивлений пар медных проводов в зависимости от сечения провода S (мм²) и расстояния l (м) от ТТ до клемм токовых цепей счетчика. В случае использования вместо медных проводов алюминиевых аналогичного сечения приведенные величины следует увеличить в полтора раза. При номинальном вторичном токе $I_{\text{н}}=5\text{А}$ мощность потерь электроэнергии в проводах ($P=I_{\text{н}}^2 R$), находится в диапазоне от 0,25ВА (при $R=0,01$ Ом) до 22 ВА (при 0,88 Ом).

При использовании ТТ совместно с трехфазными индукционными электросчетчиками с номинальным вторичным током 5А (или 1А) потребляемая полная мощность в каждой токовой цепи при номинальных токе и частоте не должна превышать значений, приведенных в табл. 2 (в скобках указана номинальная нагрузка при $I_{\text{н}}=5\text{А}$).

Для электронных счетчиков классов 0,2S и 0,5S (ГОСТ 30206-94) полная потребляемая мощность каждой цепью тока при номинальном токе не должна превышать 1 ВА, а для электронных счетчиков классов 1 и 2 (ГОСТ 30207-94) – соответственно 4 и 2,5 ВА. В действительности у современных электронных счетчиков полная потребляемая мощность цепью тока не превышает 0,1–0,5 ВА, т.е. в 4–10 раз меньше, чем у индукционных.

Поэтому замена индукционных счетчиков

Таблица 1

Справочные данные сопротивлений линий связи от ТТ к счетчику

l/S (d мм)	1 мм ² (1,13)	1,5мм ² (1,38)	2 мм ² (1,6)	2,5 мм ² (1,78)	4 мм ² (2,26)	6 мм ² (2,76)	10 мм ² (3,57)	16 мм ² (4,5)
5м	0,18 Ом	0,12	0,09	0,07	0,05	0,03	0,02	0,01
10 м	0,35	0,23	0,18	0,14	0,09	0,06	0,04	0,02
15 м	0,53	0,35	0,27	0,21	0,13	0,09	0,05	0,03
20 м	0,7	0,47	0,35	0,28	0,18	0,12	0,07	0,04
25 м	0,88	0,59	0,44	0,35	0,22	0,15	0,09	0,06 Ом

электронными во всех случаях улучшает режим работы ТТ. Кроме того, следует иметь в виду, что если ко вторичной цепи одного и того же ТТ при использовании индукционных счетчиков нередко подключаются последовательно несколько токовых обмоток, например, токовые обмотки счетчиков приема активной и реактивной энергии, то при использовании электронного счетчика, измеряющего одновременно активную и реактивную энергию, к ТТ подключается только одна токовая цепь, что также снижает вторичную нагрузку на ТТ и улучшает его режим работы. Для повышения точности учета с применением ТТ следует правильно выбирать их номиналы по первичному току: номинальный ток должен соответствовать $(70-80)\%$ максимального рабочего тока $I_{н \approx 0,7-0,8} I_{1 \max}$ (такой выбор предупреждает увеличение погрешности на максимальных первичных токах в случае перегрузки вторичной цепи ТТ).

С переходом в коммерческом учете на использование электронных счетчиков снижаются требования к номинальной нагрузке ТТ: ее можно ограничить величиной 5 ВА (у ТТ для учета с индукционными счетчиками она составляла 10–20 ВА и более), что в конечном итоге пропорционально снижает технические потери электроэнергии на приборный учет. Это имеет особенное значение в связи с тем, что КПД ТТ (отношение активной мощности, отбираемой со вторичной обмотки трансформатора, к активной мощности, подводимой к первичной обмотке), по сравнению с КПД трансформаторов напряжения, низок из-за потерь в меди и магнитопроводе: КПД не достигает и 50% при номинальных токах. Нетрудно вычислить, что если в энергосистеме установлено 100 тыс. шт. ТТ, то экономия мощности на каждом только в 10 Вт даст суммарную экономию в 1 МВт, а годовая экономия электроэнергии составит 8760 МВт·ч, или около 350 тыс. долл. (из расчета 0,04 долл. за 1 кВт·ч).

В том случае, если, по условиям эксплуатации, необходимо разместить счетчики вдалеке от ТТ (например, в 25 метрах или далее), необходимо либо использовать ТТ с повышенной мощностью номинальной нагрузки, либо при той же мощ-

ности с номинальным током 1А (при этом допустимое максимальное внешнее сопротивление вторичной цепи увеличивается в 25 раз). В последнем случае необходимо соответственно применять и счетчики на номинальный ток не 5А, а 1А.

В заключение необходимо отметить, что высокие магнитные качества сердечников ТТ из нанокристаллических сплавов делают эти трансформаторы чувствительными по метрологическим характеристикам к повышению нагрузки (увеличению сопротивления нагрузки) во вторичной цепи ТТ сверх номинальной при максимальном первичном токе, что требует на практике жесткого выполнения всех вышеуказанных противоперегрузочных требований. Перегрузочные способности таких ТТ могут быть повышены за счет уменьшения сердечников, что не всегда экономически оправдано для изготовителя, поскольку сердечники из нанокристаллических сплавов в 1,5–2 раза дороже сердечников из электротехнической стали.

Выводы

ТТ на сердечниках из нанокристаллических сплавов имеют перед ТТ на сердечниках из электротехнической стали следующие преимущества:

- 1) устойчивость метрологических характеристик к намагничиванию постоянным током;
- 2) уменьшенные в 4–10 раз потери на вихревые токи и перемагничивание сердечника;
- 3) повышенный (двойной) технологический запас по классу точности;
- 4) более длительный срок службы с сохранением метрологических характеристик (и, тем самым, потенциально больший межповерочный интервал);
- 5) меньшие затраты материала на сердечник и медь, меньшие габариты, вес сердечника и вес ТТ в целом.

Указанные преимущества ТТ с нанокристаллическими сердечниками делают их более устойчивыми к хищениям электроэнергии (при нагрузках потребителя менее 50% номинальной) и росту коммерческих потерь, снижают технологические потери электроэнергии и эксплуатационные затраты.

Таблица 2

Потребляемая мощность токовой цепи индукционных счетчиков

Вид счетчика	Потребляемая мощность, не более ВА, (в зависимости от класса точности)			
	0,5	1,0	1,5	2,0
Активной энергии	4,0 (R=0,16 Ом)	1,2 (R=0,05 Ом)	-	0,6 (R=0,024 Ом)
Реактивной энергии	-	-	2,3 (R=0,09 Ом)	1,0 (R=0,04 Ом)



Ф. АНДРОНОВ,
заместитель генерального
директора компании
«Веза»

ЭФФЕКТИВНЫЕ СИСТЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДУЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ

Для многих видов современного производственного оборудования, используемого в различных отраслях промышленности, требуется построение специальных систем отвода избыточной тепловой энергии, выделяемой во время работы. В статье рассмотрены современные системы, позволяющие использовать эту энергию.

Наиболее часто можно утилизировать тепло в следующих процессах:

- конденсация во фреоновых и аммиачных холодильных машинах;
- работа гидравлических блоков силовых механизмов;

– остывание материалов в фильерах;

– охлаждение жидких технологических и пищевых продуктов;

– конденсация пара в замкнутом технологическом контуре котельных;

– охлаждение рубашек котлов, печей, двигателей, моторов, турбин, компрессоров и т.д.

Для перечисленных задач в диапазоне 50–5000 кВт существуют известные решения, которые можно назвать достаточно консервативными: водоохлаждаемые конденсаторы, водо-водяные, масло-водяные теплообменники. В комплексе

с указанными теплообменниками используются мокрые градирни и охлаждающие башни, а также проточные системы со сбросом воды в канализацию.

Мощности менее 50 кВт часто не утилизируются как отдельные источники тепла либо для этого применяются воздушные конденсаторы, когда имеется только холодильное оборудование либо накопительные баки с оборотной водой. Для мощностей свыше 5000, а часто уже и 1000 кВт используются мокрые градирни.

Очевидно, что у перечисленных выше способов отвода



тепла множество недостатков, основные из них – большое насосное хозяйство, разветвленные сети оборотной воды, коррозия круглый год и обмерзание в зимнее время, большие затраты на очистку и обслуживание всей системы. Кроме того, любая мокрая градирня – это высокая нагрузка на основание и постоянная необходимость подпитки системы водой высокого качества.

Наиболее эффективное и экономичное решение, которое можно предложить для любой из перечисленных задач, – это использование системы на базе агрегатов воздушного охлаждения (АВО) или наиболее современных модульных АВО (МАВО). Данные конструкции уже завоевали широкую популярность среди потребителей промышленного «холода» и тем не менее мало знакомы в других отраслях.

Принцип действия стандартной схемы на базе МАВО следующий. Тепловая нагрузка снимается теплоносителем, в качестве которого используется вода или инертные по отношению к меди незамерзающие водяные растворы на основе

этиленгликоля, пропиленгликоля, хлорида кальция и др. Насосная группа осуществляет принудительную циркуляцию теплоносителя через один или несколько специальных радиаторов на базе медно-алюминиевых теплообменников. Эти установливаемые на улице теплообменники снабжены специальными малошумными вентиляторами для продувки воздуха. Предельная температура, до которой можно теоретически охладить циркулирующую жидкость, стремится к температуре воздуха $T_{\text{возд}}$, измеряемой «сухим» термометром, однако реальная температура обычно выше, как минимум, на 1–3 °С. По сравнению с мокрыми градирнями это является единственным, но совсем не критичным недостатком. Ведь уличная температура, даже измеряемая «мокрым» термометром, особенно для приморских районов достигает +25–30 °С и разница в 5 °С с теоретически достижимой температурой жидкости $T_{\text{жидкости}}$ на выходе уже не имеет значения.

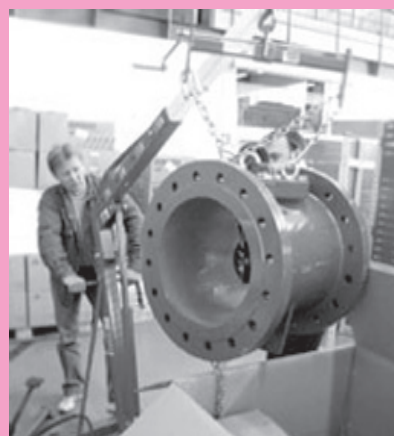
Конструкция агрегатов строится на основе средних (от 800 · 1000 до 1400 · 1200 мм) и

САМЫЙ БОЛЬШОЙ СЧЕТЧИК МЕТРОНИКИ

В сентябре 2004 г. компания «Эльстер Метроника» отгрузила четыре своих самых больших счетчика весом более 200 кг каждый.

Это счетчики воды типа Н4000, применяемые в системах холодного водоснабжения на промышленных объектах. Изготовлены в Германии на заводе ELSTER Messtechnik. Отдел учета воды и тепла компании «Эльстер Метроника» выполнил поставку для водоканала г. Нерюнгри.

Для эксплуатации счетчиков на водоканале были использованы практически все возможности данной модели. Счетчики рассчитаны на реверсивное измерение холодной воды с давлением 25 бар в трубопроводе диаметром 400 мм, оборудованы одновременно тремя импульсными выходами и полностью подготовлены для использования в автоматизированных системах учета. В пользу выбора этих счетчиков послужили также их оптимальная конструкция, неприхотливость в обслуживании и надежность в эксплуатации.



Продолжение на с. 60 >>

**В ЧЕЛЯБИНСКОЙ
ОБЛАСТИ НАЧАЛИ
ВЫПУСКАТЬ
ИЗОЛИРОВАННЫЕ
ТРУБЫ**

В августе 2004 года ООО «Снежинская компания энерго-сберегающих технологий» (СКЭТ) выпустила первую партию изолированных труб. На новом заводе смонтированы технологические линии по производству труб с изоляцией из пенополиуретана («труба в трубе», «скорлупа»), монтаж еще трех линий планируется завершить до конца года. Как сообщил гендиректор СКЭТ Игорь Сапрыкин, полномасштабная загрузка производственных мощностей начнется весной 2005 года, так как сейчас коммунальные предприятия (основные потребители продукции компании) уже завершают подготовку к новому отопительному сезону. К весне СКЭТ намерена завершить все пусконаладочные работы, выпуск опытных партий труб и формирование портфеля заказов. Проект по созданию в Снежинске производства изолированных труб осуществляется в рамках российско-американской программы «Инициатива «Атомные города» с апреля 2003 года. Его общая стоимость составляет 4-4,5 миллиона долларов США, в том числе вложения американской стороны – 2,7 миллиона долларов.

Продолжение на с. 61 >>

Таблица 1.

Вентилятор	Название модуля	Размер модуля, мм
Ф630	А	800*1000
Ф630	Б	1000*1000
Ф630	В	1200*1000
Ф800	Г	1200*1200
Ф800	Д	1200*1400

больших (до 2000 · 3000 мм) пластинчатых теплообменников. Теплообменники изготавливаются по стандартной технологии на основе медных трубок (Ф12,00 · 0,50 мм – медь М1) и цельных алюминиевых пластин (толщина до 0,25 мм). Максимальная рядность теплообменников составляет до 6 рядов, что вместе с шагом пластин 2,5 мм определяет необходимый напор, который должны создавать вентиляторы для продувки воздуха – 80–120 Па. Для удобства подбора и стандартизации изготовители стараются использовать типовые решения. Так, основными вентиляторами являются осевые вентиляторы производства Ziel-Abegg, Nicotra, Soler Palau с крыльчатками диаметром Ф630-800 мм и двигателями с 4–6–8 полюсами. Для уменьшения уровня шума изготавливаются вентиляторы в специальном исполнении с двигателями с 10–12 полюсами и скоростью вращения 300–

400 об./мин. Среднее значение уровня шума вентилятора составляет на расстоянии 5 метров 60–65 Дб, в маломощном исполнении – 45–50 Дб. Чтобы вентилятор с меньшими оборотами и, соответственно, напором мог продувать необходимый поток воздуха, применяют теплообменник с уменьшенным до 3–4 числом рядов трубок. Каждый вентилятор устанавливается в один модуль определенного размера, с увеличением диаметра вентилятора растет размер модуля.

Базовый размер модулей, изготавливаемых в виде конструкций МАВО.Д (драйкуллеры) и МАВО.К (конденсаторы), следующий (табл. 1).

Возможные исполнения по числу рядов – 3, 4, 6 – соответственно обозначение – 3Р, 4Р, 6Р.

Основные сочетания модулей по числу вентиляторов составляют 1 · 1, 2 · 1, 3 · 1 – для 1, 2, 3 вентиляторов, уста-



навливаемых в линию и соответственно 2·2, 3·2 – для 4 и 6 вентиляторов, устанавливаемых в две линии параллельно.

На основе нескольких базовых модулей разного размера могут собираться различные агрегаты с 1, 2, 3, 4, 6 модулями и обеспечиваться любые мощности с запасом не более 5% от расчетной. При изготовлении производится соединение модулей в один теплообменник, на который устанавливается заданное количество вентиляторов. Предельные размеры подобных конструкций достигают 15–18 метров в длину и 2,2–2,4 метра в ширину. Однако у таких больших конструкций имеется риск повреждения при доставке и монтаже. Несмотря на большие размеры, вес подобных агрегатов в сухом и рабочем виде небольшой. Так, самая большая из произведенных в 2002 году в Москве конструкций МАВО.Д.630.3·2.Б.6Р размером 3,3·2,1·1,0 м имеет вес менее 800 кг в полностью собранном виде. Агрегат имеет мощность отвода тепла 220 кВт в режиме работы на оборотной воде 40/45 °С с чиллером (7/12 °С) при уличной температуре $T_{\text{уличн}} = +30$ °С. Для удобства при изготовлении фреоновых конденсаторов МА-

ВО.К также осуществляется разбивка изделия на 2–3–4–контурные схемы в составе единого теплообменника, что позволяет объединять несколько одинаковых или разных тепловых нагрузок в пропорции 50 x 50%, 33 x 66%, 25 x 75%.

Управление и регулирование мощности отвода тепла в агрегатах МАВО происходит за счет изменения расхода воздуха. Необходимость такого управления связана с очень сильным ростом мощности при понижении уличной температуры, особенно зимой. Для поддержания постоянной мощности используют следующие решения. Самый простой вариант – дискретно выключать определенное количество вентиляторов, а также снижать скорость их работы при схеме питания моторов «звезда»/«треугольник». Более сложные схемы применимы для моторов с внешним ротором и позволяют плавно понижать частоту вращения за счет изменения напряжения питания специальными контроллерами, которые значительно дешевле, чем электронные регуляторы частоты. Особенно ответственные решения по управлению необходимы при использовании МАВО.Д для охлаждения замерзающих жидкостей (воды) при отрицательных температу-



В ЯРОСЛАВСКОЙ ОБЛАСТИ БУДУТ СОБИРАТЬ НЕМЕЦКИЕ КОТЕЛЬНЫЕ

В Ярославской области в 2005 году откроется завод по производству немецких котельных. Немецкая фирма Viessmann приняла решение построить сборочное производство котельных в Тутаеве или Рыбинске.

Продукция Viessmann – отопительные котлы и парогенераторы на жидком, газообразном и твердом топливе – давно интересует производителей и коммунальщиков. Теперь же первый заместитель губернатора Владимир Ковалев и заместитель губернатора Ярославской области Вячеслав Блатов во время последней поездки в Германию убедили Viessmann разместить в Ярославской области свое производство, используя традиционные дружественные связи с землей Гессен, где находится штаб-квартира Viessmann. «Финансировать строительство завода будет Viessmann, объем инвестиций – коммерческая тайна. Проектированием займется ГУП «Яржилкоммунпроект». Приблизительные сроки начала строительства – конец 2004 – начало 2005 годов. Первую продукцию в компании планируется выпустить к августу 2005 года. Срок окупаемости проекта – 5 лет. Таким же будет срок окупаемости самих котлов. Завод будет выпускать в год несколько сотен котлов мощностью от 0,5 до 7 МВт, стоить они будут от 3,5 до 9 млн руб.», – сообщил руководитель проекта по развитию производства в России ООО «Виссманн» Йенс Штанге. В области существует потребность в оборудовании Viessmann.

www.regnum.ru



рах. Разработка конкретной схемы управления всегда должна быть увязана с той задачей, для решения которой используется агрегат сухого охлаждения.

Рассмотрим конкретные примеры для оценки размера и типа применяемых агрегатов при решении разных задач.

Пример 1. Охлаждение машины непрерывного выпуска пластикового ПВХ-профиля.

При выпуске ПВХ-продукции существует несколько стадий технологического процесса, использующих охлажденную до 15 °С–25 °С воду. При этом охлаждение головки с фильерами, внутри которой находится расплав с температурой около +200 °С, – самый большой по доле теплоотвода процесс. Обычная мощность головки со встроенными электрическими нагревателями расплава – 20–30 кВт. При использовании для непрерывности процесса 2–3 головок мощность необходимого охлаждения составляет до 90 кВт.

По документации на линию, температура воды на входе/выходе из головки должна составлять +20 °С/+50 °С. Исходя из этого определяется расход воды, который составляет 2600 кг/час. В качестве условий работы сухого охладителя берется уличная температура до +15 °С. При температурах выше +15 °С потребуются использование холодильной машины «дожимающей» температуру до требуемой, или подмешивание холодной воды из артезианской скважины/водопровода. В результате подбора в специальной программе CUAL получен следующий вариант – MABO.Д.630.3 · 1.Б.6Р.4П.В. Это:

- модульный агрегат типа драйкуллер (сухая градирня) с вентилятором диаметром 630 мм;

- из трех модулей типа Б, общий размер фронта теплообменника 3000 · 1000 мм;

- 6-рядный теплообменник, 4-полюсный мотор 1,2 кВт · 1320 об./мин;

- вертикальное положение теплообменника (стоит на ребре). Данное изделие способно «сбросить» температуру воды с +50 °С до +20 °С при $T_{\text{уп}} = +18$ °С, заданном расходе 2600 кг/час и сопротивлении по жидкости менее 20 кПа.

Другое решение той же задачи выглядит так: MABO.Д.630.1 · 1.В.6Р.4П.Г. Это:

- модульный агрегат типа драйкуллер (сухая градирня) с вентилятором диаметром 630 мм;

- из одного модуля типа В, общий размер фронта теплообменника 1200 · 1000 мм;

- 6-рядный теплообменник, 4-полюсный мотор 1,2 кВт · 1320 об./мин;

- горизонтальное положение теплообменника (стоит как стол, поток воздуха вверх).

Этот более компактный и дешевый вариант способен «сбросить» температуру воды с +50 °С только до +22,5 °С при $T_{\text{уп}} = +10$ °С, заданном расходе 2600 кг/час и сопротивлении по жидкости менее 10 кПа. Фактически данный вариант не «дотягивает» 8% мощности (83 кВт вместо желаемых 90 кВт), но стоит почти в три раза дешевле.

Как видно из примеров, принципиально возможно очень компактное и легкое (менее 100 кг) решение довольно «дорогой» задачи, обычно полностью решаемой с использованием чиллера с потреблением 20–30 кВт компрессором, вместо 1,2–3,6 кВт вентиляторами MABO.Д. Однако уже при $T_{\text{уп}} = +20$ °С и выше польза от использования сухих охладителей уменьшается, их необходимо использовать с водоохлаждаемыми конденсаторами, например для тех же технологических чиллеров.

Пример 2. Охлаждение конденсатора технологической холодильной станции.

Все больше потребителей

сталкиваются с тем, что покупка блочного chillera со встроенным воздушным конденсатором оборачивается со временем проблемами. Например, мелкое оребрение конденсатора – 2 мм и менее – забивается пухом, что приводит к аварии компрессора. Из-за большого размера блока при протечке фреона трудно найти место утечки. Уровень шума вентиляторов оказывается высоким, а уменьшить обороты невозможно. Летом, когда +35 °С в тени и +40 °С на крыше, наступает «конец» – воздушный конденсатор почти невозможно «разогнать», остается только поливать водой. Какую альтернативу можно предложить?

Серьезная холодильная станция на 200–500 кВт и более также строится на базе компрессора и двух встроенных теплообменников, в которых хладагентом в испарителе и конденсаторе является вода. Охлаждение воды с температурой +45 °С/+50 °С, поступающей от конденсатора, и должен обеспечить сухой охладитель. Итак, необходимо отвести тепло мощностью 360 кВт, выделяемое с оборотной водой из конденсатора, $T_{\text{ул}} = +40$ °С, вода от конденсатора поступает с $T = +50$ °С – необходимо обеспечить охлаждение на 5 °С.

Расчет в программе дает следующий ответ:

М А -
ВО.Д.630.3 · 2.Б.6Р.4П.Г. – 3
штуки, мощность каждого 130
кВт при 22 т/час и сопротив-
лении 0,5 атм.

На улице необходимо разместить три сухих градирни с 6 вентиляторами размером 3300 · 2200 мм и высотой 1000 мм от земли (с учетом ножек).

Пример 3. Охлаждение газовой турбины на электростанции в летнее время.

Летом не всегда необходи-

мо получать воду с температурой +5 °С ... +7 °С. Иногда надо утилизировать большое количество (50-500 т/час) горячей воды с температурой +80 °С ... +95 °С, которую нет возможности использовать в системе отопления в это время года. Например, температуру воды необходимо снизить до +60°С ... +70°С для охлаждения газовой турбины на электростанции.

Рассчитаем параметры агрегата типа МАВО.Д, учитывая, что расход жидкости на один агрегат ограничен – не более 100 т/час. Результат расчета:

МА-
ВО.Д.630.3 · 2.Б.6Р.4П.Г. – испол-
нение 4-ходовое, позволяет
отвести 824 кВт тепла при
50 т/час при $T_{\text{ул}} = +30$ °С и пере-
паде температур охлаждае-
мой воды с +85 °С до +71 °С.
Сопротивление проходу жидко-
сти составит 0,5 атм.

В примерах 2 и 3 надо обратить внимание на то, что удельные расходы жидкости на 1 кВт отводимой мощности от-

личаются почти втрое. В примере 2 – это 5,9 кВт/т/час, а в примере 3 – 16,5 кВт/т/час. Почти в таком же соотношении (примерно в 2,5 раза) отличаются расходы жидкости для этих внешне одинаковых конструкций. При этом сопротивление проходу жидкости, как это ни может показаться странным, примерно одинаковое. Для оптимизации теплопередачи между жидкостью и воздухом имеется возможность в зависимости от задачи выбрать 2-3-4-5-6-7-8-9-10-11-12- и даже 13-ходовые конструкции гидравлического тракта для всех видов МАВО.Д. Для более удобных «четных» раскладок ходов вход и выход находятся с одной стороны агрегата, а для более экзотических «нечетных» раскладок – с разных сторон.

Естественно, есть много других задач, в которых возможно такое же эффективное, как в примерах 1–3, использование агрегатов воздушного охлаждения.





А. Погребняк,
заведующий лабораторией
ОАО «НПО ЦКТИ»

В. Кокорев,
ведущий инженер **ОАО «НПО ЦКТИ»**

С. Суворов,
генеральный директор **ЗАО**
«Полиформ»

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ВЗРЫВЫ. СИСТЕМЫ ГАЗОИМПУЛЬСНОЙ ОЧИСТКИ КОТЛОВ

В нынешних экономических условиях, когда большинство предприятий находится на грани выживания, в том числе из-за резкого повышения цен на топливо, необходимо искать нетрадиционные технические решения для отопления, позволяющие экономить топливо, особенно такое дефицитное, как мазут.

Одним из основных направлений экономии жидких и твердых видов топлива (мазут, дизтопливо, уголь, торф, древесные отходы и др.) является повышение эффективности работы паровых и водогрейных котлов, энерготехнологических установок, сжигающих эти виды топлива, за счет предотвращения загрязнения их поверхностей нагрева золовыми отложениями, содержащимися в дымовых газах.

Длительное время основными способами очистки поверхностей нагрева паровых и водогрейных котлов, камер конвекции нефтенагревательных печей были, как правило, паровая обдувка и дробеочистка. Однако эксплуатация паровых и водогрейных котлов, котлов-утилизаторов, нагревательных печей, оборудованных традиционными средствами очистки поверх-

ностей нагрева, показала их недостаточную эффективность и надежность. Такие средства в значительной мере снижают экономичность работы котлоагрегатов (уменьшение КПД на 2–3%) и требуют больших трудозатрат.

Паровая обдувка способствует коррозионному и эрозионному износу поверхностей нагрева, что сокращает срок их службы в 1,5–2 раза; наличие влаги способствует затвердеванию отложений на трубах за счет сульфатизации, следствием чего являются частые остановки котлоагрегатов для ручной очистки. Дробеочистка является сложным и энергозатратным устройством, требует значительных трудозатрат, не обеспечивая при этом эффективную и надежную очистку из-за больших потерь дроби и застревания дроби в устройстве очистки и в поверхностях нагрева.

ДЕНЬ СЕГОДНЯШНИЙ

Этих недостатков лишены разработанные в НПО ЦКТИ системы газоимпульсной очистки (ГИО) с малогабаритными импульсными каме-



рами, предназначенные для очистки от отложений конвективных поверхностей нагрева промышленных котлоагрегатов, котлов-утилизаторов металлургических; химических и нефтехимических производств, нагревательных печей нефтеперерабатывающих заводов. Системы ГИО в настоящее время широко применяются в России, странах СНГ и Прибалтики.

Принцип работы системы ГИО заключается в воздействии на отложения, образующиеся на поверхностях нагрева, направленной ударной и акустической волны, генерируемой за счет взрывного горения ограниченного объема газозоудной смеси (0,01–0,1 м³), осуществляемого в импульсной камере (ИК), размещаемой вне газохода. За счет истечения из ИК продуктов сгорания происходит комплексное волновое и термогазодинамическое воздействие на наружные отложения, теплообменные и ограждающие поверхности.

В качестве рабочих компонентов используются природный газ, топливный или баллонный газ (пропан) и компрессорный или вентиляторный воздух.

ИЗ ЧЕГО СОСТОИТ ГИО

Основными конструктивными элементами системы ГИО являются импульсные камеры, блоки сопловые, коллекторы, технологический блок ГИО (автоматизированный вариант), блок управления системой ГИО. Импульсные камеры (ИК) предназначены для организации процесса взрывного горения и направления продуктов взрывного горения, а также создаваемых ударных волн на поверхность нагрева. ИК представляет собой цилиндрическую емкость, разделенную специальной диафрагмой. ИК имеет патрубки для присоединения к смесепрово-

ду и к переходу, соединяющему ИК с сопловым блоком. Импульсные камеры соединяются с газоходом котла при помощи выхлопных патрубков (сопел).

Для обеспечения газоплотности и исключения воздействия, оказываемого за счет реакции импульсной камеры на конструкционные элементы котла, предусмотрены специальные уплотнения мест прохода сопел через ограждающие стены котла.

Блок сопловой предназначен для ввода продуктов взрыва газозоудной смеси в газоход котла, а также для изоляции оборудования ГИО от проникновения дымовых газов из газохода котла в промежутках между циклами очистки.

Коллекторы предназначены для распределения газозоудной смеси на импульсные камеры при помощи специального переключателя или клапанов с электромагнитным или пневматическим приводом.

Технологический блок (ТБ) ГИО (автоматизированный вариант) устанавливается непосредственно около котла и выполняет все технологические функции в соответствии с алгоритмом работы системы очистки.

С одной стороны ТБ выведен смесепровод, соединенный с коллектором, а с другой – подводится газ от газопровода или от газовых баллонов. В ТБ размещены вентилятор, узлы смешения и зажигания, блок управления. Технологический блок может работать в режиме ручного или автоматического управления и управляться с места или дистанционно.

Блок управления со степенью защиты IP66 выполнен на базе стандартного контроллера и осуществляет выполнение алгоритма работы системы ГИО и контроль режима работы ГИО. К нему подводится кабелем переменное напряжение 220 В, 50 Гц.





Периодичность очистки – не реже одного раза в сутки, продолжительность цикла очистки 10–15 мин., расход газа (пропана) на цикл очистки – 0,5–2,5 кг.

ПРЕИМУЩЕСТВА СИСТЕМ ГИО

Работа ГИО не оказывает вредных воздействий на обслуживающий персонал и конструктивные элементы котла. При работе без звукоизоляции уровень шума в котельной в местах установки импульсных камер составляет 80–90 дБ. С помощью изоляции он может быть снижен до более низких значений.

Система ГИО не содержит вращающихся узлов, располагающихся в газоходе котла. В процессе работы взаимное расположение узлов и деталей не изменяется. В промежутках между ревизиями котлов система ГИО не требует профилактических ремонтов.

ГИО успешно применяется на котлах, сжигающих жидкие и твердые топлива, а также на котлах-утилизаторах и энерготехнологических агрегатах различного назначения. ГИО используется для очистки поверхностей нагрева, работающих в среде как нейтральных, так и агрессивных газов (SO₂, HF и другие). Генерируемые импульсными камерами ударные волны распространяются во все точки газохода котла, что обеспечивает равномерную очистку поверхностей нагрева.

Система ГИО проста в изготовлении и монтаже. Ее можно устанавливать не только на сооружаемых котлах, но и на котлах, находящихся в эксплуатации. Время простоя котла для монтажа установки ГИО составляет 5–10 суток и зависит от количества монтируемых импульсных камер.

ЧТО ДАЕТ ПРИМЕНЕНИЕ ГИО

Применение ГИО взамен штатных средств очистки, кроме экономии электроэнергии за счет улучшения аэродинамики газохода и сокращения затрат за счет исключения ручной очистки, позволяет значительно повысить эф-

фективность работы конвективных поверхностей нагрева котлов и камер конвекции нефтенагревательных печей. КПД паровых и водогрейных котлов, работающих на жидком и твердом топливах, за счет применения ГИО повысился на 1,5–2%.

Применение устройств ГИО для очистки камер конвекции нефтенагревательных печей НПЗ позволило повысить эффективность работы конвективных поверхностей нагрева. Так, например, внедрение ГИО на печах П-100 и П-102 установки ЛК-6У Мозырского НПЗ позволило снизить температуру дымовых газов за камерами конвекции на 15–30 °С; на печи 301/2 Чимкентского НПЗ после внедрения ГИО температура сырья за конвективной камерой повысилась на 3 °С; на печи П-102 Ачинского НПЗ за счет ГИО температура дымовых газов была снижена на 50 °С при повышении температуры сырья на 4 °С.

Вышеприведенные данные свидетельствуют об эффективности использования устройств ГИО на камерах конвекции нефтенагревательных печей, а также на котлах-утилизаторах, установленных за этими печами.

Опыт длительной эксплуатации ГИО показал более высокую надежность и эффективность ГИО по сравнению с аппаратами паровой и воздушной обдувки, устройствами дробеочистки, системами ударной очистки и виброочистки. Это позволило начать производство котлов с ГИО в России. В течение ряда лет Кусинский завод выпускает экономайзеры паровых котлов, используя в качестве штатных средств очистки системы ГИО. В последнее время Дорогобужский, Бийский, Белгородский и другие котельные заводы комплектуют выпускаемые ими котлы системами ГИО.

В настоящее время системы ГИО успешно внедряются на различных предприятиях. Это такие объекты, как Петрозаводская ТЭЦ (автоматический вариант), Мурманская ТЭЦ, ООО «КИНЕФ» (автоматизированный вариант), ОАО ССЗ «Авангард», Петрозаводские тепловые сети, ОАО «Петрозаводскмаш» (варианты с ручным управлением) и др.





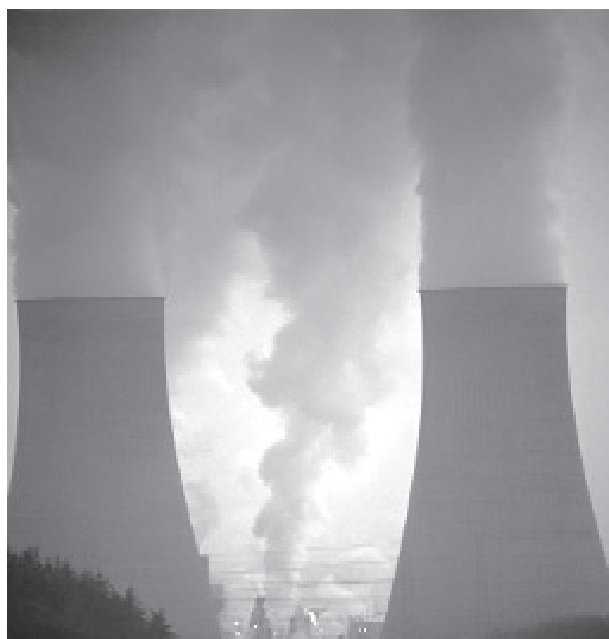
ПЛАСТИНЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ В СОСТАВЕ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ НАГРЕВА ВОДЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

При использовании пластинчатых теплообменников в котельных для нагрева воды горячего водоснабжения существует следующая проблема: пластинчатый теплообменник вследствие своих высоких коэффициентов теплопередачи очень сильно охлаждает котловую воду, температура ее после теплообменника может падать до 50–30 °С.

Но практически все промышленные котлы имеют ограничение по минимальной величине температуры воды, возвращаемой в котел. Следствием подачи в котел воды с низкой температурой является конденсация паров в котле и его быстрый выход из строя из-за коррозии. Во избежание этого стараются поддерживать температуру обратной воды котла не ниже 60–80 °С.

Из вышесказанного видно, что подключение пластинчатого теплообменника к котлу «напрямую» нежелательно.

Для того чтобы иметь температуру обратной котловой воды не ниже требуемых величин, следует подключать пластинчатый теплообменник к котловому контуру через трехходовой клапан (рис. 1).



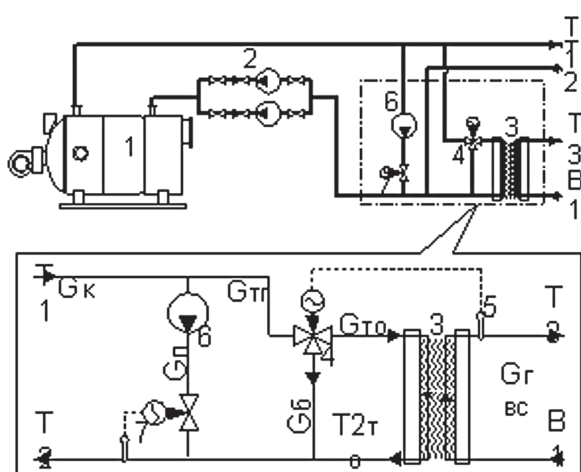


Рис. 1. Принципиальная схема использования пластинчатого теплообменника для нагрева горячей воды в составе котельной установки: 1. Водогрейный котел. 2. Циркуляционный насос. 3. Пластинчатый теплообменник горячего водоснабжения. 4. Трехходовой клапан. 5. Датчик температуры воды горячего водоснабжения. 6. Компенсирующий насос. 7. Регулятор температуры обратной котловой воды.

$T1$ – температура в подающем трубопроводе котловой воды. $T2$ – температура в обратном трубопроводе котловой воды. $T2т$ – температура обратной котловой воды после пластинчатого теплообменника. $T3$ – температура в трубопроводе нагретой воды ГВС.

$V1$ – температура в трубопроводе холодной воды. $Gк$ – расход воды через котел. $Gгвс$ – расход воды ГВС. $Gт$ – общий расход греющей котловой воды на установку ГВС. $Gто$ – расход греющей котловой воды непосредственно на пластинчатый теплообменник. $Gб$ – байпасируемый расход греющей котловой воды. $Gп$ – расход горячей котловой воды необходимый для поддержания требуемой температуры обратной котловой воды

Подключение пластинчатого теплообменника через трехходовой клапан решает сразу две задачи:

- не допускает снижения температуры обратной котловой воды ниже требуемой величины (до определенного предела);
- позволяет поддерживать заданную температуру горячей воды, при этом клапан управляется по сигналу от термодатчика температуры горячей воды.

На самом деле решение проблемы А явилось следствием решения проблемы Б, т.е. применение трехходового клапана для автоматизации под-

держания температуры горячего водоснабжения привело к нормализации температуры обратной котловой воды.

Однако для того чтобы это условие выполнялось, требуется, чтобы автоматика горячего водоснабжения поддерживала температуру ГВС не выше той, на которую был рассчитан пластинчатый теплообменник, или максимальный разбор воды горячего водоснабжения не должен быть выше расчетного.

Дополнительно в качестве устройства, защищающего котел от занижения температуры обратной котловой воды, устанавливается компенсирующий насос с регулятором температуры обратной котловой воды. Его функция заключается в недопущении занижения температуры обратной котловой воды при увеличении разбора воды горячего водоснабжения выше номинального.

В качестве примера рассмотрим различные режимы работы котельной установки мощностью 1 Гкал/ч, питающей котловой водой только пластинчатый теплообменник НН №35ТС-10/1 с площадью теплообменной поверхности 6,65 м². Теплообменник подобран точно на полную нагрузку котла. Тепловые параметры системы следующие: $T1/T2 = 95/70$ °C, $V1/T3 = 5/60$ °C. Котел работает по поддержанию постоянной температуры подающей котловой воды. Постоянство расхода $Gтг$ обеспечивается работой нерегулируемого циркуляционного насоса котлового контура. Температура обратной котловой воды не должна опускаться ниже 70 °C. Для предотвращения занижения тем-



пературы обратной котловой воды установлены компенсирующий насос и регулятор температуры обратной воды, настроенный на поддержание температуры 70 °С.

Расчеты температур на выходах теплообменника производились на компьютерной программе расчета пластинчатых теплообменников. Расчеты температуры смешанной воды T2 велись по следующей формуле (только для воды):

$$T2 = (G6 T1 + Gто T2то + Gп T1) / Gк$$

Результаты сведены в таб. 1.

Рассмотрим подробнее полученные данные.

Режимы 1–3 – это режимы, при которых теплообменник работает на мощностях менее номинальной. При этом автоматика теплообменника поддерживает заданную температуру горячего водоснабжения 60 °С, и трехходовой клапан перераспределяет потоки греющей в соответствии с потребляемой мощностью. Горелка котла работает периодически и поддерживает температуру подающей котловой воды, равной 95 °С. Температура обратной котловой воды – выше 70 °С. В этих режимах клапан регулятора температуры обратной котловой воды закрыт.

Режим 4 – это режим работы на номинальной мощности. При этом автоматика пластинчатого теплообменника поддерживает заданную температуру горячего водоснабжения 60 °С, и трехходовой клапан перераспределяет потоки греющей котловой воды в соответствии с потребляемой мощностью. Горелка котла работает постоянно и поддерживает температуру подающей котловой воды, равной 95 °С. Температура обратной кот-

ловой воды равна 70 °С. Клапан регулятора температуры обратной котловой воды закрыт.

Режимы 5–7 – это режимы повышенного разбора горячей воды от номинального режима 4. В этих режимах автоматика поддержания температуры горячего водоснабжения подает весь поток греющей котловой воды на пластинчатый теплообменник и полностью перекрывает байпас, стремясь поддержать температуру горячей воды. Однако из-за ограниченной мощности котла это не удается и приводит к снижению температуры горячей воды. Горелка котла работает постоянно и поддерживает температуру подающей котловой воды, равной 95 °С. Регулятор температуры обратной котловой воды поддерживает температуру «обратки», равной 70 °С путем подмеса горячей котловой воды T1 к охлажденной T2то. Это штатные режимы работы для такой установки, однако единственной проблемой является лишь снижение температуры горячего водоснабжения, котел работает в нормальном режиме.

Выводом всего вышеизложенного является следующее:

- использование пластинчатых теплообменников в составе котельных установок для получения горячей воды возможно без каких-либо последствий для котла при подключении их через трехходовой клапан, который на режимах от номинальной мощности по горячему водоснабжению и ниже поддерживает нормальную температуру обратной котловой воды;

- для защиты котла следует использовать какое-либо устройство, которое при превышении номинального расхода воды горячего водоснабжения будет подмешивать к переохлажденной обратной котловой воде горячую котловую воду.

Таблица 1.

Расчет температуры на выходе теплообменника

	Потребляемый расход горячей воды Gгвс, т/ч						
	0,4Gном	0,6Gном	0,8Gном	Gном	1,2Gном	1,4Gном	1,6Gном
	7,3	10,9	14,6	18,2	21,8	25,5	29,1
№ режима	1	2	3	4	5	6	7
B1, С	5	5	5	5	5	5	5
T3, С	60	60	60	60	50,9	44,3	39,4
Нагрузка, Гкал/ч	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0
T1, С	95	95	95	95	95	95	95
Gк, т/ч	40	40	40	40	40	40	40
Gтг, т/ч	40	40	40	40	16,5	15,4	14,8
T2то, С	27,1	32,7	37,3	41,5	34,5	30,1	27,2
Gто, т/ч	5,9	9,6	13,9	18,7	16,5	15,4	14,8
G6, т/ч	34,1	30,4	26,1	21,3	0	0	0
Gп, т/ч	0	0	0	0	23,5	24,6	25,2
T2, С	84,9	80,1	74,9	70,0	70	70	70



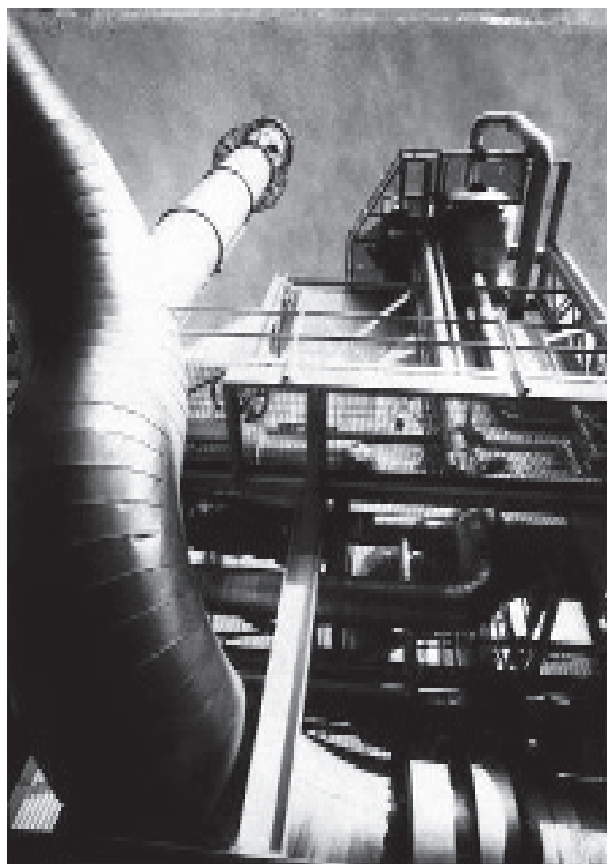
*О. Иоффе,
обозреватель*

ТСА: ПРОСТОТА, НАДЕЖНОСТЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Применение трансзвуковых струйных аппаратов (ТСА) позволяет в несколько раз сократить потребление традиционного топлива в системах отопления и горячего водоснабжения

Трансзвуковые струйные аппараты – теплообменники контактного типа, действие которых основано на принципиально новой теории гидродинамики двухфазных потоков парожидкостных смесей: сверхзвуковой однородный двухфазный поток обладает повышенной сжимаемостью по сравнению с каждой его фазой в отдельности. Способность таких смесей к сжатию зависит от соотношения фаз.

Используя это явление, разработчик теории доктор технических наук, профессор Владимир Фисенко предложил очень простое техническое решение, позволяющее нагревать воду, смешивая ее с рабочим телом (пар, газ или другая жидкость) без применения дополнительных источников энергии, причем давление воды на выходе устройства в несколько раз может превышать давление на его входе. На этой основе создан аппарат «ФИСОНИК», который используется в системах отопления и горячего водоснабжения, выполняя одновременно функции теплообменника и насоса во всем диапазоне нагрузок. Также может выполнять функции смесителя, гомогенизатора, дозатора (дегазатора), вакуумного насоса и др. Аппарат не имеет аналогов в мире.



Его преимущества и отличительные особенности:

- простота конструкции и эксплуатации;
- малые габариты и масса, т.е. высокая энергоемкость;
- большая экономичность;
- низкие капитальные затраты при использовании;
- высокая надежность и долговечность;
- удобство и простота обслуживания (включая ремонтпригодность);
- большой диапазон регулирования внешней нагрузки.

Процесс теплообмена в аппарате ТСА безынерционный. Если располагаемое давление пара недостаточно для обеспечения работы теплообменника в качестве насоса во всем диапазоне, можно сделать несколько ступеней регулирования расхода, подобно тому, как это делается в случае использования насосов с частотным регулированием числа оборотов. Принципиально важно, что аппараты ТСА, в отличие от поверхностных теплообменников, исключают возможность перетопа и связанных с ним потерь тепла.

В настоящее время выпуск аппаратов «ФИСОНИК» освоен чебоксарским «Заводом электроники и механики» («ЗЭИМ») и рядом других российских предприятий. Аппараты могут быть рассчитаны для любых параметров пара и воды, встречающихся в теплоэнергетике, эффективны везде, где необходимо с помощью пара нагреть и перекачать жидкость. Их применение в качестве утилизаторов продувки котлов может дать экономию топлива по стране более 20 млн т.у.т. в год.



Последнее поколение ТСА обладает рядом принципиально новых свойств, например, может использовать обычную воду в качестве источника тепловой энергии.

На екатеринбургском заводе «Метео» аппарат «Транссоник» (первый вариант прибора) безотказно работает с 1977 года. В смесительную камеру поступают пар (от Верх-Исетского завода) и вода из системы обратного трубопровода. На выходе ТСА – горячая вода с температурой от 40 до 110 °С, используемая на отопление и ГВС не только самого предприятия, но и окружающих жилых домов и административных учреждений. Два года назад предприятие установило еще один аппарат ТСА уже нового поколения «ФИСОНИКа», используя его как резервный. Установка позволила отказаться от двух бойлеров на системе отопления и одного – на системе ГВС. Давление и температура смеси на выходе зависят от температурных графиков и регулируются вручную, увеличением или уменьшением расхода пара через аппарат. За счет увеличения давления пара перед ТСА при температуре наружного воздуха ниже или равной – 20 °С температура смеси за аппаратом (согласно графику) должна составлять +95...110 °С. В таком режиме возможно отключение повышающего насоса и работа всей отопительной системы только за счет давления, создаваемого аппаратом, что позволяет значительно снизить расход электроэнергии. К преимуществам аппаратов ТСА надо еще добавить простоту установки и обслуживания. Ревизия показала, что за время эксплуатации аппарат «Транссоник» полностью сохранил все свои характеристики – никакой накипи, грязи, дефектов не обнаружено. Особенно эффективно применение «ФИСОНИКа» на малых режимах – весной и осенью.

По мнению Михаила Перервы, старшего инженера-теплотехника ЗАО «Олимпс» (эксплуатирующей организации), ТСА очень выгодны для любого производства, где используется пар и необходимы отопление и горячая вода. «Такой аппарат можно сравнить с паровозным котлом с КПД 70%», – говорит Михаил Владимирович. – «Конечно, несмотря на внешнюю простоту, его установка требует точного расчета специалистов в соответствии с индивидуальными условиями. Техническое задание на разработку включает всего пять параметров: давление пара и воды на входе, давление воды на выходе, температура смеси на выходе и расход смеси. Эффективность установки зависит от правильно рассчитанных и выполненных внутренних углов в камере смешения. На нашем предприятии установка аппарата «ФИСОНИК» окупилась практически за два месяца: при стоимости аппарата 170 тыс. руб. годовой эффект, даже без учета экономии на ремонтных затратах, составил почти 1,4 млн. руб.».



**А. Воронецкий,
К.Т.Н., главный инженер
проекта,
ЗАО «Премиум
инжиниринг»**

МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ СТОИМОСТИ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ПРИ ВЫБОРЕ КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

При выборе компрессорного оборудования после определения его параметров – давления и производительности – будущему пользователю необходимо решить, какой тип компрессора максимально соответствует его производственным условиям. Неправильный выбор типа компрессора может обернуться как неоправданными расходами при его покупке, так и высокой стоимостью эксплуатации, а также необходимостью покупки дополнительного оборудования.

В настоящей статье сравниваются накопленные затраты при эксплуатации трех основных типов компрессоров, применяемых для производства сжатого воздуха: *поршневого* (ПК), *винтового* (ВК), *центробежного*, или *турбокомпрессора* (ТК). Кроме того, рассматривается безмасляный винтовой компрессор (с сухой винтовой парой) – (ВКс).

Стоимость жизненного цикла (C) (накопленных затрат) оценивается как сумма

$$C_o + C_3$$

где C_o – первоначальная стоимость оборудования;

C_3 – основные эксплуатационные затраты.

C_3 можно представить следующим образом:

$$C_3 = C_1 + C_2 + C_3$$

где C_1 – стоимость потребленной электроэнергии;

C_2 – стоимость запчастей и расходных материалов (включая масло, масляные и воздушные фильтры, маслоотделяющие линейные фильтры, винтовой блок для ВКс);

C_3 – стоимость охлаждения (исходя из стоимости 1 м³ воды – 3,58 руб., или энергопотребления вентиляторов).

Данные по компрессорам предоставлены

представителями производителей оборудования Atlas Copco, COOPER TURBOCOMPRESSOR, Gardner Denver, «Пензакомпрессормаш». Модели компрессоров, выбранные для сравнения, приведены в табл. 1 и 2. Результаты сравнения, приведенные на рис. 1 и 2, соответствуют расчетным режимам работы компрессоров (потери при неполной загрузке ПК и ВК не учитывались) за период пятилетней эксплуатации на стекольном производстве.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОИЗВОДИТСЯ ДЛЯ ДВУХ СЛУЧАЕВ

Случай 1 – *единичная производительность компрессора 25 м³/мин – характерен для небольших производств с объединенной системой воздухообеспечения (низкобарной и высокобарной) или составного цеха (требуемое давление 0,6 бар).*

Случай 2 – *единичная производительность компрессора 100 м³/мин, давление нагнетания – обеспечение работы 8-секционной стеклоформирующей машины (требуемое давление на входе составляет 0,35 МПа).*

Варианты рассматривались:

– при курсе доллара – 31,5 руб.; курсе евро – 35,2 руб.;

– стоимости электроэнергии – 1,10 руб./кВт·ч;

– стоимости 1 м³ воды оборотного водоснабжения – 3,58 руб.

Приведенные цены на оборудование (см. табл. 1 и 2) даны дилерами как приблизительные, поскольку на формирование цены во многом влияет комплектация компрессора, а также общая стоимость всего контракта. Тем не менее, как видно из графиков, стоимость накопленных расходов за период эксплуатации во много раз превышает цену самого компрессора, поэтому для проведения сравнительных оценок этих данных вполне достаточно. Кроме перечисленных характеристик, можно отметить следующие основные особенности указанных компрессоров:

ПК – требуются специальный фундамент и сборка перед установкой, сжатие в две ступени, создает вибрацию, имеет только водяное охлаждение, ремонтируется на месте, необходимо постоянное добавление масла в насос-лубликатор для смазки поршневой группы.

ВК, как и ВКс, – поставляется в собранном виде, имеет небольшие габариты, не требует специального фундамента, сжатие в две ступени, вибрацию не создает, может иметь как водяное, так и воздушное охлаждение.

Винтовая пара неремонтопригодна – подлежит замене через 100 000 часов наработки (40 000 для ВКс) и отправке на завод. Стоимость за-

меняемого блока составляет 50% (и более для ВКс) от стоимости компрессора. При этом постоянно накапливаемый износ винтовой пары (особенно для ВКс) с течением времени ухудшает характеристики компрессора.

В рассмотренных моделях ВК, ВКс и ПК регулятор VSD не установлен. При отсутствии VSD компрессоры ВК, ВКс и ПК имеют регулирование «загрузка–разгрузка» или дросселирование. Для режима регулирования «загрузка–разгрузка», а также для поглощения пульсаций расхода и давления в сети для ПК и ВК необходим ресивер. При таких способах регулирования удельный расход электроэнергии на производство сжатого воздуха увеличивается на 20–30%.

ТК – поставляется в собранном виде, имеет минимальные габариты, не требуется специального фундамента, в процессе эксплуатации характеристики не ухудшаются (проточная часть не изнашивается), возможно как воздушное, так и водяное охлаждение.

Масло отсутствует как в вырабатываемом воздухе, так и в сбрасываемом конденсате (специальные маслоотделительные фильтры не нужны), не требуется постоянного присутствия оператора в компрессорной.

В отличие от ПК и ВК, ТК не нуждается ни в частотном регулировании, ни в ресивере, поскольку, являясь нагнетателем динамического сжатия, имеет газодинамическое регулирование.

Использование входного направляющего аппарата (ВНА) позволяет закручивать поток на входе в первую ступень при снижении производительности, что обеспечивает сохранение оптимальных углов взаимодействия потока с рабочим колесом при постоянной частоте вращения.

Подобный способ регулирования, возможный только для лопаточных машин, считается улучшенным аналогом частотного регулирования. Энергопотребление на режимах неполной загрузки при использовании ВНА снижается пропорционально снижению производительности.

Стоимость ВНА более чем на порядок ниже стоимости VSD, который, помимо положительных эффектов, может давать и отрицательные (помехи в электросети, перегрев электродвигателя, ухудшение условий смазки подшипников компрессора и мотора, попадание в зону резонансных частот валов и т.п.). Для ТК газодинамическое регулирование позволяет изменять производительность от 60 до 100% от номинальной, при этом сброса воздуха не происходит, удельное энергопотребление во всем диапазоне соответствует расчетному режиму. Более подробное сравнение частотного регулирования привода с газодинамическим регулированием компрессора будет рассмотрены в одной из следующих публикаций.

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

Таблица 1

Компрессоры с производительностью 25 м³/мин
 (Параметры, указанные в таблице, приведены к одинаковым условиям работы:
 производительность 25 м³/мин, давление 0,7-0,8 МПа изб.)

Параметры	Характеристика			
	ПК	ВК	ВКс	ТК
Модель	2ВМ-24/9	М 160-8,5	ZR1 60-1 0-50	ТАС2000(50)(175/100)
Стоимость, руб.	980 000	1 970 000	2 560 000	3 780 000
Мощность мотора, кВт	160	160	160	130
Давление нагнетания, бар изб	8,0	8,0	7,5	7,0
Удельное энергопотребление, кВт/(м ³ /мин)	5,51	6,70	6,80	5,20
Примечание	Маслосмазываемый поршень, сжатие в 2 ступени, водяное охлаждение	Маслозаполненный винтовой блок, сжатие в 2 ступени, воздушное охлаждение	Безмасляный винтовой блок, сжатие в 2 ступени, воздушное охлаждение	Безмасляный воздушный тракт, сжатие в 3 ступени, воздушное охлаждение



Таблица 2

Компрессоры с производительностью 100 м³/мин
 (Параметры, указанные в таблице, приведены к одинаковым условиям работы:
 производительность 100 м³/мин)

Параметры	Характеристика			
	ПК	ВК	ВКс	ТК
Модель	4ВМ10-100/9	2-ESD-315/8.0	ZR 630-7.5-50	ТА3000(50)(600/70)
Мощность мотора, кВт	630	2*315	630	450
Давление нагнетания, бар изб	80	8,0	7,5	4,8
Удельное энергопотребление, кВт/(м ³ /мин)	6,12	6,14	6,17	4,3
Стоимость, руб.	2120 000	7 650 000 (за 2 шт)	10 207 000	4 500 000
Примечание	Маслосмазываемый поршень, сжатие в 2 ступени, водяное охлаждение	Маслозаполненный винтовой блок, сжатие в 2 ступени, воздушное охлаждение	Безмасляный винтовой блок, сжатие в 2 ступени, водяное охлаждение	Безмасляный воздушный тракт, сжатие в 2 ступени, водяное охлаждение

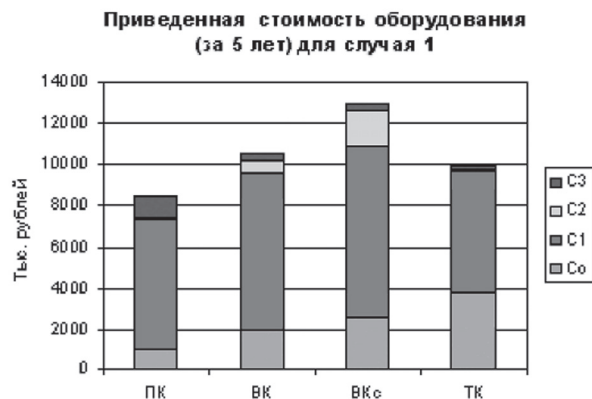


Рис. 1

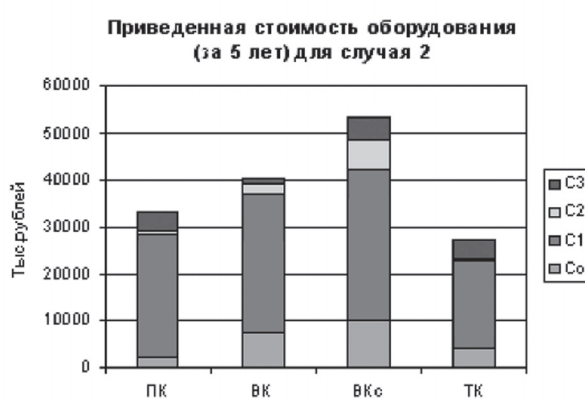
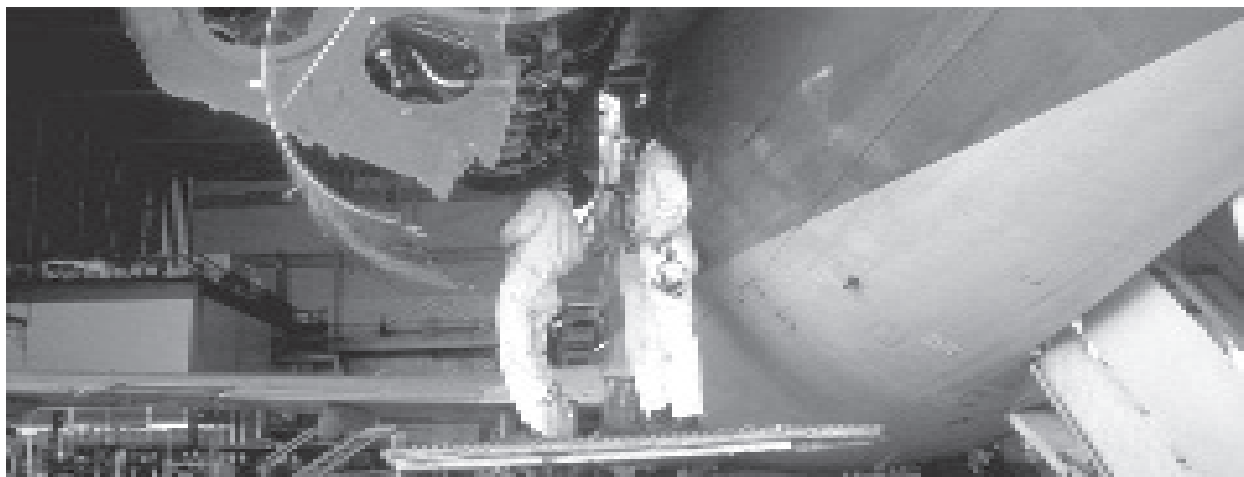


Рис. 2



КОММЕНТАРИИ К ГРАФИКАМ И ВЫВОДЫ

1. Для ПК отечественного производства первоначальная стоимость компрессора менее всего зависит от его размерности; для ВК и ВКс эта зависимость практически прямо пропорциональна; для ТК цена возрастает ступенчато при переходе от одного модельного ряда к другому при незначительном изменении в пределах одного модельного ряда. Поэтому при переходе из диапазона 25 м³/мин в диапазон 100 м³/мин цена ТК переходит из разряда «самой высокой» в разряд «ниже средней».

2. Использование воздушного охлаждения позволяет снизить эксплуатационные расходы примерно на 20%. Но при этом следует иметь в виду, что приведенные данные отнесены к среднему условиям работы (при температуре окружающего воздуха 20 °С). В жаркий летний день, когда температура воздуха в помещении компрессорной станции может достигать 50 °С, удельное

энергопотребление компрессоров с воздушным охлаждением возрастает на 15–20%, при этом они могут не обеспечивать требуемых параметров по давлению и расходу.

3. Применение VSD регулятора способно улучшить ситуацию на переходных режимах и режимах неполной загрузки для ПК и ВК, что позволяет сократить потери, которые в указанных случаях не учитывались в расчетах.

4. Для питания стеклоформирующих машин целесообразно использовать турбокомпрессоры. Питание составного цеха при небольшом потреблении (до 40–50 м³/мин) целесообразно организовать на базе винтовых маслозаполненных компрессоров (установленных локально). При более высоких потребностях в СЖВ более выгодным будет использование турбокомпрессоров также и в составном цехе.

5. Применение модели турбокомпрессора с расчетным давлением 4,0 бар (вместо 4,8 бар), если допускает характеристика сети, позволит уменьшить расход электроэнергии еще на 10%.



**Д. Огородников,
энергоаудитор,
член-корреспондент
Академии
экономических наук**

КОГДА ПРОВОДЯТ ЭНЕРГОАУДИТ. ПРАВИЛА ВЫБОРА СРОКОВ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ

Редакция продолжает серию публикаций под рубрикой «Энергоаудит», каждая из которых последовательно и коротко отвечает читателям на самые прямые вопросы, связанные с темой: кто, что, когда, где, почему и как проводят энергоаудит.

Простейший ответ на вопрос: «когда» – в те сроки, которые установлены договором о проведении энергетического обследования. Но это вне правил (хотя и в рамках Гражданского кодекса). Рассмотрим, какие есть правила проведения энергоаудита, и каков на этот счет обычай делового оборота (а точнее – практический опыт эффективного энергоаудита).

В упоминавшемся в предыдущих публикациях Федеральном законе «Об энергосбережении» (№ 28 ФЗ от 3 апреля 1996 г.) имеется статья 10 «Проведение энергетических обследова-

ний организаций». Третий абзац этой статьи устанавливает, что порядок и сроки проведения энергетических обследований определяются Правительством Российской Федерации. Подготовленные в соответствии с этим законом Правила проведения энергетических обследований (утвержденные первым заместителем министра топлива и энергетики России В.И. Оттом 25 марта 1998 г., п. 3.1.) устанавливают следующее:

– обязательным энергетическим обследованиям подлежат организации, в которых суммарное потребление топливно-энер-

гетических ресурсов или каждого из их видов составляет более 6 тыс. тонн условного топлива или более 1 тыс. тонн моторного топлива в год;

– периодичность проведения обязательных энергетических обследований потребителей топливно-энергетических ресурсов – не реже одного раза в три года.

Теперь рассмотрим когда это выгодно.

Опыт энергоаудиторов экономически развитых стран (где, как известно, жизнь неспешна и все вперед расписано «по полочкам») подсказывает, что дли-

тельность цикла квалифицированного энергетического обследования – около года. В таком цикле не слишком принципиально, когда такую работу начинать.

В российской действительности все не так. Энергетика и климат совсем не такие, как на западе. Хочется, да и нужно получить результат быстрее. По счастью, это возможно. Опыт показывает, что эффективный энергоаудит в России укладывается в полугодие, а минимальный период – четыре месяца. Если вы намерены уложиться в полугодие, то начинайте энергоаудит в августе или декабре. Если в четыре месяца, то начало работ либо не позже октября, либо с середины декабря.

Рассмотрим, почему так? Проблемы, решаемые энергоаудиторами, как по объему, так по содержанию и стоимости на 70% находятся в группе задач обеспечения объектов тепловой энергией. Климатическая особенность и сложившаяся отечественная практика ведения хозяйства позволяют выделить два периода времени, в которые целесообразно проводить энергоаудит. *Первый* – это максимум зимней нагрузки на систему обеспечения теплом (период минимума температур наружного воздуха). Это и объясняет потребность обязательного проведения практических измерений для обеспечения достоверности результатов. *Второй период* – это время осеннего или весеннего «перетопа». В начале отопительного сезона, или весной мы все привыкли регулировать комфортность в жилых и производственных помещениях открытием форточек или окон. Часто даже перетоп планируется, что видно на тех объектах, где еще аудиторы могут наблюдать остатки планирования.

Это ответы на вопрос «когда», связанные с временными аспектами принятия решения о проведении энергоаудита.

Если слово «когда» воспринимать не как вопросительное

наречие, а как союз, означающий начало условного придаточного предложения в смысле «если», то возникает еще одна группа аспектов решения об энергоаудите.

Энергетические обследования (энергоаудит) проводят, когда этого требуют:

- закон (как мы рассматривали выше);
- суд (такие случаи встречаются при судебном разрешении споров хозяйствующих субъектов);
- регулирующий орган (например, федеральная или территориальная служба по тарифам);
- администрация предприятия или собрание акционеров (принимая программу снижения издержек предприятия);
- технический регламент (например, пускается на объекте крупный по энергоемкости агрегат, меняющий энергетический баланс предприятия);
- одна из сторон по сделке, в ходе предпродажной подготовки объекта при смене собственника.

Можно было бы продолжить перечень причин, по которым проводится энергоаудит, но мы ограничим его приведенными наиболее существенными поводами. Управленцы-практики в службах главного энергетика легко продолжат такой список самостоятельно. Однако позже, как объявлено в редакционном анонсе, мы значительно более подробно рассмотрим вопрос – почему следует проводить энергоаудит.

Следует отметить, что какими бы ни были причины, по которым принимается решение о проведении энергоаудита, необходимо и целесообразно принять во внимание временные рамки, о которых говорили в первой половине данной статьи.

Где проводят и где целесообразно проводить энергоаудит, мы расскажем в следующей публикации.

СОРБЦИОННЫЕ ОСУШИТЕЛИ SEIBU GIKEN DST

Компания Seibu Giken DST образована в 1993 г. в результате объединения многолетнего опыта производства осушителей воздуха шведской фирмой DST и лидера в производстве сорбционных роторов – японской фирмы Seibu Giken Co. Фирма «Арктика» представляет полный спектр осушителей воздуха Seibu Giken DST, которые применяются на объектах различного назначения. Успешный опыт применения сорбционных осушителей на производственных предприятиях обусловлен возможностью их применения при низких температурах, требуемых технологическими процессами, например в фармацевтической и пищевой отраслях, а также для просушки зданий и ликвидации последствий протечек, для предотвращения конденсации влаги на поверхностях труб ГЭС и т.д.

Осушители в диапазоне осушения от 4 до 50 кг/ч могут применяться в промышленности. Корпуса выполнены из гальванизированной стали и снабжены внешними вентиляторами.

Ряд промышленных осушителей имеет модульную конструкцию, и тип исполнения зависит от предъявляемых к оборудованию требований.

По материалам компании «Арктика».



*А. Ениватов,
И. Артемов,
С. Мальцев,
Мордовский
госуниверситет*

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ В СИСТЕМАХ ОБОРОТНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

На рубеже нового тысячелетия проблема рационального использования энергетических ресурсов становится определяющей для стабилизации как отдельных предприятий, так и российской экономики в целом. Для большинства промышленных предприятий значительная доля (около 30%) всей теплоты, поступающей на предприятие с паром, сетевой водой и выделяющейся при работе оборудования, теряется в системе оборотного водоснабжения. Что касается последнего, то эта доля оказывает существенное влияние для предприятий светотехнической промышленности, имеющих стеклотрубочное производство. В светотехнической про-

мышленности традиционные схемы оборотного водоснабжения, основным элементом которых является «мокрая» градирня, в наиболее жаркий период не обеспечивают поддержание необходимого температурного режима ($t = 20-25\text{ }^{\circ}\text{C}$) охлаждающей воды. Потери воды в таких системах достигают до 10%. Все это сказывается не только на качестве производимой продукции, но и является тормозом для дальнейшего повышения производительности колбовых выдувающих печей.

Одним из способов решения данной проблемы является использование в схеме для охлаждения оборотной воды теплонасосных установок



(ТНУ). Это позволяет, с одной стороны, утилизировать ранее выбрасываемое тепло на покрытие отопительно-вентиляционных нагрузок и горячего водоснабжения, а с другой – достичь необходимых температурных параметров охлаждающей воды при любых температурах наружного воздуха.

Рассмотрим две принципиальные схемы включения ТНУ в систему водоснабжения на примере оборотной системы водоснабжения 15 и 16-го цехов АООТ «Лисма» (г. Саранск).

Оборотная вода от печей, выдувающих колбы, поступает в испаритель 1 с температурой $t_{вх} \approx 50^\circ\text{C}$, где охлаждается до $t_{вх} \approx 40^\circ\text{C}$, отдавая тепло рабочему телу (хладагенту), циркулирующему в контуре ТНУ. Под действием этой теплоты хладагент вскипает и превращается в пар. Парообразный хладагент засасывается компрессором 2 и под необходимым давлением

нагнетается в конденсатор 3, где в процессе охлаждения и конденсации рабочего тела теплота передается охлаждающей воде системы горячего водоснабжения, предварительно нагретой в КТ за счет охлаждения оборотной воды с $t_{вх} 40^\circ\text{C}$ до нужной температуры (рис. 1).

Схема (рис. 2) рассчитана на круглогодичную работу тех или иных элементов схемы в тот или иной период года. В зимний период года вода оборотной системы водоснабжения с температурой 50°C поступает в конденсатор 1, где нагревается до $60\text{--}65^\circ\text{C}$, затем проходит через теплообменник 2, где охлаждается, отдавая тепло теплоносителю системы вентиляции, до 35°C и поступает в испаритель в ТНУ. Здесь она охлаждается до нужной температуры и поступает в бак-наполнитель оборотной воды. Теплота, отводимая в испарителе после повышения потенциала, используется для предварительного

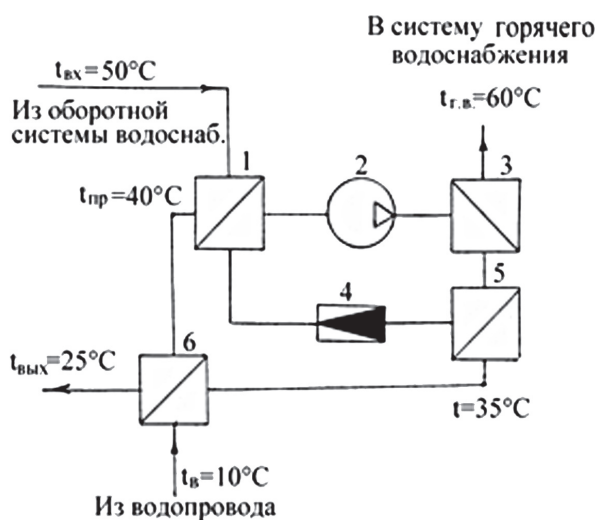


Рис. 1. Схема охлаждения системы оборотного водоснабжения с утилизацией теплоты на покрытие нагрузки горячего водоснабжения:

1 – испаритель ТНУ; 2 – компрессор ТНУ; 3 – конденсатор ТНУ; 4 – регулировочный вентиль; 5 – переохладитель ТНУ; 6 – кожухотрубчатый теплообменник (КТ)

МИНПРОМЭНЕРГО ПРИГЛАШАЕТ К ОБСУЖДЕНИЮ НОВОЙ РЕДАКЦИИ ЗАКОНА «ОБ ОБЕСПЕЧЕНИИ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ»

В настоящее время в России действует Закон Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений» от 27 апреля 1993 года № 4871-1. Минувшие десять лет после принятия этого Закона показали, с одной стороны, его дееспособность, с другой – несоответствие ряда положений быстро меняющейся экономической ситуации в стране и мире. Пересмотр законодательства и иных нормативных правовых актов в сфере обеспечения единства измерений в стране связан с необходимостью: разграничения сфер государственного регулирования и услуг в области метрологии; гармонизации метрологической деятельности в соответствии с принятыми за последние годы решениями Международной организации по законодательной метрологии (МОЗМ), членом которой Россия является; создания условий для признания на международном уровне национальных эталонов и результатов измерений в целях вступления России в ВТО; устранения имеющихся в действующем законодательстве пробелов и исключения излишнего административного регулирования.

Основные цели нового закона: защита прав и интересов граждан и юридических лиц, а также экономики страны от последствий недостоверных результатов измерений; снижение технических барьеров в торгов-

Продолжение на с. 84 >>

ле посредством минимизации обязательных требований и процедур по обеспечению единства измерений при изготовлении и обороте средств измерений; предотвращение нарушений метрологических правил и норм посредством государственного метрологического надзора. В настоящее время разработка и представление проектов федеральных законов в области метрологии возложена на Министерство промышленности и энергетики России. Для разработки проекта нового закона при Минпромэнерго России создана рабочая группа из представителей различных министерств и ведомств. Возглавляет эту группу Елена Ханова, заместитель директора Департамента технического регулирования и метрологии. В Минпромэнерго России отмечают, что в проекте нового закона будут более четко установлены сферы государственного регулирования по обеспечению единства измерений; сужены сферы распространения государственного метрологического надзора; функции надзора будут в ряде случаев переданы аккредитованным организациям и производителям, заинтересованным в повышении конкурентоспособности своей продукции и оказываемых ими услуг. Особое внимание в новом законе будет уделено вопросам распределения полномочий по государственному регулированию в сфере обеспечения единства измерений с учетом требований проводимой административной реформы. Понимая важность общественного обсуждения законопроектов, Минпромэнерго России приглашает как отдельных специалистов в области метрологии, так и организации, осуществляющие свою деятельность в сфере законодательной и при-



подогрева оборотной воды в конденсаторе 1.

В осенне-весенний период при снижении или отсутствии вентиляционной нагрузки в работу включается сухая градирня 3. Вода оборотной системы в зависимости от вентиляционной нагрузки подается: часть через сухую градирню 3, часть через теплообменник 2, охлаждаясь до нужной температуры, и подается в бак.

В летний максимально жаркий период (30 °C и выше), вода оборотной системы с

температурой $t = 50-55\text{ °C}$ поступает в конденсатор 1, где нагревается до $t = 60-65\text{ °C}$, затем подается в сухую градирню 3, где охлаждается до $35-40\text{ °C}$. Дальнейшее охлаждение оборотной воды происходит в испарителе 6.

Расчет технико-экономических показателей данных схем показывает, что при начальных капитальных вложениях 1,5–2,0 млн. руб. срок окупаемости составляет 1,5–2 года.

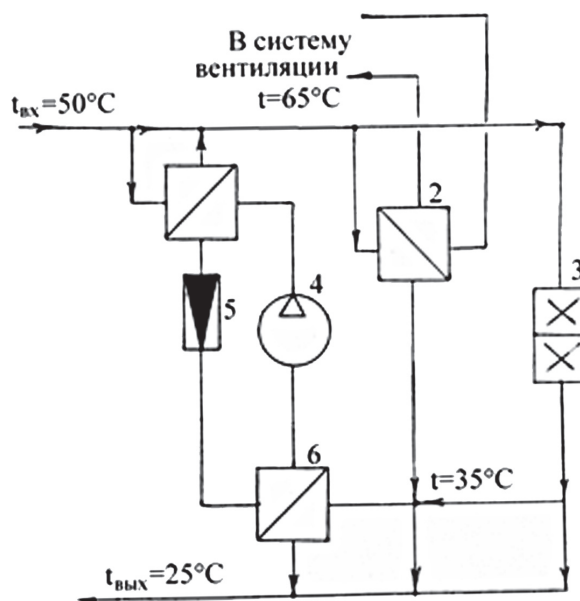


Рис.2. Схема охлаждения воды оборотной системы водоснабжения с утилизацией теплоты на покрытие отопительно-вентиляционных нагрузок:

1 – конденсатор ТНУ; 2 – кожухотрубчатый теплообменник; 3 – сухая градирня; 4 – компрессор ТНУ; 5 – расширительный вентиль; 6 – испаритель ТНУ

Продолжение на с. 90 >>

***П. Новицкий,
д.т.н., профессор***



ЗАДАЧИ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ТЕПЛОВЫЧИСЛИТЕЛЕЙ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

В алгоритмах работы узлов учета тепловой энергии и теплоносителя трижды выполняются операции вычитания: при определении разности температур, разности расходов и разности тепловых энергий. Это вызывает методические погрешности, возникающие при определении малых разностей больших вычитаемых величин.

Методическая относительная погрешность, возникающая при определении путем вычитания $X1 - X2$ (как бы это вычитание ни производилось – человеком по записям в журналах, по диаграммам самописцев или микропроцессорным вычислителем), всегда будет в несколько раз больше, чем относительные погрешности $\delta(X1)$ и $\delta(X2)$ определения каждой из величин $X1$ и $X2$, так как она относится к малой разности вычитаемых величин.

Метод обеспечения работоспособности узлов учета в этих условиях был найден практикой – это применение согласованных пар термометров и расходомеров с одинаковыми по знаку и близкими по размеру систематичес-

кими погрешностями для измерения вычитаемых друг из друга расходов и температур.

Так как результирующая погрешность узла учета определяется алгебраической суммой изменяющихся с изменением расходов и температур систематических погрешностей блоков узла учета, то погрешности блоков при определении суммарной погрешности для всех возможных сочетаний должны быть представлены формулами в функции от измеренных расходов и температур.

При этом должны использоваться именно индивидуальные характеристики погрешностей блоков с их знаками (не \pm , а $+$ или $-$), которые и определяют результирующие погрешности узла учета.

Хотя по этим формулам все погрешности блоков узла учета могли быть найдены для любого сочетания расходов и температур, однако (из-за сложности и многообразия системы функциональных зависимостей) без применения специальных программ для микроконтроллерных вычислителей эти систематические по-



грешности не могли быть автоматически скорректированы и исключены.

ПРИНЦИПИАЛЬНО НОВОЕ РЕШЕНИЕ

В последние годы положение начало существенно меняться. Фирма «ТЕПЛОКОМ» сообщила, что она выпускает теплосчетчик ТСК-2 и «отличительной особенностью ТСК-2 является возможность настройки вычислителя на индивидуальную характеристику преобразователя расхода», «указанная настройка позволяет производить измерение расхода с погрешностью менее 2% при использовании преобразователей с погрешностью 5%».

Фирма «ЛОГИКА» приступила к производству тепловычислителя СПТ-941 и за первый год выпуска реализовала более 1200 этих тепловычислителей. Особенность СПТ-941 состоит в наличии специальной программы для вычисления расходов воды и тепловой энергии по индивидуальным характеристикам термометров и расходомеров. Этот метод не требует использования согласованных пар термометров и расходомеров и обеспечивает в несколько раз меньшую погрешность по сравнению с погрешностью, достигаемой согласованными парами.

Фирма «ВЫМПЕЛ» (г.Саратов) опубликовала в сборнике «Коммерческий учет энергоносителей» рекламу тепловычислителя ТВМ-5К, который «обеспечивает коррекцию систематической погрешности измерения разности расходов для пары расходомеров путем ввода корректирующих функций».

Эти события следует рассматривать как начало появления нового поколения тепловычис-

лителей, которое может существенно повлиять на дальнейшие пути развития рынка всей аппаратуры для коммерческого учета энергоносителей.

Действительно, использование принципа согласованных пар состоит в аналоговой коррекции индивидуальной характеристики погрешностей данного термометра (или расходомера) подбором соответствующей индивидуальной характеристики погрешностей другого термометра (или расходомера), образующего с ним согласованную пару.

Принцип использования согласованных пар оказался весьма действенным и применительно к платиновым термометрам позволил снизить вносимый ими вклад в погрешность определения тепловой энергии до 10 раз. В результате этого согласованные пары термометров (КТСПР, КТПТР и др.) теперь выпускаются рядом фирм и широко применяются на практике.

Но использование принципа согласованных пар применительно к расходомерам оказалось затруднительным. Для создания согласованной пары расходомеров нужна тщательная регулировка взаимного положения их характеристик. И хотя ряд фирм уже заявил о выпуске согласованных пар расходомеров, но нет уверенности в том, смогут ли после окончания межповерочного интервала поверяющие организации снова воспроизвести эту тщательную заводскую регулировку.

Отличие нового поколения тепловычислителей состоит в том, что они вместо аналоговой коррекции индивидуальных характеристик погрешности термометров и расходомеров позволяют выполнять цифровую коррекцию индивидуальных характеристик погрешности этих приборов. Эта операция много проще, чем тщательная регулировка пар расходомеров или подбор пар термометров, и обеспечивает существенно большую точность получаемого результата.

МЕТОДИКА ЦИФРОВОЙ КОРРЕКЦИИ ТЕРМОМЕТРОВ СОПРОТИВЛЕНИЯ И ТРЕБОВАНИЯ К ПРОТОКОЛУ ИХ ПОВЕРКИ

Эта методика наиболее полно изложена В.И. Лачковым в сборнике «Коммерческий учет энергоносителей» (апрель, 2000. С.35). Для этого в базу данных вычислителя, наряду с другими настроечными параметрами, для каждого термометра вводится поправка «Г» на значение его R_0 в диапазоне $\pm 0,999$ °С, а также

поправка «w» на значение его W100 в диапазоне $\pm 0,999\%$.

Требуемое усложнение программы тепловычислителя сводится не к введению какой-то определенной поправки, а к вычислению при каждом измерении температуры ее исправленного значения с учетом поправок «r» и «w» по формуле:

$$t = r + (1 - 0,01 w) t_i, (1)$$

где t_i – измеренное значение температуры без учета поправок, °C, t – скорректированное значение температуры, °C.

Принятый в СПТ-941 диапазон поправок настолько широк, что коррекция может быть выполнена для термометров классов А, В и С. При этом погрешность дискретности коррекции равна 0,001 °C для R_o и 0,001% для W100, то есть уточненное значение W100 может вводиться с пятью знаками после запятой, например, W100 = 1,39111.

Автор публикации прав, что при таких возможностях тепловычислителя остаточная погрешность после коррекции определяется не свойствами термометра, а достаточным числом разрядов данных, приводимых метрологами в протоколе его поверки.

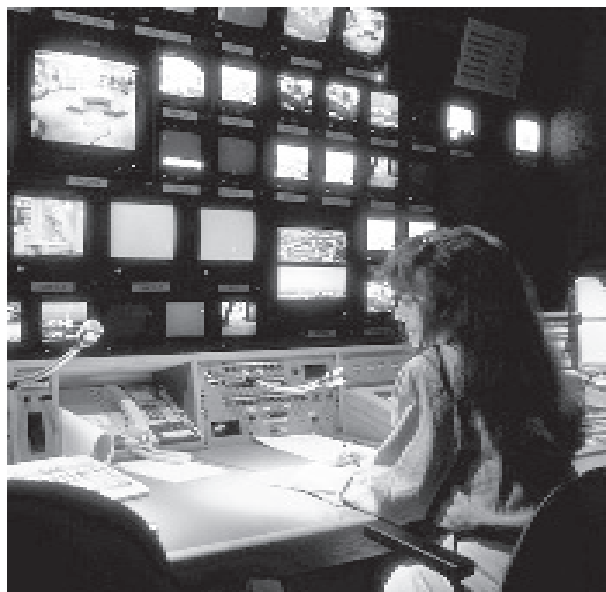
Это налагает дополнительное требование на метрологов при поверке термометров для коммерческих узлов учета тепла. Владелец коммерческого узла учета должен получать безликое свидетельство о факте проведения поверки, где сказано «ТС годен в классе А» даже без указания его заводского номера, а протокол поверки, сообщающий «ТС з/н 123456 на 01.05.2001 имеет $R_o = 100,011$ Ом и W100 = 1,39111», где и то, и другое число дано с шестью знаками.

МЕТОДИКА ЦИФРОВОЙ КОРРЕКЦИИ РАСХОДОМЕРОВ И ВОДОСЧЕТЧИКОВ И ТРЕБОВАНИЯ К ПРОТОКОЛУ ИХ ПОВЕРКИ

Фирмы «ТЕПЛОКОМ» и «ВЫМПЕЛ» в указанных выше рекламных сообщениях не уточняют, как выполняется «настройка вычислителя на индивидуальную характеристику расходомера» и какие используются «корректирующие функции».

Авторы СПТ-941 подробно описывают возможности этого вычислителя в части коррекции водосчетчиков и расходомеров с числовым импульсным выходом.

При вводе настроечных параметров СПТ-941 рекомендуется ввести в базу данных не номинальные, а фактические индивидуальные



значения цены каждого импульса (в м³) с пятью знаками после запятой, например, в виде C1 = 0,01000 и C2 = 0,01000.

Для этого в 8-м изд. Руководства по эксплуатации СПТ-941 в п. 5.6 «рекомендуется провести в течение 2–7 суток опытную эксплуатацию узла учета. При выявлении, например, превышения в ночное время массы воды в обратном трубопроводе над подающим трубопроводом... скорректировать цену импульсов ВС1 и ВС2». Для этого установить, например, C2 = 0,01000, а C1 = 0,01015, для чего в п.6.4 даны формулы для расчета скорректированной цены импульса.

Ясно, что после такой цифровой коррекции показания «согласованной» таким способом пары водосчетчиков будут много лучше.

Однако погрешности водосчетчиков и расходомеров возникают не только от отклонения их чувствительности от указанного номинального значения (что и корректируется изменением цены импульса), но также и от ошибки в установке нуля.

Размер допустимых ошибок в установке нуля расходомеров можно наглядно проследить на примере широкодиапазонного расходомера типа МР400.

При максимальном расходе G_m относительная погрешность этих расходомеров нормируется равной $\pm 1\%$ при $G_m / 40$, равной $\pm 2\%$ при $G_m / 80$ и $\pm 3\%$ при $G_m/120$.

Отсюда абсолютная погрешность расходомера при расходе $G_m / 40$ равна $0,01 G_m / 40 = \pm 0,00025 G_m$, при расходе $G_m / 80$ равна $0,02 G_m / 80 = \pm 0,00025 G_m$ и при расходе



$Gm / 120$ равна $0,03 Gm / 120 = \pm 0,00025 Gm$, т.е. остается постоянной величиной.

Иначе говоря, назначенные нормы относительной погрешности $\pm 1\%$, $\pm 2\%$ и $\pm 3\%$ обусловлены тем, что даже изготовителям при заводской регулировке очень трудно выставить ноль прибора, не допустив отклонений в пределах $\pm 0,00025 Gm$.

Аналогично назначены нормы относительной погрешности у широкодиапазонного расходомера типа ПРЭМ, равные $\pm 2\%$ при $Gm / 150$ и $\pm 5\%$ при $Gm / 400$.

Здесь абсолютная погрешность расходомера при расходе $Gm / 150$ равна $0,02 Gm / 150 = \pm 0,00013 Gm$ и при расходе $Gm / 400$ равна $0,05 Gm / 400 = \pm 0,00013 Gm$, т.е. обусловлена тем, что даже при заводской регулировке изготовители не могут выставить ноль прибора точнее, чем в пределах $\pm 0,00013 Gm$.

Данные свидетельствуют, во-первых, о том, что разработчики этих весьма широкодиапазонных расходомеров добились очень строгой линейности характеристики, отклонения от которой даже в 120-кратном и в 400-кратном диапазоне не превышают соответственно $\pm 0,00025 Gm$ и $\pm 0,00013 Gm$. Поэтому использование для таких приборов цифровой коррекции индивидуальных характеристик погрешности будет очень эффективным.

Во-вторых, эти же данные свидетельствуют о том, что для удовлетворения нормированных погрешностей эти расходомеры требуют, чтобы погрешность установки нуля не превосходила соответственно $\pm 0,00025 Gm$ и $\pm 0,00013 Gm$. Поэтому не ясно, смогут ли по-

веряющие организации после окончания межповерочных интервалов снова и снова воспроизводить столь тщательную регулировку.

В этих условиях представляется весьма целесообразным, используя тепловычислители нового поколения, заменить необходимость тщательной регулировки расходомеров определением при поверке и последующим введением в вычислитель двух соответствующих поправок (аналогичных указанным выше поправкам для термометров), а именно – поправки нуля с дискретностью, например, $0,0001 Gm$ и поправки чувствительности с дискретностью, например, $0,01\%$.

Особенность определения этих поправок по сравнению с аналогичными поправками для термометров в следующем. Для определения поправки нуля термометра его можно поместить в среду с температурой $0^\circ C$. Непосредственно определить поправку нуля для частоты выходных импульсов водосчетчика или расходомера невозможно, так как при приближении расхода к нулю его выходные импульсы прекращаются. Определить эту поправку можно только косвенно.

При линейной шкале расходомера и отсутствии ошибки в установке нуля чувствительность расходомера (т.е., цена импульса) должна оставаться постоянной при любом расходе, равном, например, Gm , $Gm / 10$, $Gm / 20$ или $Gm / 100$ и т.д. Если поверка при расходах, например, равных Gm и $Gm / 20$, дает несколько разную цену одного импульса, то по данным этих опытов можно составить систему уравнений и, решив ее, определить обе поправки одновременно. Более достоверные значения поправок могут быть найдены при проведении поверок при ряде расходов, равных, например, Gm , $Gm / 10$, $Gm / 20$, $Gm / 40$, $Gm / 80$, $Gm / 100$, $Gm / 150$, $Gm / 200$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время в Госреестре зарегистрировано и разрешено к применению около 200 тепловычислителей разных разработчиков. Совершенно ясно, что покупатели предпочтут приобрести вычислители, в которых вместо необходимости тщательной ежегодной регулировки предусмотрено введение числовых поправок для термометров и расходомеров. Поэтому через 2–3 года следует ожидать прекращение производства прошлого поколения тепловычислителей. Эта замена внесет существенные изменения и в метрологическое обслуживание аппаратуры для коммерческого учета энергоносителей.



АСКУЭ НОВОКУЗНЕЦКОГО АЛЮМИНИЕВОГО ЗАВОДА

Новокузнецкий алюминиевый завод – крупное промышленное предприятие, выпускающее свыше 270 тыс. т. алюминиевой продукции в год. Руководством завода было принято решение о внедрении системы АСКУЭ с целью повышения эффективности использования энергоресурсов, энергосбережения, а также обеспечения проведения финансовых расчетов ОАО «НКАЗ» на Федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности (ФОРЭМ). Проект был реализован компанией Эльстер Метроника за 6 месяцев.

Описание объекта

Новокузнецкий алюминиевый завод (НКАЗ) расположен в г. Новокузнецке Кемеровской области. В составе предприятия имеются электролизные линии, вспомогательные цеха и службы по снабжению. Производственные мощности НКАЗ располагаются на двух промышленных площадках (НКАЗ-1 и НКАЗ-2).

Энергоснабжение первой площадки осуществляется от Кузнецкой ТЭЦ по 4 линиям 110 кВ (4 активно-реактивных точки учета).

Вторая площадка получает электроэнергию от подстанции «Кузбассэнерго» по 8 линиям 10 кВ (8 активно-реактивных точек учета).

НКАЗ, в свою очередь, осуществляет поставку электроэнергии подключенным к его сетям субабонентам, а также на собственные нужды.

Потребление субабонентов значительно меньше потребления НКАЗ. Итого в систему АСКУЭ НКАЗ входят 24 точки учета.

Существующие счетчики для учета потребления НКАЗ включены по импульсным сигналам в АСКУЭ «Кузбассэнерго» и систему технического учета НКАЗ.

При внедрении проектируемой АСКУЭ НКАЗ приняты технические решения, не нарушающие работу данных систем учета.

Цели создания и функции системы АСКУЭ

Система АСКУЭ предназначена для обеспечения НКАЗ, ЗАО «ЦДР ФОРЭМ», энергосбыта «Кузбассэнерго» и Кузбасского РДУ точной, достоверной, привязанной к единому астрономическому времени информацией по электроэнергии и мощности, потребляемой предприятием и его субабонентами.

Основные цели внедрения АСКУЭ

- Повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности.
- Оперативный контроль работы энергетических объектов (повышение надежности работы энергетических объектов).
- Определение балансов электроэнергии по предприятию (точный учет потерь электроэнергии).
- Межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности

расчетов за электроэнергию).

- Обеспечение точной, привязанной к единому астрономическому времени информацией о потребленной и переданной электроэнергии и мощности для расчетов по многоставочным дифференцированным тарифам на оптовом рынке электроэнергии.

Основные функции системы АСКУЭ НКАЗ

- Измерение, обработка, накопление, хранение и отображение электросчетчиками на местах их установки измерительной информации о потребленной (отпущенной) активной и реактивной энергии и мощности.

- Объединение измерений на УСПД, полученных со счетчиков, в единые групповые измерения, соответствующие конкретным объектам.

- Сбор данных учета переносным инженерным пультом на сервер БД по точкам учета отпуска субабонентам, не подключенным к УСПД.

- Измерение энергии по заданным тарифам на заданном интервале времени.

- Измерение средних мощностей на 30-минутном интервале усреднения.

- Поиск максимальных мощностей за сутки и по тарифным зонам.

- Ведение архивов заданной структуры.

- Поддержание единого системного времени с целью обеспечения синхронных измерений.

- Отображение показаний индикаторов счетчика по измеренной энергии.

- Чтение информации из УСПД параллельно по нескольким независимым направлениям.

- Накопление, хранение и отображение информации, поступающей от УСПД и собираемой переносным инженерным пультом, в базе данных на сервере АСКУЭ НКАЗ и предоставление информации в энергосбыт «Кузбассэнерго», ЗАО «ЦДР ФОРЭМ» и РДУ Кузбассэнерго.

- Формирование и печать отчетных документов.

- Защита измерительной информации и метрологических характеристик системы от несанкционированного доступа и изменения.

- Контроль работоспособности системы.

- Конфигурирование системы.

Организация учета электроэнергии и структура АСКУЭ

Структура системы АСКУЭ, а также используемый для ее создания программно-технический комплекс ИВК Альфа ЦЕНТР, соответствуют требованиям Положения об организации коммерческого учета электроэнергии и мощности на оптовом рынке. Система АСКУЭ НКАЗ является многоуровневой с иерархической распределенной обработкой информации.

Уровни системы

- Уровень точки учета, включающий ТТ, ТН, вторичные измерительные цепи, счетчики ЕвроАЛЬФА, блоки дополнительного питания.

- Уровень объекта, включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации времени УССВ, каналы сбора данных со счетчиков и коммуникационную аппаратуру.

- Уровень Центра сбора и обработки информации (ЦСОИ) АСКУЭ НКАЗ, включающий сервер БД, рабочие места пользователей, LAN.

- Уровень передачи данных в энергосбыт Кузбассэнерго, РДУ «Кузбассэнерго» и ЦДР ФОРЭМ.

Техническое обеспечение АСКУЭ

Уровень точки учета подстанции

На всех точках коммерческого учета НКАЗ установлены микропроцессорные счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА класса 0,2S (на вводах субабонентов 0,5S). Все счетчики

имеют плату хранения графиков нагрузки и запрограммированы на 30-минутное усреднение мощности. Глубина хранения данных в счетчиках – более 45 суток. Каждый счетчик снабжен цифровым интерфейсом RS-485 для подключения к коммуникационной аппаратуре и передачи данных на вышестоящие уровни.

Счетчики, устанавливаемые на вводах НКАЗ-1 и НКАЗ-2, снабжены резервным блоком питания для обеспечения их работы при отключении силового оборудования и пропадании напряжения 100 В в измерительных цепях.

Все коммерческие счетчики класса точности 0,2S измеряют активную и реактивную электроэнергию и мощность в двух направлениях. Каждый счетчик снабжен двумя группами по 4 импульсных выхода для подключения к системам АСКУЭ Новокузнецкого отделения энергосбыта «Кузбассэнерго» и системе технического учета НКАЗ.

Счетчики установлены на места старых счетчиков на панелях ГЩУ. Рядом с каждым счетчиком смонтирована специализированная клеммная колодка с возможностью пломбирования, блок дополнительного питания и разветвитель RS-485 интерфейса ПР-3/11.

Уровень объекта – УСПД

В качестве УСПД системы АСКУЭ НКАЗ применены УСПД RTU-325. Они предназначены для сбора данных об электропотреблении от счетчиков ЕвроАЛЬФА, формирования групповых измерений, отображения данных учета на встроенный дисплей и передачи данных по каналам связи.

Для стыковки системы АСКУЭ НКАЗ с АСКУЭ «Кузбассэнерго» предусмотрен отдельный порт RTU-325 интерфейса RS-485.

УСПД и сервер БД поставлены в виде низковольтных комплектных устройств (НКУ), в шкафах которых устанавливается аппаратура АСКУЭ, обес-

печиваются монтаж и контроль комплексной работы в заводских условиях. НКУ обеспечивают возможность размещения оборудования в промышленных помещениях, предотвращают несанкционированный доступ к оборудованию, обеспечивают климатическую защиту оборудования.

Уровень Главного центра сбора информации НКаз

Сервер БД

В помещении заводоуправления НКаз устанавливается НКУ шкаф серверный. В качестве сервера БД выбран сервер Compaq, который обладает наилучшими показателями надежности, производительности и обслуживаемости в своем классе. Сервер БД укомплектован платой с 8 портовым RS-232 модулем.

На сервере БД развертывается программное обеспечение Альфа ЦЕНТР AC_SE с

СУБД Oracle на пять пользователей. Сервер осуществляет сбор данных коммерческого (с УСПД и переносного инженерного пульта) учета, ведение базы данных АСКУЭ, долговременное хранение требуемой информации, преобразование данных в формат АСКП и т.д.

Помимо основного ПО Альфа ЦЕНТР, на сервер устанавливаются дополнительные модули:

- AC_M модуль мониторинга (редактор электрических схем, отображение данных по фидерам, расчет и отображение групповых характеристик);
- AC_T модуль синхронизации времени по спутниковым часам;
- AC_N модуль расширенной диагностики систем с развитой системой коммуникаций.

АРМ

В помещении НКаз установлено одно рабочее место диспетчера с Альфа ЦЕНТР_SE (многопользовательская версия), которое позволяет:

- отображать параметры учета электроэнергии в виде экранных форм на дисплее компьютера и информации о текущем состоянии системы;
- документировать параметры учета электроэнергии в виде отчетных форм на принтере;
- обеспечивать настройки параметров системы и ручного ввода данных с переносного инженерного пульта;
- организовывать доступ к АСКУЭ на основе системы паролей и разграничения полномочий пользователей.

Под параметрами учета электроэнергии понимаются данные об электроэнергии и мощности (принятой/переданной) и данные о параметрах электросети, характеризующих качество электроэнергии (токи, напряжения, частота, $\cos \phi$).

Уровень передачи данных в энергосбыт «Кузбассэнерго», РДУ «Кузбассэнерго» и ЗАО «ЦДР ФОРЭМ»

Для непосредственного



кладной метрологии, разработки, производства и эксплуатации средств измерений, других заинтересованных лиц принять участие в подготовке нового проекта закона.

mte.gov.ru

НА «ХИМВОЛОКНО» ВНЕДРЯЮТ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Внедрение энергосберегающих технологий на предприятии «Химволокно» позволяет экономить до 260 тысяч долларов в год.

Экономические преобразования поставили перед предприятием совершенно новые задачи и, соответственно, методы их решения. Так как химическое производство весьма энергоемко, возникла необходимость разработки путей снижения себестоимости и повышения уровня конкурентоспособности продукции на внешнем и внутреннем рынках.

Наиболее существенными программами по эффективному использованию энергоресурсов являются разработки по утилизации тепла сжатого воздуха в турбокомпрессорах, и тепла паров аммиака и сточных вод. Только в прошлом году на эти программы объединение потратило порядка 340 тыс. долларов.

Что касается планируемых на этот год работ, то они предусматривают установку частотно-регулируемых электроприводов в кислотном и химических цехах, на береговой насосной станции и ряде других объектов. Финансирование всех проектов осуществляется за счет кредитов и собственных средств предприятия.

опроса УСПД и сервера БД в энергосбыты «Кузбасэнерго» и ЗАО «ЦДР ФОРЭМ» установлено программное обеспечение Альфа ЦЕНТР.

Технические решения по передаче данных АСКУЭ Сбор информации с объектов в центры сбора

Счетчики, находящиеся в помещении, объединены в сеть по интерфейсу RS-485. Поскольку расстояние между Новокузнецкой ТЭЦ и ЦКПП-2 большое (1300 м), а также учитывая повышенную вероятность наведения помех на длинной линии, передача данных со счетчиков, установленных на ТЭЦ, производится по ВОЛС. Для этого на панель ГЩУ ТЭЦ установлен НКУ АСКУЭ шкаф конвертеров RS-485/ВОЛС.

В ЦКПП-2 НКУ с УСПД располагается в непосредственной близости от счетчиков, поэтому, несмотря на достаточные сильные электромагнитные

поля, для сбора информации от счетчиков в УСПД возможно использование RS-485 интерфейса. Этот интерфейс обладает достаточной помехозащищенностью, удобством монтажа и наладки, а также позволяет сэкономить кабельную продукцию.

Сбор данных со счетчиков субабонентов и РУ-220 В производится ежемесячно через оптопорт счетчика, используя переносной инженерный пульт, с последующим переносом и выгрузкой на сервер БД АСКУЭ НКАЗ.

Передача данных по учету отпуска субабонентам от сервера БД к УСПД не предусматривается. Поэтому для определения сальдо-перетока по НКАЗ на конец расчетного периода, наряду с данными, получаемыми с УСПД (12 точек учета по вводам), используются данные по субабонентам с сервера БД. Для этого в составе серверного НКУ пре-

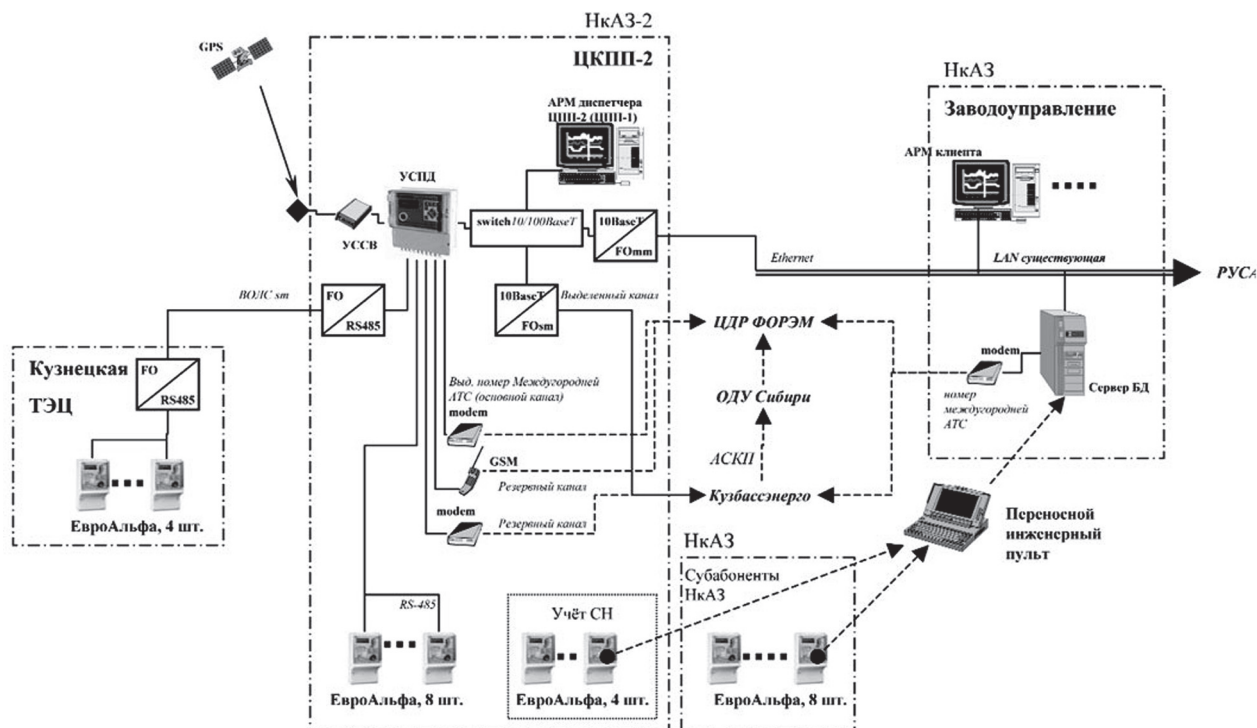
дусмотрен модем для передачи данных по коммутируемому каналу междугородней телефонной связи.

Передача данных из УСПД на сервер БД ОАО «НКАЗ»

Передача данных осуществляется по локальной сети Ethernet. Для включения в LAN используются коммутаторы Switch, устанавливаемые в НКУ УСПД и НКУ сервера БД. Для защиты информации и обеспечения надежной и бесперебойной работы системы передачи данных АСКУЭ используются коммутаторы Ethernet, гарантирующие необходимый трафик в сети.

При разрыве канала связи между счетчиком и УСПД данные в счетчиках сохраняются. После восстановления канала связи УСПД АСКУЭ автоматически считывает всю недостающую информацию. Если длительность неисправности канала связи превышает время хра-

Структурная схема АСКУЭ ОАО «Новокузнецкий алюминиевый завод»





нения данных на счетчике, то информацию со счетчика можно будет считать через оптопорт, используя переносной инженерный пульт со специальным ПО Альфа ЦЕНТР (АС_L).

Передача информации на верхние уровни

Передача данных в ЗАО «ЦДР ФОРЭМ»

В качестве основного канала передачи информации в ЗАО «ЦДР ФОРЭМ» используется выделенный номер АТС с выходом на междугороднюю сеть связи набором «8». Информация передается с главного УСПД при помощи профессионального модема ZyxEL в формате протокола УСПД RTU-325. Дистанционное изменение настроек модема защищено паролем.

Для организации резервного канала применяется стационарный GSM-терминал, работающий в сотовой сети и не зависящий от работы АТС. Сотовый терминал подключается к отдельному порту УСПД.

Передача данных в энергосбыт «Кузбассэнерго»

Основной канал передачи данных организуется по коммутируемому каналу. Данные передаются с сервера БД через профессиональный модем ZyxEL.

Для приема данных на стороне «Кузбассэнерго» устанавливается

узел приема, представляющий собой персональный компьютер с установленным на нем ПО Альфа ЦЕНТР (однопользовательская версия на 30 счетчиков). ПО обеспечивает опрос данных с УСПД (общее потребление НкАЗ) и с сервера БД АСКУЭ НкАЗ (отпуск субабонентам), формирование базы данных, формирование формата АСКП. Кроме того, доступ к данным учета может быть осуществлен SQL-запросами или экспортом в EXCEL-формат.

Для защиты коммерческой информации от несанкционированного доступа данные в канале передаются в закрытом формате УСПД RTU-325.

В качестве резервного канала используется отдельный профессиональный модем ZyxEL, подключенный к своему порту УСПД. Дистанционное изменение настроек модема защищено паролем. Данные передаются по коммутируемому каналу АТС.

Передача данных в управление РУСАЛ в Москве

В данном проекте предусмотрена техническая возможность для передачи данных АСКУЭ НкАЗ в РУСАЛ. Сервер БД АСКУЭ НкАЗ через коммутатор Switch подключается в корпоративную сеть РУСАЛ. Передача информации будет осуществляться межсерверным обменом, через отдельный порт коммутатора, с определяемыми администратором правами доступа.

Передача данных в ОДУ Сибири

Проектом предусматривается передача данных АСКУЭ НкАЗ в ОДУ Сибири не напрямую, а через РДУ «Кузбассэнерго». Данные будут передаваться в формате АСКП.

Синхронизация времени

В системе АСКУЭ НкАЗ синхронизация времени производится от эталона, в качестве которого выступает GPS (глобальная система позициониро-

вания). В качестве приемника сигналов GPS о точном астрономическом времени используется устройство синхронизации системного времени (УССВ), подключаемое к УСПД. От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД, а от них – внутренние часы счетчиков ЕвроАЛЬФА, подключенных к УСПД. Кроме того, от УСПД производится синхронизация встроенных часов сервера БД.

В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах, подключенных к УСПД, в частности в счетчиках, где происходит датирование измерений, с точностью +2 секунды. При длительном нарушении канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта (посредством пакета АС_L).

Масштабируемость и надежность системы

Структура системы приспособлена к дальнейшей модернизации и развитию, а именно:

- предусмотрена возможность добавления в систему новых точек учета;
- возможно увеличение количества автоматизированных рабочих мест пользователей;
- наращивание аппаратных и программных средств обеспечивается без вывода системы из постоянной эксплуатации;
- средняя наработка на отказ счетчиков ЕвроАЛЬФА составляет не менее 35 000 часов, а УСПД типа RTU-325 – 50 000 часов;
- срок службы УСПД равен 24 годам, срок службы счетчиков – 30 лет.

Результаты

АСКУЭ Новокузнецкого алюминиевого завода принята в промышленную эксплуатацию 1 октября 2003 года. НкАЗ вышел на ФОРЭМ.



*В. Григорьев,
Э. Киреева,
В. Миронов,
А. Чохонелидзе*

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ СИСТЕМ ЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Общие положения

Поражение человека электрическим током, проявляющееся в виде электрического удара и электрических травм (например, ожогов), происходит при прикосновении человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением, или к металлическим конструктивным частям, которые оказались под напряжением вследствие пробоя или неисправности изоляции.

Поражение человека электрическим током может произойти от воздействия напряжения шага. Хотя такие поражения редки, но они могут произойти, например, вблизи упавшего на землю провода или при ударе молнии.

Напряжения прикосновения и шага можно выразить следующим образом:

$$U_{\text{п}} = k_{\text{п}} U_3 = k_{\text{п}} I_{3..3} R_3;$$

$$U_{\text{ш}} = k_{\text{ш}} U_3 = k_{\text{ш}} I_{3..3} R_3;$$

где $k_{\text{п}}$, $k_{\text{ш}}$ – соответственно коэффициенты напряжения прикосновения и шага; U_3 – напряжение на заземлителе; $I_{3..3}$ – ток, протекающий через заземлитель; R_3 – сопротивление растеканию заземлителя. Сведения по этим параметрам приведены ниже.

С целью защиты человека от поражения

электрическим током разработаны и внедрены специальные правила по технике безопасности (ПТБ), которые являются обязательными для всех работающих, имеющих отношение к эксплуатации электрооборудования. Эти правила, а также ПУЭ, ПТЭ и ППБ содержат требования к электроустановкам, обеспечивающие безопасность человека в отношении возможности поражения электрическим током, а также безаварийность и надежность работы электроустановок и их пожаро- и взрывобезопасность.

В отношении устройства и выполнения мер безопасности все электротехнические установки подразделяют на установки номинальным напряжением до и выше 1 кВ.

В отношении электробезопасности производственные помещения в соответствии с ПУЭ подразделяют на три категории:

- с повышенной опасностью;
- особо опасные;
- без повышенной опасности.

Принадлежность помещения к той или иной категории зависит от указанных ниже признаков и их количества в рассматриваемом помещении. Такими признаками являются:

- сырость или проводящая пыль;
- токопроводящий пол;
- высокая температура;
- возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с зем-

лей металлоконструкциям здания, технологическим аппаратам, механизмам, с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой;

- химически активная среда.

Для безопасной эксплуатации электротехнических установок должны соблюдаться некоторые условия и проводиться мероприятия:

1) для исключения случайного прикосновения к токоведущим частям устанавливаются специальные ограждения или располагают токоведущие части на определенной высоте;

2) для обеспечения безопасности прикосновения в установках напряжением до и выше 1 кВ с глухозаземленной или изолированной нейтралью сооружают заземляющие или зануляющие устройства, зануляют или заземляют металлические части электроустановок на случай замыкания токоведущих частей на корпус;

3) должна соблюдаться правильная техническая эксплуатация электрооборудования, обеспечивающая требуемый уровень изоляции, а также своевременный контроль и профилактические испытания изоляции, ремонт изоляции или замену деталей с поврежденной изоляцией;

4) необходимо применять изолирующие защитные средства, обеспечивающие безопасное выполнение работ по ремонту, наладке и эксплуатации действующего электрооборудования;

5) необходимо, чтобы обслуживающий персонал четко знал и умел применять при эксплуатации ПТБ, ППБ, ПУЭ и ПТЭ.

Повышение безопасности систем цехового электроснабжения означает прежде всего строгое выполнение указанных выше нормативных документов по технике безопасности электроустановок.

Эффективность защитных мер оценивают параметром потока отказов (средним числом отказов в единицу времени), приводящих к поражению людей электрическим током (нарушение изоляции одновременно с обрывом нулевого провода или с несрабатыванием отключающего защитного аппарата; нечувствительность защиты к повреждениям, не сопровождающихся однофазными КЗ и т.п.).

Эффективность одного только защитного заземления или зануления может оказаться недостаточной, и поэтому, кроме них, как правило, используют дополнительные виды защиты от поражения электрическим током – выравнивание потенциалов, защитную изоляцию, защиту от токов утечки (защитное отключение) и др.

К настоящему времени накоплен большой опыт по повышению безопасности систем це-

хового электроснабжения. Так, например, при необходимости установки силовых трансформаторов внутри цеха в целях пожарной безопасности используют сухие трансформаторы вместо масляных. Другим способом обеспечения пожарной безопасности трансформатора является применение в качестве изоляции негорючих и при этом нетоксичных жидкостей и др.

Чтобы защитить открыто проложенные кабели (например, в лотках) от огня или во время пожара, применяют огнестойкую засыпку или заливку затвердевающей огнестойкой массой. В местах перехода кабельных линий из одного помещения в другое применяют огнепреграждающие блоки. Внутри помещений и кабельных сооружений в зависимости от вероятности случайных механических повреждений используют бронированные или небронированные кабели без горючих наружных покрытий.

Повышению безопасности цехового электроснабжения способствуют во многом применение аппаратов и приборов в закрытых корпусах; использование закрытых комплектных устройств, всевозможных блокировок и т.д.

Заземления и зануления в системах цехового электроснабжения

Для обеспечения безопасности обслуживания электроустановок их заземляют. По своему назначению различают следующие виды заземлений:

- рабочее заземление какой-либо находящейся под напряжением точки электроустановки для обеспечения надлежащей работы установок в рабочих и аварийных условиях;
- защитное заземление металлических корпусов и других металлических частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением, необходимое для защиты людей при случайном попадании этих частей под напряжение вследствие повреждения изоляции и замыкания на корпус;
- молниезащитное заземление молниеотводов и разрядников.

Примером рабочего заземления могут служить заземление вторичных обмоток измерительных трансформаторов и вольтметров, применяемых для контроля состояния изоляции в сети с изолированной нейтралью; глухое заземление нейтрали и др. Благодаря таким заземлениям в системах электроснабжения создается определенный режим работы (например, обеспечение действия релейной защиты при глухом заземлении нейтрали в случае однофазного замыкания на землю).

Основной защитной мерой является устройство защитных заземлений. *Защитным заземле-*

нием электроустановки называют преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством, представляющим собой совокупность заземлителей (металлического проводника или группы проводников, находящихся в непосредственном соединении с землей) и заземляющих проводников, соединяющих заземляемые части электроустановки с заземлителем.

Заземлители бывают искусственные и естественные. В качестве искусственных заземлителей применяют вертикально забитые в землю отрезки угловой стали длиной 2,5–3 м и горизонтально проложенные стальные полосы, круглые и прямоугольные, которые служат для связи вертикальных заземлителей. Могут применяться также углубленные прутковые заземлители из круглой стали диаметром 12–14 мм и длиной до 5 м, ввертываемые в грунт посредством электрифицированного ручного заглубителя. Благодаря проникновению электрода в глубокие слои грунта с повышенной влажностью снижается его удельное сопротивление. Использование углубленных прутковых заземлителей уменьшает расход металла и затраты труда на работы по устройству заземления.

В качестве естественных заземлителей используют проложенные в земле: стальные водопроводные трубы, стальную броню силовых кабелей (при их числе не менее двух), свинцовые оболочки кабелей, а также металлические конструкции зданий и сооружений, имеющие надежное соединение с землей и др.

Для снижения расходов на заземляющие устройства в первую очередь применяют естественные заземлители.

Назначение защитного заземления заключается в том, чтобы создать между корпусом защищаемого устройства (например, электродвигателя) и землей электрическое соединение достаточно малого (по сравнению с телом человека) сопротивления, чтобы ток через параллельно присоединенное тело человека снизился до безопасного для него значения.

В установках напряжением до 1 кВ с заземленной нейтралью трансформаторов или генераторов применяется система, при которой металлические корпуса электроприемников с помощью защитных проводников достаточно малого сопротивления соединены с заземленной нейтралью (рис. 1). Наличие такого соединения превращает замыкание токоведущих частей на корпуса электроприемников в КЗ, которое должно отключаться автоматическим воздушным выключателем или предохранителем. Эту систему называют занулением.

Основное назначение зануления заключается в том, чтобы обеспечить автоматическое

отключение участка системы электроснабжения, на котором произошло замыкание находящихся под напряжением проводников на металлические корпуса электрооборудования. Таким образом, защитные заземления или зануления должны обеспечивать следующее:

- в установках с изолированной нейтралью – безопасное значение тока, проходящего через тело человека при замыканиях фазы сети на заземленные части;
- в установках с глухозаземленной нейтралью – автоматическое отключение поврежденных участков сети.

Следует иметь в виду, что в сетях с глухим заземлением нейтрали применяют зануление (рис. 2), а в сетях с изолированной нейтралью – заземление.

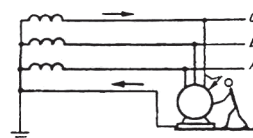


Рис. 1. Зануление электрооборудования в сети с глухозаземленной нейтралью

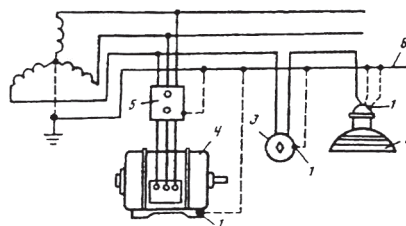


Рис. 2. Схема зануления элементов электроустановки напряжением до 1 кВ при глухозаземленной нейтралью: 1 – заземляющий винт или болт; 2 – осветительная арматура; 3 – выключатель в металлическом корпусе; 4 – электродвигатель; 5 – пускатель; 6 – нулевой провод.

Отключение электроустановок при однофазных замыканиях на землю может осуществляться также с помощью защитного отключения, которое применяют в дополнение или взамен заземления или зануления. Защитное отключение обеспечивает быстродействующее отключение установки или ее части с временем 0,05–0,2 с при однофазных замыканиях на землю или корпуса оборудования, а также при прикосновении человека к частям, находящимся под напряжением.

Основная доля поражений человека приходится на электроустановки напряжением ниже 1 кВ. Опасность поражения имеет место в следующих основных случаях:

- при случайных прикосновениях человека к токоведущим частям;
- при снижении сопротивления изоляции;
- при неисправности заземления.

На рис. 3 приведена схема устройства защитного отключения, реагирующего на напряжение корпуса относительно земли.

На рис. 4 приведена схема устройства защитного отключения, реагирующего на ток замыкания на землю.

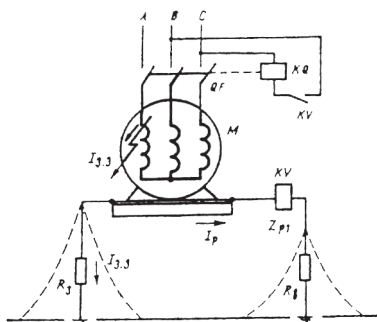


Рис. 3. Схема устройства защитного отключения, реагирующего на напряжение корпуса относительно земли: KV – реле максимального напряжения с большим $Z_{p1} > R_{\phi}$; KQ – отключающая катушка автоматического выключателя; QF – автоматический выключатель; M – двигатель

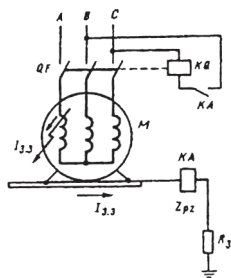


Рис. 4. Схема устройства защитного отключения, реагирующего на ток замыкания на землю: KA – реле тока с малым сопротивлением обмотки Z_{p2}

Далее приведены выражения для условий срабатывания реле соответственно для этих схем:

$$U_{c.p} = \frac{U_{п.д.д} Z_{p1}}{k_n (Z_{p1} + R_{\phi})};$$

$$I_{c.p} = \frac{I_{h.д.д} R_{\phi}}{k_n (Z_{p2} + R_{\phi})};$$

где $U_{п.д.д}$ – длительно допустимое напряжение прикосновения; Z_{p1}, Z_{p2} – соответственно сопротивления реле напряжения и тока; k_n – коэффициент прикосновения, определяемый формой заземлителя; $I_{h.д.д}$ – длительно допустимый ток через тело человека; R_{ϕ} – сопротивление тела человека; R_B – сопротивление вспомогательного заземлителя; R_3 – сопротивление заземлителя. Для расчетов можно принять: $U_{п.д.д} = 10$ В; $I_{h.д.д} = 10$ мА; $R_{\phi} = 1000$ Ом.

В тех случаях, когда невозможно выполнить заземление или зануление и обеспечить защитное отключение, допускается обслуживать электрооборудование с изолирующих площадок. При этом должна быть исключена возможность одновременного прикосновения к незаземленным частям электрооборудования и частям оборудования, имеющим соединение с землей.

Заземлению, согласно ПУЭ, подлежат корпуса электрооборудования, светильников, приводов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, каркасы распределительных щитов, щитов управления, шкафов, металлические конструкции РУ, металлические кабельные конструкции и оболочки проводов и др. Более подробные сведения о частях, подлежащих заземлению, приведены в ПУЭ.

Важной защитной мерой служит выравнивание потенциалов в пределах установки и ее отдельных частей. Эта защитная мера применяется совместно с системами заземления, зануления и др.

Фактор выравнивания потенциалов имеет первостепенное значение в повышении условий безопасности. В установках напряжением выше 1 кВ выравнивание потенциалов осуществляется путем применения сложных заземлителей. Заземлители состоят из погруженных в землю стальных стержней, труб или уголков, соединенных стальной полосой, либо только из полос, расположенных в один или несколько рядов в пределах защищаемых объектов (рис. 5). На разрезах пунктирными линиями показаны потенциалы (напряжения по отношению к точкам нулевого потенциала) поверхности земли и

случае замыкания на землю, а сплошными линиями – результирующие потенциалы; показаны также U_n и $U_{ш}$ внутри заземлителя и вне его. Чем ближе расстояния между отдельными элементами заземлителя, тем лучше выравниваются потенциалы земли на занимаемой им площади при однофазных замыканиях и тем ниже U_n и $U_{ш}$.

В промышленных установках выравнивание потенциалов внутри помещений происходит часто естественным путем благодаря наличию оборудования, разветвленной сети заземления, связанной со всякого рода металлическими конструкциями, трубопроводами, кабелями и др. В зависимости от степени насыщения помещения металлом $K_n \leq 0,3 \div 0,2$.

Находит также применение такая защитная мера, как двойная изоляция, которая дает надежное обеспечение безопасности. При этом отпадает необходимость в заземлении или занулении (выполнение их запрещается). Примером двойной изоляции может служить выполнение корпусов электрооборудования из изолирующих материалов.

В системах с изолированной нейтралью в соответствии с ПТЭ должен вестись постоянный контроль за состоянием изоляции всех трех фаз относительно земли. Такой контроль повышает безопасность и надежность систем цехового электроснабжения и может осуществляться с помощью трех вольтметров PV, включенных через один трехфазный пятистержневой трансформатор напряжений типа НТМИ (рис. 6). Если в процессе эксплуатации контроль состо-

яния изоляции показывает ее низкий уровень, то необходимо произвести ремонт изоляции или замену элементов электроустановки с поврежденной изоляцией.

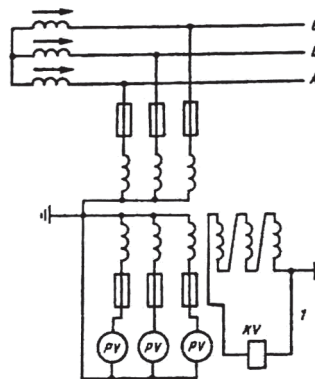


Рис. 6. Включение трех вольтметров для контроля состояния изоляции с помощью измерительного трансформатора напряжений НТМИ в сети напряжением выше 1 кВ

Опыт эксплуатации измерительных ТН, используемых для подключения к ним общей сигнализации от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью, показывает их частую повреждаемость. Основной причиной являются феррорезонансные явления, благодаря которым через обмотки ВН трансформатора проходят токи, многократно превышающие номинальные.

В настоящее время применяются специальные антирезонансные ТН типа НАМИТ-10-2УХЛ2, предназначенные для измерения напряжения и контроля изоляции в сетях 6 и 10 кВ с любым режимом заземления нейтрали. Это значительно повысило надежность систем электроснабжения.

Расчет заземляющих устройств

При расчете заземляющих устройств определяют следующие параметры:

- тип заземлителя;
- число и место размещения заземлителей;
- сечение заземляющих проводников.

В соответствии с требованиями ПУЭ этот расчет выполняют для определения ожидаемого сопротивления заземляющего устройства.

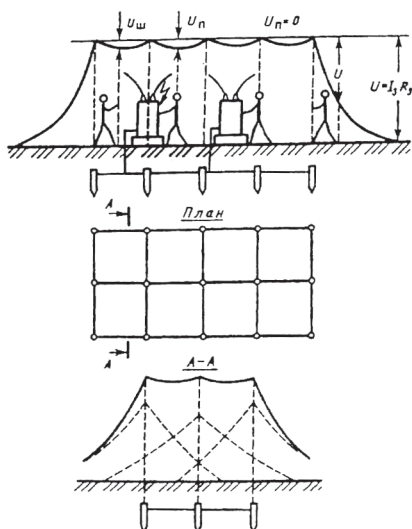


Рис. 5. Выравнивание потенциалов при сложном заземлителе

1. Важнейшей величиной, определяющей сопротивление заземляющего устройства, является удельное сопротивление грунта ρ . Это сопротивление находят двумя способами:

– путем измерения в месте устройства заземления:

$$\rho = \rho_{из} \psi,$$

где $\rho_{из}$ – измеренное удельное сопротивление грунта; ψ – коэффициент изменения сопротивления (зависит от состояния грунта и времени года), значения ψ даны в табл. 1;

– путем использования приближенных значений ρ , Ом · м (табл. 2).

2. Определяют сопротивление одиночного заземлителя вертикального при длине l , м, диаметре d , мм:

$$R_0 = (0,366 \rho / l) \lg(4l/d);$$

углубленного пруткового диаметром 12 мм, длиной 5 м:

$$R_{0,пр} \approx 0,00227\rho;$$

из угловой стали размером 50x50x5 мм, длиной 2,5 м:

$$R_{0,у} \approx 0,0034\rho.$$

3. Определяют число вертикальных заземлителей n :

$$n = R_0 / (\eta R_3),$$

где η – коэффициент экранирования, зависящий от числа и взаимного расположения заземлителей (табл. 3); R_3 – сопротивление заземляющего устройства.

Если расстояние между заземлителями a и отношение a/l уточняют по периметру подстанции, то вновь рассчитывают число заземлителей и при новом значении коэффициента экранирования η .

4. Определяют сопротивления горизонтальных протяженных металлических полос R_n , посредством которых соединяют вертикальные заземлители (если сопротивление вертикальных заземлителей R_3 больше сопротивления R_n , принятого по нормам):

$$R_n = \frac{0,366\rho}{\eta_n l_n} \lg \frac{2l_n}{b_n t_n},$$

где l_n , b_n , t_n – длина, ширина, глубина заложения полосы, см; η_n – коэффициент экранирования полосы.

Таблица 1

Коэффициенты изменения удельного сопротивления грунта (ψ)

Состав грунта	Глубина заложения, м	Расчетные коэффициенты		
		ψ_1	ψ_2	ψ_3
Суглинок	0,8-3,8	2,0	1,5	1,4
Садовая земля (0,6 м), ниже слой глины	0-3	-	1,82	1,2
Гравий с примесью глины, ниже глина	0-2	1,8	1,2	1,1
Известняк	0-2	2,5	1,51	1,2
Гравий с примесью песка	0-2	1,5	1,3	1,2
Торф	0-2	1,4	1,1	1,0
Песок	0-2	2,4	1,56	1,2
Глина	0-2	2,4	1,36	1,2

Примечание, ψ_1 – грунт влажный; ψ_2 – грунт средней влажности; ψ_3 – грунт сухой

Таблица 2

Удельные сопротивления грунта (ρ)

Состав и состояние грунта	ρ , Ом
Песок влажный	10-100
Гравий, щебень	200
Пахотная земля, смешанный грунт (глина, известь, щебень)	10
Суглинок или глина (влажность 20 % по объему)	4-8
Глина (влажность 40 % по объему)	1-^
Каменистые почвы	400

Таблица 3

Коэффициент экранирования

Число трубчатых заземлителей, n	Коэффициент экранирования η при отношении расстояния между трубами к их длине, a/l					
	3			2		
	3	2	1	3	2	1
	Трубы размещены в ряд			Трубы размещены по контуру		
5	0,87	0,8	0,68	-	-	-
10	0,83	0,7	0,55	0,78	0,67	0,59
20	0,77	0,62	0,47	0,72	0,6	0,43
30	0,75	0,6	0,4	0,71	0,59	0,42
50	0,73	0,58	0,38	0,68	0,52	0,37
100	-	-	-	0,64	0,48	0,33
200	-	-	-	0,61	0,44	0,3
300	-	-	-	0,6	0,43	0,28

Если учитывают R_n , то уменьшают необходимое количество заземляющих вертикальных электродов.

Так как сопротивление соединительных полос сравнительно большое, оно мало влияет на общее сопротивление заземляющего устройства. Поэтому в практических расчетах проводимость соединительных полос можно не учитывать (за исключением больших контурных заземлителей).

5. Находят сопротивление искусственных заземлителей R_n после выбора расчетного значения сопротивления растеканию R_{Σ} ; при этом учитывают сопротивление естественных заземлителей R_e :

$$R_n = R_3 R_e (R_e - R_3).$$

Проводимость искусственного заземлителя складывается из проводимостей вертикальных заземлителей $1/R_e$ и стальной горизонтальной полосы $1/R_n$, соединяющей вертикальные заземлители:

$$1/R_n = 1/R_{\Sigma} + 1/R_n,$$

где R_{Σ} – сопротивление растеканию вертикальных заземлителей:

$$R_{\Sigma} = R_1/n\eta;$$

R_1 – сопротивление растеканию одиночного заземлителя.

Чтобы создать надежный контакт со слоями грунта, не подверженными промерзанию и высыханию, заземлители закладывают на глубину примерно 0,7 м (от поверхности земли до верхней части заземлителя).

По форме заземлителей различают выносное и контурное заземления. При выносном заземлении все заземлители сосредотачивают в одном определенном месте, где их располагают на расстоянии не менее 2,5–3 м друг от друга. С помощью магистралей заземления к выносному заземлителю присоединяют электрооборудование.

При контурном заземлении заземлители располагают по периметру защищаемой территории; при большой территории заземлители закладывают также и внутри ее. Контурное заземление рекомендуют во всех случаях, а в установках напряжением выше 1 кВ оно является обязательным.

Пример 1. Определить число электродов заземления трансформаторной подстанции напряжением 6/0,4 кВ. На стороне 6 кВ нейтраль изолирована, на стороне 0,4 кВ – глухо заземлена. Общая протяженность воздушных линий напряжением 6 кВ $l_b = 10$ км, кабельных линий напряжением 6 кВ $l_k = 20$ км. Измерения грунта, произведенные в июне, показали значение удельного сопротивления $\rho_T = 0,6 \cdot 10^4$ Ом·см (при средней влажности).

Решение.

1. Определяем емкостной ток однофазного замыкания на землю в сети 6 кВ:

$$I_{3,3} = U(35I_k + I_b)/350 = \\ = 6(35 \cdot 20 + 10)/350 = 12,2 \text{ А.}$$

2. Находим сопротивление заземляющего устройства для сети 6 кВ при общем заземлении:

$$R_3 = U_3/I_{3,3} = 125/12,2 = 10,2 \text{ Ом,}$$

где $U_3 = 125$ В, если заземляющее устройство одновременно используется для установок напряжением до и выше 1 кВ.

Для сети 380/220 В сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом; поэтому принимаем наименьшее сопротивление заземляющего устройства 4 Ом.

3. Определяем расчетное удельное сопротивление грунта:

$$\rho = \rho_{из} \psi_2 = 0,6 \cdot 10^4 \cdot 1 = \\ = 0,9 \cdot 10^4 \text{ Ом·см,}$$

где ψ_2 – коэффициент изменения удельного сопротивления, взятый из табл. 1 (среднее значение, грунт суглинок).

4. Определяем сопротивление одиночного пруткового заземлителя (выбрали в качестве заземлителей прутковые электроды):

$$R_{o,пр} = 0,00227\rho = 0,00227 \times 0,9 \times 10^4 = 20,4 \text{ Ом.}$$

5. Рассчитываем число заземлителей n , приняв размещение их в ряд с расстоянием между ними $a = 6$ м:

$$n = R_{o,пр} / (\eta R_3) = \\ = 20,4 / (0,8 \cdot 4) = 6,$$

где $\eta = 0,8$ при $a/l = 2$ (по табл. 3).

Пример 2. Рассчитать заземляющее устройство цеховой подстанции напряжением 6/0,4 кВ. На стороне 6 кВ нейтраль изолирована, на стороне 0,4 кВ – глухозаземлена. Ток однофазного замыкания на землю на стороне 6 кВ равен $I_{33} = 25$ А. Удельное сопротивление грунта в месте сооружения подстанции $\rho_{из} = 2 \cdot 10^4$ Ом · см. Подстанция получает питание двумя кабельными линиями напряжением 6 кВ, измеренное сопротивление оболочек кабеля $R_e = 5,65$ Ом. Периметр контура заземляющего устройства вокруг подстанции $l = 50$ м. Расстояние между заземлителями $a = 5$ м.

Решение

1. Определяем сопротивление защитного заземления из условия выполнения общего заземляющего устройства для напряжений 6 и 0,4 кВ (поэтому $U_3 = 125$ В):

$$R_3 = U_3 / I_{3,3} = 125 / 25 = 5 \text{ Ом.}$$

Сопротивление защитного заземления на стороне 0,4 кВ должно составлять 4 Ом. Следовательно, при совместном выполнении защитных заземлений общее сопротивление защитного заземления подстанции должно быть не более 4 Ом.

Так как значение сопротивления естественного заземлителя $R_e = 5,65$ Ом больше допустимого по нормам ($R_3 = 4$ Ом), то следует применить дополнительные искусственные заземлители.

2. Определяем сопротивление искусственных заземлителей:

$$R_{и} = R_e R_3 / (R_e - R_3) = 5,65 \cdot 4 / (5,65 - 4) = 13,5 \text{ Ом.}$$

В качестве искусственных заземлителей применяем прутковые электроды диаметром $d = 12$ мм, длиной $l = 5$ м.

3. Находим сопротивление одиночного пруткового заземлителя:

$$R_{о.пр} = 0,00227 \rho = 0,00227 \rho_{из} \psi_2 = 0,00227 \cdot 2 \cdot 10^4 \cdot 1,5 = 68 \text{ Ом.}$$

4. Определяем общее количество прутковых электродов при их размещении по периметру подстанции:

$$n = l/a = 50/5 = 10.$$

5. Находим сопротивление всего контура заземляющего устройства (без учета сопротивления протяженного заземлителя в виде горизонтальных металлических полос R_n):

$$R'_и = R_{о.пр} / (n \cdot \eta) = 68 / (10 \cdot 0,59) = 11 \text{ Ом,}$$

где η – коэффициент экранирования, равный 0,59 при $a/l = 1$ (табл. 3).

Так как $R'_и = 11$ Ом меньше предельного расчетного значения $R_{и} = 13,5$ Ом, то число прутковых электродов $n = 10$ выбрано правильно и учитывать сопротивление R_n не надо.

При $R'_и > R_{и}$ пришлось бы рассчитывать сопротивление R_n по (1) и определять по (2) общее сопротивление заземляющего устройства R_{Σ} и сравнивать его с требуемым значением.

1. В сетях напряжением до 1 кВ с заземленной нейтралью в качестве основной защитной меры должно применяться зануление корпусов электрооборудования (это сети 0,4 кВ).

Зануление может быть осуществлено одним из следующих способов:

- специальным защитным проводником (четвертая жила кабеля, четвертый или третий провод);
- присоединением корпуса электроприемника к нулевому проводу;
- присоединением корпуса электроприемника к общей сети зануления.

При кажущейся простоте система зануления может выполнять свои функции только при соблюдении некоторых условий, усложняющих ее устройство и требующих постоянного внимания при эксплуатации:

а) необходимо обеспечить достаточное значение тока КЗ для надежного отключения аварийного участка сети за короткое время (0,1–0,2 с);

б) необходимо обеспечить безопасность в течение времени от момента замыкания до срабатывания защитного аппарата, а также при обрыве нулевого провода;

в) не должна допускаться установка или замена сгоревших плавких вставок и термореле автоматических выключателей на токи, большие, чем требуется по условиям защиты и пусковым токам;

г) необходимо применять, где это необходимо, повторные заземления нулевого провода для снижения U_n в аварийных режимах;

д) защита автоматическими выключателями и предохранителями должна устанавливаться во всех трех фазах;



е) сопротивление цепи замыкания должно проверяться измерениями.

2. В установках, в которых нельзя достигнуть безопасности системой зануления, следует применять защитное отключение с временем действия до 0,2 с. Вследствие некоторой сложности систем защитного отключения, необходим квалифицированный надзор за этими системами при эксплуатации.

Хорошие результаты в отношении защитных мер, как показал опыт эксплуатации, дает сочетание защитного отключения с занулением; при этом зануление служит резервной защитой на случай отказа защитного отключения.

3. Действенной дополнительной защитной мерой, снижающей U_n , является выравнивание потенциалов вблизи электрооборудования. В установках напряжением выше 1 кВ выравнивание

потенциалов осуществляется путем устройства сложных заземлителей (см. рис. 5), а в промышленных установках, как правило, естественным путем.

4. Для обеспечения надежности защитной сети необходимо соблюдать следующие меры в отношении нулевых и защитных проводников:

- во избежание разрыва цепи заземления или зануления в ней не должны устанавливаться рубильники или предохранители;
- запрещается использовать нулевые проводники осветительных линий для зануления силовых электроприемников; на рис. 7 показано выполнение сети зануления осветительных и силовых электроприемников;
- целесообразно, где это возможно, сети заземления и зануления соединять с имеющимися в здании естественными проводниками для уменьшения активного сопротивления фаза – нуль, а также для выравнивания потенциалов;
- проводники (защитные и нулевые) должны быть защищены от механических и химических воздействий;

5. В местах с высоким удельным сопротивлением грунта экономически приемлемое решение может дать устройство выносных заземлителей в хорошо проводящих слоях земли, невымерзающих озерах и болотах, реках, в море. Соединение заземлителя с установкой осуществляется воздушной или кабельной линией.

6. Во взрывоопасных установках напряжением до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали в качестве заземляющих проводников можно использовать только дополнительную, четвертую жилу кабеля или специального многожильного провода.

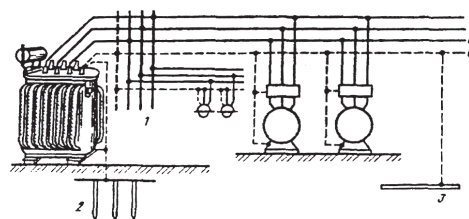


Рис. 7. Схема сети зануления осветительных и силовых электроприемников: 1 – щит; 2 – заземлитель; 3 – повторное заземление

В. Григорьев, Э. Киреева, В. Миронов, А. Чохонелидзе «Электроснабжение и электрооборудование цехов». (М.: Энергоиздат, 2003).



Утверждена
приказом Минэнерго России
от 30 июня 2003 г. № 261

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ И ИСПЫТАНИЮ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

2.12. Ковры диэлектрические резиновые и подставки изолирующие¹

Правила эксплуатации

2.12.9. В эксплуатации ковры и подставки не испытывают. Их осматривают не реже 1 раза в 6 мес. (п. 1.4.3), а также непосредственно перед применением. При обнаружении механических дефектов ковры изымают из эксплуатации и заменяют новыми, а подставки направляют в ремонт.

После ремонта подставки должны быть испытаны по нормам приемо-сдаточных испытаний.

2.12.10. После хранения на складе при отрицательной температуре ковры перед применением должны быть выдержаны в упакованном виде при температуре (20 +/- 5) °C не менее 24 ч.

2.13. Щиты (ширмы)

Назначение и конструкция

2.13.1. Щиты (ширмы) применяются для временного ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением.

2.13.2. Щиты следует изготавливать из сухого дерева, пропитанного олифой и окрашенного

бесцветным лаком, или других прочных электроизоляционных материалов без применения металлических крепежных деталей.

2.13.3. Поверхность щитов может быть сплошной или решетчатой.

2.13.4. Конструкция щита должна быть прочной и устойчивой, исключая его деформацию и опрокидывание.

2.13.5. Масса щита должна позволять его переноску одним человеком.

2.13.6. Высота щита должна быть не менее 1,7 м, а расстояние от нижней кромки до пола – не более 100 мм.

2.13.7. На щитах должны быть жестко укреплены предупреждающие плакаты «СТОЙ! НАПРЯЖЕНИЕ» или нанесены соответствующие надписи.

Правила эксплуатации

2.13.8. В эксплуатации щиты не испытывают. Их осматривают не реже 1 раза в 6 мес. (п. 1.4.3), а также непосредственно перед применением.

При осмотрах следует проверять прочность соединения частей, их устойчивость и прочность деталей, предназначенных для установки или крепления щитов, наличие плакатов и знаков безопасности.

2.13.9. При установке щитов, ограждающих рабочее место, должны выдерживаться расстояния

¹Продолжение. Начало в № 10/04

яния до токоведущих частей, находящихся под напряжением, согласно Межотраслевым правилам охраны труда (правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок. В электроустановках 6–10 кВ это расстояние при необходимости может быть уменьшено до 0,35 м.

2.13.10. Щиты должны устанавливаться надежно, но не препятствовать выходу персонала из помещения при возникновении опасности.

2.13.11. Не допускается убирать или переставлять до полного окончания работы ограждения, установленные при подготовке рабочих мест.

2.14. Накладки изолирующие

Назначение и конструкция

2.14.1. Накладки применяются в электроустановках до 20 кВ для предотвращения случайного прикосновения к токоведущим частям в тех случаях, когда нет возможности оградить рабочее место щитами. В электроустановках до 1000 В накладки применяют также для предупреждения ошибочного включения рубильников.

2.14.2. Накладки должны изготавливаться из прочного электроизоляционного материала.

2.14.3. Конструкция и размеры накладок должны позволять полностью закрывать токоведущие части.

2.14.4. В электроустановках выше 1000 В применяются только жесткие накладки.

В электроустановках до 1000 В можно использовать гибкие накладки из диэлектрической резины для закрытия токоведущих частей при работах без снятия напряжения.

Эксплуатационные испытания

2.14.5. Механические испытания изолирующих накладок в эксплуатации не проводят.

2.14.6. При испытаниях электрической прочности жесткой накладки для электроустановок выше 1000 В ее помещают между двумя пластинчатыми электродами, края которых не должны достигать краев накладки на 45–55 мм, а затем с каждой стороны – между электродами, расстояние между которыми не должно превышать расстояния между полюсами разъединителя на соответствующее напряжение.

2.14.7. При испытаниях электрической прочности гибкой накладки для электроустановок до 1000 В ее помещают между двумя пластинчатыми электродами, края которых не должны достигать краев накладки на 10–20 мм. Рифленая поверхность накладки (при наличии рифления)

должна быть смочена водой. При этом должно контролироваться значение тока, протекающего через накладку.

Жесткие накладки для электроустановок до 1000 В испытываются по аналогичной методике, но без контроля величины тока, протекающего через накладку.

2.14.8. Нормы и периодичность электрических испытаний накладок приведены в Приложении 7.

Правила пользования

2.14.9. Установка накладок на токоведущие части электроустановок напряжением выше 1000 В и их снятие должны производиться двумя работниками с применением диэлектрических перчаток и изолирующих штанг либо клещей.

Установка и снятие накладок в электроустановках до 1000 В могут производиться одним работником с применением диэлектрических перчаток.

2.14.10. В процессе эксплуатации накладки осматривают не реже 1 раза в 6 мес. (п. 1.4.3). При обнаружении механических дефектов накладки изымают из эксплуатации и заменяют новыми.

Перед применением накладки очищают от загрязнений и проверяют на отсутствие трещин, разрывов и других повреждений.

2.15. Колпаки изолирующие на напряжение выше 1000 В

Назначение и конструкция

2.15.1. Колпаки предназначены для применения в электроустановках до 10 кВ, конструкция которых по условиям электробезопасности исключает возможность наложения переносных заземлений при проведении ремонтов, испытаний и определении мест повреждения.

2.15.2. Колпаки изготавливаются двух типов:

- для установки на жилах отключенных кабелей;
- для установки на ножах отключенных разъединителей.

2.15.3. Конструкция колпаков должна позволять их надежное закрепление на жилах кабелей, а также возможность установки на ножи разъединителей при помощи оперативной штанги.

2.15.4. Колпаки могут изготавливаться из диэлектрической резины или других электроизоляционных материалов с устойчивыми диэлектрическими свойствами.

Эксплуатационные испытания

2.15.5. В эксплуатации испытываются только колпаки для установки на жилах отключенных кабелей по методике, описанной в п. 2.10.4.

Нормы и периодичность испытаний колпаков приведены в Приложении 7.

2.15.6. Колпаки для установки на ножах отключенных разъединителей в эксплуатации не испытывают. Их осматривают не реже 1 раза в 6 мес. (п. 1.4.3), а также непосредственно перед применением. При обнаружении механических дефектов колпаки изымают из эксплуатации.

Правила пользования

2.15.7. Перед установкой колпаков должно быть проверено отсутствие напряжения на жилах кабеля и ножах разъединителей.

2.15.8. Установка и снятие колпаков должны производиться двумя работниками с применением изолирующей штанги и диэлектрических перчаток.

При работе в сборках с вертикальным расположением фаз последовательность установки колпаков снизу вверх, снятия – сверху вниз.

2.16. Инструмент ручной изолирующий

Назначение и конструкция

2.16.1. Ручной изолирующий инструмент (отвертки, пассатижи, плоскогубцы, круглогубцы, кусачки, ключи гаечные, ножи монтерские и т.п.) применяется в электроустановках до 1000 В в качестве основного электрозащитного средства.

2.16.2. Инструмент может быть двух видов:

– полностью изготовленный из проводящего материала и покрытый электроизоляционным материалом целиком или частично;

– изготовленный полностью из электроизоляционного материала и имеющий, при необходимости, металлические вставки.

2.16.3. Разрешается применять инструмент, изготовленный в соответствии с государственным стандартом, с однослойной и многослойной разноцветной изоляцией.

2.16.4. Изолирующее покрытие должно быть неснимаемым и выполнено из прочного, нехрупкого, влагостойкого и маслостойкого негорючего изоляционного материала.

Каждый слой многослойного изоляционного покрытия должен иметь свою окраску.

2.16.5. Изоляция стержней отверток должна оканчиваться на расстоянии не более 10 мм от конца жала отвертки.

2.16.6. У пассатий, плоскогубцев, кусачек и т.п., длина ручек которых менее 400 мм, изолирующее покрытие должно иметь упор высотой не менее 10 мм на левой и правой частях рукояток и 5 мм на верхней и нижней частях рукояток, лежащих на плоскости. Если инструмент не имеет четкой неподвижной оси, упор высотой 5 мм должен находиться на внутренней части рукояток инструмента.

У монтерских ножей минимальная длина изолирующих ручек должна составлять 100 мм. На ручке должен находиться упор со стороны рабочей части высотой не менее 5 мм, при этом минимальная длина изолирующего покрытия между крайней точкой упора и неизолированной частью инструмента по всей рукоятке должна составлять 12 мм, а длина неизолированного лезвия ножа не должна превышать 65 мм.

Эксплуатационные испытания

2.16.7. В процессе эксплуатации механические испытания инструмента не проводят.

2.16.8. Инструмент с однослойной изоляцией подвергается электрическим испытаниям. Испытания можно проводить на установке для проверки диэлектрических перчаток. Инструмент погружается изолированной частью в воду так, чтобы она не доходила до края изоляции на 22 – 26 мм. Напряжение подается между металлической частью инструмента и корпусом ванны или электродом, опущенным в ванну.

2.16.9. Нормы и периодичность электрических испытаний инструмента приведены в Приложении 7.

2.16.10. Инструмент с многослойной изоляцией в процессе эксплуатации осматривают не реже 1 раза в 6 мес. (п. 1.4.3). Если покрытие состоит из двух слоев, то при появлении другого цвета из-под верхнего слоя инструмента изымают из эксплуатации.

Если покрытие состоит из трех слоев, то при повреждении верхнего слоя инструмента может быть оставлен в эксплуатации. При появлении нижнего слоя изоляции инструмента подлежит изъятию.

Правила пользования

2.16.11. Перед каждым применением инструмента должен быть осмотрен. Изолирующие покрытия не должны иметь дефектов, которые приводят к ухудшению внешнего вида и снижению механической и электрической прочности.

2.16.12. При хранении и транспортировании инструмента должен быть предохранен от увлажнения и загрязнения.

2.17. Заземления переносные

Таблица 2.7.1

Назначение и конструкция

2.17.1. Заземления переносные предназначены для защиты работающих на отключенных токоведущих частях электроустановок от ошибочно поданного или наведенного напряжения при отсутствии стационарных заземляющих ножей.

Заземления должны соответствовать требованиям государственного стандарта.

2.17.2. Заземления состоят из проводов с зажимами для закрепления их на токоведущих частях и струбцинами для присоединения к заземляющим проводникам. Заземления могут иметь штанговую или бесштанговую конструкцию.

2.17.3. Провода заземлений должны быть гибкими, могут быть медными или алюминиевыми, неизолированными или заключенными в прозрачную защитную оболочку.

2.17.4. Сечения проводов заземлений должны удовлетворять требованиям термической стойкости при протекании токов трехфазного короткого замыкания, а в электрических сетях с глухозаземленной нейтралью – также при протекании токов однофазного короткого замыкания. Провода заземлений должны иметь сечение не менее 16 кв. мм в электроустановках до 1000 В и не менее 25 кв. мм в электроустановках выше 1000 В.

Для выбора сечений проводов заземлений по условию термической стойкости рекомендуется пользоваться следующей упрощенной формулой:

$$S_{\text{мин}} = \frac{I_{\text{уст.}} \sqrt{t_B}}{C},$$

где:

$S_{\text{мин}}$ – минимально допустимое сечение провода, кв. мм;

$I_{\text{уст.}}$ – наибольшее значение установившегося тока короткого замыкания;

t_B – время наибольшей выдержки основной релейной защиты, с;

C – коэффициент, зависящий от материала проводов (для меди $C = 250$, а для алюминия $C = 152$).

В таблицах 2.7.1 и 2.7.2 показаны допустимые по условиям термической стойкости токи короткого замыкания в зависимости от сечения проводов и времени выдержки релейной защиты 0,5; 1,0 и 3,0 с, рассчитанные по приведенной формуле для медных и алюминиевых проводов.

Максимально допустимые токи короткого замыкания для переносного заземления с медным проводом

Сечение медного провода, мм ²	Максимально допустимый ток короткого замыкания, кА, при времени выдержки релейной защиты, с		
	0,5	1,0	3,0
16	5,7	4,0	2,3
25	8,8	6,2	3,6
35	12,4	8,8	5,1
50	17,7	12,5	7,2
70	24,7	17,5	10,1
95	33,6	23,8	13,7

Таблица 2.7.2

Максимально допустимые токи короткого замыкания для переносного заземления с алюминиевым проводом

Сечение алюминиевого провода, кв. мм	Максимально допустимый ток короткого замыкания, кА, при времени выдержки релейной защиты, с		
	0,5	1,0	3,0
16	3,4	2,4	1,4
25	5,4	3,8	2,2
35	7,5	5,3	3,1
50	10,7	7,6	4,4
70	15,0	10,6	6,1
95	20,4	14,4	8,3

При больших токах короткого замыкания разрешается устанавливать несколько заземлений параллельно.

2.17.5. При выборе заземлений в эксплуатацию следует также проверять их на соответствие требованиям электродинамической устойчивости при коротких замыканиях по следующей формуле:

$$i_{\text{дин.мин.}} = 2,55 I_{\text{уст.}}$$

где: $i_{\text{дин.мин.}}$ – минимально необходимый ток динамической устойчивости для заземления;

$I_{\text{уст.}}$ – наибольшее значение установившегося тока короткого замыкания.

Значения $i_{\text{дин.}}$ должны указываться в паспортах на каждое конкретное заземление.

2.17.6. Конструкция зажимов для присоединения заземления к токоведущим частям должна допускать его наложение, закрепление и снятие с помощью специальной штанги.

Зажим для присоединения к заземляющему проводнику должен быть выполнен в виде струбины или соответствовать конструкции специального зажима на этом проводнике.

2.17.7. Разборные и неразборные контактные соединения заземления должны быть выполнены методом опрессовки, сварки или болтами в соответствии с требованиями государственного стандарта по стабилизации электрического переходного сопротивления.

Применение пайки для контактных соединений не допускается.

Металлические детали зажимов заземления должны выполняться из коррозионностойкого материала или иметь защитное покрытие в соответствии с государственным стандартом.

Необходимость нанесения защитного металлического покрытия на контактные поверхности проводников указывается в стандартах или технических условиях на конкретные исполнения.

2.17.8. В местах присоединения проводов к зажимам должны быть приняты меры для предотвращения излома жил.

2.17.9. Провода переносных заземлений, применяемых для снятия остаточного заряда при проведении испытаний, для заземления испытательной аппаратуры и испытуемого оборудования, должны быть медными сечением не менее 4 кв. мм, а применяемых для заземления изолированного от опор грозозащитного троса воздушных линий, а также передвижных установок (лабораторий, мастерских и т.п.) и грузоподъемных машин – медными сечением не менее 10 кв. мм по условиям механической прочности.

2.17.10. На каждом заземлении, кроме перечисленных в п. 2.17.9, должны быть обозначены номинальное напряжение электроустановки, сечение проводов и инвентарный номер. Эти данные выбиваются на одном из зажимов или на бирке, закрепленной на заземлении.

Эксплуатационные испытания

2.17.11. В процессе эксплуатации механические испытания заземлений не проводят.

2.17.12. Электрические испытания изолирующих частей штанг переносных заземлений с металлическими звеньями и изолирующих гибких элементов проводят согласно п. п. 2.2.14 и 2.2.15.

Правила эксплуатации

2.17.13. Места для присоединения заземлений должны иметь свободный и безопасный доступ. Переносные заземления для проводов ВЛ могут присоединяться к металлоконструкциям опоры, заземляющему спуску деревянной опоры или к специальному временному заземлителю (штырю, забитому в землю).

2.17.14. Установка и снятие переносных заземлений должны выполняться в диэлектрических перчатках с применением в электроустановках выше 1000 В изолирующей штанги. Закреплять зажимы переносных заземлений следует этой же штангой или непосредственно руками в диэлектрических перчатках.

2.17.15. В оперативной документации электроустановок должен проводиться учет всех установленных заземлений.

2.17.16. В процессе эксплуатации заземления осматривают не реже 1 раза в 3 месяца, а также непосредственно перед применением и после воздействия токов короткого замыкания. При обнаружении механических дефектов контактных соединений, обрыве более 5% проводников, их расплавлении заземления должны быть изъяты из эксплуатации.

2.18. Плакаты и знаки безопасности

2.18.1. Плакаты и знаки безопасности предназначены:

- для запрещения действий с коммутационными аппаратами, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на место работы (запрещающие плакаты);
- для предупреждения об опасности приближения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, и передвижения без средств защиты в ОРУ 330 кВ и выше с напряженностью электрического поля выше допустимой (предупреждающие знаки и плакаты);
- для разрешения конкретных действий только при выполнении определенных требований безопасности (предписывающие плакаты);
- для указания местонахождения различных объектов и устройств (указательный плакат).

2.18.2. Плакаты и знаки безопасности должны изготавливаться в соответствии с требованиями государственного стандарта.

2.18.3. По характеру применения плакаты могут быть постоянными и переносными, а знаки – постоянными.

Постоянные плакаты и знаки рекомендуются изготавливать из электроизоляционных материалов, а знаки на бетонные и металлические поверхности наносить красками с помощью трафаретов.

Переносные плакаты следует изготавливать только из электроизоляционных материалов.

Применение постоянных плакатов и знаков из металла допускается только вдали от токоведущих частей.

2.18.4. Перечень, форма, размеры, места и условия применения плакатов и знаков безопасности приведены в Приложении 9.

2.19. Специальные средства защиты, устройства и приспособления изолирующие для работ под напряжением в электроустановках напряжением 110 кВ и выше

Назначение и общие требования

2.19.1. К средствам защиты, изолирующим устройствам и приспособлениям для работ под напряжением на ВЛ 110–1150 кВ относятся полимерные изоляторы, канаты, лестницы (жесткие и гибкие), вставки телескопических вышек и подъемников, специальные штанги и т.п.

2.19.2. Средства защиты, изолирующие устройства и приспособления должны подвергаться механическим и электрическим испытаниям после изготовления и в эксплуатации. Механические испытания проводят перед электрическими.

Нормы и периодичность испытаний средств защиты, изолирующих устройств и приспособлений приведены в Приложениях 6 и 7.

После ремонта или разборки средств защиты, изолирующих устройств и приспособлений должны проводиться их внеочередные испытания по нормам приемосдаточных испытаний (Приложения 4 и 5).

2.19.3. При механических испытаниях нагрузка прикладывается к изделию плавно.

2.19.4. При электрических испытаниях порядок подачи испытательного напряжения такой же, как для электрозащитных средств общего назначения (п. 1.5.6 настоящей Инструкции). Испытательное напряжение прикладывают ко всей длине изолирующего устройства или к участкам длиной не менее 300 мм. Для получения достоверных показаний тока утечки соединительные провода измерительной схемы должны быть экранированы и должен учитываться ток утечки испытательной установки без испытываемого объекта.

2.19.5. На все средства защиты, изолирующие устройства и приспособления, кроме изолирующих канатов, должна быть нанесена маркировка такая же, как для электрозащитных средств общего назначения. На изолирующих канатах или на бирке, прикрепленной к канатам, должна быть отчетливо видимая надпись «Только для работ под напряжением».

Изоляторы специальные полимерные

Назначение и конструкция

2.19.6. Специальные полимерные изоляторы предназначены для доставки к проводу монтерской кабины и восприятия массы проводов при проведении работ под напряжением на ВЛ 110 – 1150 кВ.

2.19.7. Изоляторы состоят из стеклопластикового стержня, защитной оболочки и металлических оконцевателей. Защитная оболочка изготавливается из трекинговластойкого материала.

При напряжении 500 кВ и выше изоляторы могут комплектоваться в гирлянды, состоящие из двух и более последовательно соединенных изоляторов, при этом длина единичного элемента не должна превышать 4 м. Изоляторы должны быть оснащены экранными кольцами (дисками).

Эксплуатационные испытания

2.19.8. Стержневые полимерные изоляторы (типов СК, ЛК и др.) должны иметь коэффициент запаса прочности (отношение механической разрушающей силы при растяжении к номинальной рабочей нагрузке) не менее 2,5. Значения номинальной рабочей нагрузки при растяжении для полимерных изоляторов приведены в табл. 2.8.

Таблица 2.8

Номинальная рабочая нагрузка полимерных изоляторов

Номинальное Напряжение, кВ	Класс изолятора, гирлянды	Номинальная рабочая нагрузка при растяжении, кН
35	70/35	28
110	70/110	28
150	70/150	28
220	70/220	28
330	160/220	64
	70/330	28
500	160/330	64
	160/500	64
	70/50 + 70/220	28
750	70/330 + 70/330	28
	70/330 + 160/330	28
	160/330 + 160/330	64

2.19.9. Электрические испытания полимерных изоляторов проводятся в соответствии с требованиями п. 2.19.4 целиком или по частям.

Правила пользования

2.19.10. Перед каждым применением полимерного изолятора его следует осмотреть, обратив внимание на целостность элементов защитной оболочки и оконцевателей, отсутствие следов электрических разрядов по поверхности покрытия в местах стыка ребер между собой и с металлической арматурой, отсутствие следов сползания арматуры со стержня. При обнаружении хотя бы одного из вышеперечисленных дефектов изолятор должен изыматься из эксплуатации.

2.19.11. Эксплуатация полимерных изоляторов должна осуществляться в условиях, исключающих воздействие крутящих или изгибающих моментов, а также нагрузок на сжатие.

2.19.12. При загрязнении изоляторы должны протираться безворсовой тканью, смоченной мыльным раствором или спиртоацетоновой смесью (1:2).

Канаты изолирующие
полипропиленовые

Назначение

2.19.13. Канаты предназначены для подъема (спуска) кабины с электромонтером, приспособлений и ремонтируемых гирлянд изоляторов, оттяжки и перемещения лестниц, тележек, а также для страховки электромонтеров при доставке их к месту производства работ.

Эксплуатационные испытания

2.19.14. Перед началом механических испытаний канаты осматривают: надрывы, надрезы и другие дефекты не допускаются.

Канаты, предназначенные для подъема и страховки людей, перемещения тележки или монтерского сиденья по проводам, должны иметь коэффициент запаса прочности не менее 12, остальные канаты – не менее 6.

Значения разрывной нагрузки канатов приведены в табл. 2.9.

Таблица 2.9

Разрывная нагрузка полипропиленовых канатов

Диаметр каната, мм	12,74	15,92	22,29	25,47	31,84
Разрывная нагрузка при растяжении, кН	15	23	40	50	72

2.19.15. Электрические испытания канатов проводятся по схеме (рис. 2.4).

Испытания могут проводиться следующим образом. Тщательно очищенная сухая металлическая труба диаметром не менее 15 мм и длиной не менее 1 м крепится на изоляторах, поддерживающих испытательное напряжение. Вторая такая же труба крепится на расстоянии 300 мм от первой и заземляется. Канат наматывается на трубы. Испытательное напряжение подается на изолированную трубу. Таким образом, канат испытывается по всей длине. В случае применения указанной схемы испытаний контроль значения тока утечки не производится.

Правила пользования

2.19.16. Перед каждым применением канаты следует осматривать. Поверхность каната должна быть сухой и чистой. Удаление загрязнений должно производиться с применением синтетических моющих средств, после чего канат должен быть протерт влажной салфеткой и просушен на весу в течение не менее 24 ч при относительной влажности воздуха не более 80%. После чистки канаты должны подвергаться внеочередным электрическим испытаниям.

2.19.17. Не допускается применение канатов при относительной влажности воздуха выше 90%, дожде, тумане, измороси, снеге. При возникновении таких погодных условий во время производства работ канаты должны быть немедленно демонтированы.

Изоляторы гибкие с атмосферостойкой защитной оболочкой

Назначение и конструкция

2.19.18. Гибкие изоляторы предназначены для подвода кабины с электромонтером к проводу ВЛ, подъема (спуска) приспособлений и инструментов, перемещения монтера и тележки по проводу в пролете ВЛ.

2.19.19. Гибкий изолятор состоит из несущего элемента – лавсанового каната в защитной оболочке из этиленпропиленовой резины – и герметично опрессованных металлических оконцевателей, которыми изолятор оснащен с обоих концов.

Эксплуатационные испытания

2.19.20. Номинальная рабочая механическая нагрузка на растяжение должна составлять 1000 Н для изоляторов типа ГЭП-100 и 2500 Н для изоляторов типа ГЭП-250.

2.19.21. Механические и электрические испытания гибких изоляторов проводятся аналогично испытаниям изолирующих канатов.

Лестницы гибкие изолирующие

Назначение и конструкция

2.19.22. Гибкие изолирующие лестницы предназначены для подъема электромонтера к токоведущим частям ВЛ.

2.19.23. Тетивы лестниц изготавливаются из полипропиленового каната, а ступени – из стеклопластикового профиля.

2.19.24. При работах на ВЛ 220 кВ и выше возможно применение лестниц, состоящих из нескольких секций. Соединение секций между собой, а также крепление лестниц к металлоконструкциям опор осуществляется с помощью специальных карабинов или сцепной арматуры.

2.19.25. Номинальная рабочая механическая нагрузка гибкой лестницы – 1000 Н.

Эксплуатационные испытания

2.19.26. При механических испытаниях лестницу подвешивают вертикально и каждую тетиву поочередно нагружают растягивающей силой 2000 Н, затем к середине каждой ступени поочередно прикладывают нагрузку 1250 Н параллельно тетивам. Время испытаний – 1 мин.

2.19.27. Электрические испытания проводятся в соответствии с требованиями п. 2.19.4.

Правила пользования

2.19.28. Эксплуатация гибких лестниц производится аналогично эксплуатации изолирующих канатов.

Лестницы жесткие изолирующие

Назначение и конструкция

2.19.29. Жесткие изолирующие лестницы предназначены для подъема электромонтера к токоведущим частям ВЛ.

2.19.30. Тетивы и ступени лестниц изготавливаются из стеклопластика различного профиля, но при этом для изготовления ступеней стеклопластик круглого профиля не применяется.

2.19.31. Лестница состоит из нескольких секций, верхняя секция снабжена специальной площадкой с поручнями и металлическими захватами в виде крюков.

Секции лестницы соединены между собой узлами крепления, обеспечивающими необходимую прочность и жесткость лестниц. Для предотвращения расхождения тетив каждая секция снабжена двумя стеклопластиковыми болтами.

Эксплуатационные испытания

2.19.32. Механические испытания жестких лестниц проводятся аналогично испытаниям гибких лестниц, но дополнительно лестницы испытываются на изгиб приложением вертикальной нагрузки 1250 Н к средней ступени, при этом лестница располагается под углом 45° к вертикальной поверхности.

2.19.33. Электрические испытания проводятся в соответствии с требованиями п. 2.19.4 целиком или по частям.

Правила пользования

2.19.34. Перед каждым применением жесткие изолирующие лестницы должны осматриваться, протираться безворсовой тканью, а тетивы – покрываться тонким слоем силиконовой пасты. При наличии дефектов (трещин, сколов, разрывов, вздутий) использовать лестницы запрещается.

Штанги для переноса и выравнивания потенциала

Назначение и конструкция

2.19.35. Штанга для переноса потенциала предназначена для переноса потенциала провода на комплект индивидуальный экранирующий или монтерскую кабину при приближении к токоведущим частям ВЛ и ОРУ.

Штанга состоит из металлического пружинного захвата за провод, изолирующей рукоятки и гибкого медного провода сечением не менее 25 кв. мм, присоединяющегося к комплекту индивидуальному экранирующему или монтерской кабине с помощью клемм.

2.19.36. Штанга для выравнивания потенциала предназначена для выравнивания потенциала между комплектом индивидуальным экранирующим и крупногабаритными приспособлениями, подаваемыми с земли и имеющими непостоянное значение потенциала.

Штанга состоит из металлического оконцевателя в виде крюка, изолирующей рукоятки и гибкого медного провода сечением не менее 4 кв. мм.

Эксплуатационные испытания

2.19.37. В эксплуатации испытания штанг для переноса и выравнивания потенциала не проводят.

Правила пользования

2.19.38. Перед применением штанги с целью контроля должны осматриваться исправности пружин захвата, состояния медных проводников и мест их присоединения, отсутствия коррозии на металлических поверхностях.

Вставки изолирующие телескопических вышек и подъемников

Назначение и конструкция

2.19.39. Изолирующие вставки предназначены для изоляции рабочей корзины с электромонтером от потенциала земли при ее подъеме к токоведущим частям ВЛ, находящимся под напряжением.

2.19.40. Вставка представляет собой изолирующую конструкцию, сочленяемую с телескопической частью вышки или подъемника и обеспечивающую механическую прочность, устойчивость и надлежащий уровень изоляции. Верхний конец вставки крепится к рабочей корзине, а нижний – к звену телескопической вышки или полностью его заменяет.

Эксплуатационные испытания

2.19.41. Механические испытания изолирующих вставок проводятся при полном выдвиге телескопической части вышки или подъемника путем приложения статической нагрузки на сжатие 2200 Н и на изгиб 250 Н.

2.19.42. Электрические испытания вставок проводятся в соответствии с требованиями п. 2.19.4 целиком или по частям.

Правила пользования

2.19.43. Перед каждым применением изолирующие вставки должны протираться безворсовой тканью и осматриваться с целью выявления трещин, сколов, вздутий, следов от электрических разрядов, при наличии которых применение вставок запрещается.

2.20. Покрытия и накладки изолирующие гибкие для работ под напряжением в электроустановках напряжением до 1000 В.

2.20.1. Гибкие изолирующие покрытия и на-

кладки предназначены для защиты работающих от случайного контакта с токоведущими частями, находящимися под напряжением, а также для предотвращения короткого замыкания на месте работ.

2.20.2. Покрытия могут иметь специальную форму или выпускаться в виде рулона и нарезать по индивидуальным требованиям. Покрытия, располагаемые между частями электроустановок с различными потенциалами, должны позволять полностью разделить эти части.

Накладки могут выполняться в виде листов-пластин или в виде омегаобразного профиля.

2.20.3. Покрытия и накладки могут изготавливаться бесшовным способом из диэлектрической резины или других эластичных материалов.

Минимальная толщина покрытий и накладок определяется способностью выдерживать испытательные нагрузки и напряжения, максимальная толщина определяется необходимой гибкостью покрытий и накладок, обеспечивающей удобство работы с ними.

Масса накладки длиной 1,5 м должна быть не более 1 кг.

Эксплуатационные испытания

2.20.4. В процессе эксплуатации механические испытания покрытий и накладок не проводят.

2.20.5. Для проведения электрических испытаний чистое покрытие или накладку помещают между двумя плотно прилегающими к ним электродами, края которых не должны доходить до краев покрытия или накладки на 12–18 мм. Схемы испытаний приведены на рис. 2.5.

Нормы и периодичность испытаний покрытий и накладок приведены в Приложении 7.

Правила пользования

2.20.6. Покрытия и накладки перед применением должны осматриваться с целью выявления проколов, опасных неровностей и других механических повреждений. При этом на поверхности могут быть неопасные неровности или следы формовки.

2.20.7. При загрязнении покрытия и накладки промываются водой с мылом. Применение растворителей для удаления загрязнений не допускается.

2.20.8. Покрытия и накладки следует устанавливать на токоведущие части с применением основных изолирующих электрозащитных средств.

Продолжение следует



В. Шишкин

ДРЕВНИЕ СВЯТЫНИ ПРАВОСЛАВИЯ

Сколько я прибавлю, Матерь моя, все Твоим будет, если они будут хранить мои наставления. Отныне и в дальнейшем пусть будет это Твоим наследием и Твоим садом и раем.

Именно эти слова, по преданию, вещал Богородице Глас с Неба, когда она приближалась к Афонскому полуострову (точнее, к полуострову Македония в Греции, называемому Горю Афон), где ей выпало по жребию проповедовать Евангелие. Не случайно это место назвали Садом Богоматери. Вот уже много веков святая гора, где расположен русский Пантелеймонов монастырь, является оплотом православия, его недремлющим стражем, где каждый человек соприкасается с вечностью.

Всего на Афоне 20 монастырей, из них 17 греческих (все греки исповедуют православие), один русский, один болгарский и сербский. Русский монастырь святого великомученика Пантеленмона расположен на юго-западном побережье полуострова. Он был основан еще в 1080 году при Алексее Комнине в районе греческого монашеского государства и во всех древних рукописях упоминается как русский монастырь. В начале XIV века он был разрушен сильным пожаром, но византийские императоры и сербские цари выделили солидные пожертвования на его восстановление.

Множество паломников направлялось сюда

из различных стран мира. Популярность Старому Афону принесло предание о том, что здесь побывала Божья Матерь во время своих странствований. Посещение святой горы Афон разрешено только мужчинам. Даже самым истинно верующим и праведно живущим женщинам не дано побывать в этом прекрасном и благодатном месте.

В первой половине XIX столетия на полуостров прибыло большое количество русских монахов, которые поселились в монастыре, и благодаря их большинству среди монастырской братии настоятелем впервые был выбран русский игумен. В то время количество русских монахов доходило до тысячи человек. В настоящее время их семьдесят.

В русском монастыре огромная трапезная, вмещающая 850 человек. Над входом в нее находится звонница с огромным колоколом весом 13 тонн и это второй в мире по весу колокол.

На территории монастыря два храма и Покрова Пресвятой Богородицы и храм во имя Святого Великомученика Пантеленмона, в котором и находятся чудотворная икона и цельбоносные его мощи, а также святая глава. Среди святынь монастыря и часть мощей святых апостолов Петра, Андрея, Матфея, Луки, Филиппа, Фомы и апостола Варфоломея.

Кроме многочисленных реликвий и драгоцен-

ных камней, в библиотеке монастыря, которая расположена в отдельном здании, хранится более трехсот тысяч старинных печатных изданий, много рукописей и пергаментов на славянских языках.

Жизнь братии здесь подчинена строгому уставу. Монахи на Афоне имеют разные виды послушаний: ухаживают за деревьями, благоустранивают общую территорию. Питание один раз в день по понедельникам, а в остальные дни — два раза. Основной рацион — хлеб, овощи, фрукты, оливки, чай и никаких сладостей. Мясо исключается вовсе, а рыба только по праздникам. Ежедневно на Афоне проходит четыреста (!) служб, по 5-6 часов каждая.

В монастыре действует старинное византийское время. По нему сутки начинаются с заходом солнца. Больше в мире такого времени нет. Ночью, когда на небе еще луна и звезды, монахи встают по звону колокольчика и тихо, словно ручейки, стекаются на службу, которая длится до самого утра. На лицах их — полная отрешенность от мира, одна величественная любовь ко Господу и Богородице. У свидетелей этого священного действия остаются незабываемые и возвышенные чувства приобщения к божественному.

Кто знает, может быть, весь этот мир, погрязший в грехах, все-таки еще живет и что-то создает во многом благодаря тому, что есть такая святая гора Афон, где в двадцати православных монастырях денно и нощно несут свой крест и молятся за нас Господу и Пресвятой Богородице люди, посвятившие свою жизнь подвигу христианского служения.

Кто побывал в Новом Афоне и не посетил Иверскую гору, подобен тому, кто был в Риме и не видел в Ватикане римского папы.

А.П.Чехов, 1888 г.

Как известно, Пантелеймонов монастырь в Греции имеет своего младшего собрата — мужской Ново-Афонский Симоно-Кананитский монастырь, расположенный на черноморском побережье Абхазии. Русские монахи со святой горы Афон основали эту православную обитель во второй половине XIX века у подножия Иверской горы, которая известна как священное место еще с глубокой древности.

В IV веке н.э. на вершине Иверской горы древние племена абазгов, предков нынешних абхазов, основали поселение, укрепленное крепос-

тью, назвав его Анакопией. У северной крепостной стены древней Анакопии находится один из древнейших христианских храмов Абхазии, построенный в VI-VII веках на месте древнего абхазского языческого святилища. Храм сооружен из грубо обработанного известняка и морского гравия и сохранился лишь частично. Внутри можно увидеть несколько архитектурных деталей с изображением рыбы — символа древнего христианства, льва и креста, а также надписи на древнегреческом языке. На протяжении нескольких столетий храм пользовался большой известностью из-за хранившейся в нем, по преданию, нерукотворной иконы Иверской Божьей Матери, совершившей множество чудес и исцелений, о которых упоминают древние рукописи.

К иконе Иверской Божьей Матери на Руси всегда было особое отношение. Считается, что она была написана на Иверской горе в Абхазии одним из апостолов Иисуса Христа. Около тысячи лет назад икона появилась на горе Афон в Греции. Известно, что икона Иверской Божьей Матери — единственная в мире святыня, которая никогда не охранялась и сама бережет верующих.

По свидетельству греческих писателей и других историков, семена христианства были заброшены в Абхазию еще в I веке после Рождества Христова, спустя двадцать лет после вознесения Спасителя и сошествия Святого Духа на апостолов. По преданию, в Абхазию явились апостолы Андрей Первозванный и Симон Кананит. Святой Андрей Первозванный, считающийся общим апостолом земли Русской, обходя причерноморские земли, долго проповедовал в Абхазии, а потом ушел к Азовскому морю и далее на Русь.

Апостол Симон Кананит остался для проповеди Евангелия в городе Севасте (нынешнем Сухуми). Здесь он принял мученическую кончину и положил основание Абхазской церкви.

Священномученик Симон Зилот Кананит, один из двенадцати апостолов Христа, жил в Канне Галилейской и был сыном Иосифа Обручника — покровителя и хранителя Божьей Матери. Поэтому его именуют еще и вратом Господним по плоти. Именно в его доме однажды праздновалась свадьба, на которой Господь претворил воду в вино, совершив свое первое чудо. Потрясенный Симон безраздельно уверовал в Спасителя и пошел за Ним, став одним из Его двенадцати апостолов. Он получил и наименование



себя под покровительство российского императора. Кроме того, афонские иноки желали служить на пользу и благо для края, который приютил бы их, способствуя своими трудами и всем строем благочестивой монастырской жизни культурному просвещению и душевному спасению его жителей.

В 1875 году в соответствии с наставлением старцев посланники со святой горы Афон выбрали живописное и пло-

Зилот, т.е. ревнитель. После сошествия Святого Духа на апостолов, среди которых был и Симон, он начал неустанно нести свет Христов во многих странах. В Абхазии он принял мученическую смерть на кресте и закончил свой земной путь.

Между вершинами двух гор — Афонской и Иверской — в живописном ущелье берет свое начало река Псырцха, что в переводе с абхазского означает Пухтовый родник. Река образует небольшой пруд, из которого низвергается прекрасный 10-метровый водопад. Именно здесь, по преданию библейских источников, похоронен один из двенадцати апостолов Христа — Симон Кананит. На его могиле в IX-X веках построен храм, который действует и поныне и является святым местом для каждого христианина. Мощи святого апостола и сейчас сохраняются там под спудом, т.е. под землей.

На месте погребения апостола Симона, у подножья Афонской горы, и был впоследствии основан Новоафонский монастырь его имени — один из крупнейших религиозных центров на черноморском побережье Кавказа.

Мысль об устройстве новой обители принадлежала игумену Русского на Афоне Святого-Пантелеимонова монастыря архимандриту Макарию. Предвидя возможность невзгод и бедствий для своего монастыря, опасаясь разногласий с греческим духовенством и войны с Турцией, афонские старцы хотели иметь, прежде всего, убежище в безопасном месте и поставить

родное место в 20 верстах от Сухума, на развалинах древнего города Анакпии, где находилась древняя православная святыня — полуразрушенный храм Во Имя Святого Апостола Симона Кананита. На этом священном для каждого православного месте афонские иноки при помощи Божьей и под покровом Божьей Матери решили положить основание Ново-Афонской обители, которая послужила бы местом спасения души всем подвизающимся в ней.

Основанию Ново-Афонского монастыря предшествовало несколько чудесных знамений, что ясно свидетельствует о предопределении свыше, о том, что Господь и Пречистая Его Матерь зримо пекутся о новой обители, а святой апостол Симон Кананит неотступно охраняет иноков и помогает им.

8 декабря 1879 года русский царь Александр II утвердил Устав Ново-Афонского монастыря, который предоставил монастырю весьма широкие возможности не только миссионерской, но и хозяйственной деятельности. Угодья были утверждены за монастырем с наименованием его Ново-Афонский Симоно-Кананитский. По имени монастыря все это место было названо Новым-Афоном, и название это утвердилось как свидетельство тесной связи и неразрывного союза двух обителей.

Узкая асфальтированная полоса шоссе в густой тени кипарисов выводит к главным воротам монастыря. Мощные стены с бесконечными рядами окон, над которыми поднимаются го-

лубые маковки монастырских церквей, широкая, выложенная разноцветной плиткой дорога, уводящая под высокую арку ворот, светло-коричневый контур громады Пантелеймонова собора, голубизна небес — таковы первые впечатления посетителя Ново-Афонского монастыря, надолго остающиеся в памяти.

Монастырское здание, имеющее в плане четырехугольную форму, строилось с 1884 по 1896 год. Главный вход — Святые врата — обращены на юг, к морю. В здании сооружено пять храмов: над Святыми вратами возведен храм Вознесения Господня, а по углам монастырского четырехугольника расположены церкви, самая большая из которых посвящена апостолу Андрею Первозванному.

В центре западного корпуса возвышается 50-метровая колокольня с часами, мелодичный вой которых слышен далеко. Под колокольной расположена бывшая монастырская трапезная, стены которой, как и в маленьких церквах, расписаны фресками, выполненными известными волжскими Богомазами братьями Оловянниковыми.

Наиболее величественным и изящным строением обители является расположенный внутри монастыря Собор во имя великомученика и целителя Пантелеимона, вмещающий до 3 тысяч человек. Он был воздвигнут в 1888–1900 годах по проекту архитектора Н. Никонова. Первый камень в фундамент собора заложил во время своего приезда в Новый Афон в 1888 году император Александр III.

Собор венчают пять куполов; высота центрального — 40 метров. Его архитектура принадлежит к нововизантийскому стилю. Стены изнутри богато расписаны в 1911–1914 годах мастерами из села Палех Владимирской губернии и группой московских художников под руководством Н.В. Молова и А.В. Серебрякова. Фрески отличаются сочетанием голубых, коричневых и золотистых тонов.

Святыней Ново-Афонского Симоно-Кананитского монастыря является чудотворный крест с частицей Древа Животворящего Креста Господня.

В 90-х годах XIX века монастырь в Новом Афоне превратился в крупнейший религиозный центр на черноморском побережье Кавказа. Новоафонские монахи усердно выполняли возложенные на них миссионерские обязанности. В частности, они построили духовное училище для подготовки абхазских детей к религиозной деятель-

ности. Основные доходы монастырь имел от паломников, которые шли сюда со всех уголков России.

В 1924 году монастырь разделил трагическую судьбу множества других обителей — он был закрыт как очаг контрреволюционной пропаганды. В годы советской власти на территории монастыря располагалась туристическая база отдыха, а в соборе — историко-краеведческий музей.

В 1991 году афонские монахи во главе с игуменом Петром возобновили богослужение в Ново-Афонском монастыре, поскольку народ Абхазии и ныне желает остаться в лоне православной церкви. Во время грузино-абхазской войны 1992–93 годов здесь находился госпиталь для абхазских воинов. Истинное возрождение обители произошло в 1994 году, и хотя монастырь сейчас веден, но монашеская братия старается издавать религиозно-просветительскую литературу и занимается благотворительностью.

Сегодняшняя судьба монастыря из-за случившейся здесь грузино-абхазской войны остается под вопросом. Но служба в нем уже ведется. Русская православная церковь имеет на него все права, ибо значение Нового Афона огромно — он может и должен стать настоящей Лаврой, мощнейшим центром православия на Кавказе. Промыслом Божиим Ново-Афонская обитель была издревле призвана возродить и укрепить православие на Кавказе, стать несокрушимым оплотом и твердыней христианской веры, как Киево-Печерская обитель на юго-западе Российского государства, Троице-Сергиева Лавра на Московской Руси, Головецкий и Валаамский монастыри на северных окраинах России.

Для всякого верующего Симоно-Кананитская обитель — дорога святостью места, относящегося к первым векам христианства, а Абхазия, просвещенная проповедью святых апостолов Андрея Первозванного и Симона Кананита, орошенная кровью мучеников, находится в уделе Божьей матери, так же как и святая гора Афон, и ей оказываются особое покровительство и милость Пресвятой Владычицы нашей Богородицы.

Господу Богу и Пречистой Его Матери угодно было, чтобы именно афонские иноки положили в Абхазии начало монастырю, который явился бы живой отраслью Афонской Пантелеимоновой обители.

ЖУРНАЛ

**«ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК»
№ 10/2004**

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

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

Главный редактор
С.А. Леонов
Выпускающий редактор
Н.А. Пунтус
Верстка
А.Я. Богданов
Корректор
А.Г. Свиридова

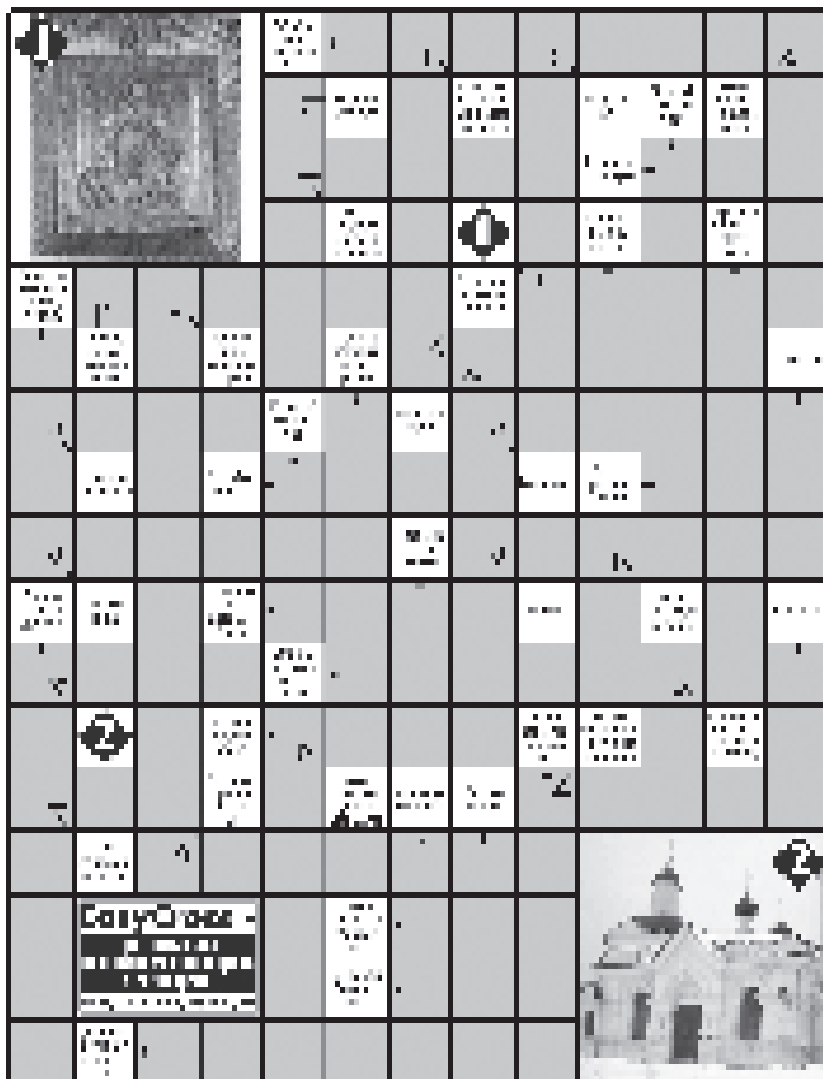
Журнал
на II полугодие 2004 года
распространяется через
каталоги:
Агентство «Роспечать»,
ООО «Межрегиональное
Агентство Подписки» (МАП)

**НЕКОММЕРЧЕСКОЕ
ПАРТНЕРСТВО
ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ДОМ
«ПРОСВЕЩЕНИЕ»**

Тел.: (095) 925-93-50, 131-73-95.
Адрес: 119602, Москва, а/я 602.
Email: glavenergo@mail.ru

Подписано в печать 26.10.04
Формат 60x88/8, Бумага
офсетная, усл. печ. л. 10
Печать офсетная
Тираж экз.
Заказ №

При подготовке материалов дан-
ного номера были использована
материалы изданий: газета
ОАО «Северский трубный за-
вод»; www.powercity.ru;
www.mosenergo.ru;
www.almih.narod.ru;
www.ensyst.ru; www.et.ru;
www.elecab.ru; Григорьев В.И.,
Киреева Э.А., Миронов В.А., Чо-
хонелидзе А.Н. Электроснабже-
ние и электрооборудование це-
хов. М.: Энергоиздат, 2003.



Ответы на сканворд в № 10/04

По горизонтали: Скипидар. Президиум. Ежи. Ромб. Еса.
Рэнд. Розетка. Тяга. Русак. Итака. Амо. Голос. Асса. Мгла. Оки-
сел. Раек. Ведьма. Пат. Клип. Орик. Тисс. Активист.

По вертикали: Аппарат. Гроб. Кафе. Галлий. Зебра. Париж.
Исаев. Дизел. Слепота. Дэви. Секанс. Дарик. Ушат. Альтист. Роом.
Краб. Кси. Фрау. Мрак. Сайга. Аннам. Леди. Кодак. Плут.

