

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ ЭНЕРGETИКИ	3
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ	11
Кто заказывает, тот и платит	
РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ	14
Цифровые реле: нормативные основы применения, краткая характеристика, обзор рынка	14
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО	18
Мониторинг трансформаторного оборудования (Продолжение)	18
Система уравнивания потенциалов — основные понятия и классификация	29
Сравнительный анализ устройств плавного пуска высоковольтных электродвигателей	38
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ	44
Новая технология защиты трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии	44
Теплопункты на основе теплообменных пластинчатых комплексов	47
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ	50
Обзор систем промышленной вентиляции	50
Винтовой компрессор. Новое качество — новые возможности	54
ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ	57
Методика испытаний автоматических выключателей	57
ОБМЕН ОПЫТОМ	67
Опыт ОАО «МПНУ Энерготехмонтаж» в проектировании, строительстве и пусконаладке мини-ТЭЦ	67

ЖУРНАЛ

«ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК» №4

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

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

Редакционная коллегия

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

Э.А. Киреева — к.т.н., профессор института
повышения квалификации «Нефтехим»

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

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

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

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

Главный редактор

С.А. Леонов

Выпускающий редактор

Н.А. Пунтус

Верстка

А.М. Коломейцев

Корректор

О.С. Волкова

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

Почтовый адрес редакции:

107031, Москва, а/я 49,

ИД «ПАНОРАМА»

Тел.: (495) 625-93-50, 131-73-95

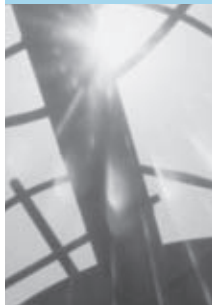
E-mail: glavenergo@mail.ru

<http://glavenergo.promtransizdat.ru>



Подписано в печать 28.03.2007
Формат 60x88/8. Бумага офсетная.
Усл. печ. л. 13. Заказ №

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК №4/2007



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

АВТОМАТИЗАЦИЯ 70

Автоматизированная система информационно-методического обеспечения для энергетического обследования

70

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ 74

Для чего нужен лизинг электрооборудования российским предприятиям?

74

ВОПРОС — ОТВЕТ 77

ЭНЕРГОАУДИТ 81

Посчитаем тепло

81

КНИЖНАЯ ПОЛКА 84

ОХРАНА ТРУДА 86

Краткие рекомендации по оценке обеспеченности средствами индивидуальной защиты при аттестации рабочих мест

86

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ 89

Постановление Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006г. № 530 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики»

89

ЗАВОД МЕДИЦИНСКИХ ПРЕПАРАТОВ В НОВОСИБИРСКЕ ОБЕСПЕЧЕН ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ И ТЕПЛОМ

На фармацевтическом предприятии ООО «АБОЛмед» работает газопоршневая электростанция. Первая очередь ГПЭС из двух агрегатов ДГ98М компании «РУМО» введена в 2004 году.

По результатам эксплуатации в 2005 году был приобретен еще один энергоблок ДГ98М — в ноябре 2006 года он запущен.

Все установки работают в когенерационном цикле. Горячая вода производится с помощью котла-утилизатора КУВ-07 и системы глубокой утилизации тепла. Электрическая мощность станции 3 МВт, тепловая — 3,6 МВт.

Электростанция синхронизирована с энергосистемой. Тепловая энергия используется в технологическом процессе и для нужд теплофикации предприятия.

Газопоршневой энергоблок ДГ98М создан на базе 6-цилиндрового рядного двигателя Г98М, частота вращения 500 об./мин. Электрогенератор — СГСБ900К12В2 (производства компании «Электромаш», Тирасполь). Установки имеют открытое исполнение.

Теплоэлектростанция размещена в здании заводской котельной — в закрытом помещении, отделенном от котельной капитальной стеной.

«Турбины и дизели»

ГАЗОГЕНЕРАТОРНАЯ ЭНЕРГОУСТАНОВКА ГГЭУ 100, СОЗДАННАЯ В ЦНИДИ, ПРЕДЪЯВЛЕНА ЗАКАЗЧИКУ

Газогенераторная энергоустановка ГГЭУ 100, созданная в Центральном научно-исследовательском дизель-

ном институте (ЦНИДИ), предъявлена заказчику. Установка мощностью 100 кВт разработана на базе газогенераторного модуля собственной конструкции ГГМ 300 и электроагрегата, который переведен в газодизельный цикл и адаптирован к работе на генераторном газе. В электроагрегате применен двигатель ЯМЗ-238 предприятия «Автодизель». Заказчиками выступили компании АК «Якутскэнерго» и «Сахаэнерго».

В качестве основного топлива используется древесина и древесные отходы, а также торф, уголь и т.д. Во время испытаний на генераторном газе подтверждены заявленные характеристики энергоустановки (замещение дизельного топлива газом на номинальном режиме составило 78%). Она обеспечила требуемые показатели переходных процессов при сбросе и набросе нагрузки.

Энергоустановка оснащена пневматической системой регулирования. Для работы в составе многоагрегатных мини-ТЭЦ с целью обеспечения параллельной работы установок будет применяться электронная система регулирования.

«Турбины и дизели»

РАО ЕЭС ПОДГОТОВИЛО ПРОГНОЗ ПОТРЕБНОСТИ В СЕРИЙНОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ ПРЕДПРИЯТИЙ ЭНЕРГОХОЛДИНГА ДО 2011 ГОДА

На основе утвержденной инвестиционной программы энергокомпаний Холдинга на период до 2011 года РАО «ЕЭС России» подготовило прогноз потребности в основном энергетическом оборудовании, сообщили 15 февраля 2007 года корреспонденту ИА REGNUM в пресс-службе РАО ЕЭС.

Энергокомпания Холдинга РАО «ЕЭС России» до 2011 года построят

34,2 тысячи МВт. Общий объем финансирования инвестпрограммы составит 3,1 трлн рублей. В строительство новых энергоблоков генерирующие компании энергохолдинга направят 1,8 трлн рублей. На развитие сетевой инфраструктуры до 2011 года будет направлено более 1,3 трлн рублей.

Реализация инвестиционной программы предусматривает строительство современных парогазовых электростанций, для которых потребуется более 100 газовых турбин, 67 паровых турбин, 125 котлов-утилизаторов. Для масштабного строительства угольных энергоблоков, использующих технологию сжигания угля в циркулирующем кипящем слое, ВИР-технологии, суперсверхкритические параметры пара, необходимо более 70 паровых турбин. Кроме того, энергетики предъявят спрос более чем на 150 трансформаторов суммарной мощностью 50 тысяч МВА, монтируемых на электростанциях, 260 турбогенераторов мощностью 45 тысяч МВт, 48 котлоагрегатов паропроизводительностью 45 тысяч тонн/час.

Инвестиционная программа ОАО «ГидроОГК» потребует изготовления 45 гидротурбин суммарной мощностью 5 тысяч МВт, 43 гидрогенераторов и 18 трансформаторов мощностью 3,5 тысяч МВА.

Для модернизации малых ГЭС, входящих в состав ТГК, энергетикам необходимы 25 гидротурбин общей мощностью 525 МВт и 25 гидрогенераторов.

На закупки основного теплоэнергетического оборудования (генераторы, турбины и т.п.) до 2011 года планируется направить более 690 млрд рублей. Около 200 млрд рублей составят расходы на закупку высоковольтного электротехнического оборудования и материалов для магистральных сетей. Значительные заказы получит и рынок строительных материалов. Расходы на закупку цемента оцениваются более чем в 19 млрд рублей. На проектно-исследовательские работы только в теплоэнергетике планируется выделить более 43 млрд рублей, а объем рынка строительного

монтажных работ в теплоэнергетике превысит 265 млрд рублей.

При этом размещение заказов на поставку оборудования, проведение строительных, монтажных и пусконаладочных работ будет проводиться только на конкурентных условиях, в том числе на электронной торговой площадке B2B-Energy.

ИА REGNUM

«ЛУГАНСКТЕПЛОВОЗ» ВПЕРВЫЕ ЗАПУСТИЛ СИСТЕМУ ОТОПЛЕНИЯ ЦЕХА НА БАЗЕ ИНФРАКРАСНЫХ ТРУБЧАТЫХ ГОРЕЛОК

В механосборочном цехе холдинговой компании «Лугансктепловоз» состоялся ввод в эксплуатацию комплексной системы отопления на базе инфракрасных трубчатых газовых горелок, дестратификаторов и воздушных завес.

Отапливаемая площадь составляет 28 980 кв. м, суммарная мощность отопителей — 7473 кВт. Таким образом, годовой расход газа составит 876,671 тыс. куб. м, а электроэнергии — 83 690 кВт*ч.

Дело в том, что по сравнению с конвективным отоплением установленная система, оборудованная автоматикой, не «греет воздух», а по принципу солнечных лучей обогревает предметы, пол и человека. Более эффективно используется газ для поддержания заданной температуры на рабочем месте. Для экономии энергии за счет утилизации тепла и возврата поднимающегося воздуха в рабочую зону установлены электрические дестратификаторы.

Наконец, эксплуатационные затраты на данную систему, установленную в механосборочном цехе, в 5,8 раза ниже, чем при конвективном отоплении. Экономия газа при внедрении такого оборудования составляет 20—40%. К этому следует добавить, что внешний датчик, который реа-

гирует на изменения температуры наружного воздуха, позволяет общей системе управления своевременно задавать режим работы всей системе отопления, а это экономит 10—15% газа.

Преимущества системы отопления, примененной в холдинговой компании «Лугансктепловоз», еще и в том, что позволяют работать в едином комплексе всем необходимым системам: безопасности, пожаротушения, экологии.

Кроме того, в ХК «Лугансктепловоз» монтаж такой же системы заканчивается еще в одном — тепловозо-рамном цехе. Внедряется такая система и на Попаснянском вагонзаводе. «Опыт должен быть распространен и на других предприятиях области», — заявил на торжественном открытии начальник управления промышленной политики Луганской облгосадминистрации Александр Исаченко.

«Промышленная Украина»

МАГНИТКА ДЕЛИТСЯ ОПЫТОМ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Магнитогорский металлургический комбинат принял участие во II Международной конференции «Модернизация металлургического комплекса России».

Как сообщили агентству «Урал-пресс-информ» в управлении информации и общественных связей ММК, конференция, состоявшаяся в феврале в Москве, организована группой компаний «Русмет» и центром «Интеллектуальные ресурсы» при поддержке федерального агентства по промышленности РФ, комитета по металлургии ТПП, международного Союза производителей металлургического оборудования и правительства РФ. В ее работе приняли участие руководители предприятий металлургической отрасли России, СНГ, Европы, представители финан-

совых структур, аналитики, эксперты. Темой разговора стали стратегические вопросы: обновление и модернизация предприятий металлургии, внедрение энергосберегающих технологий, опыт работы мини-заводов, мировая практика и ее использование в России, инвестиции в металлургию. Обсуждались также состояние и перспективы развития рынка оборудования для металлургической отрасли страны, автоматизация производства. Одним из докладов, прозвучавших на конференции, был о влиянии структурных изменений сталеплавильного производства и собственной энергетической базы на энергоемкость продукции ММК. Затраты на обеспечение энергоресурсами составляют значительную долю себестоимости металлургического производства, поэтому снижение энергоемкости, то есть финансовых затрат на покупку и выработку внутри предприятия энергоресурсов, давно стало одной из основ повышения конкурентоспособности продукции. Среди основных положений энергетической стратегии ММК — одно из важных направлений занимает развитие собственной энергетической базы. Предпосылки для этого есть: наличие собственных электростанций и вторичных топливных газов относительно низкой калорийности, возможность улучшения экологии за счет утилизации газов. Главное же преимущество в том, что себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на собственных станциях ММК, в 2,5 раза ниже стоимости покупной. Доля покупной электроэнергии уменьшается за счет использования вторичных газов — доменного и коксового. Доля вторичных газов в топливном балансе электрических станций комбината в тепловом эквиваленте выросла с 34,3 % в 2005 году до 36,2 % в 2006 году. За последние десять лет прирост потребления вторичных газов составил 104,3 %. В 2005 году обеспеченность электроэнергией от собственных электростанций для группы предприятий ММК составила около 89 %. В 2006 году этот показатель снизился

до 83 %. К изменению структуры внешнего энергодобавления предприятия привело изменение структуры сталеплавильного производства после запуска в прошлом году дуговых сталеплавильных печей. С нарастанием выплавки электростали снизилась самообеспеченность электроэнергией и значительно уменьшилась энергоёмкость продукции комбината: с 6,52 до 5,98 гигакалорий на тонну стали. Полученное значение оказалось меньше соответствующего показателя 1989 года (6 гигакалорий на тонну стали), когда была достигнута максимальная выплавка 16 миллионов тонн стали в год. Основными направлениями энергосберегающей деятельности ОАО «ММК» остаются повышение эффективности использования энергоресурсов в технологических процессах производства продукции и при выработке энергоресурсов, снижение потерь энергоресурсов в распределительных сетях и у потребителей.

«Урал-пресс»

В 2007 ГОДУ ЕКАТЕРИНБУРГСКИЕ ЭНЕРГЕТИКИ ПЛАНИРУЮТ ВНЕДРИТЬ НОВУЮ СИСТЕМУ ПОЛУЧЕНИЯ ДАННЫХ О ПОТРЕБЛЕНИИ ТОКА

Екатеринбургские энергетики собираются использовать кабельные линии не только для передачи электроэнергии, но и для получения по ним различных сведений по учету потребителей и потребляемой электроэнергии.

Как сообщили АПИ в пресс-службе ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания» рассматривает возможность применения на кабельных линиях (КЛ) 0,4—6–10 кВ совершенно новой технологии. Дело в том, что существующие кабельные линии можно использовать не только для передачи электроэнергии, но и в качестве

информационных каналов связи, для получения различных измерительных параметров, таких как нагрузка, ток и частота.

Кроме того, благодаря передаче данных по кабельным линиям, станет возможным проследить несанкционированное проникновение на энергообъекты. В первую очередь это касается трансформаторных и распределительных пунктов, которых в ведении ЕЭСК насчитывается свыше 1600 штук.

В пресс-службе компании сообщили, что для внедрения этой новой технологии необходимо будет оборудовать все энергообъекты, находящиеся на балансе ЕЭСК, специальными датчиками, которые бы снимали показатели и передавали их в специально-созданный единый информационный центр. Срок реализации проекта — 2007 год.

Стоит отметить, что для налаживания информационной связи не надо прокладывать новые кабели, вести раскопки, а можно использовать уже проложенные кабельные линии. Данная технология — совершенно новая для России, и ЕЭСК будет в числе первых, кто применит ее у себя.

ИА «АПИ» Екатеринбург

СНИЖЕНИЕ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ПО ПРОИЗВОДСТВУ СОЛОДА

Словацкая компания Elteco ввела в эксплуатацию автономный энергоцентр на Орловском заводе по производству солода. Это первый из трех энергоцентров, которые Elteco строит для компании «Русский солод». Еще два аналогичных энергоцентра будут запущены в Воронежской и Московской областях в 2007 г. Реализация этого проекта позволит в 2—3 раза снизить стоимость элект-

роэнергии и тепла для каждого предприятия.

На все три завода Elteco поставила по две газопоршневые когенерационные установки Petra 1250 СХН единичной мощностью 1013 кВт (в контейнерном исполнении). Они будут работать параллельно с внешней сетью.

«Турбины и дизели»

АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ — ЗЕЛЕНЬ СВЕТА (ЛЕНОБЛАСТЬ)

Областное правительство подготавливает комплексное инвестиционное предложение по использованию альтернативных видов топлива в Ленинградской области. Такое поручение дано губернатором Валерием Сердюковым по итогам совещания с участием руководителей фирм, работающих в сфере развития генерирующих мощностей электрической и тепловой энергии, основанных на биотопливе и ветроэнергетике. В совещании приняли участие представители ЗАО «Лидесм», НПО «Электросфера», ООО «ЦНИ ДИ», ОАО «Карел-Вапо», вице-губернаторы Ленинградской области Григорий Двас и Юрий Голохвастов, председатели комитетов по энергетическому комплексу и ЖКХ Сергей Мяков, природным ресурсам и охране окружающей среды Михаил Дедов.

Детально обсуждались возможности более широкого использования биотоплива — торфа, древесных отходов, пеллет в Приозерском, Тихвинском, Тосненском, Подпорожском и других районах области, где ведется заготовка и переработка древесины, находятся значительные запасы местных видов топлива. Рассмотрены предложения по использованию комплексных газогенераторных электроустановок для выработки электрической и тепловой энергии на биомассе, а также ход реализации проекта по строительству ветроэнер-

гетической станции (ВЭС) мощностью 75 МВт на побережье Финского залива.

«Развитию альтернативной энергетики сегодня придается большое значение, весь мир ищет возобновляемые источники энергии. В Ленинградской области есть огромный потенциал по использованию местных видов топлива, и его необходимо задействовать более широко, рационально расходовать природные ресурсы. В отдаленных населенных пунктах эффективнее применять торф и древесные отходы, чем использовать более дорогостоящие виды топлива», — сказал, комментируя итоги совещания, Валерий Сердюков. Губернатор привел пример с поселком Вознесенье Подпорожского района, где с советских времен по водным путям доставляется мазут для котельной, в то время как рядом огромные запасы древесины и торфа.

«Этот вопрос уже взят на контроль комитетом по энергокомплексу и ЖКХ, — сообщил председатель комитета Сергей Мяков, — проект по строительству котельной на биотопливе в поселке рассматривается фирмой «Луга-Орионс». Более того, Правительством Ленинградской области с 2003 года утверждена и реализуется концепция развития топливно-энергетических ресурсов для муниципальных котельных. К 2020 году планируется увеличить использование местных видов топлива — торфа до 7% и древесного топлива — до 10%. Особенно это актуально в населенных пунктах, расположенных в удалении от трасс газопроводов, и газификация которых экономически не выгодна».

По словам председателя комитета по природным ресурсам и охране окружающей среды Михаила Дедова, подавляющее большинство деревообрабатывающих предприятий (95%) используют древесные отходы для выработки тепловой энергии, а в коммунальной сфере местные виды топлива задействованы незначительно. Для того, чтобы

использовать древесные отходы в коммунальной сфере необходимы организационные меры, связанные с их сбором и доставкой. Большие предприятия, такие как «Сведвуд Тихвин» и «Свирь Тимбер» даже экспортируют щепу, топливные брикеты, отходы переработки древесины. В области также работает несколько предприятий, производящих пеллеты (топливные гранулы). Этот вид биотоплива очень популярен на Западе, и в основном поставляется на экспорт. В ближайшие годы планируется строительство еще 9 предприятий по выпуску древесных топливных гранул.

По результатам совещания губернатором дано несколько поручений по активизации работы с альтернативными видами топлива, в частности глава региона поручил разработать необходимые нормативные акты в лесозаготовительной сфере для более эффективного использования лесных участков при заготовке древесины.

Advis. ru

НИЖНЕКАМСКИЙ НПЗ ПОДПИСАЛ КОНТРАКТ С КОМПАНИЕЙ GE ENERGY НА ПРИОБРЕТЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗИФИКАЦИИ НЕФТЯНОГО КОКСА

ЗАО «Нижнекамский НПЗ» подписало лицензионный контракт с компанией GE Energy на приобретение технологии газификации нефтяного кокса для Комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов в Нижнекамске.

Установка газификации входит в состав комплекса глубокой переработки нефти, который предстоит ввести в эксплуатацию в 2009 году. В процессе газификации нефтяного кокса будет вырабатываться синтез-газ, используемый в комбинированном цикле для производства пара и электр

троэнергии на собственные нужды Комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов.

Компания GE Energy является мировым лидером в разработке и поставке технологии газификации, которой она занимается с 1950 года. Данная технология используется в производстве тепловой и электрической энергии, а также таких химических веществ, как аммиак, водород и метанол. В мире насчитывается 69 установок, использующих технологии газификации GE Energy или находящихся в различных стадиях разработки и строительства.

Пресс-служба
ЗАО «Нижнекамский НПЗ»

ОАО «БИЙСКИЙ КОТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД» РАЗРАБОТАЛ АКТУАЛЬНОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ — МОДУЛЬНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ (МКУ) И МИНИ-ТЭЦ НА РАЗЛИЧНЫХ ВИДАХ ТОПЛИВА

Уже на протяжении многих лет БИКЗ наряду с традиционными видами топлива занимается разработкой и внедрением технологий, обеспечивающих сжигание и получение стабильных параметров пара на нетрадиционных видах топлива (лузга подсолнечника, гречки и т.д.), на древесных отходах (кора, щепа с влажностью более 50%, шлифовальная пыль), торф.

Большой опыт в строительстве объектов именно этого направления, наличие собственных научно-исследовательских центров позволило ОАО «БИКЗ» довести до стадии промышленной разработки ряд тематик, позволяющих сжигание любых топлив с калорийностью более 2000 ккал/кг и обеспечивающих параметры пара, подаваемого на турбогенератор, для стабильной работы даже

в условиях локальности электросетей. В настоящее время разработаны котлы паропроизводительностью от 25 до 50 т/пара в час с параметрами от $P=24$ ата, $T=350$ °С до $P=40$ ата, $T=440$ °С.

«Эти параметры были выбраны нами для предложения потребителю принципиально нового продукта — мини-ТЭЦ, которые вырабатывают и тепловую, и электрическую энергию. Сегодня на стадии разработки рабочей документации и непосредственного строительства находится ряд мини-ТЭЦ с электрической мощностью от 4 до 12 МВт», — отмечает Дмитриев. В то же время первые мини-ТЭЦ уже запущены. БИКЗ совместно со своим белорусским партнером — ЗАО «ЯРОВИТ Энерго» — осуществил строительство мини-ТЭЦ в городе Осиповичи (Белоруссия). Для объекта бийчане изготовили два паровых энергетических котла КЕ-10 с комбинированными топками, позволяющими сжигать твердое высоковлажное органическое топливо — древесные отходы, опилки, торф. Еще одна мини-ТЭЦ запущена в поселке Еруда (Красноярский край).

«Континент Сибирь»

КАТАЛИТИЧЕСКИЕ КОТЕЛЬНЫЕ ЭФФЕКТИВНЫ И ПЕРСПЕКТИВНЫ

Появление на российском рынке каталитических отопительных установок может стать началом глобального процесса модернизации всей системы теплоснабжения страны.

КПД использования тепла каталитических тепловых установок — 92—95%. Но главное преимущество котельных в том, что они абсолютно экологичны.

Область их применения обширна: от отопления и горячего водоснабжения индивидуальных домов, промышленных и общественных зданий

до использования в качестве автономного теплоисточника во время ликвидации аварий.

Высокий уровень централизации теплоснабжения России сейчас, когда тепловые сети, оборудование котельных уже выработали свой ресурс, а провести капитальный ремонт в масштабах всей страны не представляется возможным, приводит к тому, что при любой аварии от тепла отключаются большие территории. Этого можно было бы избежать, перенеся опыт европейских стран (Германии, Бельгии, Австрии), в которых широко применяется автономное отопление.

По какому же пути пойдет процесс модернизации теплоснабжения России? Переход к рыночной экономике уже внес свои коррективы, и на отечественных предприятиях сократилось производство отопительных котлов большой мощности (от 10 МВт и более), зато увеличилось количество котлов средней мощности (до 3 МВт) и появились бытовые газовые котлы.

Российская наука стала проявлять живой интерес к практическому применению своих разработок. Новосибирский институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН на основе каталитических принципов сжигания топлива (при температуре 600—700 °С с одновременным отводом тепла путем введения теплообменных поверхностей непосредственно в псевдоожиженный слой катализатора) создал каталитические теплофикационные установки.

Преимущества этих установок, по словам председателя Объединенного ученого совета СО РАН по химическим наукам, директора института катализа академика Валентина Николаевича Пармона, заключаются в том, что они достаточно компактны (гораздо меньше стандартных комплексов), не выделяют окислов азота и являются самыми прогрессивными в мире разработками в этой области.

Каталитические установки могут работать на дизельном топливе,

сырой нефти, жидких органических отходах и даже твердом топливе. КТУ изготавливаются в стационарном и передвижном вариантах с тепловой мощностью от 0,2 Гкал/час и выше. Стандартные габариты: 2600 кг — масса, 2,77 м — высота, 1,37 м — ширина и 3,5 м — длина. Техно-экономические преимущества этих теплоустановок неоспоримы. Если говорить о размерах, то уменьшение габаритов приводит к значительному снижению металлоемкости установок (в 5—10 раз), при этом конструкции очень просты и легки в эксплуатации.

В Новосибирске уже налажено массовое производство каталитических котельных. Особенно востребованными на сибирском рынке оказались мобильные каталитические теплоустановки, разработанные Новосибирским институтом катализа. Уже более двух десятков агрегатов успешно работают в Новосибирской области.

В Москве также обратили внимание на перспективу каталитического способа сжигания топлива и сделали собственные разработки. В районе элитной застройки Куркино для отопления объектов социальной сферы была смонтирована первая в столице каталитическая котельная мощностью 5 МВт, почти аналогичная сибирскому варианту.

По информации, полученной из ГУП «Управление экспериментальной застройки микрорайонов», сейчас котельная находится в экспериментально-испытательном режиме работы. Если котельная покажет себя с положительной стороны, то такие установки будут рекомендованы для более широкого внедрения.

В Куркине применили новую технологию теплоснабжения домов — автоматизированные источники тепла, расположенные непосредственно около возведенных зданий или в специально пристроенных помещениях. На 930 тыс. м² жилья, а также объекты инфраструктуры приходится 23 котельных, в том числе одна каталитическая.

Отсутствие теплотрасс позволило не только избежать значительных тепловых потерь при транспортировке тепловой энергии, но и сэкономить место как для строительства, так и для качественного благоустройства территории. Кроме того, примененная технология теплоснабжения позволила снизить затраты на капитальное строительство (более чем в 2 раза) и уменьшить стоимость услуг по отоплению и горячему водоснабжению (для населения) в 1,5 раза.

Возможно, использование каталитических котельных в качестве автономных источников отопления станет прорывом в области модернизации теплоснабжения России и позволит не только снизить расценки в сфере ЖКХ, но и хотя бы частично решить экологические проблемы.

Advis.ru

КОТЕЛЬНАЯ НА ЛУЗГЕ ПОДСОЛНЕЧНИКА

Наряду с торговлей зерном важным направлением компании «ОптТрейдЗерно России» является торговля расфасованным растительным маслом.

Для того чтобы вывести на новый качественный уровень это направление бизнеса, компания инвестирует в создание собственных мощностей по производству растительного масла.

Специалисты компании нашли способ превратить отходы производства — лузгу подсолнечника — в топливо для котлов. Таким образом, одновременно снимается проблема утилизации отходов и отпадает необходимость сжигания дорогостоящего газа.

Когда строящийся завод по производству подсолнечного масла вступит в строй, объем производства значительно увеличится. Как следствие этого прибавится и отходов:

свыше 2000 тонн лузги подсолнечника в месяц. Избавиться от такого количества не просто — утилизация лузги в таком объеме обойдется в 710 тысяч долларов в год. Вместе с тем, у завода будет большая потребность в энергоносителях: для того чтобы удовлетворить потребность в энергии за счет сжигания природного газа, пришлось бы платить 390 тысяч долларов ежегодно.

В соответствии с расчетами, произведенными сотрудниками компании, общий экономический эффект от внедрения технологии утилизации отходов и использования лузги в качестве биотоплива вместо газа составит примерно 1 млн долларов. Инвестиции в проект в размере 1,3 млн долларов окупятся, по расчетам, примерно через год. Реализация проекта также обеспечит снижение выбросов углекислого газа в атмосферу более чем на 10 тысяч тонн в год.

«Энергетика и промышленность России»

В РОССИИ СТРОИТСЯ ПЕРВАЯ ЧАСТНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ

В ноябре 2006 года прошло важное заседание правительства РФ. Тогда министры, припертые к стенке инфраструктурными ограничениями для экономики, приняли решение провести форсированное реформирование российской энергетики. Теперь, по словам главы Минпромэнерго Виктора Христенко, «ноябрьская мини-революция состоялась».

Потянув за веревочку, Христенко запустил механизм, который вбил первую сваю в основание Ноябрьской парогазовой электростанции (НПГЭ). Станция должна стать первым крупным источником тепловой и электрической энергии в Ямало-Ненецком автономном округе. Кроме того, это первый проект регионального значе-

ния, реализуемый на средства частного инвестора и в тесной кооперации с зарубежными партнерами. Общая электрическая мощность станции составит 124 МВт, тепловая — 90 гигакалорий. Виктор Христенко признал, что этого недостаточно, чтобы решить проблему энергодефицита в стране.

«Однако это хороший старт. Надеюсь, сигнал будет воспринят», — заявил глава Минпромэнерго. «Это прорыв в области малой генерации. Такие проекты должны стать типовыми», — поддержал Христенко технический директор РАО «ЕЭС России» Борис Вайнзишер.

Сигнал восприняли не только российские бизнесмены, но и зарубежные инвесторы и поставщики энергооборудования. «В последнее время мы очень часто выясняем отношения в формате треугольника», — заявил Виктор Христенко, намекая на отношения между Россией, странами-транзитерами и западноевропейскими потребителями. «Теперь российская нефтегазовая компания, российская инжиниринговая компания, а также крупные зарубежные банки и производители оборудования, — заметил Христенко, — сумели превратить эту фигуру в устойчивую конструкцию».

Строительство НПГЭ ведет российское ООО «Интертехэлектро — Новая генерация», председателем Совета директоров которого является Артем Биков — бывший советник главы РАО «ЕЭС» Анатолия Чубайса. Финансированием занимается французская банковская группа BNP Paribas, она же советник по привлечению кредитов. 30% инвестиций — это деньги компании-застройщика, 70% — заемные средства. Консультации по технической и финансовой подготовке проекта будут давать специалисты из немецкой компании E.ON. Основное оборудование поставляет американская GE Energy.

Руководство компании-застройщика отказалось назвать точную цифру запланированных расходов, сообщив, что это «сумасшедшие деньги, кото-

рые можно было бы потратить с большей пользой: построить пивной завод или ткацкую фабрику». По планам НППЭ будет сдана в эксплуатацию в четвертом квартале 2008 года. Срок окупаемости проекта составит порядка шести-восьми лет.

«До сих пор реформа электроэнергетики фактически сводилась только к реформированию РАО «ЕЭС России», однако она должна быть гораздо шире», — заявил Христенко, подводя итог совещания. По словам главы Минпромэнерго, «инвесторы проголосовали своими деньгами за реформу электроэнергетики».

«Газета»

«СИЛОВЫЕ МАШИНЫ» ОСНАСТИЛИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ ДЛЯ ОАО «ПОЛЮС ЗОЛОТО» В КРАСНОЯРСКОМ КРАЕ

В Красноярском крае на Олимпиадинском ГОКе ЗАО «Полюс» (входит в состав ОАО «Полюс Золото») сдан в эксплуатацию последний, третий энергоблок теплоэлектростанции (ТЭЦ), оснащенный энергетическим оборудованием «Силовых машин».

«Силовые машины» поставили для ТЭЦ три турбогенератора типа ТАП-6 мощностью 6 МВт и системы возбуждения к ним производства филиала «Электросила», турбины производства «Калужский турбинный завод», а также провели монтаж и пуско-наладочные работы. Первые два энергоблока были введены в эксплуатацию в конце декабря прошлого года.

Строительство ЗАО «Полюс» собственной электростанции было обусловлено потребностью компании в стабильном обеспечении электроэнергией. Поскольку производственные объекты Олимпиадинского ГОКа находятся в горной местности и потребляют электроэнергию от внешних

сетей, сбой в их работе может привести к нарушению технологического цикла производства. При нештатных ситуациях ТЭЦ моментально примет нагрузку и будет способствовать устойчивой работе компании.

Это уже не первая поставка «Силовых машин» для ЗАО «Полюс». Несколько лет назад для мельниц компании были изготовлены и поставлены двигатели, системы возбуждения к ним и пусковое устройство. Оборудование для мельниц хорошо зарекомендовало себя в работе, в связи с чем золотодобывающая компания «Полюс» заказала у «Силовых машин» не только оборудование для новых мельниц, но и для строящейся ТЭЦ.

ADVIS.RU

РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ СОКРАЩАЮТ ЭНЕРГОДЕФИЦИТ ВЛАДИМИРСКОЙ ОБЛАСТИ

Энергосистема Владимирской области является энергодефицитной. Подключение к сетям сопоставимо здесь со стоимостью строительства собственной электростанции.

Сегодня на предприятии «Детская одежда», которое является градообразующим для небольшого города Киржач, работает газопоршневая электростанция мощностью 3 МВт. Она состоит из трех энергоблоков ДГ98М (ОАО «РУМО») когенерационного цикла.

Станция синхронизирована с энергосистемой. Вырабатываемая тепловая энергия используется для нужд теплофикации предприятия, а также близлежащего жилого района.

Генпроектировщиком и генподрядчиком выступил заказчик — ООО «Детская одежда». Поставщик энергетического оборудования — компания «РУМО».

Станция размещена в капитальном здании заводской котельной, ее работа осуществляется в базовом режиме.

«Турбины и дизели»

ЭНЕРГЕТИКИ БЕРУТ НА ВООРУЖЕНИЕ НОВЫЕ НАУЧНЫЕ РАЗРАБОТКИ

Транспортировка тепла — сложный наукоемкий технологический процесс, начинающийся от подготовки теплоносителя и заканчивающийся своевременным выявлением аварийно опасных участков трубопроводов. Поэтому наряду с накоплением практического опыта теплоэнергетика осваивает и новые научные разработки.

К примеру, разработанные методические рекомендации по техническому диагностированию трубопроводов тепловых сетей с использованием акустического метода успешно применяют филиалы Башкирских тепловых распределительных сетей — «БашРТС-Уфа» и «БашРТС-Стерлитамак», сообщает пресс-служба ОАО «Башкирэнерго».

Суть метода заключается в том, что дефектные участки трубопроводов при прохождении сетевой воды «шумят» несколько иначе, чем «здоровые». Разницу в этих акустических колебаниях и улавливает оборудование НПК «Вектор», позволяя находить аварийно опасные участки трубопроводов без вскрытия теплотрасс. Это экономит значительные средства при планировании и проведении ремонтных работ.

Одним из примеров использования результатов диагностики методом акустической эмиссии может послужить корректировка планов капремонта 2006—2007 гг. в филиале «БашРТС-Уфа». По плану в 2006 году должен был ремонтироваться участок тепломагистралей № 25 от 41 до 43 теплокамеры,

а участок от 46 до 47 теплокамеры подлежал ремонту в 2007 году. После сравнения результатов диагностики этих участков, выяснилось, что первый планировавшийся к ремонту участок может «потерпеть» еще один год, а вот запланированный на 2007 год участок надо ремонтировать без промедления. В результате было принято решение об изменении очередности ремонта. Последующее обследование вскрытого участка тепломагистрали подтвердило правильность принятого решения.

В перспективе специалисты ООО «БашРТС» с помощью нового метода планируют провести мониторинг всех тепловых сетей. Это позволит перейти к обслуживанию тепловых сетей по их состоянию и снизить ремонтные затраты.

Башинформ

ПИТЕРСКИЙ «О'КЕЙ» ОТКРЫВАЕТ СОБСТВЕННУЮ ТЭС

Завершается реализация проекта по строительству автономной теплоэлектростанции для гипермаркета торговой сети «О'КЕЙ» в Санкт-Петербурге. Строительство ТЭС началось в конце 2005 года.

Специалистами дочернего предприятия компании были разработаны проект комплектной автоматизированной теплоэлектростанции и строительное задание на здание ТЭС, прилегающее к торговому комплексу.

Электрическая мощность станции составляет 4,5 МВт, тепловая — 5,5 МВт, включая мощность пикового котла 1 МВт. Резервирование электрической мощности — 508 кВт — обеспечивает дизель-генератор P635P1 FG Wilson (Великобритания).

В состав станции входят 4 газопоршневые установки PG 1250B (FG Wilson) с системой утилизации тепла, теплообменники теплового пункта, пиковый водогрейный котел Vitoplex

100 (Германия), дымовая труба высотой 45 м, металлоконструкции площадок обслуживания. Основное топливо для станции — природный газ.

Торговый комплекс «О'КЕЙ» открылся в декабре 2006 года. ТЭС начала вырабатывать тепловую и электрическую энергию в октябре минувшего года и до сегодняшнего момента работает в режиме опытно-промышленной эксплуатации: обеспечивает электрической и тепловой энергией 17 000 м² торговых помещений и электричеством — систему освещения автомобильной стоянки общей площадью 28 000 м². Сдача ТЭС в промышленную эксплуатацию планируется до конца I квартала 2007 г.

Особенность этого проекта в том, что ТЭС построена в центре Санкт-Петербурга и является единственным источником теплоэлектроснабжения комплекса. Поэтому необходимо было обеспечить не только высокое качество проектирования, поставляемого оборудования и монтажа, но и строгое соблюдение экологических и других нормативных требований.

www.eprussia.ru

ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ЗА АКТИВНОЕ СНИЖЕНИЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Об этом сообщает сектор по связям с органами власти, общественностью и работе со СМИ ОАО «Хакасэнерго». В них, в частности, должны быть четко определены обязанности крупных промышленных потребителей перед распределительными сетевыми компаниями. Крупные потребители должны будут вместе с присоединением дополнительных мощностей установить у себя устройства компенсации реактивной мощности. Либо оплачивать реактивную мощность отдельно, с учетом повышенного коэффициента, что будет невыгодно. Эта мера необходима для обеспечения надежности

электросетей, и в некоторых ситуациях она может оказаться решающей. По мнению главного технического инспектора РАО «ЕЭС России» Виктора Паули, аварии на подстанции Чагино в 2005 году, когда без электроснабжения остались около 4 млн людей, большое количество предприятий, а также социально значимые объекты, скорее всего, не случилось бы, будь у потребителей московской энергосистемы скомпенсирована реактивная мощность. «Ничего революционного в требовании по установке таких устройств нет, — уверяет Александр Рютин, начальник Центральной диспетчерской службы ОАО «Хакасэнерго». — Точно такая же схема работы с потребителями действовала в электрокомплексе страны до отмены «Правил пользования электро- и теплоэнергией». На некоторых производствах устройства компенсации реактивной мощности сохранились до сих пор, их просто нужно восстановить: в постперестроечный период рост энергопотребления резко снизился, так что, острой необходимости в них не было. Сейчас же, при нынешнем дефиците электроэнергии в некоторых регионах, увеличение пропускной способности сетей за счет снижения реактивной мощности стало приоритетным направлением в деятельности РАО «ЕЭС России» на ближайшие годы». Специалисты уверены, при нынешнем росте энергопотребления в стране меры по снижению объема реактивной мощности на линиях электропередачи — это реальная возможность уже сейчас повысить надежность сетей, увеличив их пропускную способность при минимуме затрат. Применительно к Хакасии это очень актуально для промышленного узла Абакан — Черногорск — Саяногорск. Сейчас энергетики Республики ведут обследование сетей, по результатам которого будет выработан план мероприятий в рамках программы, что в конечном итоге непременно скажется на эффективности электроснабжения.

www.eprussia.ru



**Иоффе О. И.,
«Техсовет»**

КТО ЗАКАЗЫВАЕТ, ТОТ И ПЛАТИТ

Новый инструмент, регулирующий отношения застройщиков, потребителей и энергетиков — плата за технологическое присоединение к электрическим сетям — начинает активно внедряться в регионах.

Чем вызвано

Развитие промышленности требует новых энергетических мощностей, однако существующая инфраструктура и, в первую очередь, сетевое хозяйство далеко не всегда способно справиться с дополнительной нагрузкой. Присоединение новых потребителей требует, как правило, новых технических решений именно в сетевом хозяйстве. Учитывая предельную загруженность и изношенность передающих сетей, чтобы доставить некую произведенную мощность в определенную точку для конкретного потребителя, иногда (и довольно часто) нужно строить новые объекты, прокладывать новые линии электропередач, изменять схему электроснабжения. На это и должны пойти средства платы за технологическое присоединение. Законодательная база в виде Постановления Правительства РФ № 861 (с небольшими изменениями, внесенными Постановлением Правительства РФ № 530), методики расчета тарифа (Приказ ФСТ № 22-э/а) полностью принята. В настоящее время прорабатывается новая концепция разделения РАО «ЕЭС России». Если предложение будет принято, в перспективе Федеральная сетевая компания (ФСК) получит реальный источник финансирования инвестиционных программ. Это будут средства на строительство и модернизацию магистральных сетей. Однако плата за технологическое присоединение как источник средств

для передачи мощности в конкретную точку потребления, все равно должна сохраниться.

Кто платит и сколько

Это, в первую очередь, потребители электрической энергии, владельцы генерирующих установок, увеличивающие уже имеющиеся или подключающие новые мощности, подавшие заявку на выдачу технических условий, в т.ч. и различные электросетевые компании. Здесь необходимо отметить возникновение проблемы «матрешки»: если заказчик (потребитель) нуждается в большой дополнительной мощности, согласование приходится вести со всеми сетевыми компаниями по вертикали. Физические лица, подавая заявку на технологическое присоединение в целях потребления электрической энергии для коммунально-бытовых нужд, также будут оплачивать присоединение по утвержденным тарифам.

Полномочия по утверждению тарифа на технологическое присоединение переданы органам исполнительной власти субъектов РФ. Конкретно, этим занимаются региональные энергетические комиссии (РЭК). Тариф устанавливается на один год и является разовым платежом, который заказчик производит из прибыли. В общем случае в него включается «плата за чернила» (выдача технических условий, согласование проектов, технический надзор, включение) и инвестиционная составляющая. Основным критерий при расчете суммы платежа — заявленная мощность. Некоторые проблемы при согласовании тарифов с РЭК возникли, например, у «Свердловэнерго» по вопросу возможности включения в тариф на технологическое присоединение инвестиционной составляющей: хотя

**ЛЕНИНГРАДСКИЙ
ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЙ
ЗАВОД ПРЕДСТАВИЛ
НОВЫЙ
МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ
ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИК
ПРОМЫШЛЕННОГО
НАЗНАЧЕНИЯ**

ОАО «Ленинградский электромеханический завод» (входит в состав ЗАО «ЭДС-Холдинг») представило на отраслевой выставке «Электро-2007» (Ростов-на-Дону) широкую линейку своих измерительных приборов для нужд промышленных и коммунальных энергосистем. Особое место в экспозиции занимает инновационный образец — трехфазный многофункциональный электронный счетчик Ф669М. Он особо востребован в условиях необходимости повышения культуры энергосбережения в разных отраслях индустрии, транспорта и коммуникаций.

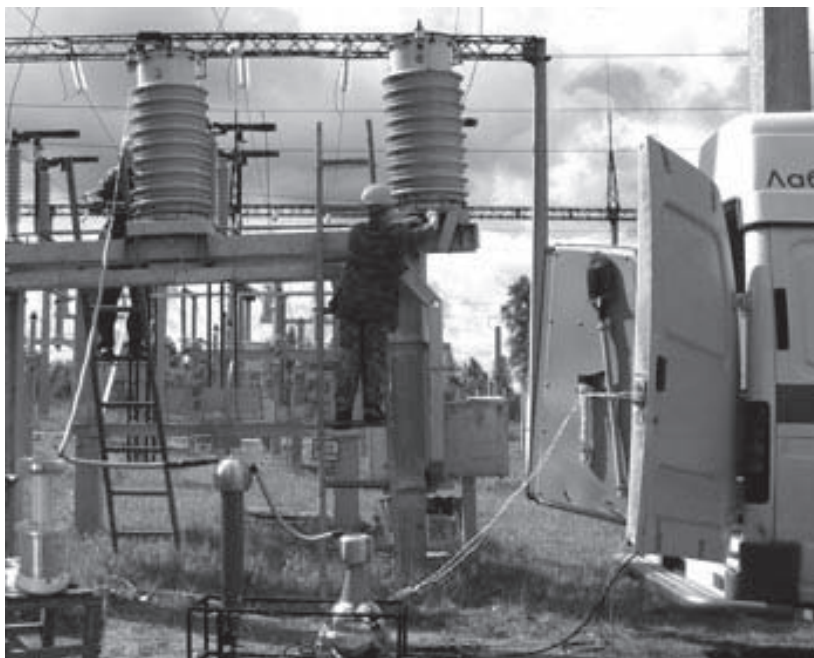
Электронный счетчик Ф669М класса точности 0,5 S предназначен для применения в электросистемах промышленных объектов (в составе АИИС КУЭ, АСДУ, SCADA).

Счетчик разработан с учетом европейских стандартов. Конструкция прибора в максимальной степени адаптирована к специфике российских условий эксплуатации, что выгодно отличает его от аналогичных импортных изделий. Он не имеет аналогов среди выпускаемых российскими электротехническими предприятиями по объему энергонезависимой памяти (1 Мб), количеству учитываемых показателей и сроку хранения.

Особенной «изюминкой» счетчика является отображение считываемых данных на ЖКИ подобно принципу управления мобильным телефоном — одной кнопкой можно пройти по меню и выбрать необходимую информацию.

Благодаря всем этим инновациям в конструкции и алгоритме действия Ф669М наиболее оптимально учтены запросы как потребителя электроэнергии, так фискальные интересы энергосбытовых структур.

Помимо прочего, новый счетчик ЛЭМЗ выгодно выделяется среди электроприборов данной категории значительно увеличенным эксплуатационным (30 лет) и межосмотровым (10 лет) ресурсом. Благодаря единой цене на изделие с развитой системой предпочтения (в зависимости от величины партии заказа) и оперативным срокам поставки



существующая законодательная база позволяет вводить в тариф инвестиционную составляющую, но методика расчета разработана только в январе с.г. При этом, по мнению специалистов «Свердловэнерго», методика не учитывает многих нюансов — нет районирования, категоричности работ, не решена проблема «матрешки».

Опыт и мнения

Плата за технологическое присоединение уже введена в Москве, Санкт-Петербурге, Кирове, в Пермском крае, Оренбургской области и некоторых других регионах. С 1 января 2007г. система вводится и в Удмуртии. Наибольший опыт наработан в Перми, где с первого апреля 2006г. РЭК установила тариф для коммунально-бытовых нужд — 550 руб/кВт, для промышленных нужд — от 6 до 21 тыс. руб/кВт в зависимости от присоединяемой мощности с учетом района. Причем, чем больше требуемая мощность, тем ниже установленный тариф.

ОАО «Свердловэнерго» только в феврале надеется согласовать тариф, рассчитанный по разработанной методике, включающий инвестиционную составляющую. Однако некоторые проекты на таких основах уже реализуются. Например, в Каменск-Уральском в 2006 г. начато строитель-

ство подстанции «Массив» для подключения крупного жилого района, а в Нижнем Тагиле — подстанции «Приречная», нагрузкой для которой будет не только коммунально-бытовые, но и промышленные объекты.

Благодаря введению платы за технологическое присоединение к электросетям распределительный сетевой комплекс регионов получает реальный финансовый механизм своего развития. Но не только. По мнению специалистов, этот же инструмент избавит потребителей и энергетиков от многих забот. В частности, у строительных компаний не будет необходимости за собственный счет протягивать линии электропередач, а энергетикам не придется ремонтировать распределительные сети, сооруженные непрофессионалами.

Роман ЧЕГЛАКОВ,
начальник управления
развития электрических сетей
ОАО «Свердловэнерго»:

До сих пор существующие тарифы на транспорт электроэнергии устанавливались от затрат на эксплуатацию, и практически не включали средств на развитие энергетики. Рост промышленного производства приводит к необходимости модернизации имеющихся и строительства новых энергетических объектов.

ческих мощностей и соответствующей инфраструктуры. Если генерирующие компании, возникшие в результате реструктуризации РАО «ЕЭС России», получили возможность финансировать инвестиционные проекты за счет выхода на фондовый рынок, то для сетевых организаций никаких форм инвестирования в развитие пока не было выработано. Государство регулирует деятельность сетевых компаний, поэтому должно заниматься разработкой механизмов, которые бы дали возможность развития. В этой связи мы оцениваем постановление о введении платы за технологическое присоединение как очень правильное и своевременное. Это дает нам в руки некий инструмент для расширения сетевого хозяйства и возможность не сдерживать развития других отраслей. Теперь мы можем более четко планировать, составлять программы развития, примерно знаем, какие средства мы ожидаем и что планируем за счет этих средств построить.

Конечно, как любой новый документ, принятые правительством решения требуют некоторой «обкатки» и, скорее всего, будет уточняться. Например, по нашему мнению, взаимоотношения между энергетиками и застройщиками необходимо выстраивать с момента получения землеотвода. Кроме того, документирующие процедуру технологического присоединения, не предусматривают, что должен представить в процессе согласования строительства своего объекта потребитель в сетевую компанию, что конкретно сетевая компания должна ему выдать именно на той стадии, как проверить, что потребитель выполнил то, что мы ему предписываем. В настоящее время этот процесс приходится регулировать и контролировать самостоятельно.

Олег ЖДАНОВ,
генеральный директор
ОАО «Пермэнерго»:

«Считаю, что новая схема присоединения к электрическим сетям выгодна всем: и потребителям, и электросетевой компании, и региону в целом.

Потребитель избавляется от несвойственной ему функции по строительству электросетевых объектов и их дальнейшему обслуживанию, получает возможность на прозрачных, и что очень важно, равных для всех условиях, заплатив плату за присоединение, подключиться к электросетям.

Для региональной сетевой компании это значимо потому, что позволяет формировать электросетевое пространство не по принципу «лоскутного одеяла», а как единое целое. Благодаря новому механизму мы получаем возможность разумно сосредотачивать в сетевой компании все построенные сети, профессионально их обслуживать, проводить единую техническую политику.

Действующая уже в течение нескольких лет инвестиционная программа «Пермэнерго» позволяет нам строить системные объекты, такие как линии высокого напряжения, крупные подстанции. Плата же за присоединение предусматривает работу на конкретного инвестора: откуда его объект будет запитан, как к нему пойдут распределительные сети.

Дмитрий НИКИТИН,
начальник Управления по экономике
и финансам ОАО «Удмуртэнерго»:

Введение платы за подключение позволит не перекладывать на плечи всех потребителей проблемы тех, кто развивает свой бизнес и нуждается в увеличении энергоресурсов. Потребитель получит возможность на понятных, прозрачных, равных для всех остальных участников рынка условиях подключиться к сетям и при этом освободиться от несвойственной ему функции по строительству и дальнейшему содержанию электросетевых объектов. «Удмуртэнерго», в свою очередь, профессионально выполняя работы по технологическому присоединению, повысит надежность электроснабжения потребителей. Потенциальный инвестор, еще до начала реализации проекта, сможет точно просчитать затраты на присоединение к электросетям и учесть их при расчете его окупаемости.

(в течение суток) Ф669М имеет существенные маркетинговые преимущества.

Счетчик Ф669М прошел сертификацию на соответствие отраслевым стандартам в ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева». Возможность закупки партий нового прибора в настоящее время изучают в дочерних структурах РАО «ЕЭС России». Первые серийные образцы Ф669М уже введены в промышленную эксплуатацию.

«ЭДС-Холдинг»

В ЯРОСЛАВЛЕ НАЧАТО ПРОИЗВОДСТВО НОВЫХ КОНТЕЙНЕРНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Компания «Промышленные силовые машины» (ПСМ) запустила в октябре 2006 г. новый цех по производству контейнеров с последующим агрегатированием электростанций собственной разработки. Расширение производства обусловлено необходимостью увеличения объемов выпуска как базовых серийных станций, так и комплектных энергоблоков.

Новая серия контейнерных электростанций разработана на базе морских 20-футовых контейнеров. Модельный ряд энергоблоков включает дизельные установки мощностью от 30 до 500 кВт. В них используются двигатели ЯМЗ, ММЗ, ТМЗ, Volvo Penta, генераторы Leroy Somer и ПСМ.

«Турбины и дизели»

НОВЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ ВЕНТИЛЯТОР REVOLUTION

Компания Rite-Hite Corporation представила высокообъемный низкоскоростной промышленный вентилятор модели Revolution, который обеспечивает интенсивную циркуляцию воздуха и вентиляцию.

Конструкция вентилятора Revolution позволяет создавать воздушный поток повышенной интенсивности при помощи цельной лопасти, прокачивая в минуту более 360 кубических футов воздуха.

Вентилятор создает сильную воздушную тягу от пола до потолка и от стены к стене, исключая возможность наличия «мертвых» неventилируемых зон под самим вентилятором и в углах промышленного помещения.

Основным конструкционным элементом вентилятора Revolution является лопасть Propell-Aire из анодированного алюминия, которая может иметь различ-



**Жалилов Р. Б.,
к.т.н.**

ЦИФРОВЫЕ РЕЛЕ: НОРМАТИВНЫЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ, КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ОБЗОР РЫНКА

Как отмечено в «Рекомендациях по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и автоматики (РЗА)», утвержденных Департаментом научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России», основными критериями, определяющими необходимости замены устройств РЗА, выработавших срок службы или морально устаревших являются [1]:

1. Техническое перевооружение энергообъекта или его части — замена защищаемого основного оборудования (генератора, трансформатора, выключателей и др.), внедрение АСУ ТП (необходима установка, как минимум, одного микропроцессорного устройства).

2. Несоответствие технических характеристик или функциональных возможностей устройства к селективности, быстродействию, чувствительности, резервированию при действующих или предусматриваемых в ближайшей перспективе схемах или режимах работы энергообъекта или прилегающей сети (и т.д.).

Современные цифровые устройства релейной защиты и автоматики (ЦРЗА), использующие цифровую (микропроцессорную) аппаратуру и многие достижения вычислительной техники, причем не только для защиты, но и для управления электроустановками, выполняют функцию местного или дистанционного управления, релейной защиты, измерения, сигнализации, автоматики, регистрации, осциллографирования, диагностики выключателя, а также различные блокировки присоеди-



нений комплектных распределительных устройств (КРУ) напряжением 6—35 кВ.

Отличительной особенностью новых устройств являются современный дизайн, открытость для систем АСУ за счет наличия портов и применения стандартного протокола, расширение возможности в части защит, а также наличие аппаратного и программного обеспечения, что позволяет реализовать гибкие технико-экономические решения для различных энергообъектов (модернизируемые, вновь строящиеся объекты с АСУ и без АСУ). А в эксплуатационной практике отмечаем следующие [3]



Преимущества цифровых реле:

1. Самодиагностика, позволяющая не иметь персонала для периодических проверок РЗА, а также повысить надежность электроустановок (отсутствуют отказы РЗА и ущербы от этого).

2. Полная стыковка с современным АСУ ТП, надежное дистанционное управление и полноценная сигнализация на дисплее, дистанционная смена уставок, при этом РЗА становится самостоятельной подсистемой АСУ ТП.

3. Регистрация и запись любых аварийных процессов (токов, напряжения, положений выключателей, параметров срабатывания защит).

4. Решительное уменьшение габаритов.

5. Унификация технических решений, применение стандартных модулей, уменьшение потребностей в запчастях, полная заводская готовность.

6. Возможность реализации новых функций, таких как профилактические защиты электродвигателей (от многократных пусков, перегрева, обрыва фаз и др.), опережающего отключения при потере питания синхронных электродвигателей и т.д.

7. Сокращение расходов на строительство, монтаж, экономия кабелей.

8. Сокращение эксплуатационных расходов за счет самодиагностики (не нужны частые профилактические проверки), автоматической регистрации режимов и событий (не нужно заполнять суточные ведомости — это делается автоматически).

9. Улучшение контроля за эксплуатацией электроустановок и устройствами РЗА, так как о всех событиях, отказах, коротких замыканиях вся информация автоматически поступает не только на рабочие места эксплуатационного персонала, но и (через АСУ) на высший уровень — на диспетчерский пункт предприятия, (объединения).

10. Возможность диагностики не только РЗА, но и другого оборудования, например, выключателей, так как появляется возможность записи токов в момент отключения

и количества отключений, т.е. диагностики состояния выключателей.

11. Упрощаются расчеты РЗА и увеличиваются их точность, так как при автоматической записи отключений можно получить точные значения токов коротких замыканий в сети.

12. Ускорение отключения КЗ за счет уменьшения ступеней селективности в два раза до 0,3 с (в существующих традиционных РЗА — 0,5—0,6 с), что уменьшает размеры повреждений электрооборудования и стоимость восстановительных работ. По статистике в год повреждается 5—6% шкафов КРУ, а в сельских сетях — 12% [2].

13. Уменьшаются затраты:

- на количество реле;
- на монтаж;
- на дополнительные приборы (реле фиксирует текущие токи, напряжения, мощность, обеспечивает определение мест повреждения (ОМП) и т.д.);
- на пульт управления (не нужны панели, строительная часть, кабели, монтаж).

Проблемы релейной защиты и локальных систем управления на сессии СИГРЭ 2000г. рассматривались, как отмечено в [2], на заседании ДГ-34 и на объединенном заседании ДГ 12/23/34.

Известно, что СИГРЭ — это «*Международный Совет* (до 2000 г. — Конференция) *по большим электрическим системам*». Ядром деятельности СИГРЭ являются проблемы планирования и работы энергосистем, а также проектирования, конструирования, обслуживания и размещения оборудования, электростанций и подстанций. В настоящее время в СИГРЭ работают 15 исследовательских комитетов (ИК), среди них ИК 34 — Релейная защита и локальное управление в энергосистемах. В «Мастер плане» было предложено новое наименование организации, принятое Генеральной ассамблеей СИГРЭ: International Council on Large Electric Systems — по-английски; Conseil International des Grands Reseaux Electriques (CIGRE) — по-французски (т. е. аббревиатура остается прежней); Международный совет по большим электрическим системам — по-русски.

На заседании ДГ-34 обсуждалась одна предпочтительная тема «*Использование каналов связи в системах релейной защиты и управления подстанций. Текущая и перспективная практика*».

В докладе 34—108 рассматриваются вопросы сочетания традиционных средств управления, релейной защиты и автоматики (РЗА) с новыми микропроцессорными комплексами, получившими широкое применение в мире, в т.ч. и в России. Как отмечается в докладе, по вопросам стандартизации систем связи для подстанций, что для повышения эффективности использования цифровых систем управления подстанциями необходимо стандартизация в области между электронными устройствами, используе-

мыми на подстанциях, а также в области их моделирования. Работы в этих направлениях уже ведутся параллельно в МЭК (*Международной электротехнической комиссии* — по-английски IEC) и в IEEE (*Американским институтом инженеров и электронщиков*). В разработке первого (МЭК 61850) отражены в основном требования европейских энергокомпаний, а второго (ИСА-2) — американских.

Стандартизация в области связей между датчиками тока и напряжения, устройствами мониторинга, управления и защиты, с одной стороны, и подстанционным процессором, с другой, посвящен доклад 34—106. Стандартизация нужна хотя по тому, что на рынке имеется очень много разнообразных предложений по техническим решениям, в частности, по оборудованию для решения таких задач. В настоящее время разработки стандартов в этой области ведутся в МЭК параллельно двумя техническими комитетами (ТК): 38 и 57. Первый ведет разработки в основном для уровня ячеек (МЭК 60870), а второй — для общеподстанционного уровня (серия стандартов МЭК 61850). Однако по некоторым вопросам эти разработки предлагают несогласованные между собой решения. Обоими ТК принимаются меры по гармонизации разработок.

Вопросы стандартизации в области взаимных связей систем и устройств автоматизации различных уровней на подстанциях косвенно затрагивается в докладе 34—101, посвященном в основном техническим аспектам проблемы. Подчеркивается, что новые решения в области автоматизации коммутационных ячеек (секции) требуют комплексного использования электроники, программирования и новых систем устройств связи. Датчики и исполнительные устройства должны, как правило, встраиваться в первичную аппаратуру. Системы автоматики и релейной защиты на уровне секций подстанций должны быть связаны оптоволоконными кабелями с верхним, общеподстанционным уровнем с помощью цифровых каналов связи.

Объединенное заседание ДГ 12/23/34 было посвящено следующей теме «**Замена традиционных трансформаторов тока и напряжения новыми датчиками тока и напряжения: влияние их на проектирование подстанций**». Как общая характеристика проблемы отмечается, что возможность отказа от традиционных трансформаторов тока и напряжения и замены их принципиально новыми, мало-мощными датчиками определяется тем, что в настоящее время нет необходимости получения относительно больших мощностей для вторичных цепей в широком внедрении электронной и микропроцессорной аппаратуры измерений, релейной защиты и т.д.

Переход на цифровые принципы обработки информации в устройствах релейной защиты не привел к появлению каких-либо новых принципов построения защиты электроустановок, но существенно улучшил эксплуатационные качества реле. Последнее и делает цифровые устройства конкурентоспособными на рынке релейной защиты, хотя возникает ряд затруднений при их внедрении [3]. В общем случае имеет место конфликт, обусловленный более широкими функциональными возможностями циф-



ровых устройств защиты по сравнению с традиционными, и ограничениями, накладываемыми морально устаревшими смежными системами. Как правило, возникают и ограничения, обусловленные действием существующих нормативных документов, устоявшимися традициями и представлениями.

В настоящее время в России и за рубежом уже намечился переход к следующему поколению цифровых устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) с интеграцией в пределах единого информационного комплекса функций релейной защиты, измерения и коммерческого учета электроэнергии (ЭЭ), регулирования и управления электроустановкой [3,5]. Такие устройства с позиции автоматического управления технологическим процессом (АСУ ТП) энергетического объекта являются оконечными устройствами сбора информации, то есть терминалами. Зачастую терминалы защиты выполняют функцию контроллеров нижнего уровня АСУ, обеспечивая комплексную защиту управления подстанций на современном уровне. В этом случае они обеспечивают управление по месту или с удаленных диспетчерских пунктов, контроль положения первичного оборудования, измерения, сигнализацию, запись и передачу осциллограмм.

Коротко остановимся на некоторых видах цифровых защит, производимых отечественными и зарубежными фирмами. В мире первая микропроцессорная (МП) защита линий была создана в АBB (Швеция) в 1981 году, МП защиты двигателя — 1985 году, линии REL 316 — в 1989 г., трансформатора RET 316 — 1990 г., генератора REG 316 — 1992 г.

Отметим, что **Электротехнический концерн АBB** создан в 1988 году путем объединения двух старейших электротехнических компаний: ASEA («Альмена Свенска Електриска Акциенболагет» — Шведское электротехническое акционерное общество) и BBC («Броун Бовери Компани», Швейцария).

В России предприятие «**АББ Реле — Чебоксары (Автоматизация)**» с 1994 г. производит МП средства и системы РЗА серии **SPACOM**, предназначенных как для защиты электроустановок среднего напряжения в виде как реле тока, напряжения и т.д., а функционально как максимальная токовая защита (МТЗ), токовая отсечка (ТО) и т.д.

Таблица

1. ТЭМП (ВНИИР — Чебоксары)	4 МЭК м/ф защ. ОЗЗ, 50 Гц. незав./зав. харак теристики. 2 цикла АПВ. ОМП — нет
2. PR (IPR, SMPR, IMPR) (Италия) ПО «Элтехника»	ОЗЗ, 50 Гц, незав. характеристик. ОМП — нет
3. MICOM (ALSTOM — Польша)	ОЗЗ, 50 Гц Все хар-ки МЭК и др. зависимые и незав. хар-ки. АПВ. ОМП — нет
4. БМРЗ («Механотроника» — Санкт-Петербург)	ОЗЗ, 50 Гц Незав. время. 4 хар-ки МЭК (2норм. и длит. инв. и 2 подобны РТ-80)
5. СИРИУС, ОРИОН (НПФ «Радиус» — Москва)	МЭК (норм. и длит. завис.) и 2 подобные РТ-80 хар-ки. ОЗЗ, 50 Гц и высш гарм., ОМП. 2 цикла АПВ.
6. SPAC, REF, RTX («АББ Автоматизация» — Чебоксары, Финляндия)	4 МЭК и еще RJ, ОЗЗ, 50 Гц ОМП в новом SPAC- 810 серии, жесткая логика, 5 циклов АПВ (Финск.), 2 цикла АПВ (Чебокс. — SPAC-800).
7. SEPAM (Schneider Electric — Франция)	Все характеристики м/ф защит (МЭК) и RJ, ОЗЗ, 50 Гц, завис. и независимые. ОМП — нет. Логика требует доработки на месте. 4 цикла АПВ.
8. SIPROTEC (Siemens — Германия)	Все характеристики от многофункциональных комбинированных защит, ОЗЗ, 50 Гц, зависимые и независимые. ОМП и АПВ имеется.

Первоначально выпускались серии **SPAC-800**, а позже был освоено производство серии **SPAC-810**, используемых еще и для автоматизации распределительных кабельных и воздушных сетей в энергообъектах напряжением 6—35 кВ. В 2000 году предприятие «**АББ Реле — Чебоксары (Автоматизация)**» начало производство в Чебоксарах терминала типа **REL 511**, а также шкафов и панелей защиты и управления для ВВ ЛЭП напряжением 110—220 кВ. Производство русифицированной версии терминалов типа **REL 511** осуществляется по лицензии компании «АББ Автоматизация» (Швеция).

Известно, что для воздушных линий блок РЗА должен выполнять функцию **АПВ** — автоматического повторного включения. А еще более необходимым является определение места повреждения — **ОМП** при возникновении нарушений в сети. Поэтому ниже в перечислении имеющихся в настоящее время на рынке России типов или серий МП РЗ в качестве их характеристики приводим наличие **АПВ** (с указанием цикла) и **ОМП** [4] (табл.).

Заключение

1. В целях обоснования и облегчения планирования реконструкции или замены устройств РЗА, превысивших средний срок службы, необходимо соблюдать основные критерии для замены физически или морально устаревших устройств РЗА и рекомендации по их реконструкции и замене, разработанные ОРГРЭС совместно с ЧЭАЗ.

2. Основным направлением технического перевооружения устройств РЗА в энергетике должно являться внедрение микропроцессорных устройств, обладающих существенными преимуществами перед электромеханическими и микроэлектронными аналогами.

2. Целесообразно на каждом предприятии иметь периодически пересматриваемый перечень подлежащих замене устройств РЗА в порядке очередности замены с учетом срока их эксплуатации, защищаемого оборудования, возможных последствий отказа или ложной работы, наличия отечественных микроэлектронных аналогов и др.

3. Поскольку внедрение микропроцессорных устройств РЗА требует как повышения квалификации релейного персонала, так и оснащения служб РЗА современными автоматизированными устройствами для их технического обслуживания такими, например, как «Ретом» НПП «Динамика», УАП НПП «ЭКРА», «Уран» НПФ «Радиус», должно быть обращено большое внимание к проблеме взаимодействия в системе «человек — машина», а также к подготовке и тренировке эксплуатационного и оперативного персонала.

4. Внедрению микропроцессорных устройств должны предшествовать специальные испытания для оценки электромагнитной обстановки (ЭМО) на энергообъекте и проведения при необходимости мероприятий, обеспечивающих ее совместимость с уровнем помехозащищенности устройств. Необходимость таких испытаний вызывается тем, что до последнего времени при проектировании энергообъектов, в частности, их заземляющих устройств вопросы электромагнитной совместимости не учитывались. Поэтому оценку ЭМО целесообразно провести также и на тех энергообъектах [1], где внедрены микроэлектронные устройства, особенно учитывая предстоящее внедрение микропроцессорных устройств.

Литература

1. Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем.

РД 153—34.0—35.648—01/Служба передового опыта ОРГРЭС. Москва, 2001.

2. Энергетика за рубежом/Приложение к журналу ЭНЕРГЕТИК. Выпуск 6, 2001.

3. Шмурьев В.Я. Цифровые реле. Учебное пособие//Санкт-Петербург, 2003.

4. Сто лет релейной защите. Сборник материалов, Санкт-Петербург, 2001.

5. Жалилов Р.Б. Некоторые предпосылки создания автоматизированных систем управления промышленным энергоснабжением/Главный энергетик, выпуск 6, 2006.



Строганов Ю. П.

МОНИТОРИНГ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

4. Параметры и средства мониторинга

Выбор параметров оборудования, которые следует контролировать, является первоочередной задачей, решаемой при определении структуры системы мониторинга. Не в последнюю очередь этот выбор определяется характеристиками и возможностями существующих средств мониторинга, то есть преобразователей и датчиков.

Согласно [2], Модуль Мониторинга должен обеспечивать прием сигналов от первичных датчиков типа:

- «сухой контакт» реле;
- преобразователей аналоговых параметров с выходом 0 (4)-20мА, 0—10В,
- термосопротивлений (Pt100 — трех-, четырехпроводная схема);
- датчиков с интерфейсами RS232, RS485.

Одновременно существует возможность появления новых методов и средств мониторинга контролируемых параметров, связанных, например, с контролем фурановых составляющих в масле или с элементами тепловизионного и виброакустического контроля.

4.1. Электрические параметры

Системой мониторинга трансформаторного оборудования может осуществляться контроль следующих электрических параметров:

- рабочих токов и напряжений;
- допустимых систематических и аварийных перегрузок;
- перенапряжений;
- мощности;
- параметров качества электроэнергии.

Традиционно, в качестве средств мониторинга электрических величин используются измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН).

Вместе с тем, существуют электронные устройства для измерения токов и напряжений в высоковольтных цепях, которые могут применяться, в том числе, и для мониторинга трансформаторного оборудования. Чаще всего, электронные ТТ и ТН устанавливаются на коммутационной аппаратуре [4].

Отличительная черта электронных измерительных устройств — их компактность. В целом, электронные ТТ и ТН имеют малую массу, отличаются простотой калибровки, а наличие функций самопроверки и цифровых выходов в сочетании со значительно облегченными вторичными цепями являются предпосылкой их широкого применения в современной архитектуре подстанций. Характеристики таких измерительных преобразователей отвечают наиболее тяжелым условиям эксплуатации, касающимся температуры, вибрации и электромагнитных воздействий. Их функциональная интеграция возможна как при низком напряжении, так и при высоком. При этом цифровые тех-

Таблица 1

Перечень сигналов, контролируемых СМУи Д

Название сигнала	Тип сигнала	Количество, шт	Примечание
Напряжение	0—100 В	По 1-му на каждой фазе на сторонах ВН, СН, НН	С подстанционных трансформаторов напряжения
Ток	0—1 А	По 1-му на каждой фазе на сторонах ВН, СН, НН	Со встроенных трансформаторов тока (ТТ)
Активная, реактивная мощность, энергия и $\cos \varphi$ (гармонический состав тока и напряжения, осциллографирование токов и напряжений при переходных процессах)	—	на каждой фазе по всем сторонам	Со встроенных ТТ и подстанционных трансформаторов напряжения
Температура верхних слоев масла	4—20 мА (или Pt100)	1	Устанавливается на крышке бака
Температура масла на входе охладителя	4—20 мА (или Pt100)	По 1-му на каждый охладитель	Устанавливается на входе охладителя
Температура масла на выходе охладителя	4—20 мА (или Pt100)	По 1-му на каждый охладитель	Устанавливается на выходе охладителя
Температура масла РПН	4—20 мА (или Pt100)	1	Устанавливается на бак РПН
Ток привода РПН	Ток двигателя	1	Датчик тока из шкафа управления РПН
Текущий номер отпайки РПН	Напряжения статора и ротора сельсина	1	Датчик положения РПН
Температура наиболее горячей точки (ННТ) обмотки	Расчет	1	Датчик температуры ВСМ и ток нагрузки соответствующей фазы
Температура воздуха	4—20 мА (или Pt100)	1	Термосигнализатор
Содержание газов в масле	4—20 мА	1	Прибор контроля растворенных в масле газов устанавливается на трансформатор (см. инструкцию)
Содержание влаги в масле	4—20 мА	1	Прибор контроля влагосодержания масла устанавливается на трансформатор (см. инструкцию)
Температура нижних слоев масла	4—20 мА (или Pt100)	1	Измеряется прибором влагосодержания или отдельным датчиком
Значение $\tan \delta$ и емкости вводов ВН и СН	—	Каждого ввода ВН и СН	Устанавливается датчик на вводе
Давление масла в вводах	4—20 мА	Каждого ввода ВН и СН	Устанавливается датчик на вводе (если позволяет конструкция ввода)
Поток масла в охладителях	Сухой контакт	По 1-му на каждый охладитель	Устанавливается датчик на охладитель
Реле Бухгольца	«Сухой контакт» реле	2	Сигнал берется непосредственно с устройства без преобразований
Указатель уровня масла МС-1 (мин., макс.)	«Сухой контакт» реле	2	Сигнал берется непосредственно с устройства без преобразований
Предохранительные клапаны	«Сухой контакт» реле	2	Сигнал берется непосредственно с устройства без преобразований
Отсечной клапан	«Сухой контакт» реле	1	Сигнал берется непосредственно с устройства без преобразований
Система охлаждения	«Сухой контакт» реле	10	Сигнал берется непосредственно с устройства без преобразований
Реле контроля длительности переключения РПН	«Сухой контакт» реле	1	Сигнал берется из шкафа управления РПН
Крайние отпайки РПН	«Сухой контакт» реле	2	Сигналы берутся из шкафа управления РПН
Сигнал синхронизации с общеподстанционным временем	«Сухой контакт» реле	1	От системы единого времени подстанции

Перечень выходных сигналов, формируемых СМУ

Название сигнала	Тип сигнала	Количество, шт	Примечание
Небаланс токов проводимости вводов	«Сухой контакт» реле	Вводы ВН и СН	Формируется системой мониторинга
Повреждение датчиков и устройств мониторинга трансформатора	«Сухой контакт» реле	1	Формируется системой мониторинга
Обобщенный сигнал предупредительной сигнализации	«Сухой контакт» реле	1	Формируется системой мониторинга
Обобщенный сигнал аварийной сигнализации	«Сухой контакт» реле	1	Формируется системой мониторинга
Аварийный сигнал «Полная потеря охлаждения»	«Сухой контакт» реле	1	Формируется системой мониторинга
Аварийный сигнал «Блокировка РПН»	«Сухой контакт» реле	1	Формируется системой мониторинга
Команда в РПН «Прибавить»	«Сухой контакт» реле	1	Формируется системой мониторинга
Команда в РПН «Убавить»	«Сухой контакт» реле	1	Формируется системой мониторинга
Команда «Включить вентилятор»	«Сухой контакт» реле	16	Формируется системой мониторинга
Команда «Включить маслонасос»	«Сухой контакт» реле	8	Формируется системой мониторинга
Команда «Включить резервный охладитель»	«Сухой контакт» реле	1	Формируется системой мониторинга

нологии дают возможность получить системы абсолютно надежные.

Измерительные устройства обеспечивают измерения сигнала как в цифровом виде, так и в маломощном аналоговом (+/- 10 В). Передача данных в цифровом виде осуществляется в соответствии со специальным коммуникационным протоколом.

4.2. Температурные характеристики

Системой мониторинга трансформаторного оборудования может осуществляться контроль следующих температур:

- температуры верхних слоев масла;
- температуры нижних слоев масла;
- температуры окружающей среды;
- температуры наиболее нагретой точки обмотки косвенным (как правило) или прямыми методами;
 - температуры масла на входе и выходе охладителей системы охлаждения, когда по разности этих температур определяется степень загрязненности охладителя;
 - тепловизионный контроль.

В качестве преобразователей температуры используются термосопротивления платиновые 100П (Pt 100) с номинальным значением отношения сопротивлений $W_{100} = 1,385$, класс допуска «А».

Контроль температуры наиболее нагретой точки (ННТ) обмотки

Устройство косвенной оценки температуры ННТ обмотки описано в главе 14 «Комплектующие» настоящей Справочной книги.

(Термобаллон индикатора температуры с сопротивлением, по которому протекает ток от трансформатора тока, пропорциональный току нагрузки, помещен в масло трансформатора. Температура термобаллона равна сумме температур масла и нагревательного сопротивления. Настройка прибора осуществляется посредством потенциометра по таблицам и кривым, прилагаемым к прибору.

Типы индикаторов температуры обмотки: MSRT 150 W (TER-MAN Bollate Milano — Италия); АКМ Серия 35, (AB KHLSTROMS MANOMETERFABRIK — Швеция); Имитатор температуры обмотки серии 130, фирма QualITROL — Германия.)

В практике мониторинга трансформаторов обычно применяется метод косвенной оценки температуры ННТ.

Прямое измерение температуры ННТ обмотки осуществляется устройствами, основанными на использовании оптоволоконной оптики. Подобное устройство описано в [5].

Конструкция индикатора ННТ включает устанавливаемый непосредственно на обмотке датчик, принцип

работы которого основан на изменении длины волны света с изменением температуры, оптико-электронную часть и оптоволоконный кабель. Свет, излучаемый диодом, попадает по оптоволоконному кабелю на кристалл датчика (алюминий-галлий — арсенид), отражается от него с другой длиной волны и возвращается по тому же световоду на измерительное устройство, где осуществляется измерение новой длины волны и, соответственно, температуры. Чувствительность датчика — около 1°C , погрешность измерения из-за соединений световодов $\pm 1^{\circ}\text{C}$.

Проблема, возникающая при осуществлении прямых измерений — выбор в обмотке места установки датчика. Считается, что наиболее нагретая точка обмотки может находиться приблизительно во второй катушке сверху внутри обмотки. При этом ожидаемая погрешность измерения, возникающая при недостаточно точном выборе места установки датчика может достигать $\pm 2^{\circ}\text{C}$.

Проблематичен и сам процесс установки такого датчика в обмотке, поскольку связан с механическими нарушениями бумажной изоляции.

Тепловизионный контроль

Осуществление непрерывного тепловизионного контроля трансформаторов, предполагающее, по-видимому, установку вокруг них тепловизоров, достаточно дорогостоящее и трудноосуществимое мероприятие. Оптимальным решением проблемы могло бы быть периодическое снятие термограмм оборудования с последующим их введением в систему данных результатов мониторинга для последующего анализа, совместно с другими контролируемыми параметрами.

4.3. Параметры, характеризующие состояние изоляции

Характеристики трансформаторного масла

В качестве примера системы оперативного контроля характеристик трансформаторного масла можно привести систему (КСМК), разработанную «НТЦ измерительных систем фирмы ЮТЕК» и ПЭО «Татэнерго» [6].

В состав КСМК входят: резистивно-емкостной датчик с электронным преобразователем, измеряющий емкость, сопротивление и температуру масла, и программное обеспечение, которое выводит на экран ПК параметры качества масла. Рассчитываемые параметры: термические коэффициенты изменения сопротивления и емкости, удельное объемное сопротивление, тангенс угла диэлектрических потерь. Сравнение измеренных величин осуществляется относительно нормативов ГОСТ или исходных характеристик масла.

Газосодержание масла

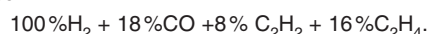
Практика эксплуатации в рамках традиционного профилактического обслуживания оборудования показывает, что первостепенное значение для раннего обнаружения дефектов в оборудовании имеет хроматографический анализ содержащихся в масле газов. Однако, поскольку в результате хроматического анализа масла, как правило, определя-

ется лишь характер вероятного дефекта, для последующей за хроматическим анализом диагностики требуется знание всей совокупности данных: электрических, температурных и т.д. Оптимальное количество контролируемых газов — 8; минимальное число — 3 (H_2 , C_2H_2 , C_2H_4).

Устройство Hydran контроля газосодержания и влажностного содержания масла [7]

Устройство типа Hydran было разработано в 1975 г в Канаде и получило широкое распространение в системах мониторинга трансформаторного оборудования с 1978 г. Hydran 201j — первоначальная (устаревшая) модификация устройства; Hydran M2 — усовершенствованная модель.

Устройство контролирует сумму содержащихся в масле газов:



Основными конструктивными элементами устройства являются миниатюрный электрохимический детектор и селективная мембрана, сквозь которую проникают водород, оксид углерода, ацетилен и этилен, вступающие затем в химическую реакцию с кислородом, в результате чего создается электрический ток (4—20 мА), создающий падение напряжения на резисторе, являющемся измерительным элементом устройства.

Устройство Hydran оснащено емкостным тонкопленочным датчиком, измеряющим содержащуюся в масле влагу, находящуюся в растворенной несвязанной форме.

Устройство является эффективным средством раннего обнаружения дефектов в оборудовании и выработки аварийного предупреждения, но недостаточным для точного определения характера дефекта и, тем более, его местоположения. Представленные выше соотношения позволяют лишь предположить, что вероятный дефект — либо ЧР, либо повышенная температура, например, в наиболее нагретой точке обмотки. Поэтому показания устройства служат сигналом о необходимости проведения полного хроматографического анализа масла в лабораторных условиях и дополнительных диагностических работ.



Рис. 1. Установка устройства типа HYDRAN 201j на баке трансформатора

<< 13

ную ширину и угол наклона. Кроме того, лопасти крепятся к втулке при помощи шарнирного соединения, которое позволяет им подниматься и занимать рабочее положение. Зона вокруг шарнирного соединения проложена вибропоглощающим упругим материалом, который снижает вибрацию на 50—75%, что увеличивает срок эксплуатации вентилятора.

Вентилятор Revolution выпускается диаметром 12, 16, 20 и 24 фута. Он довольно просто устанавливается, для чего используются стальные универсальные монтажные скобы. В установочный комплект входят: балочный фиксатор, кожух двигателя, стабилизирующие кабели и трехходовой предохранительный штуцер между мотором и втулкой. Мощный мотор и цельно-алюминиевая втулка обеспечивают надежную работу вентилятора, практически не требующего технического обслуживания.

www.nestor.minsk.by

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДВИЖНОГО СОСТАВА

ОАО «Ленинградский электромеханический завод» (входит в «ЭДС-Холдинг») поставит в 2007 году электросчетчики постоянного тока типа Д 621 для железнодорожного машиностроения. Всего будет поставлено электротехнической продукции на сумму более 17 млн рублей для комплектования электровозов и пригородных электропоездов, производимых в ОАО «Демиковский машзавод» и ОАО «Торжокский вагоностроительный завод» по заказу Российских железных дорог.

Счетчик не имеет аналогов в России и СНГ, обладает высокой надежностью временной метрологической стабильности (погрешности) за счет применения в конструкции специальных материалов. Сердечник тока изготовлен из пермаллоя, в счетчике установлены магниты с содержанием кобальта.

«Наряду с поставками электротехнической продукции для энергетиков, промышленности и коммерческого строительства, мы и впредь будем развивать сегмент электрооборудования для подвижного состава железных дорог и электрифицированного городского транспорта, — отметил коммерческий директор «ЭДС-Холдинга» Грачья Абаджян. — Это очень перспективное направление, особенно учитывая программы развития РЖД и муниципального транспорта.

28 >>

Проблемой традиционного хроматографического анализа масла в лабораторных условиях с предшествующим ему пробоотбором, является нестабильность получаемых результатов. Например, из-за водорода, который, являясь ключевым газом, характерным для дефектов электрического происхождения, скажем, ЧР, по сравнению с другими газами, плохо растворяется в масле и поэтому, во-первых, неравномерно в нем распределяется, а, во-вторых, легко из него улетучивается. Чаще всего, водород, при его появлении в результате возникшего дефекта, устремляется в виде пузырьков вверх, по направлению к газовому реле, и не успевает равномерно раствориться в масле, что понижает его значение, как диагностического параметра. Утрата летучего водорода из пробы масла во время ее отбора или транспортирования к газоанализатору ведет к разбросам данных анализа и, в конечном счете, к неправильным выводам, сделанным по результатам обработки этих данных.

Решение проблем подобного рода обеспечивает автоматический хроматизатор газосодержания масла, которое подается в газоанализатор по герметичному трубопроводу в системе его циркуляции. Описание метода подобного мониторинга газосодержания масла представлено в [8,9].

Фирмой GATRON разработан Монитор газа трансформатора (TGM) [10], центральным элементом которого является «колонка контроля содержания газа». Монитор TGM многофунк-

ционален и осуществляет контроль факторов, влияющих на старение изоляции: степени насыщения масла газом, температуры масла, содержания в нем влаги и кислорода. Колонка соединена с маслонасосом системы охлаждения, обеспечивающим равновесный объем контролируемого газа.

Степень газового насыщения соответствует отношению между давлением равновесного газа и атмосферным давлением. Согласно закону Генри — Долтона, давление равновесного газа соответствует суммарному содержанию газов в масле, что позволяет, измеряя это давление, определять содержание газов в масле. Полученные посредством TGM значения равновесного давления газа стабильны, в противоположность данным, получаемым при отборах масла для периодических хроматографических анализов, с их недостаточной воспроизводимостью.

Устройства Transport X [11] и TransFix [12], анализа растворенных газов, содержащихся в трансформаторном масле

Компания Kelman Ltd (Великобритания) разработала технологию хроматографического анализа растворенных в масле газов, основанную на методе фотоакустической спектроскопии, которая позволяет получать информацию о состоянии трансформатора непосредственно на месте его установки.

Основным блоком устройств является модуль фотоакустической спек-

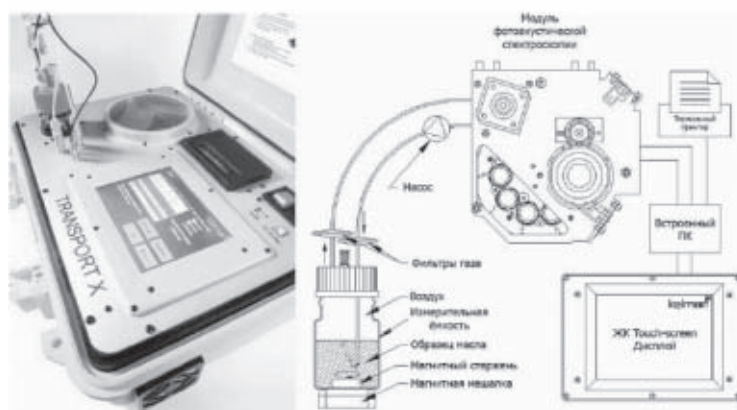


Рис. 2. Переносной анализатор TRANSPORT X

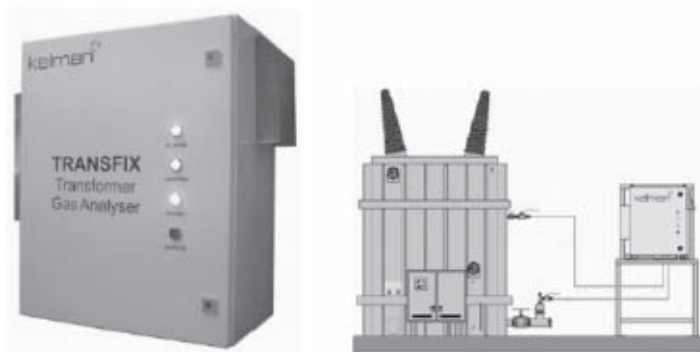


Рис. 3. Подсоединение стационарного анализатора TRANSFIX к трансформатору

троскопии (ФАС). Нагретый провод испускает широкополосное инфракрасное излучение, которое фокусируется на измерительную камеру параболическим зеркалом. Диск с прорезями вращается с постоянной скоростью, придавая стробоскопический эффект источнику излучения. Свет проходит через один из фильтров, предназначенный для передачи определенной длины волны, настроенной на один из исследуемых компонентов. Образец с маслом вводится в измерительную камеру, и полученный от чувствительных микрофонов сигнал записывается для каждого из фильтров. Ряд полученных измерений дает концентрации газов в исследуемом образце.

Модуль ФАС является основным ядром для портативного (Transport X) и стационарного (TransFix) приборов, применяемых для анализа растворенных газов, содержащихся в трансформаторном масле.

Модуль типа TransFix компании Келман, измеряет 8 газов (семь ключевых газов плюс кислород) и влагосодержание. Устройство TransFix, как и прибор Transport X, также не требует расходных материалов, таких как газы-носители, калибровочные газы. Устройство имеет настраиваемую частоту отбора проб: в самом быстром режиме может производиться один анализ в час. Это позволяет энергетическим компаниям оценить состояние трансформатора в зависимости от нагрузки и от температуры. Соединение устройства TransFix с трансформатором схематично показано на рис. 3.

Устройство Transfix не нуждается в мембранах для извлечения газов, а также не использует вакуум. Газы надежно извлекаются из образца, после чего масло возвращается обратно в трансформатор. Для получения данных о содержании газов в масле устройство берет пробы так часто, как это необходимо, что позволяет не использовать усреднение результатов по времени, снижающее достоверность информации. Адаптация Transfix в состав любого диагностического комплекса (более общей системы мониторинга) возможна благодаря широкому выбору локальных и удаленных коммуникационных возможностей, включающих в себя обычный модем, GSM-модем, Bluetooth, Локальную сеть, а также протокол обмена данными MODBUS. Система имеет обширные возможности отображения предупредительных

и аварийных сигналов, обеспечивающих гибкость конфигурации. Доступны шесть независимых экранов отображения сигнализаций для системы TransFix, каждый из которых обеспечивается программой TransCom.

Мониторинг влагосодержания масла

Вода является и причиной, и одновременно результатом разложения бумаги. Кислород в сочетании с водой, содержащейся в бумажной изоляции, уже в количестве 2% резко ухудшает ее состояние, характеризующееся показателем деполимеризации (DP). При DP=250 бумага теряет гибкость и сопротивление на разрыв, что соответствует выработке ее срока службы.

В случае механических воздействий на обмотку, например, при к. з., такая бумага разрывается, что ведет к электрическим пробоям. Таким образом, повышение срока службы трансформатора предполагает обеспечение низкого содержания кислорода и влаги в системе изоляции. Для измерения влагосодержания применяются, например, устройства типа Calisto (ф. Morgan Shaffer) контроля содержания воды и водорода, Domino, (ф. Doble Eng.) и другие.

Влагосодержание бумаги может быть определено по результатам мониторинга влагосодержания масла датчиком Vaisala HMP228 [13] и рассчитано посредством кривых равновесной влажности, используемых, в частности, системой мониторинга MS 2000 [3], а также другими системами. Равновесное влажностное состояние системы изоляции может быть достигнуто, во-первых, при интеллектуальном управлении системой охлаждения с целью поддержания постоянной температуры масла и, во-вторых, за счет компенсации отклонений от такого равновесия путем введения в расчет влагосодержания бумаги временных абсорбционных констант [14].

Устройство контроля влагосодержания масла типа Domino

Датчик погружен непосредственно в масло и предназначен для оценки относительной влажности масла за счет измерения емкостного сопротивления полимерной пленки. Одновременно измеряется температура масла и учитывается нагрузка трансформатора.



Рис. 4. Общий вид устройства контроля влагосодержания масла типа Domino

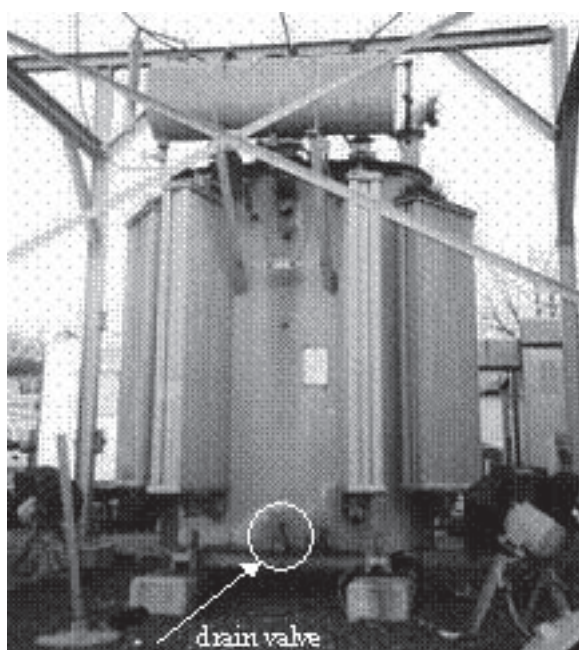


Рис. 5. Установка датчика влажности на трансформаторе

Измерения позволяют определять степень увлажнения твердой изоляции и предупредить о критическом снижении электрической прочности масла.

Параметры, характеризующие состояние твердой изоляции:

- тангенс угла диэлектрических потерь;
- емкость изоляционного промежутка;
- сопротивление изоляции;
- частичные разряды.

Опыт показывает значительные колебания измеряемых величин во времени: в течение суток, недель, месяцев. Данное обстоятельство делает, до известной степени, недостоверными прогнозы, выполненные на основе периодических измерений через достаточно длительные промежутки времени, что превращает непрерывный мониторинг этих параметров в единственно правильный и необходимый метод оценки состояния изоляции.

Контроль частичных разрядов электрическим методом

Контроль ЧР электрическим методом должен осуществляться в соответствии с рекомендациями стандарта МЭК 60270.

В основе метода лежит измерение электрических сигналов, образующихся от действия разрядов в схемах, специально создаваемых для их регистрации. При условии устранения внешних помех, метод позволяет с высокой чувствительностью измерять параметры внутренних ЧР, определять их природу и зону возникновения.

ЧР равной интенсивности, но возникающие в различных местах по длине обмотки, приводят, вследствие различного затухания сигнала при прохождении по обмотке, к различным регистрируемым значениям кажущегося заряда. С целью проверки исправности схемы, установления зависимости амплитудных значений регистрируемых сигналов от величины кажущегося заряда имитируемых сигналов и определения чувствительности каждого канала регистрации ЧР, градуировку сигналов проводят на полностью собранной схеме регистрации. Основным инструментом метода является градуировочная матрица.

В процессе контроля определяются:

- фазовое разрешение, позволяющее выявлять разряды малой энергии;
- частотное разрешение, при котором выделяются окна в частотном спектре, где влияние помех минимально;
- частота следования импульсов в зависимости от напряжения, анализ которой может оказаться полезным при выявлении разрядов в твердой изоляции;
- временное разрешение, с целью анализа частоты повторения импульсов во времени и выявления внутренних разрядов всех видов.

Опыт применения анализаторов контроля ЧР в трансформаторах 50—1000 MVA показал, что во всех случаях была достигнута чувствительность метода лучше, чем 50 пКл, на новых подстанциях и лучше 100 пКл — на старых подстанциях.

В качестве примера мониторинга частичных разрядов электрическим методом, можно сослаться на систему MS 2000 [3].

Таблица 3

Точность измерения влажности масла устройством DOMINO по данным Doble Eng.

Температура	Точность измерения относительной влажности масла, %	Точность оценки абсолютной влажности масла г/г
0°C	± 1%	± 0,25
10°C	± 1%	± 0,40
20°C	± 1%	± 0,60
40°C	± 1%	± 1,25
60°C	± 1%	± 2,50
80°C	± 1%	± 4,50

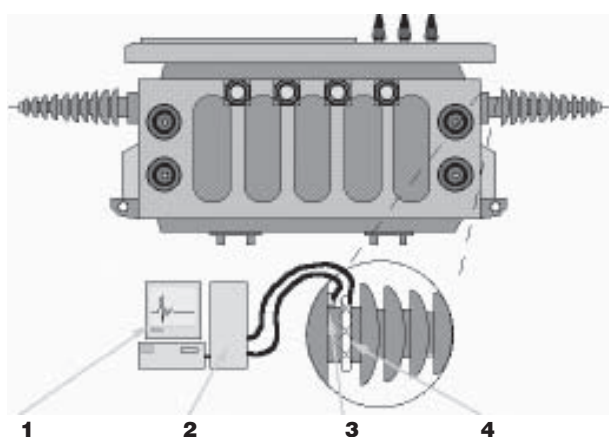


Рис. 6. Пояс Роговского на вводе трансформатора: 1 — ПК; 2 — усилитель, фильтры, АЦП; 3 — емкостной измерительный соединитель; 4 — пояс Роговского

Электрические измерения ЧР могут быть узкополосными, с шириной полосы 9—30 кГц, и широкополосными с шириной полосы между 100 и 400 кГц. Предпочтительными оказываются широкополосные измерения, позволяющие определять местоположение источника ЧР. Развязка сигнала от высоковольтных цепей осуществляется посредством емкостного делителя, установленного на высоковольтных вводах, либо путем установки на ввод пояса Роговского, согласно рис. 6.

Непрерывная синусоидальная помеха подавляется цифровым фильтром. Далее осуществляется подавление возможных импульсных помех, например от внешних тиристорных устройств, которое осуществляется с помощью соответствующего программного обеспечения. (Например, тиристоры являются неотъемлемой частью системы управления т. наз. управляемых шунтирующих реакторов, поэтому определение уровней импульсных составляющих, ожидаемых при измерениях в условиях эксплуатации, необходимо выполнять при приемо-сдаточных испытаниях реакторов в условиях завода-изготовителя при номинальной нагрузке.)

Акустический контроль разрядов

Метод основан на измерении сигналов акустических колебаний, образующихся от действия ЧР, с помощью устройств контактного, дистанционного или встроенного типа. Метод наиболее эффективен при детектировании стабильных источников ЧР в масле.

Воспринимающими элементами устройств акустического контроля частичных разрядов являются пьезо-электрические датчики, реагирующие на ультразвуковой сигнал в полосе частот 50—350 кГц. Таким устройством является, например, прибор Ultra-Probe-2000. Для целей мониторинга используются датчики, аналоговый сигнал с которых следует подать на АЦП и далее в блок мониторинга для его обработки.

Мониторинг ЧР акустическим методом дает хорошие результаты в сочетании с данными анализа растворенных в масле газов. Его эффективность значительно повышается при синхронизации сигналов акустического контроля с данными, полученными электрическим методом.

Недостатком метода акустического контроля ЧР является невозможность определения с его помощью их энергетических характеристик. Вместе с тем, метод позволяет с достаточной степенью надежности определить местоположение дефекта. Эффективность акустического метода зависит от чувствительности датчиков, места и способа их установки. Опыт показывает, что метод менее чувствителен к сигналам источников, расположенных внутри изоляционной структуры.

Датчики, в количестве, как минимум, 3 единиц, устанавливаются по периметру бака трансформатора. Триангуляционный метод расчета воспринимаемых датчиками ультразвуковых сигналов позволяет определять местоположение источника ЧР или разрядов иного вида, с учетом свойств материалов и конструкции, расположенной внутри бака выемной части и ее маслосборной изоляции.

Электромагнитный метод контроля ЧР

В основе метода лежит дистанционная, с помощью антенны, регистрация электромагнитного излучения, создаваемого ЧР в СВЧ-диапазоне. При этом выявляются только разряды очень высокого уровня; на результаты измерений оказывают большое влияние помехи, создаваемые соседним электрооборудованием. Эффективность метода повышается при установке антенны СВЧ внутри бака.

4.4. Параметры механического мониторинга

Вибрация бака

Основное назначение контроля вибрационных характеристик бака трансформатора (реактора) — определение степени запрессовки магнитной системы и обмотки. Кроме того, в ряде случаев повышенная вибрация элементов активной части может стать источником газообразования или ЧР, в зависимости от температуры или нагрузки.

При проведении диагностических работ предусматриваются сравнительные измерения вибрации трансформатора в режимах холостого хода и нагрузки. Анализ могут подвергаться данные, полученные при различных нагрузках трансформатора. При механическом мониторинге реакторного оборудования сравнение измеренных результатов осуществляется в процессе его эксплуатации.

Средствами измерения вибропараметров служат пьезоэлектрические преобразователи, устанавливаемые на стенках бака в характерных точках. Дальнейшая схема мониторинга традиционна — измеренный сигнал подается на АЦП и далее в модуль мониторинга, где он обрабатывается соответствующим программным обеспечением. В основе анализа данных, учитывающего также и прочие контролируемые параметры, например,

нагрузку или температуру — определение спектральных составляющих вибрации и их уровней в диапазоне частот 10—1000 Гц с последующей идентификацией мест ослабления запрессовки отдельных фаз или элементов магнитной системы.

Систему диагностики механического состояния подобного рода для масляных трансформаторов предлагает «Вибро-Центр» Перми. Диагноз состояния представляется в виде обобщенных «коэффициентов состояния». (Коэффициент 0,9 означает «хорошее состояние» коэффициент менее 0,8 означает предаварийное состояние, требующее принятия тех или иных мер.) Окончательные данные диагноза представляются в графическом или табличном виде. Модель «Веста» «Виброцентра» не годится для применения при определении степени запрессовки обмоток управляемых шунтирующих реакторов. Формально управляемые шунтирующие реакторы типов РОДУ или РТДУ имеют режимы ХХ и нагрузки, но повышение вибрации этих реакторов в режиме нагрузки связано не со степенью запрессовки активной части, а с ее конструктивными особенностями.

Контроль состояния подшипников маслонасосов

Обычно системы мониторинга предусматривают контроль состояния маслонасосов и их аварийное отключение, исключительно ориентируясь на значения электрического тока их приводного электродвигателя. Ограничиваться таким контролем не только недостаточно, но и опасно. При некотором износе подшипников насоса возможно взаимное трение его вращающихся частей и занос маслом металлических частей в изоляцию обмотки, однако потребляемый при этом электрический ток остается практически неизменным, и насос продолжает работать (занося металл в изоляцию). Поэтому система мониторинга должна, в первую очередь, предусматривать непрерывный спектральный анализ виброхарактеристик маслонасосов и диагностику его подшипников.

Для оценки состояния подшипников качения и выявления дефектов их вращающихся частей существует т. наз. метод ударных импульсов, при котором в процессе прохождения шариков подшипника через повреждение вырабатывается и регистрируется высокочастотный вибро- и звуковой сигнал. Существует огромное количество типов датчиков и средств мониторинга подшипников качения. В качестве таковых используются либо неподвижно устанавливаемые на корпусе подшипника преобразователи, регистрирующие сигнал в диапазоне частот до 20—40 кГц, либо ультразвуковые микрофоны. Соответствующее программное обеспечение позволяет осуществлять анализ БПФ спектра и раннее выявление неисправностей по уровню регистрируемого сигнала.

Шум как диагностический параметр

Акустических моделей диагностики трансформаторов не существует. Интуитивно, в Руководящем документе по монтажу трансформаторов РД 16363—8, гл.8 с.24

предписывается при включении вновь смонтированного трансформатора его «прослушивание», без расшифровки, чего именно. Гост 11677—95 предписывает проведение шумовых испытаний в объеме периодических, однако это требование — дань экологии, но отнюдь не диагностики.

Между тем, шум работающего трансформатора является, своего рода интегральным диагностическим параметром, характеризующим состояние изделия. В первую очередь, это относится к спектральным составляющим шума, существование которых связано с определенными источниками, будь то магнитная система, обмотки, бак, вводы или система охлаждения.

Для измерения шумовых характеристик достаточно использовать микрофоны с предусилителем, устанавливаемые в ближнем звуковом поле трансформатора (на расстоянии 100-300 мм от поверхности стенки бака и охладителей). Сигнал, вырабатываемый микрофоном подается на АЦП и далее на блок мониторинга, где быстрое преобразование Фурье и анализ контролируемого спектра шума осуществляется посредством существующего программного обеспечения.

Мониторинг шумовых характеристик трансформаторов (реакторов) в особенности во время переходных процессов, происходящих в сетях, позволяет своевременно выявить изменения состояния обмоток и магнитной системы, а также идентифицировать частичные и иные разряды, возникающие в изоляции и внутри бака при возможных перенапряжениях.

4.5 Параметры мониторинга в/в вводов

Согласно [2], непрерывный контроль изоляции высоковольтных вводов должен осуществляться системой R1500 или R1600. Существуют и иные системы, например, IDD.

Системами контролируются:

- ток утечки;
- тангенс угла диэлектрических потерь, $\tan\delta$;
- емкость основной изоляции остова;
- ток небаланса трехфазной системы вводов;
- давление масла во вводе (при соответствующей конструкции ввода).

Система R1500 является развитием известной системы контроля КИВ, разработанной в СССР в 60-е годы и обычно включает в себя измерения ЧР и, в конечном счете, распознавание дефектного ввода.

Датчики системы DB-1 устанавливаются на выводы вводов трансформатора; система мониторинга обеспечивает прием информации от системы R1500 по цифровому каналу RS485.

4.6. Контроль средств защиты трансформатора

Система мониторинга должна осуществлять контроль сигналов:

- струйного реле;
- газового реле;

- устройства сброса давления;
- отсечного клапана;
- указателя уровня масла;

а также вырабатывать соответствующие предупредительные и аварийные сигналы с их визуализацией.

Электронное реле Бухгольца

Ряд устройств защиты трансформатора модернизируется под требования мониторинга. В [3] описывается модернизированное реле Бухгольца, в своем традиционном виде служащее средством предупреждения и защиты, но не инструментом диагностики.

Работа традиционного реле предусматривает: на первом этапе, срабатывание на сигнал (включение первым поплавком контактов реле при заполнении его камеры газами в количестве около 100 мл), а при последующем росте газосодержания — срабатывание на отключение трансформатора (включение вторым поплавком соответствующих контактов реле при заполнении его камеры газами в количестве до 200 мл). И лишь последующие анализы газов из камеры реле, а затем газов, содержащихся в масле трансформатора, позволяют диагностировать вероятный газообразующий дефект.

Основной недостаток традиционного реле — интегральный характер контролируемого параметра, то есть газосодержания. При срабатывании реле остается неизвестным время, за которое данное количество газа в реле скопилось, и за рамками процесса остается история развития вероятного дефекта, что, как правило, влечет неверные выводы о причинах газообразования. А этими причинами могут быть не только, скажем, электрический пробой, но и дефекты уплотнения с подсосом воздуха из окружающей среды, и вибрация оборудования, и внезапные изменения температуры, обусловленные нагрузкой, и кавитация масла, вызванная маслонасосами, но, главным образом — вибрацией бака, и т.д.

В случае срабатывания реле на сигнал, невозможно установить, был ли он обусловлен серьезным кратковременным дефектом или, напротив, незначительным, но длительным. Результатом же анализа почти наверняка будет неверная идентификация дефекта и принятие неадекватного решения по мерам его устранения.

Для использования традиционного реле Бухгольца в качестве средства мониторинга, оно оснащается дополнительным датчиком, который устанавливается непосредственно над камерой реле.

Датчик представляет собой цилиндрическую емкость. Измерительным элементом датчика служит электрический конденсатор. Объем датчика — 10—25 мл; в рабочем состоянии датчик заполнен маслом. При появлении газов в реле малое их количество поднимается в датчик и вытесняет масло. Емкостное сопротивление конденсатора изменяется в соответствии с изменяемым объемом газа. Таким образом, изменяющееся напряжение на емкости является сигналом, который можно контролировать, обрабатывать, анализировать и хранить. Параллельно контролируются

данные температуры ВСМ и окружающей среды, уровня и давления масла, нагрузки трансформатора.

Таким образом, модернизированное реле может оказаться эффективным при установке на вводах, например на горизонтальных, с отдельным объемом масла. Содержание масла может начать возрастать, например, летом после значительного повышения температуры окружающей среды и масла. Холодное масло имеет малую способность к абсорбции газов, по сравнению с горячим маслом, что ведет к появлению малых объемов газов в масле при резком изменении температуры.

Свойство такого датчика — выявлять зависимость роста содержания газов от времени и внезапных изменений температуры или условий нагрузки дает возможность оценки аномальных условий эксплуатации. Таким образом, появляется возможность контроля роста газосодержания масла и выработки соответствующих заключений об его происхождении или степени опасности, в зависимости от тех или иных контролируемых параметров, при условии подачи получаемого электрического сигнала на систему мониторинга.

Например, установленное на вводе тр-ра 250МВА модернизированное реле [3] показало некоторое увеличение газосодержания масла в летний период одновременно с кратковременным, но резким возрастанием температуры масла и окружающей среды. Был сделан вывод о не критичности данного роста содержания газов.

4.7. Параметры мониторинга переключающего устройства РПН

Параметры положения РПН:

- текущий номер ответвления РПН;
- суммарное число переключений;
- сигнал состояния реле контроля длительности переключения РПН;
- сигналы отключения или перегрузки;
- сигнал повышения или снижения напряжения;
- включение/отключение двигателя привода;
- сигнал срабатывания конечного выключателя;
- сигнал срабатывания реле давления.

Параметры состояния РПН:

- Уровень, давление, температура масла в баке контактора РПН;
- ток/потребляемая мощность приводного двигателя РПН;
- влажосодержание масла в баке контактора;
- газосодержание масла в баке контактора;
- вибрационные характеристики;
- уровни ЧР в РПН, измеренные акустическим методом;
- разность температур поверхности бака РПН и основного бака трансформатора (контроль перегрева контактов).

В процессе мониторинга система формирует сигналы на переключение РПН по командам встроенного в систему или внешнего регулятора напряжения (мощности), а также

<< 22

Мы рассчитываем серьезно расширить наше присутствие в сегменте производства электрооборудования для железных дорог, а в перспективе — и стать в нем лидером на пространстве России и СНГ».

Наша справка.

«ЭДС-Холдинг» (ЭДС — электродвижущая сила) создан в середине 2005 года группой частных инвесторов. Холдингом консолидированы контрольные пакеты акций ОАО «Ленинградский электромеханический завод» (Санкт-Петербург), ОАО «Армавирский электротехнический завод» и ОАО «Карпинский электромашиностроительный завод» (Свердловская область), а также блокирующий пакет акций ОАО «Ярославский электромашиностроительный завод «Элдин». Консолидированная выручка в 2006 году — более 4 млрд рублей. Общая численность персонала — более 5000 человек. «ЭДС-Холдинг» — один из ведущих игроков на рынке электротехнической продукции. Специализация — решения в сфере генерации, передачи, распределения электрической энергии и управления технологическими процессами. Клиентами холдинга являются предприятия энергетики, горнодобывающей промышленности, транспортного и тяжелого машиностроения: РАО ЕЭС, РЖД, Уралмаш, Ижорские заводы, крупнейшие ГОКи России, Украины, Казахстана и др.

По материалам «ЭДС-Холдинг»

РУСЭЛПРОМ И VASON БУДУТ ПРОДВИГАТЬ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩУЮ ЭЛЕКТРОТЕХНИКУ В РОССИИ

Ведущий российский электротехнический концерн «Русэлпром» и крупный финский производитель приводов переменного тока Vascon Plc подписали соглашение о совместном продвижении на российский рынок частотных преобразователей мощностью от 250 кВт до 2 МВт.

«Русэлпром» последовательно осуществляет продвижение энергосберегающих технологий на российский рынок, в том числе и в кооперации с ведущими мировыми производителями электроники, — отметил исполнительный директор концерна Иван Городницкий — С этой целью мы развиваем поставки электродвигателей в комплекте с частотными

45 >>

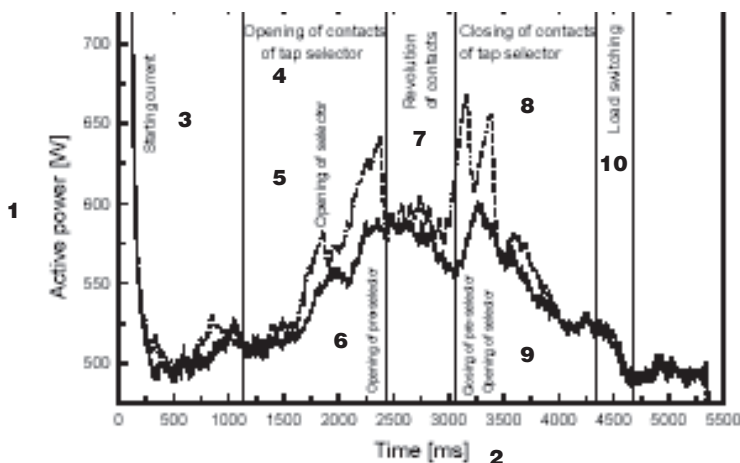


Рис. 7. График потребляемой активной мощности двигателя электропривода ПУ (исходный график мощностей — нижний; верхний график соответствует дефектному состоянию ПУ): 1 — активная мощность, Вт; 2 — время, мкс; 3 — пусковая мощность; 4 — открытие контактов избирателя; 5 — открытие избирателя; 6 — открытие предизбирателя; 7 — поворот контактов; 8 — закрытие контактов избирателя; 9 — закрытие предизбирателя; открытие избирателя; 10 — включение нагрузки

регистрирует отказы типа «отказ при переключении», «застывание», «самоход», «потеря синхронизма».

В качестве примера мониторинга состояния устройства РПН можно привести контроль работы переключающего устройства, осуществляемый в системе мониторинга MS2000 за счет измерения потребляемой приводным электродвигателем ПУ активной мощности [3]. Предполагается, что этот метод наиболее прост и надежен, давая в то же время всю необходимую информацию. Мощность регистрируется с интервалами 20 мс, при этом полный цикл переключения (4500 мс) делится на восемь периодов, каждый из которых соответствует рабочему состоянию того или иного элемента ПУ. Возрастающее значение мощности в момент пуска двигателя не рассматривается. На регистрируемом системой мониторинга графике дается гистограмма мощностей, соответствующих каждому периоду. Сравнение амплитуд значений мощности, потребляемой каждым элементом ПУ, с исходной гистограммой его нормального состояния, позволяет судить о состоянии контактов этого элемента.

В случае превышения одного из уровней, система вырабатывает предупреждающий сигнал с последующей идентификацией дефектного элемента ПУ. Одновременно система регистрирует и ток нагрузки электродвигателя.

4.8 Параметры управления системой охлаждения

- рабочие и пусковые токи электродвигателей маслонасосов и вентиляторов;
- число пусков электродвигателей;
- наличие и давление масла в охладителях;
- выявление неполнофазных режимов работы электродвигателей элементов системы охлаждения;
 - разность температур на входе и выходе охладителей, определяемая с целью оценки степени их загрязненности;
 - спектр вибрации маслонасосов, обусловленный состоянием подшипников электродвигателей.

(Продолжение следует)



Харечко В. Н. ,
Харечко Ю. В.

СИСТЕМА УРАВНИВАНИЯ ПОТЕНЦИАЛОВ — ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И КЛАССИФИКАЦИЯ

В десятой статье, посвященной разъяснению терминологии, применяемой в нормативных документах, устанавливающих требования к низковольтным электроустановкам и к низковольтному электрооборудованию, рассматриваются понятия «система уравнивания потенциалов», «проводник уравнивания потенциалов» и производные от них понятия. Терминология адаптирована к электроустановкам зданий.

Система уравнивания потенциалов — система, предназначенная для осуществления уравнивания потенциалов.

В Международном электротехническом словаре¹ (МЭС) (в стандарте МЭК 60050-195 «Международный электротехнический словарь. Часть 195. Заземление и защита от поражения электрическим током» 1998 г. с поправкой 2001 г. [1, 2]) определен термин «система уравнивания потенциалов СУП (сокращение)» — взаимное соединение проводящих частей, обеспечивающее уравнивание потенциалов между этими частями. В примечании к определению термина отмечается, что если система уравнивания потенциалов заземлена, она составляет часть заземляющего устройства. Аналогично определен рассматриваемый

термин в стандарте МЭК 60050-826 «Международный электротехнический словарь. Часть 826. Электрические установки» 2004 г. [3].

Процитированное определение имеет существенный недостаток. Оно мало отличается от определения термина «уравнивание потенциалов», поскольку использованное в определении ключевое словосочетание «взаимное соединение» в единственном числе больше похоже на действие, которое выполняют для достижения эквипотенциальности между проводящими частями. Система уравнивания потенциалов является материальным воплощением уравнивания потенциалов. Она, прежде всего, включает в себя проводящие части, электрические потенциалы которых следует уравнивать, и проводники, посредством которых осуществляют электрические соединения между этими проводящими частями. Поэтому при определении рассматриваемого термина более правильно говорить о системе (совокупности) проводящих частей, предназначенной для выполнения уравнивания потенциалов и охваченных уравниванием потенциалов, а не об объединении проводящих частей (то есть, их электрическом соединении), которое по своей сути является уравниванием потенциалов.

¹ В состав Международного электротехнического словаря входит более 70 стандартов комплекса МЭК 60050, в которых даны определения около 20 000 терминов.

В технической спецификации МЭК 62257-5 «Рекомендации для маленьких систем возобновляемых источников энергии и гибридных систем для сельской электрификации. Часть 5. Защита от опасностей поражения электрическим током» 2005 г. [4] использовано определение термина «система уравнивания потенциалов СУП», заимствованное из стандарта МЭК 60050-195.

В п. 3.16.6 ГОСТ Р МЭК 61140 [5], который разработан на основе ранее действовавшего стандарта МЭК 61140 «Защита от поражения электрическим током. Общие положения для установки и оборудования» 1997 г. [6], использован термин «система выравнивания потенциалов», определенный следующим образом: «Совокупность находящихся в земле или проводящем полу проводящих частей (проводников), электрически соединенных между собой и с открытыми проводящими частями для целей выравнивания потенциалов». Фактически в ГОСТ Р МЭК 61140 определен только один из возможных вариантов выполнения системы уравнивания потенциалов, которую монтируют в земле или проводящем полу.

В предисловии ГОСТ Р МЭК 61140 указано, что «Настоящий стандарт содержит полный аутентичный текст международного стандарта МЭК 61140-97...». Однако процитированные наименования и определения термина отсутствуют в первоисточнике — стандарте МЭК 61140 1997 г. То есть текст ГОСТ Р МЭК 61140 не является аутентичным текстом ранее действовавшего стандарта МЭК 61140 1997 г.

В ГОСТ Р 50571.18 [7] и ГОСТ Р 50571.20 [8] определен термин «система выравнивания электрических потенциалов (устройство выравнивания электрических потенциалов, сокращенно УВЭП)»: «Система, устройство, обеспечивающие выравнивание электрических потенциалов». Ключевое слово «выравнивание» в наименовании и определении представленного термина следует заменить словом «уравнивание», поскольку здесь речь идет не о выполнении уравнивания потенциалов на какой-то поверхности, а об уравнивании потенциалов вообще.

Для осуществления уравнивания потенциалов в электроустановке здания и в здании необходимо смонтировать систему уравнивания потенциалов. Система уравнивания потенциалов, прежде всего, включает в себя проводники уравнивания потенциалов такие, например, как специальные проводники, которые закладывают в бетонные стены, полы и потолки и используют для соединения между собой металлической арматуры, проводники, с помощью которых сторонние проводящие части присоединяют к главной заземляющей шине, проводники, посредством которых выполняют дополнительные соединения между сторонними проводящими частями, а также их соединения с открытыми проводящими частями. К системе уравнивания потенциалов относят специальные зажимы, с помощью которых сторонние проводящие части присоединяют к проводникам уравнивания потенциалов, детали и конструкции, предназначенные для крепления проводников уравнивания потенциалов к стенам, полам и потолкам, некоторые проводящие

части электроустановки здания и проводящие элементы здания, а также открытые и сторонние проводящие части.

В зависимости от своего назначения система уравнивания потенциалов может быть системой защитного уравнивания потенциалов, системой функционального уравнивания потенциалов или общей системой уравнивания потенциалов, а в зависимости от своего расположения — системой основного уравнивания потенциалов, системой дополнительного уравнивания потенциалов и системой местного уравнивания потенциалов.

Система защитного уравнивания потенциалов — система уравнивания потенциалов, предназначенная для осуществления защитного уравнивания потенциалов.

В стандарте МЭК 60050-195 определен термин «система защитного уравнивания потенциалов СЗУП (сокращение)» — система уравнивания потенциалов, обеспечивающая защитное уравнивание потенциалов. Аналогичное определение этому термину дано в стандарте МЭК 60050-826.

В ГОСТ Р 50571.18 и ГОСТ Р 50571.20 определен термин «система защитного уравнивания электрических потенциалов (устройство защитного уравнивания электрических потенциалов)»: «Совокупность проводников и их соединений с проводящими частями, обеспечивающая защитное уравнивание потенциалов».

Выполняемая в электроустановках зданий и в зданиях система уравнивания потенциалов обычно предназначена для защиты людей и животных от поражения электрическим током. Для ее идентификации в нормативной документации применяют термин «система защитного уравнивания потенциалов». Однако часто вместо рассматриваемого термина в нормативных документах применяют общий термин «система уравнивания потенциалов», под которым подразумевают создание в электроустановках зданий и в зданиях такой системы уравнивания потенциалов, основной целью которой является обеспечение надлежащего уровня электрической безопасности. Для выполнения системы защитного уравнивания потенциалов применяют защитные проводники уравнивания потенциалов, специальные зажимы и другие специальные электротехнические изделия.

Систему защитного уравнивания потенциалов выполняют в электроустановках зданий для реализации защитного уравнивания потенциалов, при котором достигается эквипотенциальность между различными сторонними проводящими частями здания, между открытыми проводящими частями электрооборудования класса I электроустановки здания, а также между открытыми и сторонними проводящими частями. Если человек (животное) одновременно прикоснулся к двум открытым проводящим частям или к открытой проводящей части и сторонней проводящей части, которые находятся под практически одинаковыми электрическими потенциалами, то через его тело может протекать электрический ток, не представляющей опасности для его здоровья и, тем более, жизни.

При выполнении системы защитного уравнивания потенциалов сторонние проводящие части здания с помощью проводников основного уравнивания потенциалов присоединяют к главной заземляющей шине. Сторонние проводящие части могут быть также соединены с открытыми проводящими частями электрооборудования класса I при помощи проводников дополнительного уравнивания потенциалов. Открытые проводящие части электрооборудования класса I обычно присоединяют к защитным проводникам, с помощью которых выполняют уравнивание потенциалов между ними, а также создают благоприятные условия для осуществления в электроустановке здания автоматического отключения питания, являющегося наиболее распространенной мерой защиты от поражения электрическим током.

В помещениях с повышенной вероятностью поражения электрическим током открытые и сторонние проводящие части дополнительно соединяют между собой с помощью проводников дополнительного уравнивания потенциалов, то есть монтируют систему дополнительного уравнивания потенциалов. В некоторых случаях выполняют систему местного уравнивания потенциалов, которая не должна иметь электрической связи с землей.

Система функционального уравнивания потенциалов — система уравнивания потенциалов, предназначенная для осуществления функционального уравнивания потенциалов.

В стандарте МЭК 60050-195 определен термин «система функционального уравнивания потенциалов СФУП (сокращение)» — система уравнивания потенциалов, обеспечивающая функциональное уравнивание потенциалов.

Систему функционального уравнивания потенциалов выполняют в электроустановках зданий специального назначения или в некоторых частях электроустановок зданий для реализации функционального уравнивания потенциалов, которое необходимо для обеспечения нормальных условий функционирования некоторых видов электрооборудования. Однако в большинстве случаев для выполнения функционального уравнивания потенциалов используют общую систему уравнивания потенциалов, на которую, прежде всего, возлагают осуществление в электроустановке здания и в здании защитного уравнивания потенциалов.

Система функционального уравнивания потенциалов не предназначена для реализации каких-либо мер защиты от поражения электрическим током. Для выполнения системы функционального уравнивания потенциалов применяют функциональные проводники уравнивания потенциалов, которые не являются защитными проводниками, и другие специальные электротехнические изделия.

Общая система уравнивания потенциалов — система уравнивания потенциалов, предназначенная

для осуществления и защитного, и функционального уравнивания потенциалов.

В стандарте МЭК 60050-195 термин, имеющий два наименования — «общая система уравнивания потенциалов» и «общая сеть уравнивания ОСУ (сокращение)», определен следующим образом: система уравнивания потенциалов, обеспечивающая и защитное уравнивание потенциалов, и функциональное уравнивание потенциалов. В стандарте МЭК 60050-826 этот термин имеет аналогичное определение.

В стандарте МЭК 60364-4-44 «Электрические установки зданий. Часть 4-44. Защита для безопасности. Защита от резких отклонений напряжения и электромагнитных возмущений» 2006 г. [9] использовано определение двух представленных терминов, заимствованное из стандарта МЭК 60050-195.

В электроустановках зданий редко монтируют систему функционального уравнивания потенциалов, не имеющую электрической связи с системой защитного уравнивания потенциалов. Обычно в электроустановке здания и в здании монтируют общую систему уравнивания потенциалов, предназначенную, прежде всего, для выполнения защитного уравнивания потенциалов и осуществления функционального уравнивания потенциалов в электроустановке здания или каких-то ее частях.

Система основного уравнивания потенциалов — система уравнивания потенциалов, предназначенная для осуществления основного уравнивания потенциалов.

В МЭС не определен термин «система основного уравнивания потенциалов» или его аналог. Однако в п. 5.2.2 «Защитное уравнивание потенциалов» стандарта МЭК 61140 2001 г. [10] указано, что в низковольтных установках заземленное защитное уравнивание потенциалов обычно состоит из:

- основного уравнивания потенциалов, соединяющего вместе: главный защитный проводник; главный заземляющий проводник или главный заземляющий зажим; металлические трубы снабжающих коммуникаций в здании, например, газа, воды; строительные металлические части, системы центрального отопления и кондиционирования воздуха, если их применяют; любые металлические оболочки кабелей (для телекоммуникационных кабелей, если разрешено владельцами или операторами этих кабелей);

- дополнительного уравнивания потенциалов;
- местного уравнивания потенциалов.

В п. 413.1.2.1 «Основное уравнивание потенциалов» ранее действовавшего стандарта МЭК 60364-4-41 «Электрические установки зданий. Часть 4-41. Защита для безопасности. Защита от поражения электрическим током» 2001 г.² [11] было указано, что в каждом здании

² В действующем стандарте МЭК 60364-4-41 «Низковольтные электрические установки. Часть 4-41. Защита для безопасности. Защита от поражения электрическим током» 2005 г. [12] аналогичный п. 411.3.1.2 назван «Защитное уравнивание потенциалов». Понятие «основное уравнивание потенциалов» в этом стандарте не упоминают.

к основному уравниванию потенциалов³ должны быть присоединены следующие проводящие части: главный защитный проводник; главный заземляющий проводник или главный заземляющий зажим; трубы снабжающих коммуникаций в здании, например, газа, воды; строительные металлические части, системы центрального отопления и кондиционирования воздуха, если их применяют.

Подобные проводящие части, берущие начало вне здания, должны быть присоединены так близко к их точке входа в пределы здания, как практически выполнимо.

Основное уравнивание потенциалов должно быть выполнено для любой металлической оболочки телекоммуникационных кабелей. Однако должно быть получено согласие владельцев или операторов этих кабелей.

Как указано в стандарте МЭК 60364-4-412001г., проводники основного уравнивания должны соответствовать МЭК 60364-5-54.

В п. 544.1 «Защитные проводники уравнивания потенциалов для присоединения к главному заземляющему зажиму» стандарта МЭК 60364-5-54 «Электрические установки зданий. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрического оборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов» 2002 г. [13], в частности, изложены требования к минимальной площади поперечного сечения защитных проводников уравнивания потенциалов, которые предусматривают для выполнения основного уравнивания потенциалов в соответствии с п. 413.1.2.1 стандарта МЭК 60364-4-412001г. и которые присоединяют к главному заземляющему зажиму.

Таким образом, ранее действовавшие и действующие в настоящее время стандарты МЭК устанавливают требования к основному уравниванию потенциалов, выполнение которого требует монтажа системы основного уравнивания потенциалов, а также к некоторым элементам указанной системы. Система основного уравнивания потенциалов, как следует из требований стандартов МЭК, включает в себя сторонние проводящие части на вводе в здание, защитный проводник на вводе в электроустановку здания и заземляющее устройство электроустановки здания.

В отличие от своего первоисточника — ранее действовавшего стандарта МЭК 60364-4-411992г., в требованиях ГОСТ Р 50571.3 [14] термин «основное уравнивание потенциалов», определяющий действие, которое следует выполнить в электроустановке здания для защиты от поражения электрическим током, был заменен термином «основная система уравнивания потенциалов», характеризующим материальное воплощение в здании основного уравнивания потенциалов. В стандартах комплекса ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий», например, в ГОСТ Р 50571.10 [15], который устанавливает требования, в том числе, и к проводникам уравнивания потенциалов, а также в ПУЭ вместо термина «основное уравнивание потенциалов» часто был необоснованно использован термин «основная система уравнивания потенциалов».

³ Здесь в рассматриваемых требованиях допущена терминологическая ошибка. Термин «уравнивание потенциалов» определяет действие, которое следует выполнить. Результатом выполнения этого действия является система уравнивания потенциалов. Только к указанной системе можно присоединить какие-то проводящие части.

Система основного уравнивания потенциалов представляет собой ту часть системы уравнивания потенциалов, в которой сторонние проводящие части здания соединяют с главной заземляющей шиной при помощи проводников основного уравнивания потенциалов. На вводе в здание к главной заземляющей шине присоединяют (заземляют) металлические трубопроводы и проводящие части других коммуникаций.

К системе основного уравнивания потенциалов также должен быть присоединен защитный проводник на вводе в электроустановку здания. С этой целью в электроустановках зданий, соответствующих типам заземления системы TN-C и TN-C-S, PEN-шину или защитную шину вводно-распределительного устройства (ВРУ) или вводного устройства (ВУ), к которой присоединяют PEN-проводник низковольтной распределительной электрической сети или вводной электрической цепи, соединяют защитным проводником с главной заземляющей шиной.

В системе TN-S защитную шину ВРУ или ВУ, к которой присоединен защитный проводник распределительной электрической сети (вводной электрической цепи), также соединяют с главной заземляющей шиной с помощью специального защитного проводника.

В системах TT и IT защитные проводники электроустановок зданий всегда берут свое начало от их заземляющих устройств. Защитные шины ВРУ или ВУ таких электроустановок зданий всегда соединены с главными заземляющими шинами. Поэтому защитные проводники любой электроустановки здания, соответствующей типу заземления системы TT или IT, изначально объединены с системой основного уравнивания потенциалов.

Система дополнительного уравнивания потенциалов — система уравнивания потенциалов, предназначенная для осуществления дополнительного уравнивания потенциалов.

В МЭС не определен термин «система дополнительного уравнивания потенциалов» или его аналог. Однако в п. 5.2.2 «Защитное уравнивание потенциалов» стандарта МЭК 61140 2001 г. указано, что в низковольтных установках заземленное защитное уравнивание потенциалов обычно состоит из:

- основного уравнивания потенциалов;
- дополнительного уравнивания потенциалов, соединяющего вместе доступные проводящие части;
- местного уравнивания потенциалов.

Требования п. 411.3.2.6 стандарта МЭК 60364-4-41 2005 г. указывают, что если автоматическое отключение не может быть достигнуто в течение нормируемого времени, то должно быть обеспечено дополнительное защитное уравнивание потенциалов в соответствии с п. 415.2 стандарта. В п. 415.2 «Дополнительная защита: дополнительное защитное уравнивание потенциалов» этого стан-

дарта разъяснено, что дополнительное защитное уравнивание потенциалов рассматривают в качестве дополнения к защите при повреждении. Использование дополнительного защитного уравнивания потенциалов не исключает необходимость отключать питание по другим причинам, например, для защиты от возгорания, тепловых напряжений в оборудовании, и т.д. Дополнительное защитное уравнивание потенциалов может затрагивать всю установку, часть установки, изделие аппаратуры, или размещение. Дополнительные требования могут быть необходимыми для специальных размещений (см. соответствующую часть 7 МЭК 60364) или по другим причинам.

В стандарте МЭК 60364-4-41 также указано, что дополнительное защитное уравнивание потенциалов должно включать все одновременно доступные открытые проводящие части неподвижно установленного оборудования и сторонние проводящие части, включая там, где возможно главную металлическую арматуру строительного железобетона. Система уравнивания потенциалов должна быть присоединена к защитным проводникам всего оборудования, включая эти проводники штепсельных розеток.

В отличие от своего первоисточника — стандарта МЭК 60364-4-41 1992 г., в требованиях ГОСТ Р 50571.3 термин «дополнительное уравнивание потенциалов», определяющий действие, которое следует выполнить в электроустановке здания для защиты от поражения электрическим током, был заменен термином «дополнительная система уравнивания потенциалов», характеризующим материальное воплощение в электроустановке здания и в здании дополнительного уравнивания потенциалов. В стандартах комплекса ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий», например, в ГОСТ Р 50571.10, который устанавливает требования, в том числе, и к проводникам уравнивания потенциалов, а также в ПУЭ вместо термина «дополнительное уравнивание потенциалов» часто был необоснованно использован термин «дополнительная система уравнивания потенциалов».

Когда в электроустановке здания или в какой-то ее части нельзя обеспечить нормируемые условия функционирования автоматического отключения питания, необходимо выполнить дополнительное уравнивание потенциалов. При монтаже системы дополнительного уравнивания потенциалов открытые проводящие части электрооборудования класса I электроустановки здания соединяют с помощью проводников дополнительного уравнивания потенциалов со сторонними проводящими частями здания. Выполняют также дополнительное соединение между собой открытых проводящих частей.

В тех случаях, когда электрооборудование применяют в неблагоприятных условиях, например, во влажных и сырых помещениях, в помещениях с проводящими полами и стенами, в помещениях с химически активной средой, для повышения уровня электрической безопасности наряду

с системой основного уравнивания потенциалов выполняют систему дополнительного уравнивания потенциалов.

Система местного уравнивания потенциалов — система уравнивания потенциалов, предназначенная для осуществления местного уравнивания потенциалов.

В МЭС не определен термин «система местного уравнивания потенциалов» или его аналог. Однако в п. 5.2.2 «Защитное уравнивание потенциалов» стандарта МЭК 61140 2001 г. указано, что в низковольтных установках заземленное защитное уравнивание потенциалов обычно состоит из:

- основного уравнивания потенциалов;
- дополнительного уравнивания потенциалов;
- местного уравнивания потенциалов, соединяющего

вместе доступные проводящие части в ограниченном пространстве, где возникают специфические условия.

Действующий стандарт МЭК 60364-4-41:2005 г. предусматривает выполнение местного уравнивания потенциалов, не связанного с землей, в качестве одной из мер предосторожности для защиты при повреждении. Эта мера предосторожности может быть применена только в тех электроустановках зданий или их частях, которые обслуживают квалифицированные и обученные лица.

В приложении С стандарта МЭК 60364-4-41 сказано, что местное уравнивание потенциалов, не связанное с землей, предназначено предотвращать появление опасного напряжения прикосновения. Все электрическое оборудование должно соответствовать одной из мер предосторожности для основной защиты (защиты от прямого прикосновения), указанной в Приложении А⁴. Проводники уравнивания потенциалов должны соединять между собой все одновременно доступные открытые проводящие части и сторонние проводящие части. Местная система уравнивания потенциалов не должна быть в электрическом контакте с землей ни прямо, ни через открытые проводящие части, ни через сторонние проводящие части. В тех случаях, когда это требование не может быть выполнено, применяют защиту посредством автоматического отключения питания.

В стандарте МЭК 60364-4-41 также указано, что должны быть приняты меры предосторожности, чтобы гарантировать, что люди, входящие в эквипотенциальное размещение не могут быть подвергнуты опасной разнице потенциалов, в особенности там, где проводящий пол, изолированный от земли, присоединен к системе уравнивания потенциалов, не связанной с землей.

Таким образом, стандарты МЭК устанавливают требования к местному уравниванию потенциалов, выполнение которого требует монтажа системы местного уравнивания потенциалов, и к некоторым элементам указанной системы. Система местного уравнивания потенциалов, как следует из требований стандартов МЭК, охватыва-

⁴ В приложении А стандарта МЭК 60364-4-41 изложены требования к двум мерам предосторожности для основной защиты — основной изоляции токоведущих частей и ограждениям или оболочкам.

ет все одновременно доступные открытые проводящие части электроустановки здания и сторонние проводящие части здания. Систему местного уравнивания потенциалов обычно выполняют для какой-то части электроустановки здания.

В отличие от своего первоисточника — стандарта МЭК 60364-4-41:1992 г., в требованиях ГОСТ Р 50571.3 одна из мер защиты от косвенного прикосновения названа системой местного уравнивания потенциалов. Однако мерой защиты от поражения электрическим током является местное уравнивание потенциалов, а не ее материальное воплощение в электроустановке здания в виде системы местного уравнивания потенциалов.

Систему местного уравнивания потенциалов обычно применяют для части электроустановки здания, расположенной в одном или нескольких помещениях здания. Она включает в себя все доступные одновременно прикосновению открытые проводящие части электроустановки здания и сторонние проводящие части здания. Эта система позволяет предотвратить появление опасного напряжения прикосновения. Человек, одновременно касающийся открытой проводящей части аварийного электрооборудования класса I и сторонней проводящей части, в указанных условиях не будет подвергаться опасности поражения электрическим током.

Для обеспечения надежной защиты от поражения электрическим током следует обеспечить такие условия, при которых система местного уравнивания потенциалов не имеет ни прямого, ни косвенного электрического соединения с землей. То есть следует обеспечить отсутствие преднамеренного или случайного присоединения ее проводников уравнивания потенциалов к главной заземляющей шине, а также контакта ее проводящих частей с заземленными открытыми проводящими частями электроустановки здания, сторонними проводящими частями здания, защитными проводниками и другими заземленными проводящими частями.

Проводник уравнивания потенциалов — проводник, предназначенный для выполнения уравнивания потенциалов.

В ранее действовавшем стандарте МЭК 60050-826:1982 г. [16] использовался термин «проводник уравнивания потенциалов», который был определен следующим образом: защитный проводник для обеспечения уравнивания потенциалов. Действующие стандарты МЭК 60050-195 и МЭК 60050-826:2004 г., входящие в состав МЭС, указанный термин рассматривают в качестве недопустимой замены термина «защитный проводник уравнивания потенциалов»⁵.

Однако, несмотря на запрет МЭС, многие стандарты МЭК используют этот «недопустимый» термин. Например, в стандарте МЭК 60364-5-54 этот термин применяют в нор-

мативных требованиях и даже в следующем названии п. 544 — «Защитные проводники уравнивания потенциалов (проводники уравнивания потенциалов)». Термин «проводник уравнивания потенциалов» также широко применяют в требованиях стандартов МЭК 60364-4-41:2005 г., МЭК 60364-4-44:2006 г., МЭК 60364-5-51 «Электрические установки зданий. Часть 5-51. Выбор и монтаж электрического оборудования. Общие правила» 2005 г. [17], МЭК 60364-6 «Низковольтные электрические установки. Часть 6. Проверка» 2006 г. [18] и некоторых других стандартах МЭК, поскольку он характеризует проводник уравнивания потенциалов в самом общем виде, без указания его предназначения и области применения. Поэтому нельзя признать обоснованным запрет действующих стандартов МЭК 60050-195 и МЭК 60050-826 на применение термина «проводник уравнивания потенциалов». Его можно и нужно использовать в качестве обобщенного термина, охватывающего все разновидности проводников уравнивания потенциалов.

Более того, в стандартах МЭК 60728-11 «Кабельные сети для телевизионных сигналов, звуковых сигналов и интерактивных связей. Часть 11. Безопасность» 2005 г. [19], МЭК 62128-1 «Применения для железных дорог. Неподвижные установки. Часть 1. Защитные меры предосторожности, относящиеся к электрической безопасности и заземлению» 2003 г. [20] и МЭК 62128-2 «... Часть 2. Защитные меры предосторожности от воздействий блуждающих токов, вызываемых системами тяги постоянного тока» 2003 г. [21] использован термин «проводник уравнивания потенциалов», определение которого заимствовано из стандарта МЭК 60050-826:1982 г.

В стандарте МЭК 60601-1 «Медицинское электрическое оборудование. Часть 1. Основные требования для базовой безопасности и важнейшие характеристики» 2005 г. [22] использован термин «проводник, уравнивающий потенциал», который определен так: проводник иной, чем защитный заземляющий проводник или нейтральный проводник, обеспечивающий непосредственное соединение между электрическим оборудованием и шиной, уравнивающей потенциал, электрической установки.

В стандарте МЭК 60364-4-44 определен термин, имеющий два наименования — «обходной проводник уравнивания потенциалов» и «параллельный заземляющий проводник»: заземляющий проводник, соединенный параллельно с экранами сигнальных и (или) информационных кабелей для того, чтобы ограничивать ток, протекающий через экраны.

В некоторых стандартах МЭК применяют сокращенное наименование рассматриваемого проводника — «проводник уравнивания» и производные от него наименования. Например, в стандарте МЭК 60364-4-44 определен термин «кольцевой проводник уравнивания»: заземляющий магистральный проводник в виде замкнутого кольца. Примечание

⁵ Название рассматриваемого термина на английском языке — «protective bonding conductor». С английского языка на русский язык название термина переводится так — «защитный проводник уравнивания». Однако в национальной нормативной документации целесообразно применять другое название этого термина «защитный проводник уравнивания потенциалов».

к определению этого термина содержит следующее уточнение: обычно кольцевой проводник уравнивания в качестве части сети уравнивания имеет многочисленные присоединения к ОСУ⁶, что улучшает его функционирование.

В стандарте МЭК 62305-3 «Защита от молнии. Часть 3. Внешние повреждения сооружений и опасность для жизни» 2006 г. [23] термин «проводник уравнивания» определен следующим образом: проводник, присоединяющий отдельные проводящие части к системе молниезащиты. Термин «система молниезащиты», в свою очередь, определен в стандарте так: укомплектованная система, используемая для того, чтобы ослаблять внешние повреждения из-за ударов молнии в сооружение.

Британский стандарт BS 7671 «Требования для электрических установок. Правила электропроводок IEE⁷» 2001 г. [24] также определил краткий термин «проводник уравнивания»: защитный проводник, обеспечивающий уравнивание потенциалов.

Определение рассматриваемого термина для национальной нормативной документации можно выполнить на основе определения термина «проводник уравнивания потенциалов», которое было дано этому термину в стандарте МЭК 60050-826 1982 г., и похожего на него определения термина «проводник уравнивания» из стандарта BS 7671. Однако при этом необходимо учитывать, что проводник уравнивания потенциалов может быть использован не только для выполнения защитного уравнивания потенциалов, но и для осуществления функционального уравнивания потенциалов. Следовательно, он может и не представлять собой защитный проводник. Поэтому более правильно в определении термина «проводник уравнивания потенциалов» говорить о проводнике вообще, а не о защитном проводнике в частности.

Для выполнения уравнивания потенциалов — осуществления соединения между собой определенных проводящих частей с целью обеспечения их эквипотенциальности — в электроустановках зданий и в зданиях применяют специальные проводники, которые в нормативной документации называют проводниками уравнивания потенциалов. В зависимости от вида уравнивания потенциалов (защитное или функциональное) эти проводники могут быть защитными проводниками уравнивания потенциалов или функциональными проводниками уравнивания потенциалов, а также могут выполнять функции обоих проводников. В зависимости от места, которое проводники уравнивания потенциалов занимают в системе уравнивания потенциалов, они могут быть проводниками основного уравнивания потенциалов или проводниками дополнительного уравнивания потенциалов.

В подавляющем числе случаев проводники уравнивания потенциалов представляют собой защитные проводники, которые используют для выполнения системы защит-

ного уравнивания потенциалов. Поэтому в нормативной документации под проводниками уравнивания потенциалов обычно подразумевают именно защитные проводники уравнивания потенциалов, с помощью которых выполняют защитное уравнивание потенциалов, предусматривающее электрическое соединение между собой определенных проводящих частей электроустановки здания и здания. В электроустановке здания с помощью защитных проводников соединяют между собой открытые проводящие части электрооборудования класса I. С помощью проводников уравнивания потенциалов сторонние проводящие части здания присоединяют к главной заземляющей шине. С помощью этих же проводников дополнительно соединяют между собой указанные открытые и сторонние проводящие части.

Защитный проводник уравнивания потенциалов — защитный проводник, предназначенный для выполнения защитного уравнивания потенциалов.

Информация о защитных проводниках уравнивания потенциалов изложена в нашей статье [25].

Функциональный проводник уравнивания потенциалов — проводник, предназначенный для выполнения функционального уравнивания потенциалов.

В стандарте МЭК 60050-195 используют термин «функциональный проводник уравнивания потенциалов»⁸, который определен следующим образом: проводник, предусмотренный для функционального уравнивания потенциалов. Аналогичное определение имеет этот термин в стандарте МЭК 60050-826 2004 г.

Для обеспечения нормальных условий функционирования некоторых видов электрооборудования в электроустановках зданий или их частях иногда осуществляют функциональное уравнивание потенциалов, реализацию которого выполняют с помощью системы функционального уравнивания потенциалов. Одним из основных элементов этой системы являются функциональные проводники уравнивания потенциалов. Функциональное уравнивание потенциалов не используют для защиты от поражения электрическим током. Поэтому функциональные проводники уравнивания потенциалов не являются защитными проводниками.

Проводник основного уравнивания потенциалов — защитный проводник уравнивания потенциалов, соединяющий стороннюю проводящую часть с главной заземляющей шиной.

В МЭС не определен термин «проводник основного уравнивания потенциалов» или его аналог. Однако в п. 544.1 «Защитные проводники уравнивания потенциалов для присоединения к главному заземляющему

⁶ Общая сеть уравнивания — см. общая система уравнивания потенциалов.

⁷ The Institution of Electrical Engineers — Общество инженеров-электриков.

⁸ Название рассматриваемого термина на английском языке — «functional bonding conductor». С английского языка на русский язык название термина переводится так — «функциональный проводник уравнивания». Однако в национальной нормативной документации целесообразно применять другое название этого термина «функциональный проводник уравнивания потенциалов».

зажиму» стандарта МЭК 60364-5-54 изложены требования к площади поперечного сечения защитных проводников уравнивания потенциалов, которые предусмотрены для выполнения основного уравнивания потенциалов и которые присоединяют к главной заземляющей шине. Сечение этих проводников должно быть не менее чем 6 мм² — по меди, 16 мм² — по алюминию и 50 мм² — по стали.

В ГОСТ Р 50571.10, который разработан на основе ранее действовавшего стандарта МЭК 60364-5-54 1980 г., рассматриваемый проводник назван главным проводником системы уравнивания потенциалов. Однако в национальной нормативной документации целесообразно использовать термин «проводник основного уравнивания потенциалов», приведя его название в соответствие с наименованием термина «основное уравнивание потенциалов».

Проводники основного уравнивания потенциалов применяют в системе основного уравнивания потенциалов, посредством которой в электроустановке здания выполняют уравнивание потенциалов, охватывающее сторонние проводящие части здания. С помощью проводников основного уравнивания потенциалов сторонние проводящие части здания электрически присоединяют к главной заземляющей шине, то есть их заземляют.

Сечение проводника основного уравнивания потенциалов, как предписывают требования п. 547.1.1 ГОСТ Р 50571.10⁹, должно быть равным не менее половины максимального сечения защитного проводника, применяемого в электроустановке здания. Однако стандарт не требует, чтобы максимальное сечение проводника основного уравнивания потенциалов превышало 25 мм² по меди.

Минимальное сечение проводников основного уравнивания потенциалов в национальной нормативной документации установлено равным 6 мм² для медных проводников, 16 мм² для алюминиевых проводников и 50 мм² для проводников, изготовленных из стали.

Требования к проводникам основного уравнивания потенциалов изложены в ГОСТ Р 50571.10 и в главе 1.7 ПУЭ.

Проводник дополнительного уравнивания потенциалов — защитный проводник уравнивания потенциалов, соединяющий открытую проводящую часть со стороной проводящей частью или две открытые проводящие части между собой.

В МЭС не определен термин «проводник дополнительного уравнивания потенциалов» или его аналог. Однако в п. 544.2 «Защитные проводники уравнивания потенциалов для дополнительного уравнивания» стандарта МЭК 60364-5-54 изложены следующие требования к сечению защитных проводников уравнивания потенциалов, которые предусмотрены для выполнения дополнительного уравнивания потенциалов:

- защитный проводник уравнивания потенциалов, соединяющий две открытые проводящие части, должен иметь проводимость не менее чем проводимость меньшего

защитного проводника, присоединенного к открытым проводящим частям;

- защитный проводник уравнивания потенциалов, присоединяющий открытые проводящие части к сторонним проводящим частям, должен иметь проводимость не менее чем половина проводимости площади поперечного сечения соответствующего защитного проводника.

При этом следует учитывать, что сечение защитных проводников, которые не входят в состав кабеля или не расположены в одной оболочке с линейными проводниками, должно быть не менее 2,5 мм² по меди при наличии механической защиты и 4,0 мм² при ее отсутствии. Сечение отдельно проложенных защитных проводников, выполненных из алюминия, должно быть не менее 16 мм².

В п. 705.544.2 «Защитные проводники уравнивания потенциалов для дополнительного уравнивания» стандарта МЭК 60364-7-705 «Низковольтные электрические установки. Часть 7-705. Требования для специальных установок или помещений. Сельскохозяйственные и садоводческие здания» 2006 г. [26] указано, что защитные проводники уравнивания потенциалов должны быть защищены от механического повреждения и коррозии и должны быть выбраны так, чтобы избежать электролитических воздействий. Например, может быть использована:

- стальная полоса, оцинкованная горячим способом, с размерами, по крайней мере, 30×3 мм;

- сталь круглого сечения, оцинкованная горячим способом, с диаметром, по крайней мере, 8 мм;

- медный проводник, имеющий минимальную площадь поперечного сечения 4 мм².

В ГОСТ Р 50571.10 рассматриваемый проводник назван дополнительным проводником системы уравнивания потенциалов. В главе 1.7 ПУЭ использован термин «проводник дополнительного уравнивания потенциалов». В национальной нормативной документации, устанавливающей требования к электроустановкам зданий, целесообразно использовать термин «проводник дополнительного уравнивания потенциалов», приведя его название в соответствие с наименованием термина «дополнительное уравнивание потенциалов».

Проводники дополнительного уравнивания потенциалов используют для выполнения в электроустановке здания или отдельных ее частях системы дополнительного уравнивания потенциалов. С помощью проводников дополнительного уравнивания потенциалов производят электрическое соединение открытых проводящих частей электрооборудования класса I электроустановки здания и сторонних проводящих частей здания. Эти же проводники применяют для дополнительного соединения между собой открытых проводящих частей.

ГОСТ Р 50571.10 (п. 547.1.2) содержит следующие требования к сечению проводников дополнительного уравнивания потенциалов:

- сечение проводника, соединяющего две открытые проводящие части, должно быть не менее сечения

⁹ Действующий стандарт МЭК 60364-5-54 2002 г. не содержит этих требований.

наименьшего из защитных проводников, подключенных к этим частям;

- сечение проводника, соединяющего открытую проводящую часть со сторонней проводящей частью, должно быть не менее половины сечения защитного проводника, присоединенного к открытой проводящей части.

- Если дополнительное уравнивание потенциалов выполняют проводниками, не входящими в состав кабеля, их минимальное сечение по меди должно быть равным 2,5 мм² при наличии механической защиты и 4,0 мм² при ее отсутствии.

Требования к проводникам дополнительного уравнивания потенциалов изложены в ГОСТ Р 50571.10 и в главе 1.7 ПУЭ.

ЛИТЕРАТУРА

1. International standard IEC 60050-195. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock. First edition. — Geneva: IEC, 1998-08.

2. International standard IEC 60050-195-am¹. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock. First edition. Amendment 1. — Geneva: IEC, 2001-01.

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

4. Technical specification IEC/TS 62257-5. Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification. Part 5: Protection against electrical hazards. First edition. — Geneva: IEC, 2005-07.

5. ГОСТ Р МЭК 61140-2000. Защита от поражения электрическим током. Общие положения по безопасности, обеспечиваемой электрооборудованием и электроустановками в их взаимосвязи. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.

6. International standard IEC 61140. Protection against electric shock. Common aspects for installation and equipment. Second edition. — Geneva: IEC, 1997-11.

7. ГОСТ Р 50571.18-2000 (МЭК 60364-4-442-93). Электроустановки зданий. Ч. 4. Требования по обеспечению безопасности. Гл. 44: Защита от перенапряжений. Раздел 442. Защита электроустановок до 1 кВ от перенапряжений, вызванных замыканиями на землю в электроустановках выше 1 кВ. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.

8. ГОСТ Р 50571.20-2000 (МЭК 60364-4-444-96). Электроустановки зданий. Ч. 4. Требования по обеспечению безопасности. Гл. 44: Защита от перенапряжений. Раздел 444. Защита электроустановок от перенапряжений, вызванных электромагнитными воздействиями. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.

9. International standard IEC 60364-4-44. Electrical installations of buildings. Part 4-44: Protection for safety. Protection against voltage disturbances and electromagnetic disturbances. Edition 1.2. — Geneva: IEC, 2006-11.

10. International standard IEC 61140. Protection against electric shock. Common aspects for installation and equipment. Third edition. — Geneva: IEC, 2001-10.

11. International standard IEC 60364-4-41. Electrical installations of buildings. Part 4-41: Protection for safety. Protection against electric shock. Fourth edition. — Geneva: IEC, 2001-08.

12. International standard IEC 60364-4-41. Low-voltage electrical installations. Part 4-41: Protection for safety. Protection against electric shock. Fifth edition. — Geneva: IEC, 2005-12.

13. International standard IEC 60364-5-54. Electrical installations of buildings. Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment. Earthing arrangements, protective conductors and protective bonding conductors. Second edition. — Geneva: IEC, 2002-06.

14. ГОСТ Р 50571.3-94 (МЭК 364-4-41-92). Электроустановки зданий. Ч. 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током. — М.: Изд-во стандартов, 1995.

15. ГОСТ Р 50571.10-96 (МЭК 364-5-54-80). Электроустановки зданий. Ч. 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Гл. 54: Заземляющие устройства и защитные проводники. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 1996.

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

17. International standard IEC 60364-5-51. Electrical installations of buildings. Part 5-51: Selection and erection of electrical equipment. Common rules. Fifth edition. — Geneva: IEC, 2005-04.

18. International standard IEC 60364-6. Low-voltage electrical installations. Part 6: Verification. First edition. — Geneva: IEC, 2006-02.

19. International standard IEC 60728-11. Cable networks for television signals, sound signals and interactive services. Part 11: Safety. Second edition. — Geneva: IEC, 2005-01.

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

21. International standard IEC 62128-2. Railway applications. Fixed installations. Part 2: Protective provisions against the effects of stray currents caused by d. c. traction systems. First edition. — Geneva: IEC, 2003-02.

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

23. International standard IEC 62305-3. Protection against lightning. Part 3: Physical damage to structures and life hazard. First edition. — Geneva: IEC, 2006-01.

24. British Standard BS 7671-2001. Requirements for Electrical Installations. IEE Wiring Regulations. Sixteenth edition. — London: BSI and IEE, 2001.

25. Харечко В.Н., Харечко Ю.В. Защитные проводники — основные понятия и классификация//Главный энергетик, 2006, № 12.

26. International standard IEC 60364-7-705. Low-voltage electrical installations. Part 7-705: Requirements for special installations or locations. Agricultural and horticultural premises. Second edition. — Geneva: IEC, 2006-07.



Пупин В. М.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УСТРОЙСТВ ПЛАВНОГО ПУСКА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Для повышения экономичности работы синхронных и асинхронных двигателей, используемых для привода вентиляторов и насосов и др. механизмов, пускаемых на холостом ходу, все больше находят применение устройства плавного пуска двигателей.

Использование плавного пуска высоковольтных синхронных и асинхронных двигателей позволяет следующее.

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 1

Технические характеристики устройств плавного пуска

№ п. п.	Основные параметры	Значение SOLCON	Значение ОАО «ЧЭАЗ»
1.	Напряжение, кВ	2,3; 6; 6,6; 10; 13,8	6; 10
2.	Частота сети, Гц	45+65	45+55
3.	Ток, А	1200	1600
4.	Мощность, мВт	до 20	до 12,5
5.	Напряжение питания системы управления, В	~120, 230 =110	~3х380; 3х100
6.	Тяжелый режим пуска	+/-	+
7.	Входной контактор	+	+
8.	Щунтирующий контактор	+ (по заказу)	+ (по заказу)
9.	Предохранители	опция	+ (авт. выключатель)
10.	Прерыватель	опция	+ (разделитель)
11.	Прерыватель с заземлением	опция	+ (разъединитель)
12.	Температура окружающей среды, °С	-10+50	+5+40
13.	Герметичность	от шасси до IP54, IP65	от шасси до IP65, IP20
14.	Изолированные части ВН и НН	+ (развязка через ОК)	+
15.	Электронный потенциометр	+	+
16.	Оптический кабель управления отпиранием тиристоров	+ гальваническая развязка между импульсным трансформатором отпирания тиристоров	нет необходимости
17.	Тест на пробой	+	+ (36, 42 кВ)
18.	Конструктивное разделение фаз	+	
19.	Возможность подключения конденсаторных батарей без допол. контактора	+	
20.	Защита тиристоров от переходных процессов	+	+
21.	ЖКИ	+ (2 по 16 знаков)	+
22.	Клавиатура	+	+
Виды защит			
23.	Недогрузка	+	+
24.	Перегрузка, %	100+850	100+300
25.	Время перегрузки	0+5 с	(100+150%) Т пуска
26.	Задержка срабатывания защиты	0+5 с	0,5 с
27.	Электронная перегрузка при 150%	0+10 с	0+5 с
28.	Дисбаланс тока	+	нет необходимости
29.	Порядок фаз	+	нет необходимости
30.	Короткое замыкание на землю	+	+ (ЗМЗ)
31.	Входное/выходное напряжение	+	+входное
32.	Потеря фазы	+_	+
33.	Закороченный тиристор	+	нет необходимости
34.	Неправильное подключение ЭД	+	нет необходимости
35.	Перегрев стартера	+	+
36.	Невозможность старта при включенном питании	+	+
37.	Открытый щунтирующий контактор	+	— по заказу

Установочные параметры пуска			
38.	Вид графики пуска (режимы)	+ (6)	+ (3)
39.	Контроль за моментом	+	
40.	Питание от генератора	+	+
41.	Запуск СД	+	+
42.	Уровень толчка, %	30+100	+
43.	Продолжительность толчка, с	0÷2	+
44.	Обратная связь с тахометром	+	
45.	Начальное напряжение	10+80	10+30
46.	Ограничение по току, %	100+700	100+200
47.	Время разгона, с	0+90	0+60
48.	Количество стартов в час	до 5	до 4
49.	Время задержки между стартами	0+60 мин.	15 мин.
50.	Вид графика останова	+ (6)	-
51.	Продолжительность останова, с	0+90	
52.	Конечный момент	+ (10)	под заказ
53.	Два типа установочных параметра	+	-
54.	Перегрузочная способность в режиме разгона	400% — 30 с	400% — 60 с
55.	Перегрузочная способность в длительном режиме	115%	100%
56.	Линейное нарастание напряжения с токоограничиванием	700% — 90 с.	По диаграмме пользователя
Конфигурация входов/выходов			
57.	Количество цифровых входов	7	1
58.	Вход внешнего сбоя	2	1 (10 с пультом)
59.	Количество выходного реле	5	4 (48 с пультом)
60.	Аналоговый выход	+	+
61.	Связь	Modbus, Profibus	Modbus
Статические данные мониторинга			
62.	Время работы	+	
63.	Последнее время пуска	+	
64.	Общее количество пусков	+	150
65.	Максимальный ток последнего пуска	+	
66.	Количество записей сбоев пуска	9	1
67.	Процент от тока двигателя	+	
68.	Термическая емкость системы	+	
69.	Электромагнитная совместимость	EN55011, EN61000	
Прочие параметры			
70.	Проверка работы электронной цепи отпирания тиристорov	+	+
71.	Калибровка	+	+
72.	Гарантия, лет	1,5	2
73.	Срок службы	25	

Таблица 2

Ранжирование производителей устройств плавного пуска

№ п.п.	Основные параметры	Значение Solcon	Значение ОАО «ЧЭАЗ»
1.	Напряжение, кВ	1	2
2.	Частота сети, Гц	1	2
3.	Ток, А	1	2
4.	Мощность, мВт	1	2
5.	Напряжение питания системы управления, В	1	1
6.	Тяжелый режим пуска	1	1
7.	Входной контактор	1	1
8.	Шунтирующий контактор	1	1
9.	Предохранители	1	1
10.	Прерыватель	1	1
11.	Прерыватель с заземлением	1	1
12.	Температура окружающей среды, °С	1	2
13.	Герметичность	1	2
14.	Изолированные части ВН и НН	1	1
15.	Электронный потенциометр	1	1
16.	Оптический кабель управления отпиранием тиристоров	1	1
17.	Тест на пробой	1	1
18.	Конструктивное разделение фаз	1	2
19.	Возможность подключения конденсаторных батарей без допол. контактора	1	1
20.	Защита тиристоров от переходных процессов	1	1
21.	ЖКИ	1	1
22.	Клавиатура	1	1
23.	Недогрузка	1	1
24.	Перегрузка, %	1	2
25.	Время перегрузки	2	1
26.	Задержка срабатывания защиты	1	2
27.	Электронная перегрузка при 500%	1	2
28.	Дисбаланс тока	1	2
29.	Порядок фаз	1	2
30.	Короткое замыкание на землю	1	2
31.	Входное/выходное напряжение	1	1
32.	Потеря фазы	1	1
33.	Закороченный тиристор	1	2
34.	Неправильное подключение ЭД	1	2
35.	Перегрев стартера	1	1

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

36.	Невозможность старта при включенном питании	1	1
37.	Открытый шунтирующий контактор	1	2
38.	Вид графика пуска (режимы)	1	2
39.	Контроль за моментом	1	2
40.	Питание от генератора	1	1
41.	Запуск СД	1	1
42.	Уровень толчка, %	1	1
43.	Продолжительность толчка, с	1	1
44.	Обратная связь с тахометром	1	2
45.	Начальное напряжение	1	2
46.	Ограничение по току, %	1	2
47.	Время разгона, с	1	1
48.	Количество стартов в час	1	1
49.	Время задержки между стартами	1	2
50.	Вид графика останова	1	2
51.	Продолжительность останова, с	1	2
52.	Конечный момент	1	2
53.	Два типа установочных параметра	1	2
54.	Перегрузочная способность в режиме разгона	2	1
55.	Перегрузочная способность в длительном режиме	1	2
56.	Линейное нарастание напряжения с токоограничиванием	1	2
57.	Количество цифровых входов	1	2
58.	Вход внешнего сбоя	2	1
59.	Количество выходных реле	2	1
60.	Аналоговый выход	1	1
61.	Связь	1	2
62.	Время работы	1	2
63.	Последнее время пуска	1	2
64.	Общее количество пусков	1	2
65.	Максимальный ток последнего пуска	1	1
66.	Количество записей сбоев пуска	1	2
67.	Процент от тока двигателя	1	2
68.	Термическая емкость системы	1	2
69.	Электромагнитная совместимость	1	2
70.	Проверка работы электронной цепи отпириания тиристоров	1	1
71.	Калибровка	1	1
72.	Гарантия, лет	2	1
73.	Срок службы	1	2
	ИТОГО:	78	111

Комплектные пусковые устройства (КПУ) предназначены для управления электродвигателями мощностью от 4 до 3150 кВт и обеспечивают подключение электродвигателя к питающей сети с помощью автоматического выключателя, мягкий пуск при помощи тиристорного коммутатора, а также шунтирование тиристоров после окончания пуска контактным аппаратом с целью уменьшения потерь и нагрева (рис. 1).

Анализ устройств пуска выполнен по результатам сопоставительного сравнения характеристик устройств, производимых компанией Solcon Industries Ltd и ОАО «ЧЭАЗ» (табл. 1 и 2). Анализ технических характеристик двух производителей не позволяет, исходя из математической статистики, достоверно определить лучшего производителя. В то же время преимущество устройств плавного пуска, производимых компанией Solcon Industries Ltd очевидно (общее число баллов 78 против 11 у ОАО «ЧЭАЗ»). И вот почему:

1) диапазон напряжений устройств Solcon выше, что важно учитывать при возможных перенапряжениях в сетях;

2) расширенный частотный диапазон может быть полезен для некоторых механизмов;

3) чем меньше ток при пуске двигателя, тем меньше посадки напряжения сети;

4) мощность пускаемых двигателей выше, хотя это может и не быть преимуществом для ОАО «АК «Сибур», т.к. на предприятиях компании нет двигателей мощностью свыше 12,5 мВт;

5) температурный диапазон устройств Solcon выше, чем является важной эксплуатационной характеристикой и необходимо учитывать для России;

6) устройство Solcon допускает перегрузку в пределах 100+850, а не 100+300 как у ОАО «ЧЭАЗ», что говорит о техническом преимуществе этих устройств;

7) электронная перегрузка устройств Solcon при 500% нагрузке допускается в пределах 10 с, а не 5 с как у ОАО «ЧЭАЗ»;

8) устройства Solcon реагируют на «Неправильное подключение ЭД», «закороченный тиристор», «порядок фаз», что является важной эксплуатационной характеристикой устройств;

9) устройства Solcon имеют большее число графиков пуска, что, с учетом разнообразных характеристик механизмов, имеет важное значение для оптимального пуска двигателя и исключения дополнительных механических воздействий на механизм;

10) устройства Solcon имеют функцию контроля за моментом и обратную связь от тахометра, что является важной характеристикой устройств и дает возможность использовать их в системах АСУТП;

11) устройства Solcon имеют большее количество стартов в час, два типа установочных параметров, что позволит для одного и того же механизма иметь разные характеристики для пуска двигателя в зависимости от параметров среды механизма;

12) устройства Solcon имеют большую перегрузочную способность в длительном режиме (115% против 100%), что очень важно для эксплуатации;

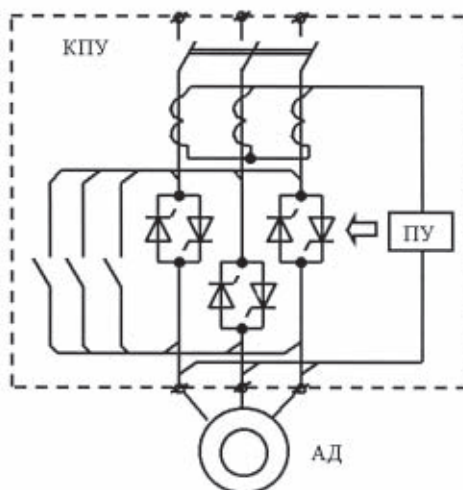


Рис. 1

13) устройства Solcon имеют большее количество цифровых входов, что дает возможность использовать их в системах АСУТП;

14) статические данные мониторинга как «время работы», «последнее время пуска», «общее количество пусков», «максимальный ток последнего пуска», «количество записей сбоев пуска», «процент от тока двигателя» позволяют более объективно контролировать процесс пуска;

15) электромагнитная совместимость устройств Solcon соответствует требованиям EN55011, EN61000;

16) срок службы устройств Solcon гарантирован в течение 25 лет.

НОВОСТИ

ПРОИЗВОДСТВО УКРАИНСКИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОЛУЧИТ ВТОРОЕ ДЫХАНИЕ

Пресс-служба крупнейшего производителя трансформаторов ОАО «Запорожтрансформатор» (ЗТР) сообщила, что завод намерен инвестировать десятки миллионов долларов в модернизацию производства в 2007г. \$11 млн будет направлено на модернизацию технологии производства и конструкции оборудования и \$2 млн — на мероприятия по улучшению качества продукции. «Основные направления внедрения — это оптимизация и упрощение конструкции трансформаторов IV—VI габарита, что позволит увеличить объем их производства», — говорится в сообщении пресс-службы ЗТР. В течение 2007г. и первого квартала 2008г. на предприятии будут изготовлены и внедрены новые линии продольного и поперечного раскроя электротехнической стали, реконструированы окрасочные участки в сварочном и аппаратном цехах, введены в строй печи «Микафил». На предприятии также будет продолжено внедрение новых механообрабатывающих станков в аппаратном цехе.

www.eizvestia.com



**Сурис М. А.,
К.Т.Н.,
ведущий научный сотрудник
ФГУП АКХ им. К. Д. Памфилова**

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ОТ НАРУЖНОЙ КОРРОЗИИ

В настоящее время теплоснабжение городов и промышленных предприятий РФ осуществляется, как правило, от централизованных источников теплоты. Передача теплоносителя от их источников к потребителям производится с помощью тепловых сетей, являющихся одним из основных элементов централизованного теплоснабжения.

В области централизованного теплоснабжения РФ занимает первое место в мире. В секторе теплоснабжения действуют 485 ТЭЦ, около 6,5 тысяч котельных мощностью от 20 до 100 Гкал/ч, более 180 тысяч котельных меньшей мощности.

В системе централизованного теплоснабжения России находится в эксплуатации 160 тыс. км тепловых сетей в двухтрубном исчислении. Тепловые потери в трубопроводах магистральных тепловых сетей составляют около 10—11% произведенной энергии, а суммарные потери с учетом распределенных сетей — до 30%. На каждые 100 км тепловых сетей ежегодно регистрируется более 70 повреждений [1].

Защита от коррозии трубопроводов тепловых сетей в настоящее время является одной из главных задач, от решения которой во многом зависит повышение надежности централизованного теплоснабжения, в котором тепловые сети являются наиболее уязвимым звеном.

Как показал многолетний опыт эксплуатации тепловых сетей различных конструкций, их долговечность обусловлена главным образом коррозионной стойкостью теплопроводов. Тепловые сети переключаются в основном вследствие наружной коррозии трубопроводов. Лишь 25—30% пов-

реждений тепловых сетей по России связаны с внутренней коррозией. В общем случае это положение объясняется неблагоприятными условиями их эксплуатации в отличие от «холодных» трубопроводов и слабыми защитными свойствами изоляционных конструкций. Исследование механизма наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей, а также опыт их эксплуатации показали, что в большинстве случаев наружной коррозии подвержены подающие трубопроводы, работающие в опасном температурном режиме свыше 70% времени в течение года.

Очевидно, для вновь строящихся и реконструируемых тепловых сетей наиболее радикальным способом решения проблем повышения коррозионной стойкости теплопроводов является применение надежных и долговечных изоляционных конструкций и антикоррозионных покрытий. С учетом перспективности этого направления в ряде регионов РФ, в том числе в Москве, в Тепловых сетях ОАО «Мосэнерго» начато применение теплогидроизоляционных конструкций с теплоизоляцией на основе жесткого термостойкого пенополиуретана и с гидроизоляционной оболочкой из полиэтиленовой трубы (конструкция «труба в трубе»), широко применяемых в мировой практике (с системой оперативно-дистанционного контроля состояния теплоизоляции ОДК).

Вместе с тем требует решения проблема защиты от коррозии многих тысяч километров теплопроводов, находящихся в эксплуатации.

Что касается причин многочисленных коррозионных разрушений подземных трубопроводов, то одной из глав-

ных является недооценка важности борьбы с коррозией; восприятие коррозионных потерь как неизбежных; пренебрежение основными принципами противокоррозионной защиты при проектировании, строительстве и эксплуатации подземных металлических сооружений.

В ряде ведомств РФ, эксплуатирующих подземные коммуникации, к настоящему времени уже достигнуты значительные результаты по их защите от коррозии. Так, применение средств электрохимической защиты (ЭХЗ) на газопроводах снизило их удельную повреждаемость в несколько раз. В Москве, например, 75% газопроводов (около 3000 км) находится под ЭХЗ.

До начала 90-х годов преобладала тенденция к применению совместной ЭХЗ всех подземных металлических сооружений в заданной зоне с применением мощных защитных установок для охвата максимально возможной зоны защиты. Исследования, проведенные АКХ им. К.Д. Памфилова, показали, что в этих зонах, как правило, протяженность защищенных теплопроводов оказывается минимальной, особенно при их канальной прокладке, что объясняется значительно меньшим их переходным электрическим сопротивлением в сравнении с другими сооружениями. Связано это в первую очередь с отсутствием на теплопроводах электрической изоляции от опорных конструкций, низким качеством защитного покрытия (или полным его отсутствием) и малой «долей» тока защиты от его общего значения.

Из этого следует, что при проектировании ЭХЗ действующих тепловых сетей канальной прокладкой с учетом разбросанности участков теплопроводов, требующих защиты, наиболее целесообразно применение индивидуальной защиты с обеспечением ее в границах известных коррозионно-опасных зон (участки тепловых сетей с заносом каналов грунтом или затопленные водой), что реализуется в Тепловых сетях ОАО «Мосэнерго» уже с 1994 г.

Анализ результатов обследования действующих установок ЭХЗ показал, что применение традиционных сосредоточенных анодных заземлителей

(АЗ) в городских условиях не обеспечивает во многих случаях эффективность ЭХЗ в заданных зонах, приводя, кроме того, к неоправданному расходу электроэнергии как вследствие неравномерного распределения тока защиты, так и из-за растекания тока защиты по участкам, не требующим защиты. Из этого следует, что АЗ должны быть приближены к этим участкам или расположены вдоль них для обеспечения равномерного и целенаправленного распределения тока защиты.

С 1994 г. в Тепловых сетях ОАО «Мосэнерго» было начато применение протяженных АЗ с их расположением непосредственно в каналах, что позволило обеспечить [1]:

- равномерное распределение тока защиты только вдоль требующих защиты участков теплопроводов;
- снижение потребления электроэнергии на единицу длины защищаемой теплотрассы;
- локализацию образования дополнительных полей блуждающих токов и вместе с этим исключение вредного влияния на смежные подземные сооружения вследствие получения короткозамкнутого электрического поля между трубопроводами и АЗ;
- исключение необходимости в отводе земельной площади для установки АЗ.

Перечисленные преимущества вполне удовлетворяют требованиям защиты подземных сооружений с опасностью коррозии на локальных участках, что в первую очередь касается теплопроводов канальной прокладки, где имеется возможность расположения АЗ непосредственно в каналах (при диаметре трубопроводов более 200 мм). При этом применяются протяженные аноды кабельного или стержневого типа из материала на основе каучука с углеродсодержащими наполнителями (токопроводящие эластомеры; стержневые аноды из железокремнистых сплавов; оксидные железотитановые АЗ и аноды из других материалов).

Для ЭХЗ трубопроводов тепловых сетей на участках их прокладки в футлярах в Тепловых сетях ОАО «Мосэнерго» уже в течение нескольких лет применяются гальванические

преобразователями, в составе частотно-регулируемого привода».

«Соглашение с одним из крупнейших российских производителей электродвигателей позволяет нам существенно расширить поставки преобразователей на российский рынок, где наблюдается рост спроса на энергосберегающие решения в производстве», — отметил Хейки Хилтунен, исполнительный вице-президент Vacon.

Объем соглашения на ближайшие три года оценивается в 9 млн евро и достигнет в течение этого срока 5 млн евро в год.

Наша справка

Электротехнический концерн «Русэлпром» — один из крупнейших научно-производственных холдингов электромашиностроения. В его состав входят ведущие электромашиностроительные предприятия и научно-конструкторские организации России: «Владимирский электромоторный завод», «НИПТИЭМ», «ВЭМЗ-СПЕКТР» (Владимир), «Русэлпром-Инжиниринг» (Екатеринбург), «Ленинградский электромашиностроительный завод», «Русэлпром-Электромаш» (Санкт-Петербург), «Сафоновский электромашиностроительный завод» (Сафонов), «Русэлпром-Оснастка» (Москва).

www.mashportal.ru

«ТАТЭНЕРГО» ЗАКАЗАЛО В САРАТОВЕ НОВЫЕ РУБИЛЬНИКИ

Татарстанские энергетики предложили саратовскому НПП «Контакт» ускорить разработку 110-киловольтных вакуумных выключателей и рассмотреть возможность разработки 10—20-киловольтных вакуумных генераторных выключателей. Как сообщила пресс-служба «Татэнерго», эти пожелания были высказаны в ходе состоявшегося на днях визита в Саратов делегации из Татарстана, в которую вошли руководители электроцехов станций и ведущие специалисты ОАО «Генерирующая компания», а также главные энергетики пяти НГДУ «Татнефти».

Дело в том, что в «Татэнерго» высокими темпами идет замена устаревших воздушных и маломасляных выключателей на вакуумные и элегазовые. Одновременно заменяются устройства релейной защиты на микропроцессорные модули передовых отечественных

<< 45

и зарубежных производителей. К настоящему времени обновлено уже 20% всего парка коммутационной аппаратуры.

Всего в «Татэнерго» используется более 2000 вакуумных выключателей различных производителей. Саратовские выключатели показали себя как надежные и наиболее приспособленные для электростанций.

ФГУП «НПП «Контакт» — одно из крупнейших предприятий России, специализирующееся на выпуске мощных вакуумных электронных приборов. Предприятием в течение 11 лет разработаны и выпускается 15 типов вакуумных коммутационных аппаратов и контакторов на различные напряжения и номинальные токи.

tatar-inform. ru

РАЗРАБОТАНА И ЗАПУЩЕНА В ПРОИЗВОДСТВО НОВАЯ МОДЕЛЬ ТРАНСФОРМАТОРА ТОП-0,66

Свердловский завод трансформаторов тока разработал и запустил в производство новую модель трансформатора ТОП-0,66.

Она отличается от прежней меньшим весом, большей прочностью защитной крышки, большим удобством пломбирования и двумя способами крепления. Более подробная информация, а также технические характеристики и габаритные размеры новой модели трансформаторов ТОП-0,66 будут в ближайшее время вывешены на официальном сайте завода.

Свердловский завод трансформаторов тока

ИГРА ПО НОВЫМ ПРАВИЛАМ: СЧЕТЧИК ЦЭ6850М

С 1 сентября 2006 года вступило в силу постановление о новом порядке взаиморасчетов между поставщиками и потребителями электроэнергии. Ориентируясь на энергосберегающие технологии, правительство РФ выдвинуло несколько дополнительных критериев формирования цен на электроэнергию.

Решающее значение приобретает планирование почасового объема потребления, поскольку предельные уровни цен для каждого часа суток будут определяться исходя из прогноза почасового потребления крупных абонентов. Это

48 >>

аноды (протекторы) стержневого типа из магниевых сплавов, устанавливаемые непосредственно на поверхности трубопроводов или изоляционной конструкции.

На теплопроводах канальной прокладки, подвергающихся затоплению на участках длиной 50—60 м, также применяется защита с помощью протекторов, укладываемых на дне канала, а при полном затоплении трубопроводов, устанавливаемых и на верхней образующей трубопроводов.

Одна из главных особенностей эксплуатации средств ЭХЗ теплопроводов канальной прокладки при расположении АЗ непосредственно в канале — периодическое отсутствие электролитического контакта между поверхностью трубопровода и АЗ при уровне затопления канала, не достигающем нижней образующей трубопровода. В этом случае могут возникнуть узкополосные или точечные контакты АЗ с водой, где плотность тока утечки будет многократно превышать номинальную (допустимую) плотность тока АЗ, что особенно опасно для АЗ из токопроводящих эластомеров.

Для уменьшения числа локальных участков возможного преждевременного разрушения АЗ и экономии электроэнергии целесообразно применение устройств автоматического включения и выключения станций катодной защиты (СКЗ) в зависимости от уровня затопления канала. В настоящее время в Тепловых сетях ОАО «Мосэнерго» уже начато внедрение указанных устройств, разработанных СКТБ ВКТ ОАО «Мосэнерго» и ЗАО «Катод», с помощью которых автоматически включаются или отключаются одно или два плеча АЗ в зоне действия защиты от одной СКЗ.

Для контроля эффективности действия средств ЭХЗ теплопроводов при расположении АЗ в каналах применяются вспомогательные электроды (ВЭ), устанавливаемые у поверхности трубопроводов. С помощью ВЭ определяется также наличие воды на уровне нижней образующей трубопровода. Начато применение специальных блоков пластин-индикаторов (БПИ-1 и БПИ-2) для непосредственного инструментального контроля опасности

коррозии и эффективности действия средств ЭХЗ.

В заключение следует отметить, что применение средств ЭХЗ трубопроводов тепловых сетей в соответствии с требованиями нормативно-технической документации должно входить в обязанность организаций, эксплуатирующих тепловые сети (ОЭТС).

ОЭТС обязаны [2]:

- составлять техническое задание на проектирование ЭХЗ действующих, реконструируемых и проектируемых тепловых сетей;
- контролировать и согласовывать технические решения при разработке проектов по ЭХЗ трубопроводов тепловых сетей;
- осуществлять строгий технический надзор за проведением на всех стадиях строительно-монтажных и ремонтных работ средств ЭХЗ;
- контролировать эффективность действия и профтехобслуживание средств ЭХЗ.

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 25 октября 2005 г. №262 с 1 января 2007 г. будет введен в действие межгосударственный стандарт ГОСТ 9.602-2005 непосредственно в качестве национального стандарта Российской Федерации. Указанный стандарт устанавливает общие требования к защите от коррозии наружной поверхности подземных металлических сооружений из углеродистых и низколегированных сталей, в том числе трубопроводов тепловых сетей канальной и бесканальной прокладки, кроме трубопроводов тепловых сетей с пенополиуретановой тепловой изоляцией и трубой-оболочкой из жесткого полиэтилена (конструкция «труба — в трубе»), имеющей действующую систему оперативного дистанционного контроля состояния изоляции трубопроводов.

Литература

1. Сурик М. А., Липовских В. М. Защита трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии. — М.: Энергоатомиздат, 2003.
2. Типовая инструкция по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии. РД 153-34.0-20.518-2003.



ТЕПЛОПУНКТЫ НА ОСНОВЕ ТЕПЛОБМЕННЫХ ПЛАСТИНЧАТЫХ КОМПЛЕКСОВ

Комплексы теплообменные пластинчатые (КТП) изготавливаются на основе пластинчатых теплообменников (ТП), но комплектуются дополнительно терморегулирующей аппаратурой, контрольно-измерительными приборами, обратными клапанами, фильтрами, запорно-регулирующей аппаратурой (дополнительным оборудованием).

КТП разрабатываются и изготавливаются в зависимости от мощности и назначения и предназначены для нагрева или охлаждения различных сред.

По конструкции КТП могут быть:

- одноступенчатые;
- двухступенчатые;
- моноблочные;
- многоблочные;
- для систем с открытым теплоснабжением.

Одноступенчатый КТП

В одноступенчатом КТП, как правило, участвуют в теплообмене две среды. Пластинчатый теплообменник, входящий в состав одноступенчатого КТП, может быть одноходовым, двухходовым и многоходовым.

Одноходовой теплообменник подсоединяется по параллельной схеме, каждая среда поступает и отводится по одной и той же стороне штуцера, и переходные патрубки для входа и выхода сред размещаются на одной опорной плите.

Двухходовые теплообменники подсоединяются по последовательной схеме. Штуцера и переходные патрубки для входа одной среды монтируются на одной опорной плите, а для выхода на другой.

Двухступенчатый КТП

Двухступенчатый КТП, как правило, состоит из двух теплообменников, каждый из которых может быть как одноходовым, так и многоходовым, т.е. подключен по параллельной или последовательной схемам. В двухступенчатом КТП в теплообмене могут участвовать до четырех сред. Подобные схемы широко применяются при приготовлении горячей воды в жилищно-коммунальном хозяйстве, где помимо прямого теплоносителя в I ступень подается обратный теплоноситель из системы отопления, а в нагреваемую среду, как правило, во II ступень, подается вода из циркуляционного трубопровода. Такая схема подсоединения ступеней теплообменников называется смешанной, т.к. в одной из ступеней происходит смешивание сред.

Моноблочный КТП

Моноблочный КТП также является двухступенчатым, только обе ступени смонтированы в одном пакете между двумя опорными плитами. Моноблочный КТП применяется при мощности теплового потока до 1 Гкал/час. В моноблочном КТП также в теплообмене могут участвовать до 4 сред: нагреваемая среда В1, циркуляционная среда Т4, прямой теплоноситель Т1, обратный теплоноситель из системы отопления Т2—1.

Многоблочный КТП

Многоблочный КТП применяется для систем теплоснабжения с мощностью теплового потока 5 Гкал/час и выше с целью уменьшения гидравлического сопротивления и увеличения пропускной способности сред через

<< 46

значит, что и потребителю, и поставщику на розничном рынке электроэнергии нужны приборы с соответствующими функциональными возможностями. Такие, например, как микропроцессорный многофункциональный счетчик ЦЭ6850М торговой марки «Энергомера».

Трехфазный счетчик ЦЭ6850М предназначен для организации многотарифного учета активной и реактивной электроэнергии в двух направлениях с хранением профилей нагрузок, усредненных на различных интервалах времени, от 1 до 60 минут. Современная элементная база, встроенное программное обеспечение и эргономичный дизайн создают широкую функциональность прибора:

- Класс точности измерения активной (реактивной) энергии — от 0,2S (от 0,5).
- До 36 графиков суточной тарификации, с количеством тарифных зон до 12, количество тарифов до 4.
- Хранение профилей нагрузок.
- Фиксация максимальных мощностей.
- Передача результатов измерения по цифровым каналам связи.
- Достоверный учет электроэнергии при наличии искажений напряжения в питающей сети (до 45-й гармоники промышленной сети).
- Учет реальных технических потерь в сети.
- Измерение параметров сети и контроль выхода за допустимые значения.
- Ведение журнала событий.
- Автоматическая самодиагностика.

Одним из основных преимуществ счетчика, обеспечивающих минимальные эксплуатационные затраты, является большой межповерочный интервал — 16 лет, в течение которого гарантирована высокая точность и достоверность измерений. Счетчик обеспечивает хранение полученных данных и настроек счетчика не менее 16 лет, а ход часов и ведение календаря — не менее 3 лет при отсутствии питающего напряжения. Взаимодействие с внешними устройствами обработки и передачи информации осуществляется через интерфейсы RS485, RS232 или оптопорт. Для передачи данных в удаленные центры обработки информации применяются радиои GSM-модемы. Возможность подключения резервного источника питания обеспечивает работу счетчика и передачу данных даже при отсутствии напряжения в измеряемой сети.

Счетчик ЦЭ6850М отличается устойчивостью к климатическим, механическим

теплообменники. В многоблочном КТП пластинчатые теплообменники подсоединяются параллельно через коллектор, количество их может быть от 2 до 10 штук.

КТП для систем с открытым теплоснабжением

В системах с открытым теплоснабжением применяется двухконтурная схема. КТП установлен за источником приготовления теплоносителя (ТЭЦ, котельная и т.д.), при этом первый контур является замкнутым, и потери теплоносителя исключаются. В КТП теплоноситель передает тепло среде второго контура для отопления и горячего водоснабжения потребителей. Второй контур в данной схеме явля-

ется открытым, и для компенсации среды устанавливаются подпитывающие насосы.

КТП в системах с открытым теплоснабжением может быть как одноступенчатым, так и двухступенчатым, он также оснащается термометрами и регулятором температуры.

Устройство и принцип работы комплекса теплообменного пластинчатого

На сварной или другой металлической раме монтируется пакет теплообменных пластин, который располагается между опорными плитами и стянут металлическими шпильками с крепежными элементами, обеспечивающими взаимные опоры в точ-

Характеристика	КТП	КТП
Кoeffициент теплопередачи (условно)	1	3—5
Разность температур теплоносителя и нагреваемой среды на выходе	10 °C	1—2 °C
Изменение площади поверхности теплообмена	Невозможно	Допустимо в широких пределах, кратно количеству пластин
Внутренний объем (условно)	100	1
Соединение при сборке	Сварка, вальцовка	Разъемные
Доступность для внутреннего осмотра и чистки	Неразборный, труднодоступен, простая замена частей невозможна; возможна только промывка	Разборный. Легко доступный осмотр, обслуживание и замена любой части, а также механической промывки пластин
Время разборки	90—120 мин.	15 мин.
Уплотнения	Неразборный. Простая замена невозможна	Уплотнения легко меняются на новые. Жестко зафиксированы в каналах пластины, отсутствие протечек после механической чистки и сборки
Обнаружение течи	Невозможно обнаружить без разборки	Немедленно после возникновения, без разборки
Чувствительность к вибрации	Чувствителен	Не чувствителен
Вес в сборе (условно)	10—15	1
Теплоизоляция	Необходима	Не требуется
Ресурс работы до капремонта	5—10 лет	15—20 лет
Габариты (условно)	10—20	1
Специальный фундамент	Требуется	Не требуется

49 >>

ках контактов, что позволяет сравнительно тонким пластинам толщиной 0,5—1,0 мм работать при большом давлении. Смежные пластины в теплообменнике образуют каналы, по которым противотоком перемещаются среды (например, теплоноситель и нагреваемая среда). Между пластинами имеются резиновые уплотнения, которые обеспечивают надежную изоляцию и разделяют направление потоков сред по каналам теплообменника. Материал пластин может быть от дешевых нержавеющей сталей до дорогих сплавов для агрессивных химических жидкостей. Резиновые уплотнения изготавливаются из различных типов эластомеров в зависимости от видов сред, участвующих в теплообмене. Пакет включает в себя количество пластин, требующееся для обеспечения необходимой площади теплообмена.

Передняя плита неподвижна и называется головной, задняя опорная плита — подвижная. На опорных плитах смонтированы штуцера или переходные патрубки для входа и выхода сред.

Пластинчатые теплообменники и на их основе КТП и ИТП устанавливаются взамен устаревших кожухотрубных конструкций и имеют ряд существенных неоспоримых преимуществ:

- более высокий коэффициент теплопередачи;
- вес и габаритные размеры в 8—10 раз меньше и не требуют фундаментных конструкций;
- простота конструкций и низкие затраты на обслуживание позволяют легко производить разборку и ревизию непосредственно по месту установки;
- отсутствие накипиобразования на теплообменных элементах, благодаря особой поверхности пластин, создающей турбулентность;
- минимальные теплопотери не требуют применения теплоизоляции;
- площадь поверхности теплообмена изменяется путем увеличения или уменьшения количеством пластин;
- КПД достигается 96—97%.

Теплообменники пластинчатые в зависимости от мощности и назначения имеют:

- поверхность нагрева от 0,05 до 1000 м²;
- количество пропускаемой жидкости от 1 до 2000 м³/час;
- рабочее давление до 2,5 Мпа;
- максимальные рабочие температуры:
 - ▶ до 170°C с мягкими уплотнениями;
 - ▶ до 250°C с жесткими уплотнениями.

Сравним комплекс теплообменный пластинчатый и кожухотрубный теплообменник (см. табл.).

Индивидуальный тепловой пункт

Индивидуальный тепловой пункт (ИТП) устанавливается в отдельных городских зданиях и предназначен для распределения, учета и регулирования тепловой энергии в системах отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения. ИТП включают два пластинчатых теплообменника: один для системы отопления, другой — для системы горячего водоснабжения.

Теплообменник для системы отопления работает по двухконтурной системе: по первому контуру подается прямой теплоноситель (пар, вода), по второму, замкнутому, контуру — нагретый теплоноситель системы отопления. Второй контур включает насосную станцию для подачи теплоносителя к отопительным приборам здания, систему автоматического регулирования количества подаваемого прямого теплоносителя и температуры теплоносителя в систему отопления. Оснащен датчиками контроля режимов температуры, в том числе наружного воздуха.

Кроме того, теплообменник для ГВС оснащен автоматическим регулятором расхода прямого теплоносителя и температуры нагреваемой воды, а также насосной станцией для системы циркуляции.

*По материалам журнала
«Снабжение и сбыт»*

ким и электромагнитным воздействиям. Оптимальное соотношение стоимости и функциональности делают прибор самым востребованным как для организации коммерческого учета на границах раздела энергоснабжающих предприятий и потребителей, так и для технического учета в зоне транспортировки электроэнергии сетевыми компаниями. Наиболее широко счетчик ЦЭ6850М используется для построения АИСС КУЭ на трансформаторных и распределительных подстанциях сети 6—10 кВ.

www.energomera.ru

ПАНЕЛИ ОПЕРАТОРА СЕРИИ E1000 — ПРЕВОСХОДНАЯ ВИЗУАЛИЗАЦИЯ!

Компания «КонСис», официальный дистрибьютор Mitsubishi Electric, объявляет о начале поставок панелей оператора серии E1000 фирмы Mitsubishi Electric.

По мнению специалистов компании «КонСис» применение панелей оператора серии E1000 имеют большие перспективы в реализации различных проектов автоматизации.

Панели оператора серии E1000 разработаны на основе новейшей открытой технологии, сочетающей платформу Microsoft Windows CE с процессором Intel XScale. Эта перспективная технология обеспечивает высокую производительность и эксплуатационную надежность.

Сегодня, операторские терминалы серии E1000 могут являться базовым решением при разработке и реализации проектов автоматизации.

Данный выбор определяется следующими факторами:

- широкий диапазон размеров — от 3,5" до 15" (320×240—1024×768);
- сенсорный экран или набор функциональных кнопок;
- полноцветное отображение информации — 65 536 цветов;
- интегрированный Ethernet и возможность установки дополнительных сетевых интерфейсов;
- поддержка и постоянное обновление драйверов связи с контроллерами ведущих производителей.

Все панели имеют два интегрированных последовательных порта — RS232 и RS422, а также USB-порт. Программное обеспечение E-Designer предназначено для программирования устройств человеко-машинного интерфейса через персональный компьютер с операционной системой Windows 98 и выше. Данный



Ольга Иоффе

ОБЗОР СИСТЕМ ПРОМЫШЛЕННОЙ ВЕНТИЛЯЦИИ

Что есть что

Достаточно условно весь спектр вентиляционного оборудования можно разделить на промышленный (мощностью более 40 кВт) и бытовой. К последнему также относится полупромышленная вентиляция (примерно 7—25 кВт), монтируемая в офисах, небольших промышленных зданиях, складах, заведениях общественного питания и т.д., в любых помещениях общей площадью до 600 кв. м, где воздухообмен не превышает 6000 куб. м в час. Есть еще вентиляция «специального» назначения для объектов с особыми требованиями к чистоте воздуха (фармацевтическое, электронное производство, операционные отделения и др. Противопожарные системы дымоудаления также — обязательная составляющая промвентиляции.

С точки зрения используемого принципа подачи воздуха и его удаления из помещения, механические (принудительные) вентиляционные системы делятся на приточные, вытяжные или приточно-вытяжные.

Система промышленной вентиляции любого производства требует серьезного проектирования, квалифицированного выбора оборудования и монтажа установок и коммуникаций. Фактически стандартными бывают только корпуса. Все агрегаты, встраиваемые в него (вентиляторы, секции подогрева и охлаждения, камеры орошения, филь-

тры, шумоглушители, система автоматики и т.д.), рассчитываются индивидуально.

Как правило, вентиляционная система — «наборная», т.е. состоит из отдельных комплектующих — вентилятора, фильтра, калорифера, автоматики (см. схему). Однако в последнее время появились и компактные моноблочные приточные установки — готовые системы, у которых все компоненты собраны в едином шумоизолированном корпусе. Благодаря такой конструкции их можно устанавливать даже в жилых помещениях, в то время как наборные требуют специальной вентиляционной камеры. Кроме того, среди преимуществ моноблока — небольшие габариты, функциональная сбалансированность и простота монтажа. В целом моноблочная система дороже наборной, но для монтирующих организаций выгоднее, поскольку позволяет значительно экономить время проектирования и монтажа.

Наиболее экономичными с точки зрения энергоэффективности специалисты считают системы приточно-вытяжной вентиляции с рециркуляцией воздуха. В этом варианте свежий воздух подается, как правило, после предварительной подготовки (очистка, подогрев, охлаждение, увлажнение), загрязненный вытягивается из помещения, отдавая при этом свое тепло приточному с помощью специального устройства-рекуператора. Широкое распространение подобных схем тормозит-

ся из-за высокой стоимости и технической сложности, однако, выгода их вполне реальна. Например, компания «Теххолд» установила такие системы в четырех цехах Свердловского завода трансформаторов тока (СЗТТ). Проект осуществлялся «под ключ» с использованием оборудования известной польской фирмы VTS. В трех цехах установлены вращающиеся рекуператоры, в одном — пластинчатый. Они позволили предприятию экономить до 80% энергии, затрачиваемой на обогрев в холодное время года. По словам главного энергетика СЗТТ Валерия Макарова, дополнительный теплоноситель подается теперь только когда температура наружного воздуха падает ниже – 10 °С. И это окупает все затраты на установку.

Кто есть кто

Среди множества иностранных производителей систем промышленной вентиляции заметны VENTS (Украина), VTS Clima (Польша), Systemair (Швеция). Номенклатура выпускаемой ими продукции, как правило, охватывает весь спектр оборудования для вентиляции и кондиционирования. Например, установки компании VTS типа CV-A и CV-P (подвесные) выполняют самую разнообразную обработку наружного воздуха: фильтрацию, нагревание, охлаждение, увлажнение, осушение. Комплекующие обычно — западноевропейских фирм: электродвигатели Siemens, нагреватели и охладители —

Coiltech (Швеция), автоматика — Jonson Controls (США) или Joventa (Германия) и т.д. Компания имеет в России довольно развитую дилерскую сеть и строит собственный завод в Подмоскowie.

Моноблочные приточные системы выпускаются как зарубежными, так и российскими компаниями. Из отечественных можно назвать, например, «Арктос». Два завода компании (в Москве и Санкт-Петербурге) и научно-исследовательская лаборатория аэродинамики и акустики разрабатывают и выпускают вентиляционное оборудование, не уступающее импортным по качеству. И, что немаловажно, — адаптированное к низким российским температурам наружного воздуха.

По мнению Александра Воробьева, директора компании «Теххолд», ситуация на рынке промышленной вентиляции за последние год-полтора существенно изменилась. Значительно вырос объем предложения по изготовлению воздуховодов, по монтажу систем вентиляции и кондиционирования. Поэтому конкурентное преимущество у тех компаний, которые позиционируют себя как инжиниринговые и предлагают комплексный подход к решению проблемы, включающий обследование объекта, выполнение проекта, выбор, поставку, монтаж, наладку и последующее сервисное обслуживание оборудования.

Как правило, иностранные компании на российском рынке работают через своих официальных дилеров, которые берут на себя не только функцию продажи, но и решают

ЭКСПЕРТНОЕ МНЕНИЕ

Алексей СМЕРНОВ, инженер технической поддержки компании «Вентрейд»

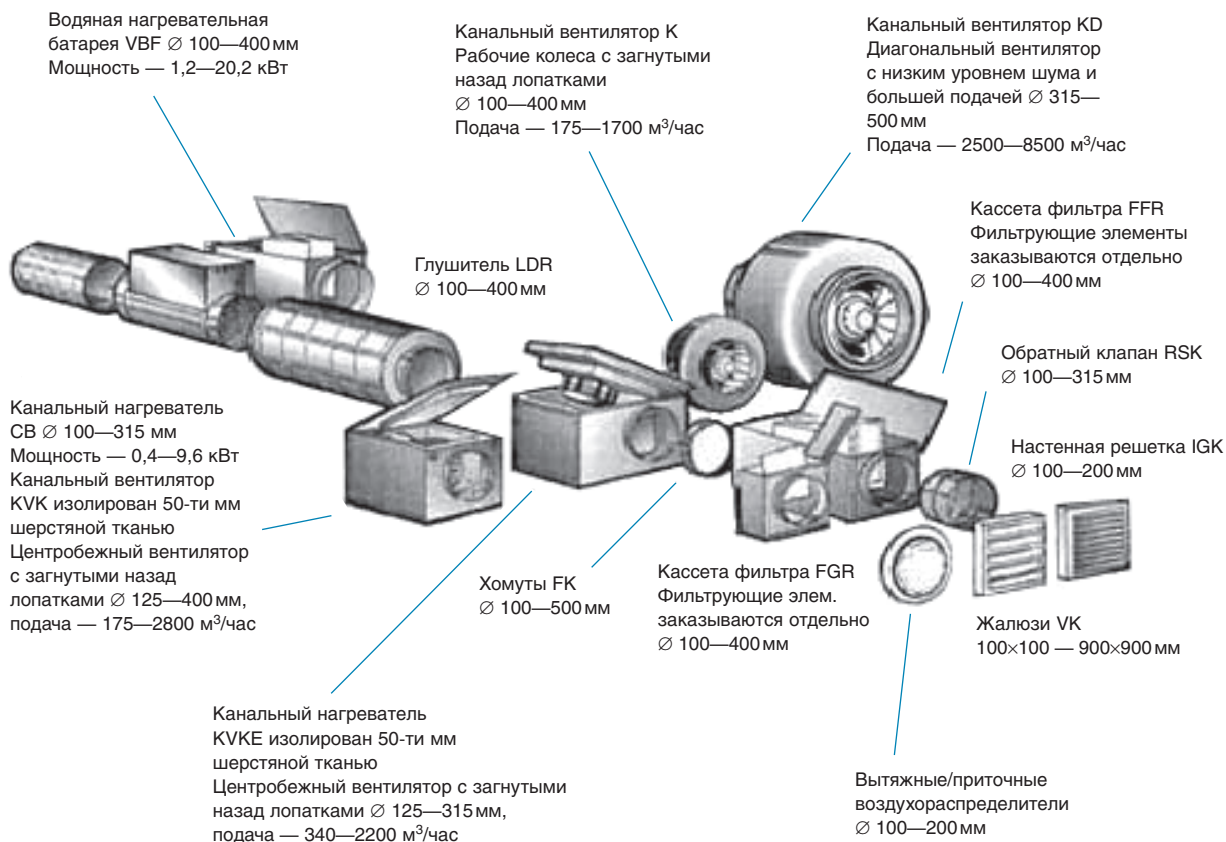
(Сравнение различных вариантов организации приточных и вытяжных систем с точки зрения экономичности и энергосбережения)

При проектировании систем вентиляции перед нами стоял широкий выбор различных способов организации воздухообмена в помещении. Выбор конкретной схемы зависит от целевого назначения помещения, так как для жилых, административных, торговых и производственных зданий разработаны совершенно разные требования к качественному и количественному составу воздуха.

На практике существует несколько основных вариантов организации приточно-вытяжных систем в помещениях различного назначения. Классическая схема — установка как приточной, так и вытяжной системы вентиляции. Эта схема позволяет достичь высокого уровня воздухообмена, но влечет за собой достаточно большие расходы на энергоносители. В этом случае обеспечить некоторую экономию затрачиваемой энергии возможно лишь путем уменьшения расчетного количества воздуха. При совмещении приточной и вытяжной вентиляции возможно реализовать смешение наружного воздуха с вытяжным — так называемая рециркуляция. Это позволяет предварительно повысить температуру воздуха перед воздухонагревателем, что напрямую ведет к уменьшению затрат на нагрев. Но такие системы можно использовать для помещений, в которых нет особенных технологических требований к качеству воздушной среды. Для технологических производств, в большинстве случаев, системы с рециркуляцией не приемлемы, так как существует необходимость подачи свежего воздуха в полном объеме. Вариант приточно-вытяжных систем с рекуперацией тепла обеспечивает поступление 100% чистого воздуха одновременно с большой долей экономии. Пластинчатые, роторные или гликолевые рекуператоры позволяют производить предварительный подогрев наружного воздуха за счет тепла, отводимого от вытяжного отработанного воздуха. Энергосбережение в таких системах может достигать 90%.

Системы всех трех вариантов производятся в различном компоновочном исполнении и почти любой требуемой производительности.

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ



Типовая приточная механическая вентиляционная система состоит из следующих компонентов (расположенных по направлению движения воздуха, от входа к выходу) с использованием материалов компании «РФК Климат» и Группы компаний «ОМИС»



Изделия компании «Арктос»

инжиниринговые задачи, занимаются расчетом, адаптацией к местным условиям, монтажно-наладочными работами, гарантийным и постгарантийным сервисом. Кроме уже названных отметим московские компании «РФК Климат» (электрические и водяные приточные установки Ostberg, Systemair, и российские «Контакт», «Бризарт»), ООО «ТД-ОМИС» («Вентиляционные системы» — VENTS, BLAUBERG (Германия), «АЛЮВЕНТ» (Россия) и др.), «Вентрейд» (SYSTEMAIR (Швеция), WESPER (Франция) и др.), «СовПлим» и др.

Наша справка

Требования к системам кондиционирования и вентиляции (СКВ и СВ), методы выбора принципиальных решений, основные типы, описание центральных и местных автономных систем представлены в двухтомнике «Процессы, аппараты и системы кондиционирования воздуха и вентиляции» / Теория, техника и проектирование на рубеже столетий/. Издательство At-Publishing, Санкт-Петербург, 2005г.

Описаны виды и характеристики подсистем СКВ и СВ, основные типы оборудования, протекающие процес-

сы, метода их расчета и управления, основные рекомендации по испытанию, примеры использования методик. Схемы, рисунки и примеры поясняют методики основных инженерных расчетов.

Сайт компании VentCity — www.conditionery.ru — полезные статьи по вентиляции, кондиционированию, системам отопления, осушителям и др., рекомендации по выбору оборудования только зарубежных производителей, ответы на вопросы о приточно-вытяжных системах вентиляции, каталог оборудования и производителей.

www.ventilation-system.ru — сайт компании РФК «Климат», посвященный системам вентиляции. Основные термины и понятия, используемые при расчете, проектировании и монтаже вентиляции и вентиляционных систем, состав типовых наборных систем приточной и вытяжной вентиляции, обзор рынка систем вентиляции бытового, промышленного и специального назначения, типовые расценки на проектирование, комплектацию, монтаж и пуско-наладку системы вентиляции для жилых, офисных и производственных помещений и т.д.

Для многих технологических процессов, таких как пайка, сварка, химические реакции и т.д., необходима организация системы вентиляции (вытяжки) непосредственно на рабочем месте. Наиболее удачный, но, к сожалению, нечастый вариант — когда система воздухоочистки, удаления выделяемых вредных веществ, встраивается в оборудование. Например, в процессе автоматической газовой или плазменной резки металла выделяется большое количество дыма с вредными аэрозолями. Уникальное решение проблемы предлагает компания «СовПлим» совместно с чешской фирмой VANAD: специальные секционные вытяжные столы для машин автоматической резки. По данным производителя, конструкция стола позволяет полностью удалять дым от резки металла толщиной до 300мм. Объем удаляемого и фильтруемого воздуха — от 6000 м³/ч. Стол разделен на секции, каждая из которых работает в автоматическом режиме только в то время, когда над ней находится горелка. Такое решение, когда отсос и фильтрация загрязненного воздуха производится непосредственно над горелкой, — весьма эффективно и экономично: позволяет использовать вентиляторы с небольшими двигателями и низким потреблением электроэнергии, фильтры с меньшей производительностью, сокращает затраты на общеобменную вентиляцию, отопление и защиту окружающей среды от вредных выбросов.

пакет программирования предоставляет возможность обновления драйверов для операторских панелей серии E через Интернет.

Предустановленная в панелях операционная система Windows CE поддерживает широкий диапазон наборов символов, в том числе и кириллицу.

В качестве примера решений, успешно выполненных на базе панелей оператора серии E1000 Mitsubishi Electric специалистами ПТФ «Консис», можно привести:

Неманский ЦБК. САУ электропривода БДМ № 9:

Два пульта оборудованы панелями E1101. Панели подключены к управляющему контроллеру серии SYSTEM Q по промышленной шине Industrial Ethernet. Сегмент сети предполагает подключение дополнительных устройств, что дает возможность удаленного программирования как контроллера, так и панелей оператора.

Рубежанский КТК. САУ электропривода БДМ № 2:

Установлено пять постов управления с панелями оператора E1061. Подключение панелей оператора осуществляется по протоколу ModBUS RTU к приводам переменного тока Unidrive SP (Control Techniques).

МБП Сыктывкарский ЛПК. Автоматика рафинера 1-й ступени:

Две панели оператора E1101 подключены по промышленной шине Profibus DP к управляющему контроллеру серии SIMATIC S7—300 (SIEMENS).

www.consys.ru

ЗАВОД «КОНТАКТОР» ПРЕДСТАВИЛ СЕРИЮ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ «ПРОТОН»

На семинаре, состоявшемся в Москве в рамках выставки «Электрические сети России», представителям крупнейших российских предприятий-производителей электрощитового оборудования был представлен первый типоразмер новой серии «Протон» — модификация АВ50-45 на номинальные токи до 3200А. Выключатели данной серии полностью разработаны инженерами завода и предназначены для замены разработанных в 60-е годы выключателей серии «Электрон». Малогабаритный современный выключатель каркасного типа АВ50-45 выполнен на качественно новом



Сергей ФОМИН

ВИНТОВОЙ КОМПРЕССОР НОВОЕ КАЧЕСТВО — НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

В данной статье речь пойдет о реорганизации пневмосистем промышленных предприятий. С этой проблемой сталкиваются все. На действующих производствах износ компрессорного оборудования достиг критического уровня, и со всей остротой встает вопрос о его замене. Предприятия, осуществляющие модернизацию отдельных участков, приобретают новое оборудование и должны решить, как они планируют подводить к нему воздух. У вновь строящихся предприятий, с одной стороны, более простая, а с другой — более сложная задача. Им не надо ничего перестраивать и учитывать сложившуюся структуру пневмосетей, но следует выбрать наиболее оптимальную схему организации пневмосистемы фабрики или завода в целом.

Для решения этой проблемы необходимо ответить, по крайней мере, на два вопроса:

- какой тип компрессора использовать;
- какова общая концепция обеспечения воздухом предприятия, участка, рабочего места.

В России обеспечение воздухом всего предприятия традиционно осуществлялось от централизованной компрессорной станции. Данная концепция предполагала использование крупных поршневых или центробежных компрессоров, требующих постоянного наблюдения за их работой и обслуживания. Установка таких машин из-за производимого ими шума и вибрации непосредственно в цехах невоз-

можна. Разветвленные пневмосети предприятий являются источником «головной боли» и значительных потерь сжатого воздуха. При выходе пневмотрубопроводов на улицу воздух охлаждается, теряя энергоемкость, в нем конденсируется влага, образуются гидратные и ледяные пробки, в цеха воздух поступает загрязненным влагой и продуктами коррозии трубопроводов, вызывая поломки и коррозию пневмоинструмента, пневмоцилиндров и т.п.

На крупных компрессорных станциях необходимы ресиверы большой емкости, которые являются объектами Госгортехнадзора, то есть это еще один дополнительный контролирующий орган, со всеми вытекающими отсюда последствиями.

Но отвлечемся на минуту от ответов на поставленные вопросы и попробуем нарисовать картинку типичной компрессорной станции на обычном российском предприятии.

Вот мы входим через проходную и идем в направлении главной компрессорной. Дорогу спрашивать необязательно, мы и так можем легко найти ее по трубопроводам. Трубы ржавые, провисшие, то здесь, то там слышен характерный свист, это выходит воздух из поврежденных пневмосетей. По мере приближения к цели нашего пути начинает ощущаться сначала легкая, а потом и все более сильная вибрация, а в непосредственной близости от компрессорной складывается впечатление, что мы попали в цех кузнечно-прессового оборудования. Поршневые компрессоры требуют водяного охлаждения, поэтому наверху компрессорной можем заметить специальные

водяные резервуары, которые «парят», награждая прохожих водяным туманом. Если же нам «посчастливилось» побывать на предприятии в зимнее время, то мы увидим обледенелые трубы, стены, огромные сосульки. Войдя в помещение компрессорной, первое, что бросается в глаза, это лихорадочно пульсирующая от вибрации стрелка манометра. Почему-то возникает желание поскорее заткнуть уши и ухватиться за что-нибудь устойчивое. Все стены опутаны трубами, это система водяного охлаждения и собственно пневмосеть.

Головная боль главного энергетика

А вот и хозяин данного подразделения — главный энергетик, который согласился поделиться с нами своими будничными проблемами. В его ведении находится три компрессора, каждый производительностью по 20 куб. м. Реально работают только два, один из трех постоянно находится на профилактическом ремонте — это резерв. Ремонт компрессора — вещь не дешевая, только его сборка-разборка составляет 47 000 руб (или около 1500 тыс. долл.), плюс комплектующие. Так, например, набор клапанов (8 шт.) стоит от 300 до 450 долл. Реально работающие 2 компрессора требуют постоянного обслуживания и, как следствие, затрат на поддержание их работоспособности. Крупные поршневые компрессоры с лубрикаторной смазкой нуждаются в постоянном пополнении масла. В месяц это примерно 200 литров на каждый компрессор, а в сумме 400 литров, что обходится примерно в 200 долл. Для поддержания работоспособности компрессоров круглосуточно дежурит бригада механиков из 4 человек. Даже при минимальной зарплате в 2000 руб. в месяц затраты составят еще 250 долл., и это без учета налогов и отчислений в фонды социального страхования. Потери и утечки сжатого воздуха из трубопроводов доходят, по приблизительным оценкам, до 20—30%, то есть такая мощность компрессоров расходуется впустую, а с учетом постоянного увеличения тарифов на электроэнергию (за последние 2 года на 50%) острота данной проблемы еще более возрастает. Что говорить в этих условиях о чистоте и качестве воздуха, а ведь от этого зависит длительность жизни пневмоцилиндров и пневмоинструмента.

Таким образом, как мы видим, дешевизна устаревшего оборудования обходится очень дорого.

Спрашивается, какие еще существуют варианты? Реальной альтернативой, безусловно, являются винтовые компрессоры. В данной статье мы не будем подробно останавливаться на принципе их действия и особенностях конструкции — это тема отдельного разговора. Скажем только, что действительно появление винтовых (ротаци-



онных) маслозаполненных шумозаглушенных компрессоров вытеснило в промышленно развитых странах поршневые компрессоры в диапазоне производительности от 1 до 100 куб. м./мин из области обеспечения производств сжатым воздухом с давлением до 15 атмосфер.

По сравнению с поршневыми и центробежными винтовые компрессоры обладают целым рядом преимуществ:

- имеют низкий уровень шума и вибрации, малые габариты и вес и могут устанавливаться непосредственно в цехах, где потребляется воздух, не требуют для этого специального фундамента;
- практически не имеют расхода масла (2—3 мгр/куб. м), в отличие от крупных поршневых компрессоров с лубрикаторной смазкой, соответственно, и качество воздуха винтовых компрессоров на порядок выше и позволяет использовать их для питания самого современного пневмооборудования;
- оснащены автоматической системой управления и контроля работоспособности, а потому безопасны, не требуют наблюдения за их работой, обладают большой надежностью, способны на длительную работу без обслуживания;
- воздушное охлаждение винтовых компрессоров позволяет отказаться от громоздкой системы оборотного водоснабжения (градирни), а кроме того, дает возможность вторичного использования выделяемого в результате работы компрессора тепла, например для обогрева помещений в зимнее время.

Какой компрессор выбираем?

Второй, не менее важный вопрос: какую концепцию обеспечения воздухом предприятия использовать? А проще говоря, что лучше: центральная компрессорная или децент-

рализация. До появления на рынке винтовых компрессоров такого выбора практически не было, предпочтение отдавалось централизации, но сегодня благодаря использованию винтовых компрессоров изменился облик современного промышленного предприятия. Исчезли многочисленные трубопроводы снабжения цехов сжатым воздухом, тянущиеся от центральной компрессорной, громоздкие системы водяного охлаждения. Но изменился не только внешний вид, но и существенно улучшились технико-экономические показатели эксплуатации компрессорного оборудования.

Какие же преимущества имеет распределенная система снабжения воздухом? Если сформулировать кратко, то это экономия на монтаже, экономия на эксплуатационных расходах, экономия на обслуживании. Давайте рассмотрим каждый из этих параметров отдельно.

Экономия на монтаже

В первую очередь, это важно для проектируемых и вновь строящихся предприятий. Малошумность винтовых компрессоров, особенно небольшой производительности, достаточной, как правило, для питания конкретного участка, позволяет устанавливать их непосредственно в производственных подразделениях. При этом не требуется никакого фундамента, а тем более градирни для водяного охлаждения или других средств монтажа. Достаточно ровной поверхности и хорошей циркуляции воздуха. Значительно облегчается разводка пневмосети. Во-первых, она становится компактной, то есть значительно сокращается ее протяженность, а во-вторых, трубопроводы не выходят за пределы отдельного производственного корпуса, а следовательно, не требуют дополнительной теплоизоляции и герметизации от воздействий внешней среды.

Экономия на эксплуатационных издержках

Возможность сокращения затрат на кубометр воздуха обусловлена, прежде всего, установкой компрессоров такой производительности и давления, которые точно соответствует потребностям оборудования на каждом производственном участке. Кроме того, в выходные и праздничные дни, а также во вторую и третью смены работают только отдельные цеха, но для поддержания их функционирования, в случае централизованной системы, все равно приходится запускать компрессоры большой производительности, значительно превышающей потребности оборудования при неполной загрузке. Децентрализация позволяет обеспечить гибкий график работы. Несовершенство конструкции, износ и протяженность трубопроводов при централизованной системе приводят к потерям воздуха на 20—50%. Дополнительные возможности экономии связаны с конструкцией винтовых компрессоров, дающих возможность вторичного использования тепла, выделяемого при их эксплуатации.

Не следует забывать и о требованиях к чистоте воздуха, именно это гарантирует длительную и бесперебойную работу пневмооборудования, а, следовательно, экономит средства предприятия. В случае протяженных пневмосетей

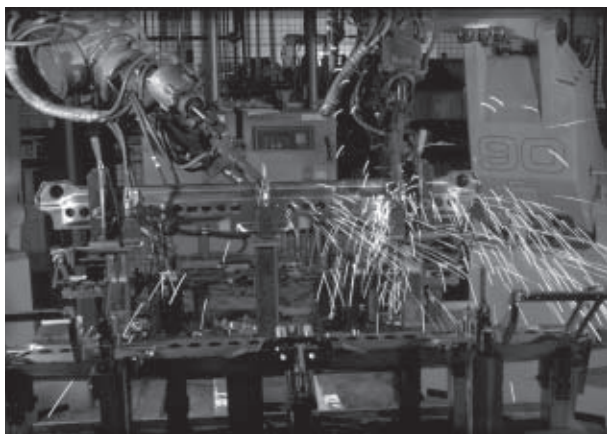
обеспечить это очень трудно, даже в случае применения дополнительных устройств подготовки воздуха (фильтры, осушители и т.п.). Так, например, воздух после осушителя, работающего, как правило, с точкой росы +3 °С, при минусовых температурах все равно конденсируется и поступает к месту назначения с высокой влажностью, а нередко и с продуктами коррозии трубопроводов. Для нормального функционирования системы подготовки воздуха должны находиться непосредственно возле потребителя сжатого воздуха, но эффективность и их работы напрямую зависит от качества подводимого воздуха.

Экономия на обслуживании

При распределенной системе снабжения воздухом отпадает потребность держать в резерве компрессор большой мощности, который необходим в связи с проведением плановых ремонтов. К тому же обслуживание винтовых компрессоров не требует больших временных затрат (2 часа на каждые 3000 часов работы) и специального технического персонала. Естественно, не возникает необходимость и в ремонте внешних пневмосетей, быстро выходящих из строя под воздействием перепада температур и атмосферных осадков. При использовании винтовых компрессоров, оснащенных системой автоматики, появляется возможность отказаться от обслуживающего персонала, наблюдающего за работой оборудования.

В заключение в качестве одного из положительных примеров перевооружения промышленного предприятия можно привести могилевский завод «Электродвигатель». На данном предприятии использовались 3 компрессора Краснодарского завода: один — производительностью 50 куб. м/мин и два по 20 куб. м/мин. Они были демонтированы, а для организации распределенной пневмосети завод приобрел несколько винтовых компрессоров (6 по 5 куб. м/мин. и 1—10 куб. м/мин.), изготовленных с использованием винтовой пары и комплектующих итальянского производства. В результате проведенных преобразований удалось сэкономить около 20 куб. м воздуха в минуту, высвободить площади бывшей компрессорной под производственные нужды, сократить службу главного механика на 4 человека.

Из всего вышесказанного рекомендации очевидны: использовать винтовые компрессоры, организованные по распределенной схеме. Конечно, это общие подходы, каждый конкретный случай требует специального рассмотрения, и оптимальное решение зависит от различных факторов как технических, так и экономических. Безусловно, винтовой компрессор стоит дороже, и трудно рекомендовать человеку, у которого нет денег на велосипед, приобрести автомобиль. У предприятия много разных проблем, а решение о замене компрессорного парка откладывается до последнего. Но давайте все-таки считать деньги, ведь для многих предприятий, особенно в условиях неполной загрузки производственных мощностей, характерной для сегодняшнего дня, стремление держаться за старые схемы может стать просто разорительным.



МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЙ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Область применения

Рекомендации настоящей методики применяются при проведении проверки и испытаний автоматических выключателей, аппаратов защиты электродвигателей от перегрузки (тепловые и другие виды реле), различных пускателей и простых реле, а также выключателей нагрузки на напряжение до 1кВ.

Аппараты, служащие для включения и отключения главных цепей в системах, генерирующих электрическую энергию и передающих ее потребителям, — это коммутационные аппараты распределения энергии. Они включают или отключают цепь при воздействии обслуживающего персонала или автоматически.

Коммутационные аппараты распределения энергии выполняют две функции:

- Неавтоматическое включение и отключение электрических цепей, которые производятся, когда надо подать или снять питание электроэнергией участка сети.

- Автоматическое отключение электрических цепей в случае появления в них каких-либо явлений, угрожающих безопасности обслуживающего персонала или сохранности установки (например, в случае коротких замыканий). Иногда аппараты осуществляют автоматическое включение резервного источника питания или автоматическое повторное включение после аварийного отключения.

Различают следующие группы коммутационных аппаратов:

- Автоматические выключатели (автоматы).
- Плавкие предохранители (предохранители).
- Неавтоматические выключатели.

Иногда указанные аппараты устанавливают вместе с аппаратурой управления в устройствах для управления электроприводом (станциях управления, магнитными пускателями и др.).

Контакторы, пускатели, реостаты, реле, осуществляющие защиту и управление работой электропривода, называют аппаратами управления.

Ненормальными являются такие режимы, при которых появляется чрезмерное снижение напряжения, и, в особенности, протеканию сверхтока (тока большего номинального).

Чрезвычайное снижение напряжения может привести к остановке электродвигателя, а затем при внезапном восстановлении полного напряжения — к запуску его в неподходящий момент. Поэтому иногда на ответственных ответвлениях к приемнику применяют автоматические выключатели, отключающие цепь при снижении напряжения до 35—70% от номинального. Повторное включение должно производиться при воздействии оператора.

Наиболее опасным и часто встречающимся ненормальным режимом является протекание сверхтока при коротком замыкании или чрезмерном потреблении тока приемниками электрической энергии. Аппаратура отключения должна безотказно коммутировать все токи, вплоть до наибольшего тока короткого замыкания, который может возникнуть в месте ее установки. Неавтоматические выключатели при

этих токах не должны повреждаться и самопроизвольно отключаться.

Аппаратура управления (контакторы, пускатели) рассчитана, главным образом, на коммутацию токов, не превышающих токов перегрузки электродвигателей (не более 10-кратного от номинального). От токов короткого замыкания аппаратура управления отдельными электроприемниками защищена при помощи аппаратуры распределения энергии.

Для бесперебойной работы установки необходимо обеспечить избирательность (селективность) отключения

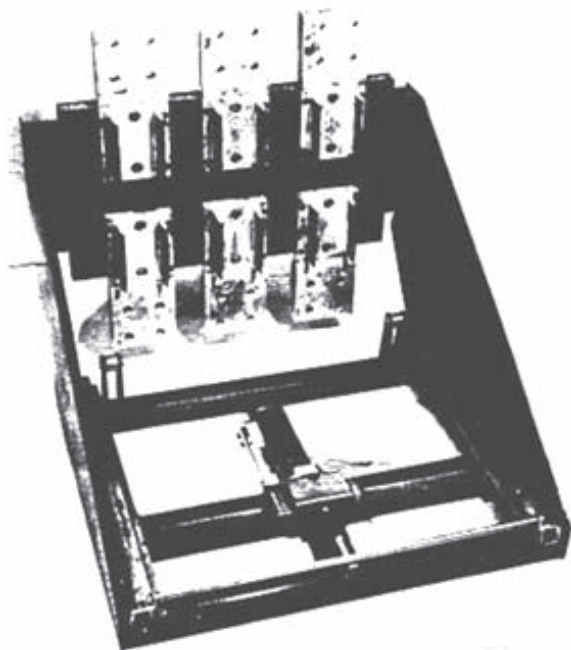
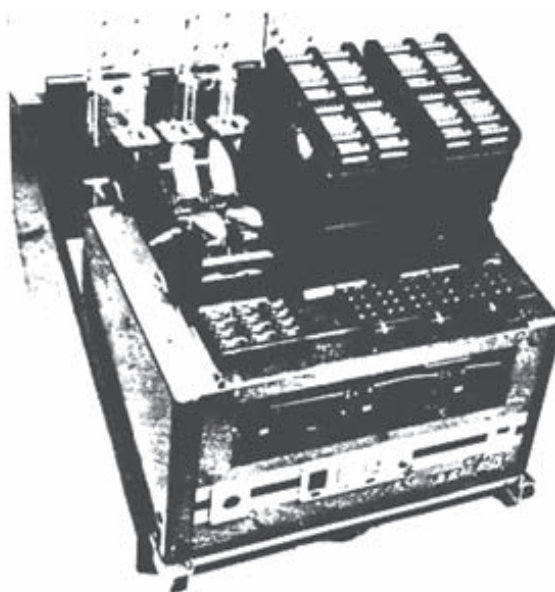


Рис. 1. Внешний вид автомата AR с установочным устройством

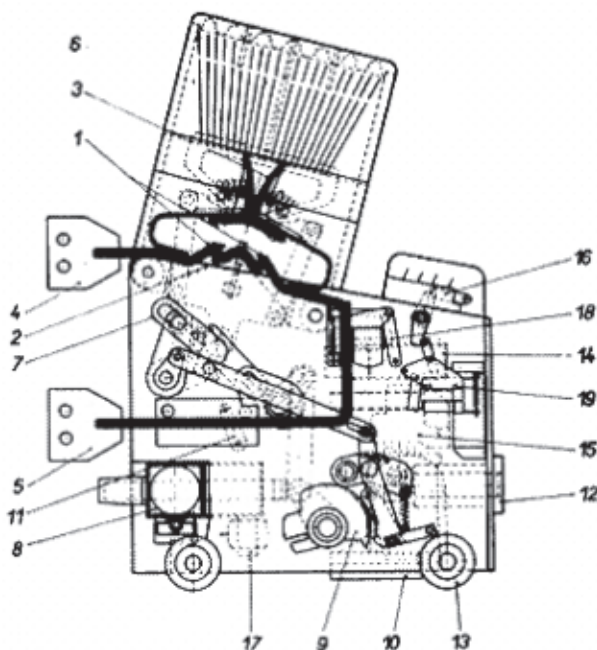


Рис. 2. Автомат AR

аппаратурой управления и аппаратурой распределения энергии, а также избирательность отключения нескольких последовательно включенных аппаратов. Это значит, что при токах перегрузки, возникающих в ответвлении к отдельному приемнику, соответствующий участок цепи должен выключаться аппаратурой управления этого приемника, а не аппаратурой распределительных устройств, установленным на ответвлении. Если на ответвлении возникло короткое замыкание, то должен отключиться аппарат распределения энергии, а не аппарат управления.

Особенно важна селективность в системе распределения энергии. При всех величинах сверхтока, вплоть до максимального тока короткого замыкания, должен отключаться только один аппарат, расположенный ближе к месту аварии, все другие аппараты с большим номинальным током, расположенные ближе к источнику энергии, не должны отключаться.

Было бы желательно иметь такую защитную характеристику, чтобы во всем диапазоне сверхтоков была выдержка времени, обратно зависящая от тока (чем больше ток, тем меньше время отключения), так как разрушительное действие тем больше, чем больше ток и время его действия. По конструктивным соображениям часто применяют устройства, которые при токах, больших определенной величины, срабатывают мгновенно (без преднамеренно созданной выдержки времени). По этим же причинам иногда используют устройства, имеющие выдержку времени, независимую от тока.

После отключения аппарата при сверхтоках желательно как можно скорее его включить. Для этого используют выключатели, кроме автоматических с регулирующими элементами теплового действия, которые допускают

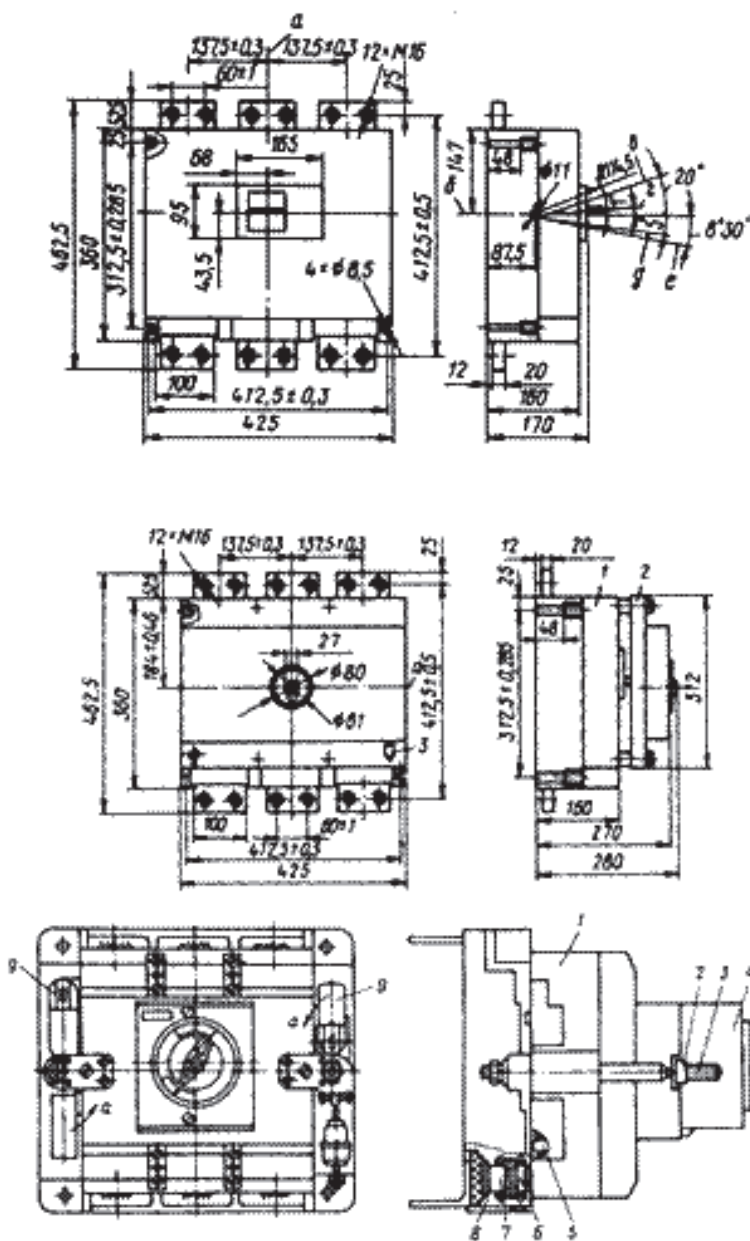


Рис.3. Автомат ВА в различных исполнениях

немедленное включение после срабатывания. Автоматические выключатели с тепловыми элементами должны допускать повторное включение не позднее чем через 1—3 минуты после отключения при сверхтоках. В случае отключения выключателя при отсутствии перегрузки он должен допускать немедленное включение.

Объект испытания

Автоматические выключатели (автоматы) предназначены для нечас-

тых размыканий и замыканий электрической цепи и длительного прохождения по ней тока, а также для автоматического размыкания цепей при появлении в них различных ненормальных условий; коммутация цепи происходит между механически перемещающимися контактами.

Автоматы делятся на небыстродействующие и быстродействующие. Быстродействующие характеризуются собственным временем срабатывания, то есть временем от появления

тока короткого замыкания до начала расхождения контактов.

К небыстродействующим относятся автоматы, к которым обычно не предъявляются специальные требования по быстродействию или эти требования невысокие. Для удержания контактной системы во включенном положении в них применяются защелки. Эти автоматы имеют собственное время срабатывания от 10 до 100 мс и не обладают токоограничивающим действием.

По конструктивному оформлению различают автоматы с пластмассовой крышкой и корпусом (на токи до 630 А включительно) и автоматы без корпуса и крышки (на токи от 630 до 1000 А включительно).

Быстродействующие автоматы, изготавливаемые на номинальные постоянные токи 1500—15 000 А, имеют собственное время отключения при больших токах не более 5 мс. Их характерная особенность — вся конструкция подчинена требованию повышения быстродействия.

На рис. 1 изображен автоматический выключатель серии АР в выкатном исполнении. Для гашения дуги над контактами выключателя установлены искрогасительные камеры (рис. 2). Обе шины автомата (1) на выводных концах снабжены вертикальными присоединительными флажками (4,5), которые позволяют выполнить непосредственное закрепление выдвигаемых контактов. Цепь дугогасительных контактов образуют два подвижных дугогасительных контакта (3), которые посредством гибких медных поясов присоединены к цепи главных контактов. Мгновенное отключение обеспечивает пружинный аккумулятор (8) посредством рычажной передачи и расцепляющего механизма (7). Включение автомата производится либо с помощью кнопки на лицевой панели, либо с помощью включающего электромагнита (17). Отключение также осуществляется с помощью кнопки красного цвета, либо с помощью электромагнита (18). Натяжка аккумулятора осуществляется автоматически, после включения автомата, приводом (10). Вручную

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

данную операцию можно осуществить посредством рычажной передачи (9).

Автоматические выключатели серии ВА могут выполняться в различных модификациях. Для этого на автомат устанавливаются дополнительные части, которые обеспечивают его выкатное исполнение (рис. 3 нижняя часть), стационарное исполнение (рис. 3 середина) или стационарное исполнение с ручным исполнением (рис. 3 верхняя часть).

Определяемые характеристики

Внешний осмотр

Внешним осмотром определяется состояние доступных осмотру деталей автоматических выключателей и аппаратов управления на предмет видимых нарушений, наличия сколов изоляционных материалов, отсутствия деталей крепления и т.п.

Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления изоляции производится между каждым проводом (полюсом) аппарата и землей, а также между каждыми двумя проводами (полюсами). Сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм.

Испытание повышенным напряжением

Испытание производится при вводе в эксплуатацию, капитальных ремонтах, а также при неудовлетворительных результатах измерения изоляции.

Значение испытательного напряжения — 1 кВ 50 Гц продолжительность испытания — 1 минута.

В процессе текущих ремонтов допускается вместо испытания переменным напряжением производить одноминутное измерение изоляции мегаомметром на напряжение 2500 В.

Проверка действия максимальных, минимальных или независимых расцепителей автоматов и аппаратов управления

Работа расцепителей должна соответствовать заводским данным и требованиям обеспечения защитных характеристик.

Проверка работы контакторов и автоматов при пониженном напряжении оперативного тока

Значение напряжения срабатывания и количество операций приведены в таблице 1.

Проверка предохранителей

Плавкая вставка предохранителей должна быть калибрована.

Таблица 1

Операция	Напряжение оперативного тока	Количество операций
Включение	$0,9U_{ном}$	5
Отключение	$0,8U_{ном}$	5

Условия испытаний и измерений

Испытание автоматов и аппаратов управления производят при температуре окружающей среды не ниже $+10^{\circ}\text{C}$.

Проверку максимальных расцепителей автоматов и пускателей следует производить с учетом введения поправок по температуре, т.к. температура максимальных расцепителей, выполненных на основе биметалла, оказывает значительное влияние на временные характеристики автоматов. Поправки по току на температуру указаны в таблице 2.

Влажность окружающего воздуха имеет значение при проведении высоковольтных испытаний, т.к. конденсат на изолирующих частях аппаратов может привести к пробое изоляции и, соответственно, к выходу из строя оборудования (как испытательного, так и испытуемого). Перед проведением высоковольтных испытаний аппараты следует протереть от пыли, грязи и влаги.

Атмосферное давление особого влияние на качество проводимых испытаний не оказывает, но фиксируется для занесения данных в протокол.

Средства измерений

Автоматы и аппараты управления подвергаются испытаниям в собранном виде, с установленными на них всеми деталями и узлами, которые могут повлиять на результат испытаний.

Перед испытанием производится внешний осмотр, проверка целостности корпусов и изоляции.

Измерение сопротивления изоляции производят мегаомметрами на напряжение 1000 В и 2500 В.

Измерение сопротивления контактов и контактных соединений внутри аппаратов производится мостами постоянного тока (например Р 333), которые позволяют произвести замеры с точностью до 0,001 Ом, или методом амперметра и милливольтметра. При проведении замеров методом амперметра-вольтметра рабочий ток не должен превышать номинальный ток данного аппарата.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты производят с помощью различных установок, которые состоят из следующих элементов: испытательного трансформатора, регулирующего устройства, контрольно-измерительной и защитной аппаратуры. К таким аппаратам можно отнести установку АИИ — 70, АИД — 70, а также различные высоковольтные испытательные трансформаторы, которые обладают достаточным уровнем защиты и надлежащим уровнем подготовлены для проведения испытаний.

Для контроля качества болтовых соединений используют слесарные инструменты в виде гаечных ключей и т.п.

Все приборы должны быть поверены, а испытательные установки аттестованы в соответствующих государственных органах (ЦСМ).

Порядок проведения испытаний и измерений

Внешний осмотр

Внешний осмотр автоматов и аппаратов управления производится с вскрытием корпуса. Осмотру подвергаются

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Таблица 2

Температура среды	Ток автоматического выключателя										
	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125	160
10	54	67	84	110	141	175	212	269	339	424	538
12	53	67	83	109	139	174	210	267	337	421	534
14	53	66	83	108	138	172	209	265	334	418	530
16	53	66	82	107	137	171	207	263	332	415	527
18	52	65	82	106	135	169	206	261	329	411	523
20	52	65	81	105	134	167	204	259	327	408	519
22	51	64	80	104	132	166	203	257	324	405	515
24	51	64	80	103	131	164	201	255	321	402	511
26	51	63	79	103	130	162	199	253	319	398	507
28	50	63	78	102	128	160	198	252	316	395	504
30	50	62	78	100	127	159	196	250	313	392	500
32	49	62	77	100	124	157	195	248	311	388	495
34	49	61	76	99	123	155	193	246	308	385	492
36	48	61	76	98	121	153	192	244	305	381	488
38	48	60	75	97	120	151	190	242	302	378	483
40	48	60	75	96	120	150	189	240	300	375	480

Температура среды	Ток автоматического выключателя							
	A3720			A3730 и A3740				
	160	200	250	250	320	400	500	630
10	536	679	849	856	1106	1376	1698	2141
12	532	675	843	849	1097	1366	1686	2124
14	529	669	837	843	1087	1355	1674	2109
16	525	664	831	836	1078	1344	1658	2089
18	521	659	824	829	1068	1332	1647	2075
20	518	654	818	822	1058	1320	1631	2055
22	514	649	811	815	1050	1308	1619	2039
24	510	643	804	807	1039	1296	1604	2019
26	506	638	798	800	1030	1286	1592	2005
28	503	633	791	793	1020	1275	1582	1994
30	499	627	784	787	1011	1261	1571	1979
32	495	622	777	780	1000	1248	1556	1960
34	491	616	770	772	991	1246	1541	1943
36	487	610	763	765	980	1224	1527	1920
38	483	605	756	757	970	1212	1515	1909
40	480	600	750	750	960	1200	1500	1890

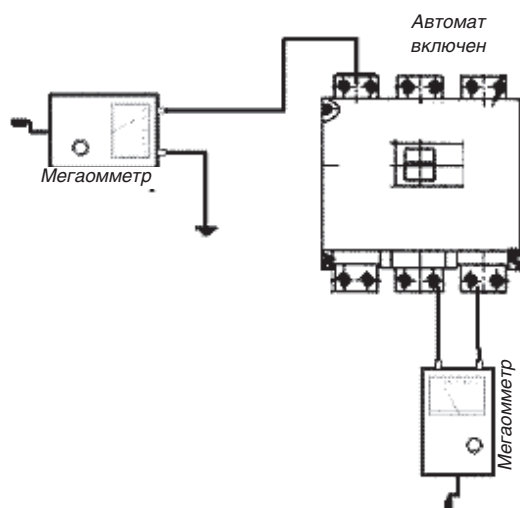


Рис. 4. Измерение сопротивления изоляции автомата

все внутренние соединения и части выключателя, работа механизма включения и отключения, состояние изоляционных деталей, катушек и блок-контактов.

Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления изоляции производится при полностью собранных аппаратах, а также при закреплении аппарата на основании. Измерение производится между каждым двумя фазами и между каждой фазой и землей отдельно. Если аппарат имеет катушки включения и отключения, то сопротивление изоляции измеряется между ними и фазами аппарата и между катушками и землей отдельно. Полностью изолированные аппараты следует сначала установить на металлическое основание. Схемы для проведения измерения сопротивления изоляции приведены на рис. 4, в качестве примера рассматривается автоматический выключатель.

Испытание изоляции повышенным напряжением

Испытание производится пофазно с заземлением свободных от испытания фаз и полностью собранных аппаратах с установкой всех деталей, которые могут оказать влияние на результат испытания.

Схема, по которой проводится испытание, представлена на рис. 5.

Если испытуемый аппарат установлен на металлическое основание, то при проведении испытаний оно также должно быть заземлено.

Проверка действия максимальных, минимальных и независимых расцепителей

Проверка действия расцепителей производится в соответствии со схемой на рис. 6. Для регистрации времени срабатывания аппарата используют электрические секундомеры, которые подклю-

чают на свободные фазы автоматического выключателя или на блок-контакты аппаратов управления.

Проверку максимальных расцепителей автоматических выключателей производят трехкратным током расцепителя (если нет других указаний в паспорте автомата) с поправкой на температуру (смотри выше). Расцепители автоматов с полупроводниковыми блоками защиты проверяют током блока защиты (обычно шестикратным). Временные характеристики различных автоматов приведены в приложении к данной методике. Проверка производится из «холодного» состояния автомата. Произведя проверку одной фазы, можно сразу произвести переключения и приступить к проверке следующей.

Проверка времени срабатывания тепловых реле защиты электродвигателей производится в соответствии со схемой рис. 6 (как для автомата), за исключением того, что секундомер включается на блок-контакт реле. Ток для проверки выбирают исходя из паспортных данных: при наличии времятоковых характеристик для конкретного реле ток прогрузки равен трехкратному току реле (проверка из холодного состояния). После проверки трехкратным током и остывания теплового элемента на реле подается ток равный **1,2I_н**, при этом реле должно отключиться за время, равное 20 минутам.

Проверку электромагнитных расцепителей автоматических выключателей и расцепителей отсечки у выключателей с полупроводниковыми блоками защиты проводят по схеме на рис. 6, при этом сначала выставляется ток равный **0,8I_{расц}** и проверяется устойчивое несрабатывание выключателя, а затем, установив ток равный **1,1I_{расц}**, проверяется срабатывание выключателя за определенное время, засекаемое секундомером. Величина времени при проверке электромагнитных расцепителей и защиты отсечки полупроводниковых очень небольшая!

Проверка работы контакторов и автоматов при пониженном напряжении оперативного тока

Проверку производят по схемам рис. 6. Соответственно производят изменение оперативного тока для проверки включения или отключения.

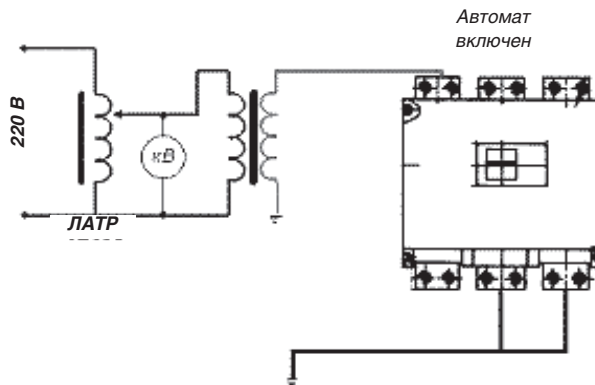


Рис. 5. Испытание повышенным напряжением

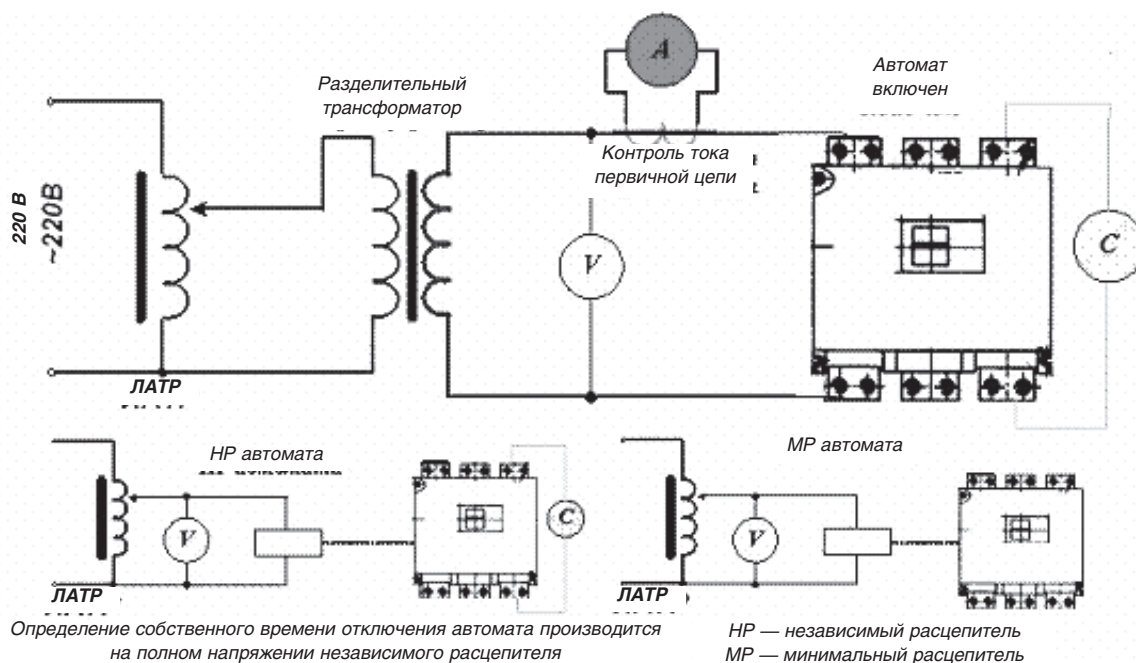


Рис. 6. Проверка действия максимальных расцепителей автоматов, независимых и минимальных расцепителей

Обработка данных, полученных при испытаниях

Первичные записи рабочей тетради должны содержать следующие данные:

- дату измерений;
- температуру, влажность и давление;
- наименование, тип, заводской номер оборудования;
- номинальные данные объекта испытаний;
- результаты испытаний;
- результаты внешнего осмотра;
- используемую схему.

Все данные испытаний сравниваются с требованиями НТД и на основании сравнения выдается заключение о пригодности объекта к эксплуатации.

Временные характеристики автоматических выключателей сравниваются с образцовыми для данных типов автоматов.

Меры безопасности при проведении испытаний и охрана окружающей среды

Перед началом работ необходимо:

- Получить наряд (разрешение) на производство работ
- Подготовить рабочее место в соответствии с характером работы: убедиться в достаточности принятых мер безопасности со стороны допускающего (при работах по наряду) либо принять все меры безопасности самостоятельно (при работах по распоряжению).
- Подготовить необходимый инструмент и приборы.
- При выполнении работ действовать в соответствии с программами (методиками) по испытанию электрооборудования типовыми или на конкретное присоединение. При

проведении высоковольтных испытаний на стационарной установке действовать в соответствии с инструкцией.

Перед окончанием работ необходимо:

- Убрать рабочее место, восстановив нарушенные в процессе работы коммутационные соединения (если таковое имело место).
- Сдать наряд (сообщить об окончании работ руководителю или оперативному персоналу).
- Сделать запись в рабочую тетрадь для последующей работы с полученными данными.
- Оформить протокол на проведенные работы.

Проводить измерения с помощью мегаомметра разрешается обученным работникам из числа электротехнической лаборатории. В электроустановках напряжением выше 1000 В измерения проводятся по наряду, в электроустановках напряжением до 1000 В — по распоряжению.

В тех случаях, когда измерения мегаомметром входят в содержание работ, оговаривать эти измерения в наряде или распоряжении не требуется.

Измерение сопротивления изоляции мегаомметром должно осуществляться на отключенных токоведущих частях, с которых снят заряд путем предварительного их заземления. Заземление с токоведущих частей следует снимать только после подключения мегаомметра.

При измерении мегаомметром сопротивления изоляции токоведущих частей соединительные провода следует присоединять к ним с помощью изолирующих держателей (штанг). В электроустановках напряжением выше 1000 В, кроме того, следует пользоваться диэлектрическими перчатками.

При работе с мегаомметром прикасаться к токоведущим частям, к которым он присоединен, не разрешается.

<< 53

уровне, с применением самых передовых технологий и высококачественных материалов, обладающий выдающимися техническими характеристиками и эргономичным дизайном.

Ульяновский завод «Контактор»

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ УЗО-ВАД «ЭНЕРГОМЕРА»

Завершена разработка и начато серийное производство УЗО-ВАД31 — первой модели из новой серии компактных устройств защитного отключения «Энергомера».

УЗО имеют повышенную способность включения и отключения тока нагрузки и дифференциального тока — до 6 кА, индикатор состояния главных контактов.

Цвет кнопки «Т» зависит от значения номинального отключающего дифференциального тока (10 мА — белый, 30 мА — серый, 100 мА — черный (коричневый), 300 мА — синий, 500 мА — желтый).

Устройства обеспечивают отключение как при синусоидальном переменном, так и при постоянном пульсирующем дифференциальном токе (тип А).

Имеют встроенную защиту от сверхтоков типа С, обеспечивающую автоматическое отключение устройства при перегрузках $1,45 I_n$ в течение 1 часа и при токах короткого замыкания $10 I_n$ в течение 0,1 с. Работоспособны при предельном диапазоне фазных напряжений питающей сети от 110 до 264 В.

Допускают предельный диапазон рабочих температур от -45 до $+55^{\circ}\text{C}$.

Не теряют чувствительности при повторном заземлении нулевого рабочего проводника.

Устойчивы к электромагнитным воздействиям.

Ограничивают грозовые импульсные напряжения на уровне не выше 2000 В при импульсах тока до 4500 А.

Допускают подсоединение как медных, так и алюминиевых проводников.

Имеют световую индикацию наличия напряжения в питающей сети.

Имеют защиту от временных перенапряжений выше 265 В.

Имеют исполнение с дистанционным управлением отключением, которое осуществляется внешним замыкающим контактом.

Имеют уменьшенные габаритные размеры (ширина равна ширине 3 унифицированных модулей).

www.energomera.ru

65 >>

После окончания работы следует снять с токоведущих частей остаточный заряд путем их кратковременного заземления.

Проведение работ с подачей повышенного напряжения от постороннего источника при испытании

К проведению испытаний электрооборудования допускается персонал, прошедший специальную подготовку и проверку знаний и требований, содержащихся в разделе 5.1 Правил безопасности, комиссией, в состав которой включаются специалисты по испытаниям электрооборудования с соответствующей группой.

Испытания электрооборудования, в том числе и вне электроустановок, проводимые с использованием передвижной испытательной установки, должны выполняться по наряду.

Проведение испытаний в процессе работ по монтажу или ремонту оборудования должно оговариваться в строке «Поручается» наряда.

Испытания электрооборудования проводит бригада, в составе которой производитель работ должен иметь группу IV, член бригады — группу III, а член бригады, которому поручается охрана, — группу II.

Массовые испытания материалов и изделий (средства защиты, различные изоляционные детали, масло и т.п.) с использованием стационарных испытательных установок, у которых токоведущие части закрыты сплошным или сетчатым ограждениями, а двери снабжены блокировкой, допускается выполнять работнику, имеющему группу III, единолично в порядке текущей эксплуатации с использованием типовых методик испытаний.

Рабочее место оператора испытательной установки должно быть отделено от той части установки, которая имеет напряжение выше 1000 В. Дверь, ведущая в часть установки, имеющую напряжение выше 1000 В, должна быть снабжена блокировкой, обеспечивающей снятие напряжения с испытательной схемы в случае открытия двери и невозможность подачи напряжения при открытых дверях. На рабочем месте оператора

должна быть предусмотрена разделная световая, извещающая о включении напряжения до и выше 1000 В, и звуковая сигнализация, извещающая о подаче испытательного напряжения. При подаче испытательного напряжения оператор должен стоять на изолирующем ковре.

Передвижные испытательные установки должны быть оснащены наружной световой и звуковой сигнализацией, автоматически включающейся при наличии напряжения на выводе испытательной установки.

Допуск по нарядам, выданным на проведение испытаний и подготовительных работ к ним, должен быть выполнен только после удаления с рабочих мест других бригад, работающих на подлежащем испытанию оборудовании, и сдачи ими нарядов допускающему. В электроустановках, не имеющих местного дежурного персонала, производителю работ разрешается после удаления бригады оставить наряд у себя, оформив перерыв в работе.

При необходимости следует выставлять охрану, состоящую из членов бригады, имеющих группу III, для предотвращения приближения посторонних людей к испытательной установке, соединительным проводам и испытательному оборудованию. Члены бригады, несущие охрану, должны находиться вне ограждения и считать испытываемое оборудование находящимся под напряжением. Покинуть пост эти работники могут только с разрешения производителя работ.

При размещении испытательной установки и испытуемого оборудования в различных помещениях или на разных участках РУ разрешается нахождение членов бригады, имеющих группу III, ведущих наблюдение за состоянием изоляции, отдельно от производителя работ. Эти члены бригады должны находиться вне ограждений и получить перед началом испытаний необходимый инструктаж от производителя работ.

Снимать заземление, установленное при подготовке рабочего места и препятствующее проведению испытаний, а затем устанавливать их вновь разрешается только по указанию

производителя работ, руководящего испытаниями, после заземления вывода высокого напряжения испытательной установки.

Разрешение на временное снятие заземлений должно быть указано в строке «Отдельные указания» наряда.

При сборке испытательной схемы прежде всего должно быть выполнено защитное и рабочее заземление испытательной установки. Корпус передвижной испытательной установки должен быть заземлен отдельным заземляющим проводником из гибкого медного провода сечением не менее 10 мм². Перед испытанием следует проверить надежность заземления корпуса.

Перед присоединением испытательной установки к сети напряжением 380/220 В вывод высокого напряжения ее должен быть заземлен.

Сечение медного провода, применяемого в испытательных схемах заземления, должно быть не менее 4 мм².

Присоединение испытательной установки к сети напряжением 380/220 В должно выполняться через коммутационный аппарат с видимым разрывом или через штепсельную вилку, расположенную на месте управления установкой.

Коммутационный аппарат должен быть оборудован устройством, препятствующим самопроизвольному включению, или между подвижным и неподвижным контактами аппарата должна быть установлена изолирующая накладка.

Провод или кабель, используемый для питания испытательной установки от сети напряжением 380/220 В, должен быть защищен установленными в этой сети предохранителями или автоматическими выключателями. Подключать к сети передвижную испытательную установку должны представители организации, эксплуатирующие эти сети.

Соединительный провод между испытательной установкой и испытуемым оборудованием сначала должен быть присоединен к ее заземленному выводу высокого напряжения.

Этот провод следует закреплять так, чтобы избежать приближения (подхлестывания) к находящимся под напряжением токоведущим частям на расстояние менее указанного в табл. 1.

Присоединять соединительный провод к фазе, полюсу испытуемого оборудования или к жиле кабеля и отсоединять его разрешается по указанию руководителя испытаний и только после их заземления, которое должно быть выполнено включением заземляющих ножей или установкой переносных заземлений.

Перед каждой подачей испытательного напряжения производитель работ должен:

- проверить правильность сборки схемы и надежность рабочих и защитных заземлений;
- проверить, все ли члены бригады и работники, назначенные для охраны, находятся на указанных им местах, удалены ли посторонние люди и можно ли подавать испытательное напряжение на оборудование;
- предупредить бригаду о подаче напряжения: «Подаю напряжение», и, убедившись, что предупреждение услышано всеми членами бригады, снять заземление с вывода испытательной установки и подать на нее напряжение 380/220 В.

С момента снятия заземления с вывода установки вся испытательная установка, включая испытываемое оборудование и соединительные провода, должна считаться находящейся под напряжением и проводить какие-либо пересоединения в испытательной схеме и на испытываемом оборудовании не допускается.

Не допускается с момента подачи напряжения на вывод установки находиться на испытываемом оборудовании, а также прикасаться к корпусу испытательной установки, стоя на земле, входить и выходить из передвижной лаборатории, прикасаться к кузову передвижной лаборатории.

После окончания испытаний производитель работ должен снизить напряжение испытательной установки до нуля, отключить ее от сети напряжением 380/220 В, заземлить вывод установки и сообщить об этом бригаде: «Напряжение снято». Только после этого допускается пересоединять провода или в случае полного окончания испытания отсоединять их от испытательной установки и снимать ограждения.

КРУПНЕЙШИЙ В ЕВРОПЕ ЗАВОД НАГРЕВАТЕЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ ОТКРЫЛСЯ В МЫТИЩАХ

В феврале в подмосковных Мытищах состоялась торжественная церемония открытия завода компании «Специальные системы и технологии» (ССТ). Новый завод является самым крупным в Европе предприятием, выпускающим нагревательные кабели и терморегулирующую аппаратуру, его производственные площади составляют 15 тыс. кв. м. Установленное на предприятии новейшее оборудование фирм Nokia, Rosendal, Spirka, Kune, Dunst позволяет выпускать более 40 тыс. км высококачественных нагревательных кабелей и 300 тыс. единиц приборов в год. Персонал предприятия составляет более 800 человек. Производственные мощности завода позволяют создать новые конкурентные преимущества продукции компании ССТ и расширить географию рынков сбыта.

«Электротехнический рынок России и СНГ»

ПРЕДУПРЕЖДЕН — ЗНАЧИТ ВООРУЖЕН

Компания IEK готова вооружить энергетиков промышленных предприятий новым светосигнальным индикатором со светодиодной матрицей — AD-22DS на 12, 24, 36, 110В. Устройство, обеспечивающее индикацию состояния электрических цепей, устанавливается в промышленном оборудовании и в электрических щитах. Индикаторы торговой марки IEK работают в цепях как переменного, так и постоянного тока. Светодиодные матрицы, использованные в индикаторе, имеют более мощный световой поток по сравнению с неоновыми лампами, а это значит, что предупреждение о любой неисправности с большей вероятностью будет вовремя замечено.

В соответствии с требованиями ПУЭ, индикаторы AD-22DS на 24 В применяются для электроустановок в помещениях с повышенной или особой опасностью, на 12 В — во взрывоопасных помещениях. Индикаторы AD-22DS на 36 В рекомендуется использовать в случаях, когда для защиты электроустановок используются понижающие трансформаторы со вторичным напря-

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Заказчик _____
 Объект _____

Дата проведения испытания:
 «__» _____ 2004г.

ПРОТОКОЛ № проверки автоматических выключателей

1. Основные технические данные

№	Место установки (наименование присоединения)	Тип	Номи- нальный ток, А	Кратность тока от- сечки	Год вы- пуска	Номер
1.						
2.						
3.						

2. Проведён осмотр выключателя, проверено действие кинематических звеньев, бойков, электромагнитных расцепителей и блок-контактов при непосредственном ручном воздействии.

3. Проверено сопротивление изоляции. Значение сопротивления изоляции у всех проверяемых автоматических выключателей не ниже 1000 МОм.

4. Проверена работоспособность электромагнитных и зависимых (тепловых) расцепителей.
 Работоспособность тепловых расцепителей проверена на уставке равной: 3 In(I_T) с поправкой на температуру.

При проверке считаем нумерацию фаз сверху вниз

№	Проверка электромагнитного расцепителя (ток / время)			Ток мак- симально- го расце- пителя (А)	Проверка расцепителя максимального тока (время срабатывания)		
	Фаза L1 (А/с)	Фаза L2 (А/с)	Фаза L3 (А/с)		Фаза L1 (с)	Фаза L2 (с)	Фаза L3 (с)
1.							
2.							
3.							

5. Проверена работоспособность независимого расцепителя U_{ср} = нет В.

6. Условия окружающей среды при проведении измерений:

6.1. Температура воздуха +20 °С

6.2. Влажность 75 %

6.3. Атмосферное давление 760 мм рт. ст.

7. Нормативно-технический документ: ПТЭЭП, «Методика проведения испытаний автоматических выключателей и аппараты управления напряжением 0,4кВ».

8. Измерительные приборы

Наименование	Тип	Зав. №	Характеристики		Дата поверки
			Диапазон	Погрешность	

9. Заключение на соответствие требованиям НТД:

Данные измерений и испытаний соответствуют нормам НТД

Годно к эксплуатации.

Испытания произвели:

« _____ »

« _____ »

« _____ »

« _____ »

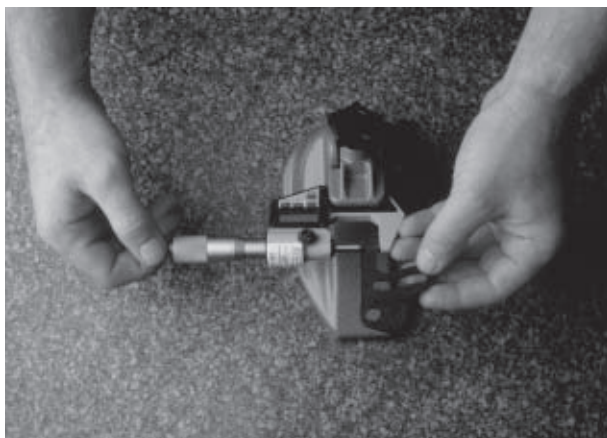
Начальник электролаборатории

« _____ »

« _____ »

(подпись)

(фамилия)



**Ширяев Р. Я.,
генеральный директор
ОАО «МПНУ Энерготехмонтаж»**

ОПЫТ ОАО «МПНУ ЭНЕРГОТЕХМОНТАЖ» В ПРОЕКТИРОВАНИИ, СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ПУСКОНАЛАДКЕ МИНИ-ТЭЦ

1. Введение

Интерес к строительству мини-ТЭЦ и реконструкции действующих котельных с превращением их в автономные источники электро- и теплоснабжения с каждым днем все более и более возрастает. Причин этому много, основное конечно — это возможность и надежность обеспечения объектов электроэнергией, с возможностью при этом получать тепло, что существенно снижает себестоимость получаемой электроэнергии.

Однако специалистов, имеющих необходимый опыт и способных грамотно реализовать проекты строительства таких специфических объектов, явно не хватает.

Положение усугубляется затянувшимся периодом отсутствия нормативной базы для проектирования когенерационных станций как на основе газопоршневых агрегатов (ГПА), так газотурбинных установок (ГТУ) малой мощности. Формальное следование нормам проектирования электростанций в соответствии с аббревиатурой «ТЭЦ» или примененный опыт строительства отопительных котельных приводит к ошибочным проектным решениям, увеличивающим срок и стоимость строительства.

Занимаясь данной проблематикой с 1998 г. ОАО «МПНУ Энерготехмонтаж» имеет опыт участия в 14 проектах проектирования и строительства объектов с использованием принципов когенерации и тригенерации. Наиболее крупные из наших объектов: это энергоцентры ТК «Три Кита» (Московская обл.), гостинично-офисный центр ЗАО «МОНА» (Москва), завод «ПЕПСИ-КОЛА» (Московская обл.), ТК «Корзинка-6» (Липецк) и др. В настоящее время заключены договора и начаты работы

еще по 6 объектам, ведутся переговоры с многими потенциальными заказчиками о возможности строительства мини-ТЭЦ на их объектах.

Ведущие специалисты ОАО «МПНУ Энерготехмонтаж», в плане накопления опыта монтажа когенерационных установок, во взаимодействии с Ростехнадзором и Госстандартом России, принимали участие в сертификации установок когенерации наиболее широко представленных на российском рынке, посетили заводы-изготовители, участвовали в заводских испытаниях оборудования таких известных марок как:

- JENBACHER (Австрия)
- CUMMINS (Великобритания)
- ELTECO (Словакия)
- TEDOM (Чехия)
- TUMA TURBOMACH (Швейцария)
- DETZ (Германия)
- CAPSTONE (США)
- SOLAR TURBINE (США)

2. Характерные ошибки заказчиков при подборе оборудования

Идея строительства мини-ТЭЦ, как правило, возникает у заказчика, когда у него возникают проблемы с получением в 1-ю очередь электроэнергии. Получаемое при этом тепло — вторично. Оно рассматривается как фактор, удешевляющий э/энергию.

При этом каждый заказчик хочет получить максимальный результат с минимальными затратами, не всегда задумываясь, что результат пропорционален затратам.

Очень важно уже на первом этапе, когда идет совместная работа «некомпетентного» заказчика с «умным» Проектировщиком по подготовке «Задания на проектирование» подобрать оборудование, выбрать принципиальную схему мини-ТЭЦ, с учетом всех «хотелок» заказчика, в пределах имеющихся финансовых средств. Именно эта фаза создания мини-ТЭЦ определяет ее работоспособность и экономику. Заложенные на данном этапе просчеты могут привести к:

- переизбытку генерирующих мощностей, соответственно излишним инвестиционным затратам;
- перегрузу, либо недогрузу установленного оборудования, что одинаково негативно влияет на ресурс силового оборудования;
- недополучению в «часы пик» необходимого количества энергии как электрической так, и тепловой;
- увеличению вероятности полного отключения потребителей при срабатывании автоматики безопасности.

Основными причинами данных и др. рисков являются:

- неполная, либо недостаточная проработка исходных данных по нагрузкам:
 - ▶ По величине как э/энергии, так и тепла. При этом крайне мало уделяется внимание расчетам режимов минимального потребления э/энергии.
 - ▶ Распределению нагрузок по времени (день-ночь, зима-лето, будни-праздники и т.п.), их анализ позволяет определить максимальную и минимальную нагрузки, которые должны обеспечивать энергоагрегаты.
 - ▶ По «набросам» и «сбросам» нагрузок при включении (выключении) мощных потребителей.
- отказ (либо пренебрежение) от дополнительных (резервных) источников э/энергии (сеть, ДЭС), которые могут «подхватить» нагрузку при падении потребления ниже минимально допустимого уровня, либо «подпитать» в «час пик»;
- экономия на средствах контроля и автоматизации работы мини-ТЭЦ, что не только снижает надежность работы мини-ТЭЦ, но и существенно повышает эксплуатационные расходы.

Немаловажным фактором на подготовительном этапе является выбор заказчиком **поставщика** основного оборудования. В стремлении за сиюминутной экономией средств (на покупке оборудования) заказчик не учитывает, что экономии необходимо считать на всем жизненном цикле мини-ТЭЦ, можно дешево купить, но разориться на эксплуатационных расходах. Только официальные представители компаний-производителей подберут комплектацию оборудования, наиболее полно удовлетворяющую запросам заказчика (не пытайтесь любыми путями «впарить» то, что есть «на складе»), выдадут полный комплект технической и эксплуатационной документации (на русском языке!!!), обеспечат качественное гарантийное и постгарантийное обслуживание своего оборудования.

3. Основные ошибки при проектировании

- Одним из моментов, на которые необходимо обращать внимание проектировщику, является — наличие байпаса в котле-утилизаторе отработанных газов. От этого зависит расчет диаметров и выбор материала для газопроводов и дымовых труб. При наличии байпаса расчетная температура выхлопных газов — 450-470°C, при его отсутствии — не более 200°C. Соответственно можно применять нежаропрочные стали, с меньшим диаметром газопровода.
- Не все проектировщики уделяют должное внимание расчету и установке необходимого вентиляционного оборудования. Помимо обеспечения необходимого воздухообмена необходимо обеспечить и температурный режим в машинном зале в пределах 15—35°C — Когенераторы очень чувствительны к температуре окружающего воздуха, особенно генераторы. Причем и приточное и вытяжное оборудование должно быть оснащено шумопоглощением, особенно если мини-ТЭЦ расположено в жилой зоне.
- Зачастую проектировщики упускают создание сервисных зон установленного оборудования. Выявляется это при шеф-монтаже поставщика оборудования с последующими доработками проекта, либо при сдаче объекта в эксплуатацию по требованию надзорных органов
- Следует проектировщикам учитывать высокие требования поставщиков к разводке, укладке и креплению силовых и сигнальных кабелей от КГУ.

4. Опыт монтажа и пусконаладки мини-ТЭЦ

Монтажные работы требуют достаточно высокого уровня монтажного персонала. Можно отметить несколько факторов, влияющих на качество монтажных работ:

1. Как правило, российские требования к монтажу в основном соответствуют требованиям технических инструкций фирм-изготовителей, однако ряд требований этих инструкций носит специфический характер, и при монтаже их необходимо неукоснительно соблюдать. Самая главная задача для монтажной организации — эти технические



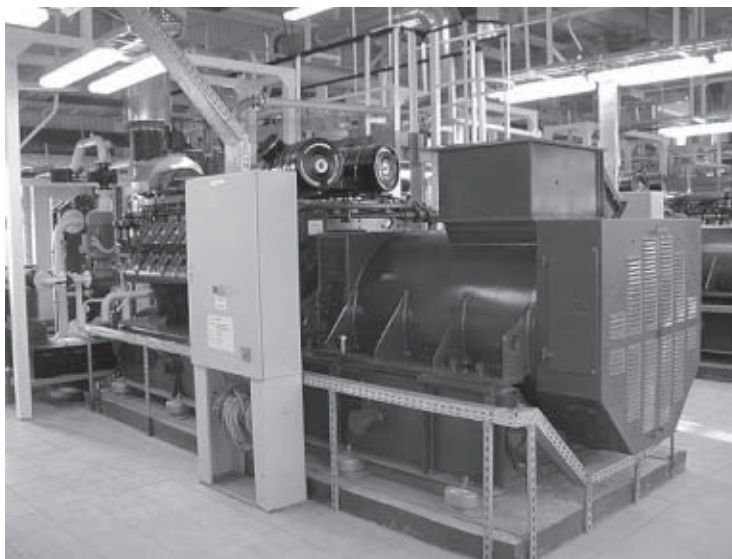
инструкции вовремя получить и предпочтительнее на русском языке. Весьма редко такие инструкции передаются в монтаж до его начала. Техническое сопровождение фирм-производителей оставляет желать лучшего. Например, при монтаже оборудования энергоцентра «Три Кита», часть наших вопросов просто передавалась в Австрию, и мы достаточно долго ждали ответ. При монтаже мини-ТЭЦ в Москве уже в этом году, технические инструкции представителями фирмы были нам предъявлены уже после окончания монтажа.

2. Тот факт, что от момента начала проектирования до поставки оборудования проходит достаточно длительный период времени, а исходные данные выдаются еще ранее, часто приводит к несоответствию поставленного оборудования проектным решениям. Например, на одной мини-ТЭЦ, поставленные газогенераторные машины оказались на 200 мм длиннее, чем заявлены в исходных данных, и пришлось приложить немало усилий для ее расположения на выполненный меньший фундамент. В другом случае, абсорбционная холодильная машина оказалась на 4 тонны тяжелее заявленных исходных данных, что также потребовало срочных корректив в ППР, в третьем случае поставленный фирмой участок газохода от машины к теплообменнику из-за изменения конфигурации выходного патрубка пришлось полностью переделывать.

3. Оформляют контракты на закупку машин, как правило, менеджеры далекие от СМР, и многие элементы поставки, предлагаемые фирмами опционно, остаются без внимания покупателя. Например, погрузка и выгрузка агрегированных машин весом по десятку тонн по технической инструкции завода-изготовителя производится специальной оснасткой, которую никто не покупает. При ее отсутствии нам пришлось при выгрузке машин на «Трех Китах» не только изготавливать подобную оснастку практически по фотографическим изображениям, но и демонтировать часть навесного оборудования газогенераторных модулей. А это время и дополнительные затраты. Также никто не покупает предлагаемые фирмами ролики для накатки машин в проектное положение. Приходится разрабатывать накаточные пути, применять лебедки.

4. На всех без исключения объектах нам приходилось при приемке фундаментов под машины требовать шлифовки опорной плоскости. Дело в том, что машины на фундаментах не закреплены ни анкерами, ни направляющим или ограничителями, а стоят только за счет своего веса. Поэтому требования к допускам по отметкам чистоте поверхности довольно жесткие. Своевременные указания и выдача требований к фундаменту из технических инструкций изготовителей могут минимизировать последующие затраты строительной организации.

5. Пусконаладочные работы зачастую ограничены имеющейся на данный момент электрической нагрузкой.



При новом строительстве ввод мини-ТЭЦ как правило опережает готовность потребителей электроэнергии. И если для ввода пиковых котлов нет проблем — подача тепла на отопление неотделанных помещений, то эл. энергию подать без потребителей некуда. Хотя при пуске контейнерной мини-ТЭЦ в Сочи была применена система балластной нагрузки.

6. Большие проблемы при наладке систем управления машинами возникают в случае выдачи ТУ для работы в параллель с сетью и фактической работы в автономном режиме. Практически весь алгоритм управления, заложенный фирмой при изготовлении машины, приходится пере-страивать «на ходу»

7. У нас также имеется опыт ПНР российской машины. Опыт уже давний — четырехлетний и, увы, отрицательный. На всех режимах эмиссия превышала нормативные значения в несколько раз. Неоднократный приезд заводских специалистов и их попытки настроить работу двигателя результатов не дали. Машина была демонтирована и отправлена на завод. Это пример на первый взгляд простой и быстрой переделки дизеля на газовое топливо, но он подтверждает, что не зря ведущие производители газогенераторов или разрабатывали двигатели изначально на газе или проводили достаточно серьезные исследования и инновации при переводе дизельного двигателя на газовое топливо.

8. Первые машины на ТК «Три Кита» да и ряд последующих в Ярославле, Сочи, Каменск-Шахтинском мы сдавали еще газовой инспекции Энергонадзора, и в условиях отсутствия нормативных документов именно по газовым двигателям пришлось разработать и согласовать соответствующие методики, отчеты, акты.

Вышесказанное позволяет сделать вывод о необходимости очень серьезного подхода к производству монтажных и пусконаладочных работ и предпочтении среди огромного числа фирм, готовых взяться за эти работы, фирмам, имеющих определенный опыт.



Садуллаев Н. Н.,
К. Т. Н. ,
Нуров Х. И.,
Бух ТИП и ЛП

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ИНФОРМАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

В настоящее время удельный расход электроэнергии на единицу продукции в промышленности Республики Узбекистан несколько раз превышает аналогичные показатели развитых стран Европы, США и Японии. Это указывает на наличие больших возможностей по экономии электроэнергии в промышленности. С резким удорожанием энергоресурсов в мире, а также, с изменением условий функционирования предприятий, последнее время изменяются критерии, по которому оценивается эффективность системы электроснабжения (СЭС) промышленных предприятий. Оптимальная схема электроснабжения, предусмотренная проектом предприятия на сегодняшний день, становится не самой эффективной. Реконструкция СЭС предприятий полагает также современные требования к качеству и эффективности использования электроэнергии (ЭЭ), автоматизации потребления, учета ЭЭ и т.п.

Минимизация расходов электроэнергии на единицу продукции полагает проведение комплексного исследования СЭС предприятия с привлечением высококвалифицированных специалистов со значительными трудовыми, материальными и временными затратами.

Автоматизация исследований по экономии электроэнергии на базе современных информационных технологий позволяет за короткое время существенно повысить качество результатов с уменьшением затрат на исследование.

Автоматизация расчетов полагает унификацию методик расчетов, исходных данных, на основе которых разрабатываются прикладные программы по выявлению резервов экономии электроэнергии в промышленности. Успешное внедрение таких разработок требует решение двух задач:

1. Создание единой унифицированной базы данных для расчетов энергетических обследований.
2. Создание системы информационно-методического обеспечения для выявления резервов экономии электроэнергии.

В настоящее время имеется несколько вариантов энергетического паспорта предприятия [1,3], большинство которых является статическими данными по энергоиспользованию предприятий. Для успешного проведения энергетических обследований (энергоаудита) предлагается создание энергетического паспорта предприятия в элект-

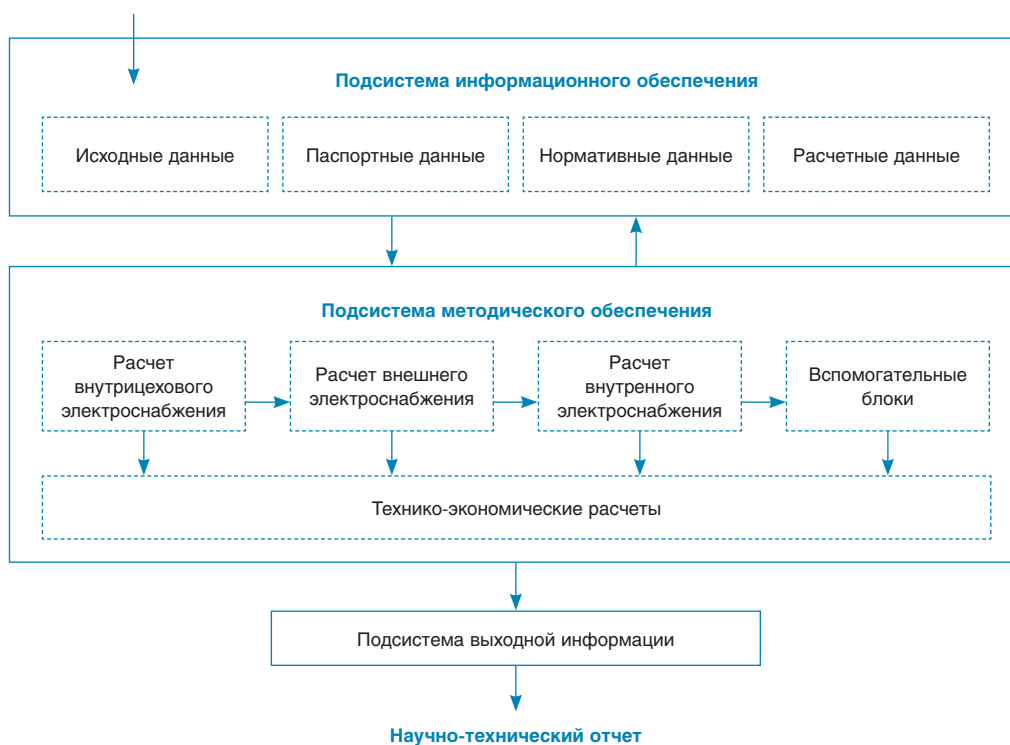


Рис. 1. Структурная схема системы информационно-методического обеспечения для выявления резервов экономии электроэнергии в промышленности

ронной форме (базы данных), который отвечает следующим требованиям:

1. Автоматическое чтение данных с внешними программами, составленными алгоритмическими языками.
2. Упорядоченный набор данных, обеспечивающий расчет технико-экономических показателей по всем ступеням системы электроснабжения.
3. Автоматический расчет энергетических балансов во всех ступенях системы электроснабжения.

База данных состоит из четырех типов данных [2]: исходные данные предприятия, паспортные параметры электрооборудования, нормативные данные и расчетные данные (рис.1). Во время исследования вводятся только исходные данные, характеризующие системы электроснабжения исследуемого предприятия. Например, перечень и установленная мощность цехов, мощность трансформаторов, длина кабельных линий и т.п. Паспортные параметры электрооборудования разделены на нескольких файлов по этапам расчетов. Например, паспортные параметры низковольтного электрооборудования, которое используется при расчете внутрицехового электроснабжения. Нормативные данные определяются уровнем системы электроснабжения. Например, сечение линии электропередачи (ЛЭП) при расчете внешнего электроснабжения определяется по экономической плотности тока, по условиям потери на корону

и допустимой потери напряжения. При расчете внутренней системы электроснабжения предприятия ЛЭП выбирают по нагреву и проверяют на потери напряжения.

Результаты расчета внутрицехового электроснабжения будут исходными данными для расчета внутризаводского электроснабжения. Результаты расчетов составляет блок расчетных данных. Основу расчетных данных составляет энергетический паспорт предприятия, который выводится на отдельных таблицах. База данных составлена на таблицах Access. Данные по запросам выводятся в формах по цехам, по подстанциям или по кабельным линиям и т.п. На рис. 2 показана форма данных по подстанциям. При энергетических обследованиях эти данные считываются из таблиц специальными программами для выявления резервов экономии электроэнергии. Программы составлены на языке visual basic-6.

Разработанная система представляет собой совокупность различного рода информации и методик, обеспечивающих получение вторичной информации, необходимой для решений задач, связанных с экономией электроэнергии. Основу этой системы составляют прикладные программы на ЭВМ, предназначенные для решения следующих задач:

- автоматизированное проектирование рациональной схемы электроснабжения предприятия;
- научно-обоснованные (расчетные) нормы расхода электроэнергии на единицу продукции;

<< 65

жением не более 36 В. Все типоразмерные светосигнальные индикаторы AD-22DS торговой марки IEK монтируются в стандартные отверстия диаметром 22 мм.

Компания IEK

ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

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

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

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

- более удобное общение персонала с терминалами РЗА (сенсорное управление с экрана ПК);
- отображение большого объема информации;
- возможность обработки и архивирования информации;
- ведение журналов событий и действий персонала;

73 >>

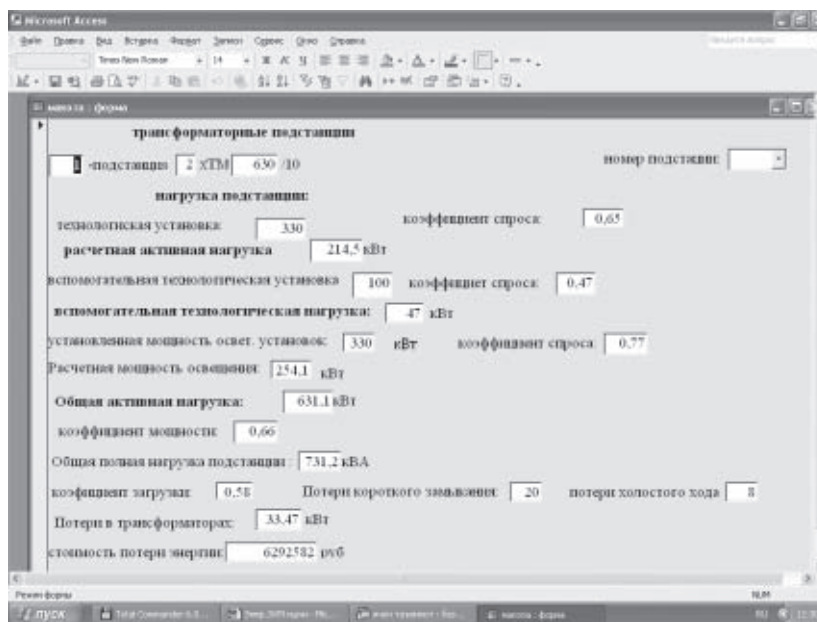


Рис. 2. Форма данных по подстанциям предприятия

- фактические нормы расхода электроэнергии на единицу продукции;
- выявление резервов экономии электроэнергии;
- исследование качества электроэнергии.

Система состоит из трех подсистем: подсистема информационного обеспечения (база данных, включительно энергетический паспорт предприятия), подсистема методического обеспечения, подсистема выходной информации. Система автоматизированного электротехнического проектирования сочетается с автоматизированной системой информации об электротехническом оборудовании, кабельной продукции, материалах и т.п.

Подсистема информационного обеспечения осуществляет автоматический поиск и снабжение исходной информацией по спросу подсистемы методического обеспечения. Информация непосредственно исследуемого явления на уровне установок, цехов и предприятий, а также нормативные данные, регулирующие электропотребления предприятий, составляют основу этой подсистемы.

Подсистема методического обеспечения включает общие положения по решению исследуемого вопроса и выполнению различного рода работ по сбору, отбору, обработке и представлению информации при решении конкретных задач. Основу этой системы составляет математическая модель системы электроснабжения обобщенного предприятия, алгоритмы решения различных задач по экономии электроэнергии. Математическая модель СЭС, основанная на машинных методах расчета, представляет собой совокупность алгебраических уравнений, используемых при расчете нагрузок, выборе элементов, при расчете технико-экономических показателей и т.п.

Подсистема методического обеспечения состоит из двух блоков: методическое обеспечение для определения рациональной схемы (предлагаемый вариант) электроснабжения и методическое обеспечение для расчета существующего варианта электроснабжения предприятия. Первый блок на основе научно обоснованной методики и нормативных данных обеспечивает автоматизированное проектирование рациональной схемы электроснабжения предприятия. Во втором

блоке рассчитывается существующая схема электроснабжения. Основными исходными данными для второго блока являются фактические графики суточных нагрузок, фактические показатели электропотребления, паспортные данные действующего электрооборудования, существующая схема электроснабжения. Основными результатами этой подсистемы являются энергобалансы, составленные для различных уровней системы электроснабжения.

Для определения рациональной схемы электроснабжения используются многовариантные методы расчета. Эта система обеспечивает автоматические решение следующих задач:

- выбор напряжения, число и сечения кабельных линий, а также технико-экономический расчет кабельных линий;
- выбор мощности и числа трансформаторов, технико-экономические расчеты при заданной надежности электроснабжения;
- составление картограммы электрических нагрузок, выбор месторасположения главной понизительной подстанции или центрального распределительного пункта, технико-экономические расчеты внешнего электроснабжения;
- построение энергобаланса предприятия на различных уровнях системы электроснабжения.

Результаты расчетов по двум блокам поступают в подсистему выходной информации. Выходная информация определяется конкретно поставленной задачей и формируется в результате обработки исходной информации.

Основными вопросами оптимизации СЭС исследуемого предприятия являются:

- реконструкция СЭС предприятия в соответствие с разработанной (рациональной) схемой электроснабжения;
- регулирование напряжения, улучшение показателей качества электроэнергии;
- компенсация реактивной мощности;
- ограничение режима холостого хода крупных электроприемников.

Расчет технико-экономических показателей, а также затраты

на реконструкцию СЭС производятся с учетом ресурсов электрооборудования и перспективы развития данного предприятия.

Основными результатами подсистемы выходной информации будет информация следующего содержания:

- перечень элементов СЭС, в котором возможна экономия электроэнергии, а также в целом предприятия;
- дополнительные затраты на реконструкцию СЭС;
- показатели экономической эффективности реконструкции;
- расчет удельного расхода электроэнергии на единицу продукции;
- расчет показателей качества электроэнергии и соответствующие потери;
- выравнивание графиков суточных нагрузок для уменьшения заявленной мощности предприятия.

Подсистема выходной информации по полученным результатам автоматически составляет научно-технический отчет. В отчете подробно описывается последовательность расчета, использованные математические формулы, примеры расчетов, результаты расчетов прилагаются в виде таблиц, диаграмм, кривых и т.п.

Литература

1. Аполлонов Ю. С., Директор Л. Б., Зайченко В. М., И. Л. Майков. Разработка автоматизированного рабочего места энергоаудитора энергоменеджера и электронной формы энергетического паспорта предприятия. Энергосбережение. 2003, № 3, с. 64—66.
2. Садуллаев Н. Н., Нуров Х. И. Создание базы данных для проведения энергетического обследования промышленного предприятия. Проблемы информатики и энергетики. «Фан» АН РУз, 2005, № 6, с. 58—63.
3. Аметистов Е. В., Данилов О. Л., Бобряков А. В., Гаврилов А. И. Информационно-аналитические системы по проблематике энергоэффективности: опыт разработки и внедрения. — Энергоэффективность и энергосбережения. 2003, Выпуск 4, с. 9—16.

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

- возможность анализа аварийных событий и осциллограмм;

- определение места повреждения по нескольким алгоритмам любой сложности;

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

Возможность изменения характеристик блоков БМРЗ под условия его применения, обуславливает привлекательность шкафов производства НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА» как для новых, так и для реконструируемых объектов. Среди первых покупателей ультрасовременного оборудования — ОАО «Балтийская трубопроводная система»,

ОАО «Ленэнерго» («Северная» ТЭЦ), ОАО «Новгородэнерго», ОАО «Саратовская ГЭС».

НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА»

НОВЫЙ ПРИБОР ДЛЯ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯТОРОВ

Как известно, проблема повышения надежности работы опорно-стержневых изоляторов является весьма актуальной. Их разрушение зачастую приводит к коротким замыканиям, обесточиванию распределительных устройств, потере электроснабжения, несчастным случаям с оперативным персоналом, выполняющим переключения в распределительных устройствах, отмечает пресс-служба ОАО «Башкирэнерго». Поэтому контролю технического состояния опорно-стержневых изоляторов уделяется большое внимание. До последнего времени на подстанциях ООО «Башкирские распределительные электрические сети» состояние изоляторов проверялось при помощи прибора «Метакон-экспресс», требующего вывода оборудования из работы. ООО «Энерготехсервис» предложило использовать мобильный индикаторный комплекс МИК-1 производства НПО «ЛОГОТЕХ» (г. Снежинск), и 6 февраля на подстанции «Западная» Центральные РЭС БашРЭС-Уфа состоялась презентация этого комплекса. Электротехнической службой ООО «БашРЭС» совместно с лабораторией ООО «Энерготехсервис» были



**Валентина Лопаткина,
ООО «Балтэнергомаш»,
Москва**

ДЛЯ ЧЕГО НУЖЕН ЛИЗИНГ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РОССИЙСКИМ ПРЕДПРИЯТИЯМ?

В 2005 году российский рынок лизинга вырос более чем на 50%. По оценке специалистов, этот рынок развивается достаточно динамично. За последнее время среди его игроков появились крупные иностранные и российские лизинговые компании (ЛК). Такая рыночная ситуация заставила организации искать новые ниши для развития своей лизинговой деятельности.

Сегодня наибольшую актуальность приобретает лизинг энергетического оборудования. Специалисты считают, что этот рынок станет тем сегментом, рост которого в ближайшее время опередит темпы развития в устоявшихся и довольно популярных нишах, таких как: транспорт, спецтехника и машиностроительное оборудование.

В отрасли увеличивается количество предложений по продаже энергетического оборудования в лизинг. Активно предлагают услуги в области лизинга электротехнического оборудования такие компании, как ЛК «Техуниверсал», ЛК «ИР ЛИЗИНГ», ЗАО «Промлизинг», ООО «Траст-Лизинг», ООО «ЭМХО», ЛК «ЕвразЛизинг». По данным Российской ассоциации «Рослизинг», в 2005 году стоимость лизинговых сделок в этой сфере составила 4143 млн рублей. Согласно прогнозам на 2007 год, прирост может составить до 100—150%.

Однако одним из существенных причин отказа от применения лизинга как формы оплаты предприятиями остается сомнение в преимуществах лизинга и в его возможностях.

У специалистов существует мнение, что применение условий лизинга на рынке электротехнического оборудо-

вания невозможно. И наиболее часто возникающие вопросы, связанные со схемой защиты лизинговых компаний от риска неоплаты по договору: «в случае неуплаты арендной платы за оборудование лизинговая компания имеет право после второго неуплаты изъять предмет лизинга и реализовать его на вторичном рынке».

К примеру, рассмотрим трансформаторную подстанцию КТП Glar (производства «Балтэнергомаш») — эксклюзивное оборудование, изготавливаемое по спецзаказу. При условии повторного неуплаты компанией лизинговое оборудование изымается и продается на вторичном рынке целиком или частями (НКУ, трансформатор или т.д.). В случае использования вами кредита существует риск, что при неоплате процентов или невозможности его возврата, оборудование изымается банком.

Всегда при составлении лизингового договора оговариваются условия между лизингополучателем и лизингодателем, где учитываются все особенности лизинга энергетического оборудования и деятельности предприятия лизингополучателя.

Однако условия предоставления кредита и лизинга различаются. При оформлении кредита банк потребует дополнительный залог, что отсутствует при лизинговой сделке. Здесь залогом является само оборудование.

Если говорить о возможностях лизинга непосредственно на рынке электротехнического оборудования, то необходимо выделить основное и главное его преимущество для предприятия — это проведение замены или рекон-

трукции подстанции в короткие сроки и без крупных единовременных затрат.

Рассмотрим основные положительные моменты использования лизинга для предприятий в качестве одной из форм приобретения оборудования.

1. Остаются свободными оборотные средства предприятия

Если предприятию срочно требуется приобрести дорогостоящее энергетическое оборудование или произвести модернизацию и реконструкцию подстанции, то перед руководством стоит выбор одного из трех вариантов оплаты оборудования:

1. Использовать собственные средства.
2. Взять кредит.
3. Оформить лизинговую сделку.

В первом варианте, единовременное изъятие денежных средств из оборота предприятия на приобретение оборудования экономически. В этом случае сумма оплаты может достигать 5 млн рублей и выше, что не всегда является доступным для предприятий малого и среднего бизнеса.

Другой вариант — приобретение дорогостоящего оборудования в кредит также может оказаться невыгодным. В России кредиты выдаются в основном краткосрочные (от 6 месяцев до 1 года), среднесрочные и долгосрочные, которые практикуются редко по причине высоких процентных ставок. Поэтому предприятия предпочитают использовать краткосрочные кредиты. Но опять же не каждое предприятие сможет оплатить крупные заемные средства за 6 месяцев (многим компаниям требуется учитывать и сезонность продукции, темпы развития и сферу деятельность предприятия и т.п.).

И, наконец, лизинг оборудования, который выгоден тем, что по договору оборудование находится на балансе лизин-

СПРАВКА

Лизинг (от *Lease* — «аренда, имущественный найм») — это финансовая аренда оборудования с последующим его выкупом.

Согласно Федеральному закону от 29 октября 1998 года № 164-ФЗ «О финансовой аренде (лизинге)» с изменениями от 29 января 2002 года:

Лизинг — совокупность экономических и правовых отношений, возникающих в связи с реализацией договора лизинга, в том числе приобретением предмета лизинга.

Договор лизинга — договор, в соответствии с которым арендодатель (далее — лизингодатель) обязуется приобрести в собственность указанное арендатором (далее — лизингополучатель) имущество у определенного им продавца и предоставить лизингополучателю это имущество за плату во временное владение и пользование. Договором лизинга может быть предусмотрено, что выбор продавца и приобретаемого имущества осуществляется лизингодателем.

Предмет лизинга — любые неупотребляемые вещи, в том числе предприятия и другие имущественные комплексы, здания, сооружения, оборудование, транспортные средства и другое движимое и недвижимое имущество, которое может использоваться для предпринимательской деятельности. Предмет лизинга, переданный во временное владение и пользование лизингополучателю, является собственностью лизингодателя. Договором лизинга может быть предусмотрено, что предмет лизинга переходит в собственность лизингополучателя по истечении срока договора лизинга или до его истечения на условиях, предусмотренных соглашением сторон.

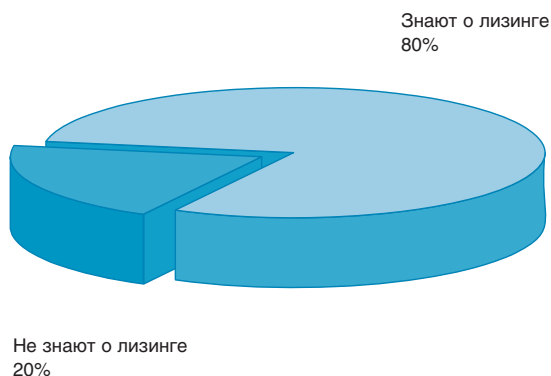
Таблица

Сравнительная таблица по расчету приобретения энергетического оборудования в лизинг, за счет собственных и заемных средств

Учитываемые статьи расходов и экономий	Лизинг	Собственные средства	Заемные средства
Налог на прибыль, выплачиваемый во время накопления — 24%(НК РФ)*	Нет	Да	Нет
Первоначальная оплата оборудования	Да, 30% от стоимости	Да, 100% оплата	Нет
Налог на имущество — 2,2%	Нет	Да	Да
Экономия на налоге на прибыль (амортизационные расходы, лизинговые платежи) **	Да	Да	Да
НДС «к возмещению»	Есть	Есть	Есть
Проценты за кредит	Нет	Нет	Да
Выплаты	Да	Нет	Да

* — инвестиции в основные средства (за счет собственных ресурсов) могут осуществляться только из прибыли и амортизации. При этом амортизация направляется на воспроизводство ОС, а прибыль на расширенное воспроизводство;

** — в соответствии с гл.25 НК РФ лизинговые платежи, амортизация и проценты по кредитам могут относиться на затраты. Экономия достигается в размере 24% от суммы вышеперечисленных затрат.



Долевое распределение степени знания о лизинге специалистами в области энергетики



Долевое распределение отношения специалистов к лизингу

говой компании. Тем самым свободные денежные средства предприятие может направить на развитие собственных активов и одновременно эксплуатировать оборудование, приносящее прибыль и позволяющее покрывать выплаты по лизинговому договору. Через три года предприятие имеет возможность выкупить оборудование полностью по остаточной стоимости.

2. Оптимизация налогообложения

По законодательству РФ любой лизинговый платеж предприятие относит на себестоимость продукции, тем самым уменьшая налогооблагаемую базу, что не предусмотрено банковским кредитом.

При приобретении оборудования в лизинг налог на добавленную стоимость (НДС) уплачивается лизинговой компанией, а не самим предприятием, что уменьшает платежи по НДС в бюджет. НДС, уплачиваемый в лизинговых платежах, предприятие берет к зачету в полном объеме.

Необходимо отметить и тот факт, что при использовании подобной схемы применяется ускоренный коэффи-

циент амортизации, равный трем. Благодаря этому коэффициенту, за время срока действия лизингового договора происходит полная или частичная оплата амортизационных отчислений, и предприятие получает оборудование в собственности по остаточной стоимости, значительно уменьшая налог на имущество.

Таким образом, при использовании лизинга стоимость оборудования списывается с учетом амортизации и затрат в 3 раза быстрее.

С учетом всех вышеперечисленных преимуществ можно говорить о том, что лизинг оборудования обходится предприятию на 22% дешевле в сравнении с использованием собственных средств и на 24% по отношению к приобретению в кредит (при стоимости КТП Glar — 3 млн руб.).

Таким образом, оборудование числится на балансе лизинговой компании, предприятие не ухудшает структуру своего баланса за счет кредиторской задолженности и остается инвестиционно привлекательным для других кредитных организаций.

3. Гибкость в оформлении лизинговой сделки

Лизинговые компании отличаются большей лояльностью к своим клиентам, нежели банковские учреждения. Так, при займе денежных средств со стороны лизингодателя и банка существует проверка финансовых документов состояния предприятия. Но лизинговые компании могут рассмотреть управленческую деятельность потенциального лизингополучателя (предприятия) и оценить его реальные активы.

Для принятия решения о заключении сделки лизингодателю достаточно, как правило, одного дня. В течение этого времени можно определить финансовые возможности предприятия.

4. Удобная схема выплат

Оплата поставленного оборудования производится периодическими платежами до окончания срока действия лизингового договора (от 1 и более лет). Возможна разработка различных графиков лизинговых платежей, учитывающих специфические потребности лизингополучателя. Это позволяет точно рассчитывать бюджет вашего бизнеса на протяжении срока действия договора лизинга и управлять денежными потоками.

Таким образом, на сегодняшний день рыночная ситуация складывается так, что российским предприятиям невыгодно извлекать из оборота крупные денежные средства или использовать заемные средства с целью технического оснащения и наращивания собственной производственной базы. В этих условиях наиболее выгодной формой приобретения оборудования и техники является лизинг.

Лизинг предоставляет предприятиям новые возможности для развития бизнеса, оптимизацию налогообложения, удобную схему выплат.



На вопросы читателей отвечает
канд. техн. наук, доцент
Юрий Владимирович Харечко

ВОПРОСЫ МОЖНО ЗАДАВАТЬ ПО ПОЧТОВОМУ АДРЕСУ РЕДАКЦИИ ИЛИ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОЧТЕ: GLAVENERGO@MAIL.RU

— В главе 1.7 ПУЭ сказано, что открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением при повреждении изоляции. Однако при замыкании фазного проводника на открытую проводящую часть она неминуемо окажется под напряжением. Можно ли выполнить это требование ПУЭ?

— В п. 1.7.49 Правил устройства электроустановок седьмого издания записано: «Токоведущие части электроустановки не должны быть доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции».

Процитированные требования ПУЭ были сформулированы на основе так называемого основного правила защиты от поражения электрическим током, которое установлено п. 4 стандарта МЭК 61140¹ «Защита от поражения электрическим током. Общие положения для установки и оборудования» (International standard IEC 61140. Protection against electric shock. Common aspects for installation and equipment) 2001 г. Стандарт МЭК 61140 представляет собой базовый стандарт по безопасности, в котором изложены общие положения по обеспечению защиты от поражения электрическим током для электроустановок и электрооборудования. Указанный стандарт предназначен для использования техническими комитетами МЭК при разработке новых стандартов и перера-

ботке действующих стандартов МЭК на электроустановки и на электрооборудование.

Основное правило защиты от поражения электрическим током гласит: опасные токоведущие части не должны быть доступными, а доступные проводящие части не должны быть под опасным напряжением или при нормальных условиях..., или при условиях единичного повреждения.... Примечание к основному правилу разъясняет, что правила доступности для простых лиц могут отличаться от правил для квалифицированных или обученных лиц, а также могут изменяться для различных изделий и размещений.

В ГОСТ Р МЭК 61140 это правило сформулировано так: «Опасные токоведущие части не должны быть доступными, а доступные проводящие части не должны быть опасными: в нормальных условиях...; при наличии неисправности...». Здесь вместо условий единичного повреждения ошибочно указано «наличие неисправности». Хотя в первоисточнике — стандарте МЭК 61140 1997 г. — основное правило было изложено так же, как оно изложено в действующем стандарте МЭК 61140 2001 г.

Защиту при нормальных условиях, как указано в стандарте МЭК 61140, обеспечивают посредством основной защиты, а защиту при условиях единичного повреждения обеспечивают посредством защиты при повреждении. Усиленные защитные меры предосторожности обеспечивают защиту при обоих условиях.

Стандарт МЭК 60364-4-41² «Низковольтные электрические установки. Часть 4-41. Защита для безопасности.

¹ С 1 января 2002 г. в России действует ГОСТ Р МЭК 61140–2000 «Защита от поражения электрическим током. Общие положения по безопасности, обеспечиваемой электрооборудованием и электроустановками в их взаимосвязи», который разработан на основе ранее действовавшего стандарта МЭК 61140 1997 г. ГОСТ Р МЭК 61140 не предназначен для использования в качестве самостоятельного стандарта. Его требования применяют только в случае, если они (или ссылки на них) включены в соответствующие стандарты на конкретные электроустановки и электрооборудование.

² В настоящее время в России действует ГОСТ Р 50571.3 «Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током», который был разработан на основе предыдущей редакции стандарта МЭК 364-4-41 1992 г. Введение в действие стандарта МЭК 60364-4-41, датированного декабрем 2005 г., который имеет иную классификацию мер защиты от поражения электрическим током, требует скорейшей разработки нового ГОСТ Р 50571.3 или другого стандарта, его заменяющего, предпочтительно — ГОСТ Р МЭК 60364-4-41.

Защита от поражения электрическим током» (International standard IEC 60364-4-41. Low-voltage electrical installations. Part 4-41: Protection for safety. Protection against electric shock) 2005г. цитирует это правило: основное правило защиты от поражения электрическим током, согласно МЭК 61140, — опасные токоведущие части не должны быть доступными, а доступные проводящие части не должны быть под опасным напряжением ни при нормальных условиях, ни при условиях единичного повреждения. Стандарт МЭК 60364-4-41 представляет собой групповой стандарт по безопасности, в котором изложены основные требования по обеспечению защиты от поражения электрическим током в низковольтных электроустановках, включающих в себя электроустановки зданий. Требования этого стандарта основаны на требованиях стандарта МЭК 61140.

В действующих стандартах МЭК, таким образом, требования по обеспечению безопасности в низковольтных электроустановках сформулированы так, чтобы выполнить основное правило защиты от поражения электрическим током. Для этого в нормальных условиях, во-первых, следует обеспечить недоступность любых опасных токоведущих частей низковольтной электроустановки. То есть необходимо исключить возможность прикосновения к ним человека и животных. Во-вторых, доступные проводящие части (прежде всего — открытые проводящие части) не должны находиться под опасным напряжением³. То есть следует обеспечить такие условия оперирования низковольтной электроустановки, при которых ни человек, ни животные, обычно имеющие многочисленные контакты с открытыми проводящими частями, не подвергались опасности поражения электрическим током.

Требования стандарта МЭК 61140, изложенные в п. 5.1 «Меры предосторожности для основной защиты», предусматривают использование следующих мер предосторожности: основная изоляция, ограждения или оболочки, барьеры, размещение вне зоны досягаемости рукой, ограничение напряжения, ограничение установившегося тока прикосновения и заряда, выравнивание потенциала. В приложениях А и В стандарта МЭК 60364-4-41 2005г. следующим образом уточнено применение перечисленных мер предосторожности: барьеры и размещение вне зоны досягаемости можно применять только в тех низковольтных электроустановках или их частях, которые обслуживают или контролируют обученные и квалифицированные лица.

³ Термин «опасное напряжение» не определен в Международном электротехническом словаре (МЭС). В некоторых стандартах МЭК установлены значения опасного напряжения для конкретных видов электрооборудования. Например, стандарты МЭК 60950-1 «Информационное оборудование. Безопасность. Часть 1. Основные требования» (International standard IEC 60950-1. Information technology equipment. Safety. Part 1: General requirements) 2005г. для информационного оборудования и МЭК 60745-1 «Ручной электрический инструмент с приводом от двигателя. Безопасность. Часть 1. Общие требования» (International standard IEC 60745-1. Hand-held motor-operated electric tools. Safety. Part 1: General requirements) 2006г. для электрического инструмента рассматривают в качестве опасного напряжения любое напряжение, превышающее 42,4 В (пиковое значение) переменного тока и 60 В постоянного тока. Опасным напряжением можно считать напряжение, которое превышает сверхнизкое напряжение, установленное для определенных условий оперирования электрооборудования. То есть в условиях без повышенной опасности напряжение, превышающее 50 В переменного тока и 120 В постоянного тока, представляет опасность для человека. Для частей низковольтной электроустановки, размещенных в помещениях с повышенной опасностью поражения электрическим током, опасным напряжением является напряжение более 25 В переменного тока и 60 В постоянного тока, а в особо опасных условиях — напряжение, которое превышает 12 В переменного тока и 30 В постоянного тока.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме требованиями п. 1.7.50 ПУЭ предусмотрено применение следующих мер защиты от прямого прикосновения: основная изоляция токоведущих частей, ограждения и оболочки, установка барьеров, размещение вне зоны досягаемости и применение сверхнизкого (малого) напряжения.

Перечисленные меры предосторожности для основной защиты из стандартов МЭК и меры защиты от прямого прикосновения из ПУЭ, с одной стороны, предотвращают контакт человека и животных с опасными токоведущими частями и, с другой стороны, не допускают появление опасного напряжения на доступных проводящих частях, исключая замыкание опасных токоведущих частей на открытые и сторонние проводящие части. Поэтому при нормальных условиях можно обеспечить выполнение основного правила защиты от поражения электрическим током.

В условиях единичного повреждения в низковольтной электроустановке также, во-первых, следует обеспечить недоступность ее опасных токоведущих частей, и, во-вторых, исключить появление опасного напряжения на доступных проводящих частях.

Требования стандарта МЭК 61140, изложенные в п. 5.2 «Меры предосторожности для защиты при повреждении», предусматривают использование следующих мер предосторожности, которые независимы от мер предосторожности для основной защиты и которые применяют дополнительно к ним: дополнительная изоляция, защитное уравнивание потенциалов, защитное экранирование, автоматическое отключение питания, простое разделение между цепями, непроводящая окружающая среда и выравнивание потенциала. В стандарте МЭК 60364-4-41 перечисленные меры предосторожности включены в состав следующих мер защиты от поражения электрическим током, которые используют для обеспечения основной защиты и защиты при повреждении: автоматического отключения питания, двойной или усиленной изоляции, электрического разделения, сверхнизкого напряжения, обеспечиваемого БСНН и ЗСНН. В приложении С стандарта уточнено, что такие меры защиты как непроводящее размещение, местное уравнивание потенциалов, не связанное с землей, и электрическое разделение для питания нескольких единиц электрооборудования можно применять только в тех низковольтных электроустановках или их частях, которые обслуживают или контролируют обученные и квалифицированные лица.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции требованиями п. 1.7.51 ПУЭ предусмотрено применение следующих мер защиты при косвенном прикосновении: защитное заземление, автоматическое отключение питания, уравнивание потенциалов, выравнивание потенциалов, двойная или усиленная изоляция, сверхнизкое (малое) напряжение, защитное электрическое разделение цепей, изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки.

Стандарт МЭК 61140 содержит разъяснения условий единичного повреждения, из которых следует, что в результате единичного повреждения:

- доступная неопасная токоведущая часть может стать опасной токоведущей частью (например, в результате повреждения ограничения установившегося тока прикосновения и заряда);
- доступная проводящая часть, которая в нормальных условиях не находится под напряжением, может оказаться под опасным напряжением (например, в результате повреждения основной изоляции на открытые проводящие части);
- опасная токоведущая часть может стать доступной (например, вследствие механического повреждения оболочки).

Рассмотрим наиболее распространенное единичное повреждение — повреждение основной изоляции опасной токоведущей части, в результате которого на открытой проводящей части электроприемника класса I появилось опасное напряжение⁴. Если аварийный электроприемник не охвачен дополнительным защитным уравниванием потенциалов и, тем более, находится вне зоны уравнивания потенциалов, например, вне здания, то нельзя исключить появление опасного напряжения на его доступной прикосновению открытой проводящей части. Открытая проводящая часть электроприемника класса I будет находиться под опасным напряжением в течение промежутка времени, необходимого для его отключения защитным устройством, используемым в составе автоматического отключения питания.

Исключить появление опасного напряжения на открытой проводящей части аварийного электроприемника класса I можно в том случае, если использовать в качестве меры защиты от поражения электрическим током электрическое разделение. Применение электроприемника класса II, опасные токоведущие части которого имеют двойную или усиленную изоляцию, также позволяет обеспечить отсутствие опасного напряжения на его доступных проводящих частях, например, на металлической оболочке

(корпусе) этого электроприемника, в условиях единичного повреждения.

В условиях единичного повреждения может стать доступной прикосновению какая-то токоведущая часть, находящаяся под опасным напряжением. В этом случае защиту от поражения электрическим током обычно обеспечивают посредством так называемой дополнительной защиты. В п. 415.1 «Дополнительная защита: защитные устройства дифференциального тока⁵ (УДТ)» стандарта МЭК 60364-4-41 указано, что использование УДТ с номинальным отключающим дифференциальным током, не превышающим 30 мА, в системах переменного тока признают в качестве дополнительной защиты в случае повреждения меры предосторожности для основной защиты и (или) меры предосторожности для защиты при повреждении, или неосторожности пользователей. Использование таких устройств не признают в качестве единственного средства защиты. Оно не устраняет потребность применить одну из защитных мер, определенных в стандарте.

ПУЭ в п. 1.7.50. также предписывают применять УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА для дополнительной защиты от прямого прикосновения.

Основное правило защиты от поражения электрическим током, в том числе, и в редакции п. 1.7.49 ПУЭ, всегда можно выполнить при нормальных условиях оперирования низковольтной электроустановки, а в условиях единичного повреждения выполнение этого правила не всегда возможно.

— В статье «Заземляющее устройство — основные понятия»⁶ рассматривалась конструкция заземляющего устройства для коттеджа. Нельзя ли рассмотреть ее более подробно?

— Указанная статья была посвящена разъяснению понятий «заземляющее устройство», «заземлитель», «заземляющий проводник», «главная заземляющая шина» и других. Краткая информация о конструкции заземляющего устройства электроустановки индивидуального жилого дома была использована в статье для иллюстрации одного из возможных вариантов выполнения заземляющего устройства, который заимствован из типового проекта «Типовые строительные конструкции серии 5.407-155.94. Вводы линий электропередачи до 1 кВ в производственные, административные, бытовые и жилые помещения в сельской местности»⁷.

Заземляющее устройство для электроустановки индивидуального жилого дома (см. рисунок) состоит из зазем-

⁴ В низковольтных электроустановках, соответствующих типам заземления системы TN, при коротком замыкании токоведущей части на открытую проводящую часть напряжение последней относительно земли может достигать половины фазного напряжения ($230:2 = 115$ В). При типе заземления системы TT напряжение открытой проводящей части относительно земли будет еще больше.

⁵ В национальной нормативной документации это устройство названо устройством защитного отключения (УЗО).

⁶ См. первый номер журнала «ГЭ» за 2007 г.

⁷ Типовой проект 5.407-155.94 переработан и введен в действие в 1994 г. до появления стандартов комплекса ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий» и, в частности, ГОСТ Р 50571.10–96 (МЭК 364-5-54-80) «Электроустановки зданий. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 54. Заземляющие устройства и защитные проводники». Поэтому заземляющее устройство по типовому проекту не включает в себя главную заземляющую шину, а состоит только из заземлителя и заземляющего проводника.

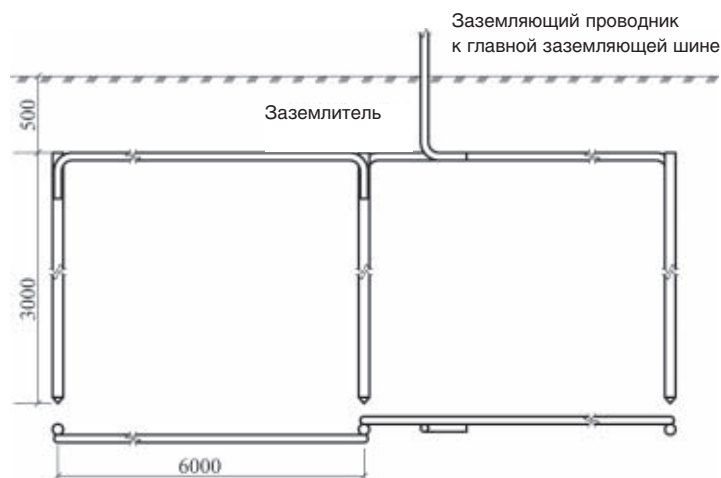


Рис. Заземляющее устройство для электроустановки индивидуального жилого дома

лителя заземляющего проводника и главной заземляющей шины. Заземлитель представляет собой совокупность вертикальных электродов длиной 3 м, которые забивают в землю на глубину 0,5 м с шагом 6 м и соединяют между собой горизонтальными электродами, заглубленными на 0,5 м. К горизонтальному электроду присоединяют заземляющий проводник (можно присоединить два заземляющих проводника), который вводят в дом и присоединяют к главной заземляющей шине (на рисунке не показана).

Выполнение заземляющего устройства рассматриваемой конструкции с тремя вертикальными электродами⁸ потребует предварительной копки траншеи глубиной 0,5—0,7 м и длиной около 13 м. Вертикальные и горизонтальные электроды легче всего изготовить из стали круглого профиля, имеющей диаметр не менее 16 мм для вертикальных и 10 мм для горизонтальных заземлителей (если они сделаны из черной стали) и соответственно 12 и 10 мм (если электроды сделаны из оцинкованной стали).

Горизонтальные и вертикальные электроды заземлителя соединяют друг с другом при помощи электросварки двойным швом. Длина шва, как указано в типовом проекте, должна быть не менее шести наибольших диаметров свариваемых электродов. Например, при сваривании двух электродов, имеющих диаметры 16 и 12 мм, шов должен иметь длину 96 мм или большую. Однако целесообразно увеличить длину шва до десяти наибольших диаметров свариваемых электродов.

Заземляющий проводник целесообразно изготавливать из оцинкованной стали круглой диаметром не менее 10 мм. Можно использовать черную сталь диаметром не менее 12 мм. Однако в этом случае часть, заземляющего проводника, которая образует электрический контакт с зажимом

главной заземляющей шины, следует оцинковать для предотвращения коррозии. Заземляющий проводник соединяют с горизонтальным электродом при помощи электросварки двойным швом. Длина шва должна быть не менее шести наибольших диаметров свариваемых круглых профилей. Целесообразно увеличить длину шва до десяти наибольших диаметров свариваемых круглых профилей.

Сечение главной заземляющей шины должно быть не меньше, чем максимальное сечение защитного проводника (в том числе и PEN-проводника) электроустановки здания или кабельной (воздушной) линии электропередачи, которую подключают к вводным зажимам вводно-распределительного устройства (ВРУ). При этом должен учитываться материал, из которого изготовлена шина, для обеспечения ее проводимости, не меньшей, чем проводимость защитного проводника, имеющего максимальное сечение.

Главную заземляющую шину целесообразно изготавливать из меди или медных сплавов, возможно также использование оцинкованной стали. Главная заземляющая шина должна иметь зажимы, предназначенные для присоединения защитных проводников и проводников уравнивания потенциалов. Эти зажимы должны допускать присоединение проводников сечением не менее 16 мм². Главная заземляющая шина должна иметь один или два зажима, предназначенные для присоединения заземляющих проводников диаметром не менее 12 мм.

В электроустановках индивидуальных жилых домов в качестве главной заземляющей шины можно использовать защитную шину ВРУ. В этом случае конструкция защитной шины ВРУ должна позволять присоединение к ней одного или двух заземляющих проводников диаметром не менее 12 мм и проводников уравнивания потенциалов.

⁸ В п. 1.7.61 Правил устройства электроустановок седьмого издания указано: «При применении системы TN рекомендуется выполнять повторное заземление РЕ- и PEN-проводников на вводе в электроустановки зданий, а также в других доступных местах. Для повторного заземления в первую очередь следует использовать естественные заземлители. Сопротивление заземлителя повторного заземления не нормируется». Иными словами, ПУЭ не нормируют сопротивление заземляющего устройства электроустановки здания, которая соответствует типам заземления системы TN. Поэтому заземлитель заземляющего устройства электроустановки индивидуального жилого дома может иметь любое число вертикальных электродов.



ПОСЧИТАЕМ ТЕПЛО

Сейчас в России для зданий любого назначения важнейшими характеристиками становятся качество теплозащиты и энергоэффективность. В этом плане мы следуем хорошо проторенной дорожкой Западной Европы, где со времени энергетического кризиса 70-х годов проделана колоссальная работа по снижению энергоемкости не только фонда зданий, но и всей экономики в целом.

Знаковым событием для нашей страны стало введение в 2003 году в действие новых СНиПов 23—02—2003 «Тепловая защита зданий», в которых проведен ряд значительных изменений по сравнению с прошлой редакцией строительных нормативов. Так, в новой версии СНиПа проект здания должен включать в себя раздел «Энергоэффективность» и, как его составную часть, «Энергетический паспорт здания».

«Энергетический паспорт» выполняет сразу несколько задач. В нем указываются проектные данные по теплозащите и эксплуатационной энергоемкости здания, а также он подтверждает соответствие показателей энергетической эффективности нормативным значениям.

Этот документ заполняется при разработке проекта нового или реконструируемого здания, при приемке в эксплуатацию, а также в процессе эксплуатации. Важным моментом является прописанная для паспорта необходимость проведения испытаний энергопотребления и тепловой защиты здания после годичного периода его эксплуатации (так называемый энергоаудит). По результатам испытаний, проводимых независимыми аккредитованными организациями, зданию присваивается класс энергетической эффективности и даются рекомендации по повышению этого параметра.

В связи с необходимостью проведения энергоаудита для новых и реконструируемых зданий возникают такие непростые задачи, как установление точного расхода энергии на отопление здания и выявление конкретных путей

теплопотерь. В этой статье мы постараемся осветить методы измерения энергоэффективности, используемые для этого технологии и подходы.

Аудит тепла

Итак, важнейшей и неизбежной процедурой для любого здания, построенного после 2000 года, является энергоаудит. Он начинается со сбора исход-



ных данных о состоянии теплоэнергетического хозяйства дома. Причем для увеличения точности желательно провести большое число измерений в разные периоды (сезоны).

Необходимые исходные данные должны содержать теплотехнические характеристики строительных материалов, конструкций стен, перекрытий, окон, дверей и пр. Поэтому выполняется обмер наружных поверхностей отопляемой части здания, выделяются площади оконных проемов, устанавливается состав каждого наружного ограждения (толщина каждого слоя при многослойной конструкции, коэффициент теплопроводности материала) и рассчитывается его приведенное сопротивление теплопередаче.

Также собирается информация об инженерных системах здания и прочем энергопотребляющем оборудовании, устанавливаются тип системы отопления и схема ее подключения к тепловым сетям, примененные средства авторегулирования, схема подключения системы горячего водоснабжения и степень изоляции стояков. Для сис-

темы горячего водоснабжения измеряются температура и давление воды в подающем трубопроводе на вводе в здание (при централизованной системе снабжения — от ЦТП) и температура воды в циркуляционных стояках секционных узлов перед подключением их к магистрали. Необходимо и изучение состояния внутреннего микроклимата в помещениях, то есть замер кратности воздухообмена, температуры и влажности.

Перечисленных параметров достаточно для выполнения расчетов, необходимых для заполнения энергетического паспорта. Для составления перечня мероприятий по снижению энергопотребления необходимо также провести обследование мест возможных утечек тепла и режима работы системы отопления и горячего водоснабжения.

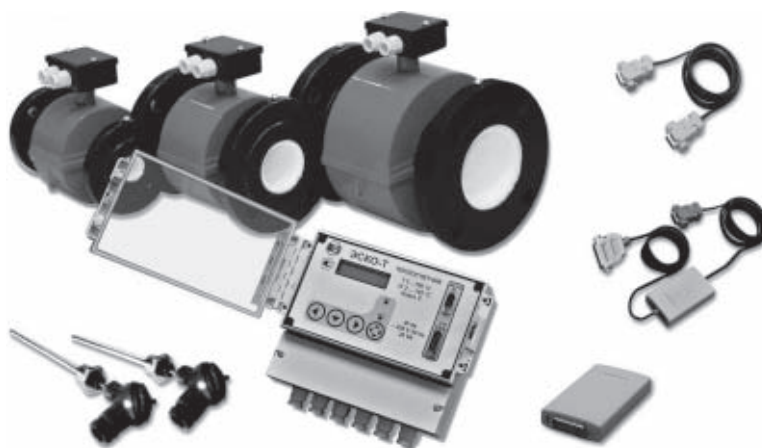
Каждое здание, даже если оно построено по типовому проекту, уникально, поэтому всякий раз подход к энергоаудиту должен разрабатываться индивидуально. Возможно, для одних зданий потребуются незначительные энергосберегающие мероприятия, для других — крупномасштабная реконструкция. На основе полученной информации можно рассчитать требуемые капитальные затраты и предполагаемые эксплуатационные расходы, окупаемость мероприятий по повышению теплосащиты и пр.

Как было сказано выше, энергоаудит проводят независимые фирмы, получившие аккредитацию Минэнерго России. В последние годы благодаря тому, что потребность в исследованиях энергоэффективности возрастает, увеличивается и число региональных компаний, предлагающих такие услуги. В частности, из работающих в центрально-европейской части России можно выделить аудиторско-консалтинговую группу «СВ-Аудит» и энергоаудиторскую компанию «Техэксерго».

Лучше один раз увидеть...

Для выполнения достоверных энергетических расчетов необходимы точные измерительные приборы. Одним из наиболее универсальных методов, применяемых при энергоаудите зданий, является тепловизионная съемка. Из высокотехнологической экзотики она становится обязательным методом определения теплосащиты новых и реконструируемых зданий. Используемый прибор — тепловизор — позволяет в считанные минуты обнаружить очаги утечек тепла. Принцип работы прибора основан на возможности улавливать тепловое излучение объектов исследования, измеряя которое, можно сделать вывод, в частности, и о плотности теплового потока через ограждающие конструкции.

На экране этого прибора места теплопотерь выглядят как светящиеся участки. Обычно это стыки конструкций, окна, двери. При приемке зданий в эксплуатацию этот метод полезен для определения качества теплоизоляционных решений, так как дефекты и недочеты теплосащиты



обнаруживаются очень быстро. Опытный оператор может даже оценить уровень теплопотерь.

Высокоточный и скоростной дистанционный анализ температурного поля изучаемых объектов позволяет получать информацию, недоступную для других методов диагностики и контроля. Фактически эта технология — единственная альтернатива трудоемкому и дорогостоящему способу, заключающемуся в использовании множества отдельных датчиков тепла, которые крепятся на ограждающие конструкции.

До недавнего времени фирмам, занимающимся тепловизионной съемкой, приходилось закупать импортное оборудование, так как отечественная промышленность выпускала преимущественно тепловизоры для военного использования. Однако сейчас ситуация меняется и разрабатываются российские приборы с высокой разрешающей способностью.

Так, в 2005 году учеными Института общей физики имени А. М. Прохорова и конструкторами ЗАО «Матричные технологии» были созданы матричные тепловизионные приборы серии ЛИК-2. Директор института Иван Александрович Щербаков подчеркивал, что тепловизор с матрицей 256 на 256 приемных элементов равносителен 65 тысячам датчиков, установленным по объекту. Такой прибор измеряет распределение температуры с точностью до семисотой доли градуса и при этом не только констатирует ее изменение, но и выявляет дефекты объекта.

Стоимость тепловизора нового поколения составляет \$25—30 тыс., а вместе с автоматизированным рабочим местом, включающим компьютер и программное обеспечение, — \$40 тыс. Для сравнения, в Европе аналогичные приборы стоят около \$100 тыс.

Тепло счет любит

Чтобы составить энергетический баланс здания, необходимо знать, сколько тепла оно получает за отопительный период. Для зданий с разными типами отопления эта задача решается своими путями. Так, для домов с поквартирным отоплением (которых в нашей стране не столь уж и много) учитывается расход энергоресурсов для каждо-

го теплогенерирующего устройства (котел и т.п.) и его КПД. Но поскольку отечественное теплоснабжение отличается высоким уровнем централизованности (при этом подключение систем отопления домов к тепловым сетям достаточно разнообразно), при энергоаудите приходится решать гораздо более трудные задачи.

Наиболее очевидным является метод учета полученной зданием теплоты с помощью теплосчетчиков. Они проводят измерение текущих значений расхода теплоносителя, его температуры и давления и вычисляют полученную тепловую энергию. Современные счетчики могут также хранить данные за большой период времени (до года) или передавать по каналам связи в электронную систему контроля и учета (интегральную автоматическую систему управления энергосбережением — ИАСУЭ). Для объективного анализа энергозатрат здания важны данные, получаемые в ходе мониторинга поступления тепла на протяжении всего отопительного периода.

В настоящее время наиболее доступны по цене механические счетчики с вращающейся в потоке турбинкой, однако из-за примесей в воде они часто засоряются и выходят из строя. В процессе эксплуатации такие расходомеры требуют использования дополнительного оборудования — фильтров воды и контрольных манометров. Подобных недостатков лишены электромагнитные и ультразвуковые приборы, о сравнении точности и эффективности которых довольно давно ведутся жаркие дискуссии. Считается, что электромагнитные счетчики сложнее и дороже ультразвуковых в эксплуатации, кроме того, они теряют точность при наличии примесей в воде.

Российский рынок теплосчетчиков сейчас по очевидным причинам находится на подъеме. На нем присутствуют приборы разной ценовой категории и качества нескольких десятков производителей — и зарубежных (например, датской компании Danfoss, литовской Katra, эстонской Aswega или чешской EESA), и отечественных (Арзамасский приборостроительный завод, НФП «Экос» и пр.).

Профилактика теплопотерь

Энергоаудит выявляет просчеты в теплозащите, допущенные при проектировании и возведении зданий, чтобы сделать их более энергоэффективными. Но если ошибки, возникшие в ходе строительства, можно исключить при строгом контроле за монтажными работами, то недочеты проекта необходимо устранять еще на стадии его согласования. Функция проведения технической экспертизы, в том числе и по параметрам энергоэффективности, возлагается на контролирующие госучреждения.

Например, в Москве задача проверки проектов, в том числе и по параметрам энергоэффективности, возложена на Мосгосэкспертизу. При несоответствии требованиям или ошибках в расчетах эта организация возвращает проекты на доработку. В первые годы действия СНиПа 23-02-2003 раздел «Энергоэффективность» возвращался на доработку в 60% случаев, сейчас доля возврат снизилась до 15%. Наиболее встречающиеся ошибки —

это применение несертифицированного теплоизоляционного материала, неправильные вычисления приведенного сопротивления теплопередаче (без учета коэффициента теплотехнической однородности конструкции) и др.

Но надо отметить, что первичную оценку соответствия проекта современным требованиям рациональнее проводить в независимых коммерческих организациях, которые одновременно выполняют и консалтинговые функции. Такие компании уже работают во многих регионах России. Например, в Белгороде подобные услуги оказывает Инженерный центр «Энергоэффективность» при БГТУ.

В этом плане стоит использовать опыт Западной Европы, где уже интенсивно строятся дома с ультранизким энергопотреблением (удельный расход тепла — не более 10—15 Вт ч/м², что в несколько раз меньше значений для отечественных зданий). Здесь консалтинговые услуги в области проектирования энергоэффективных зданий очень востребованы.

Например, международная группа компаний ROCKWOOL, мировой лидер в области производства негорючей теплоизоляции из каменной ваты, развивает в европейских странах специализированный бренд BuildDesk. Он предлагает консультационные услуги для решения проблем проектирования и возведения энергоэффективных зданий.

С июня 2003 года по декабрь 2005 года открылись четыре региональные компании BuildDesk — в Германии, Нидерландах, Великобритании и Дании. Основой BuildDesk является уникальное программное обеспечение, которое помогает архитекторам, инженерам и строителям проектировать и рассчитывать энергоэффективность зданий в зависимости от используемых материалов и конструкций. Причем BuildDesk в своей консультационной деятельности руководствуется принципами независимости и объективности. Это означает, что расчет энергоэффективности здания может быть произведен для материалов и конструкций любого производителя, в зависимости от целей и желания клиентов.

Стоит отметить, что и в России ROCKWOOL оказывает консультационные услуги (включая теплотехнические расчеты) по наиболее оптимальному применению своих теплоизоляционных материалов и решений. В частности, для тонкоштукатурной системы фасадного утепления ROCKFACADE и системы для плоских кровель ROCKROOF разработаны программные продукты, облегчающие проектирование ограждающих конструкций в соответствии с современными требованиями по теплозащите.

Введение энергетического паспорта зданий и необходимость проведения энергоаудита поставили отечественное ЖКХ перед необходимостью внедрять высокотехнологичные методы учета и контроля расхода тепла. Конечно, это требует дополнительных вложений, причем зачастую весьма немалых. Однако очевидно и то, что эти затраты будут окупаться в течение нескольких лет за счет экономии энергоресурсов.

Пресс-служба компании
ROCKWOOL Russia



СПРАВОЧНИК ЭНЕРГЕТИКА

М.: «КОЛОС». — 2006. — 488 с.

В задачах, стоящих перед энергетиками России, предусматривается прежде всего широкое внедрение энергосберегающих техники и технологии. В связи с этим важное значение приобретает рационализация энергопотребления, включающая в себя снижение расхода тепловой и электрической энергии и увеличение энерговооруженности промышленности, транспорта и сельского хозяйства. Здесь ведущая роль принадлежит инженерно-техническому персоналу, занимающемуся вопросами распределения и потребления электрической и тепловой энергии на различных объектах.

Особенностью настоящего времени является появление большого количества нового электроэнергетического и теплотехнического оборудования при том, что значительная часть действующего оборудования отработала свой нормативный срок и устарела.

Помощь в решении всех этих вопросов должны оказать материалы настоящего справочника, в который включены необходимые сведения по выбору теплового и электрооборудования. В справочнике учтены запросы специалистов, занимающихся эксплуатацией электротехнических и теплотехнических аппаратов, устройств и систем.

Подготовлен справочник коллективом авторов — сотрудников и преподавателей Московского энергетического института (технического университета) и Тверского государственного технического университета.

Справочник состоит из двух разделов и приложения. В первом разделе (электротехническом) приведены систематизированные сведения по электрооборудованию напряжением до и выше 1 кВ (выключателям, контакторам, силовым и измерительным трансформаторам, разъединителям, конденсаторам, кабелям, низковольтному оборудованию), а также справочные материалы по электрическому освещению. Таблицы параметров современного электрооборудования (силовых выключателей, трансформаторов и кабелей, воздушных линий, конденсаторов и конденсаторных установок, контакторов) приведены в отдельной большой главе раздела.

Во втором разделе рассмотрено энергосиловое и тепломеханическое оборудование. Здесь даны основные сведения по энергетическому топливу, промышленным котельным установкам, типоразмерам и параметрам паровых и водогрейных котлов. Представлены типы нагнетательных машин: насосы, вентиляторы и компрессоры, рассмотрены принципы их работы, характеристики, способы регулирования и расчеты мощности на валу и приводного электродвигателя. Показаны конструкции теплообменных аппаратов и приведены примеры расчета теплообменников разных типов. В отдельной главе приведены сведения об автономных источниках энергоснабжения предприятий. Раздел дополнен большим количеством таблиц с параметрами нового теплоэнергетического и теплотехнического оборудования.

В приложении рассмотрены вопросы энергоаудита на предприятиях промышленности, объектах сельскохозяйственно-го назначения. Здесь рассмотрены цели и задачи, порядок проведения энергоаудита, а также приведены таблицы параметров оборудования для его проведения.

В книге 488 стр., выпущена она в твердом переплете. По вопросам приобретения книги следует обращаться по адресу:

**107996, Москва, Садовая-Спасская, 18, «Колос»,
тел.: 207-19-45, 207-22-95, 207-21-25, 975-55-27.**

ХАРЕЧКО В.Н., ХАРЕЧКО Ю.В.

АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

4-е изд. — М.: ПТФ МИЭЭ, 2006. — 155 с.: ил.

Московский институт энергобезопасности и энергосбережения (тел.: (495) 965-37-90, www.mieen.ru) в декабре 2006 г. издал книгу, рассчитанную на специалистов проектных, электромонтажных и эксплуатационных организаций, которая также может быть рекомендована в качестве учебного пособия для студентов энергетических специальностей.

В книге изложены требования ГОСТ Р 50345—99 (МЭК 60898—95) к автоматическим выключателям бытового и аналогичного назначения, которые широко применяют в электроустановках зданий для защиты от сверхтока электрических цепей. Рассмотрены конструкция и характеристики автоматических выключателей, приведена их классификация.

В книге представлены данные о номенклатуре выпускаемых автоматических выключателей, приведена информация о дополнительных устройствах, с помощью которых осуществляют управление, контроль и другие операции с автоматическими выключателями.

В отличие от предыдущих изданий книги, в четвертом издании изложены основные требования к использованию автоматических выключателей для защиты от перегрузки и короткого замыкания. Рассмотрены меры защиты от поражения электрическим током и применение автоматических выключателей в составе такой электротехнической меры, как автоматическое отключение питания. Приведены примеры применения автоматических выключателей в электроустановках жилых зданий.

В книге также рассмотрены принцип действия, конструкция и характеристики устройств дифференциального тока, которые в совокупности с автоматическими выключателями образуют управляемые дифференциальным током автоматические выключатели бытового и аналогичного назначения со встроенной защитой от сверхтока (АВДТ).

Книга содержит 13 таблиц, 24 иллюстрации, библиография включает в себя 41 название.

ПРИБОРЫ И СРЕДСТВА ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ИЗМЕРЕНИЙ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

СПРАВОЧНОЕ ПОСОБИЕ. М.: «КОЛОС», 2006 г.

В настоящее время в энергетике Российской Федерации осуществляется переход от системы планово-предупредительных ремонтов к ремонтам по действительному техническому состоянию электрооборудования.

Универсальным средством диагностирования электрооборудования является инфракрасная томография, которая обеспечивает контроль его состояния без вывода из работы. С помощью термографических средств можно идентифицировать такие дефекты, как локальный нагрев элементов конструкции, ухудшение состояния контактных соединений и т.д.

Значительное место в диагностике состояния электрооборудования занимает определение его вибрационных характеристик. Отечественным и зарубежным средствам современной диагностики посвящена первая глава книги.

Для принятия правильных решений необходимо постоянно иметь достаточно полную и достоверную информацию о контролируемом электрооборудовании. Для получения такой информации важно правильно выбирать, помимо диагностических средств, также методы и средства измерения таких параметров, как сопротивление, ток, напряжение, мощность и др. На смену классическим аналоговым средствам динамических измерений пришли цифровые, позволяющие осуществлять автоматизированный сбор и анализ информации. Кроме традиционных и новых измерительных средств, контролируемых параметров эксплуатируемого электрооборудования, появилась необходимость определения условий его работы и в первую очередь качества электроэнергии. Современным отечественным и зарубежным измерительным средствам посвящена вторая глава книги. Наряду с диагностическими и измерительными средствами, в системах электроснабжения применяются новые устройства и системы, повышающие надежность и экономичность работы электрооборудования и систем электроснабжения в целом. К ним относятся устройства плавного пуска, регуляторы температуры, минилоггеры, источники бесперебойного питания и др. Этой тематике посвящена третья глава книги.

В справочном пособии обобщен опыт ведущих организаций и предприятий, занимающихся разработкой нового и модернизацией действующего электрооборудования.

Тел.: 207-21-25, 207-22-95, 207-25-66, www.koloc.ru.



**Фаустов С. А.,
к. м. н., НИИОТ
Санкт-Петербург**

КРАТКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОЦЕНКЕ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ СРЕДСТВАМИ ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ АТТЕСТАЦИИ РАБОЧИХ МЕСТ

Аттестация рабочих мест по условиям труда, проводимая на предприятиях в соответствии с требованиями ст. 14 Федерального закона «Об основах охраны труда в РФ» и ст. 212 Трудового кодекса РФ, включает раздел «Обеспеченность средствами индивидуальной защиты».

Работа специалиста, проводящего такую оценку, включает два этапа.

Первый этап состоит в определении порядка выдачи СИЗ, соответствия набора и степени обеспеченности ими требованиям Типовых отраслевых норм.

На этом этапе следует проверить:

а) Наличие внутренних норм выдачи спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты. Как правило, такие нормы утверждаются руководителями предприятия и включаются в соответствующий раздел Коллективного договора.

б) Соответствие внутренних норм Типовым отраслевым нормам по степени охвата ими работников предприятия, по перечню выдаваемых средств защиты и по их количеству. Здесь же следует определить, какие СИЗ выдаются как дежурные.

Типичными особенностями, выявляемыми при проверке по этому пункту, являются:

- несоответствие заводского перечня профессий и должностей перечню Типовых отраслевых норм. Если заводской перечень шире, например, в него включены должности цеховой и заводской администрации, это не является недостатком. Недостатком следует считать отсутствие каких-либо профессий и должностей в заводском перечне, если они присутствуют в Типовых нормах;

- недостаточный перечень выдаваемых средств индивидуальной защиты. Обычно такое несоответствие нормам объясняется использованием для составления заводских норм уже отмененной редакции Типовых отраслевых норм;

- указание на применение некоторых видов СИЗ как дежурных, хотя по Типовым нормам они выдаются в личное пользование;

- на некоторых предприятиях в перечень средств индивидуальной защиты включаются приспособления для безопасного ведения работ и приборы для оперативного контроля параметров производственной среды. Хотя, строго говоря, это не средства индивидуальной защиты, не следует

считать это серьезным недостатком, однако, сведения о них должны войти не в протокол оценки обеспеченности СИЗ, а в протокол оценки травмобезопасности.

в) Порядок выдачи работникам спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты. Проверка по этому пункту легче всего проводится путем анализа личных карточек учета выдачи средств индивидуальной защиты. Карточка имеет лицевую и обратную стороны. На лицевой стороне должны содержаться сведения о работнике, в т.ч. его пол и размеры одежды, обуви и т.д., а также перечень и количество средств защиты, полагающихся ему по нормам. Анализ лицевой стороны позволяет, в первую очередь, сделать вывод о том, в состоянии ли предприятие обеспечивать работников изделиями необходимых размеров. Если сведений о размерах в карточке нет, лицо, проводящее оценку, может сделать предположение о том, что сведения о необходимых размерах не поступают в подразделение, составляющее заявки на приобретение СИЗ. По карточке легко установить, соответствует ли перечень СИЗ, положенных данному работнику, заводским и Отраслевым нормам. Карточка позволяет также установить, изменился ли перечень положенных СИЗ при перемене работником профессии или места работы на предприятии.

Обратная сторона карточки содержит сведения о выданных и возвращенных после использования средства защиты. Важно учитывать, что СИЗ, хотя и выдаются работнику в личное пользование, не становятся его собственностью. Поскольку их цель — защищать от воздействия опасных и вредных производственных факторов, у работника нет причин выносить их с предприятия (кроме специальных случаев работы геологов, лесорубов и др.). Единственной причиной для выноса с предприятия может служить отсутствие централизованных стирки (химчистки) и ремонта спецодежды. В соответствии с «Правилами обеспечения работников спецодеж-

дой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты», утвержденными Министерством труда и социального развития РФ 18.12.98, №51, работодатель обязан обеспечить уход за средствами индивидуальной защиты, в т.ч. стирку или чистку спецодежды. Отсутствие этого является серьезным недостатком.

Типичными особенностями, выявляемыми при анализе карточек, являются:

- отсутствие личных карточек учета или их устаревшая форма;
- отсутствие сведений о поле и размерах одежды, обуви и др.;
- несоответствие перечня СИЗ, приведенного на лицевой стороне карточки, заводским и/или отраслевым нормам;
- несоответствие перечня фактически выданных СИЗ перечню СИЗ, полагающихся к выдаче. Это особенно относится к часто сменяемым изделиям: рукавицам, облегченным респираторам. Проверяющему могут объяснить, что некоторые виды СИЗ выдаются в неограниченном количестве, например, противошумные заглушки, и они не учитываются в личной карточке. Правдивость этого можно установить непосредственно в цехе, ознакомившись с наличием и доступностью контейнеров с заглушками и т.п.;
- отсутствие отметок о возвращении использованных СИЗ;
- несоблюдение сроков замены СИЗ.

Специального рассмотрения требует графа 2 обратной стороны личной карточки, в которую заносятся сведения о наличии сертификата соответствия на выдаваемые СИЗ. Действительно, Закон об основах охраны труда, Трудовой кодекс и «Правила обеспечения работников спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты» требуют обязательного наличия сертификата. Тем не менее, «Номенклатура продукции и услуг (работ), в отношении которых законодательными актами РФ предусмотрена их обязательная сертификация» № РОСС RU.0001.010132

проведены сравнительные измерения комплексом МИК-1 и прибором «Метакон-экспресс». Были продемонстрированы преимущества МИК-1 при определении технического состояния как вновь монтируемых фарфоровых опорно-стержневых изоляторов, так и работающих в составе разъединителей, находящихся под рабочим напряжением. При использовании комплекса МИК-1 не требуется вывод оборудования из работы, сокращается время обследования и появляется возможность создания базы данных по техническому состоянию изоляторов. Были рассмотрены перспективы применения индикаторного комплекса МИК-1 группой диагностики Энерготехсервиса на объектах ООО «БашРЭС» наряду с тепловизионным контролем. Кроме того, электротехническая служба ООО «БашРЭС» предложила использовать МИК-1 и для диагностики фарфоровых покрышек выключателей серии ВМТ под рабочим напряжением.

www.eprussia.ru

ЗАПУЩЕН В СЕРИЙНОЕ ПРОИЗВОДСТВО СЧЕТЧИК ЦЭ6803В В НОВЫХ КОРПУСАХ

В дополнение к хорошо зарекомендовавшему себя счетчику ЦЭ6803В в корпусе Р30, обеспечивающему крепление как на рейку, так и на плоскость с помощью переходной планки, Концерн приступил к выпуску специализированных корпусов: S33 — для установки в шкаф, R31 — для крепления на рейке ТН35.

Корпус S33 полностью соответствует международным стандартам и обеспечивает удобство монтажа за счет увеличения размеров крышки клеммной коробки.

Корпус R31 полностью соответствует стандартам для размещения счетчиков на рейку. Обеспечивает размещение в щитовом оборудовании наряду с любым видом коммутационного оборудования в соответствии с DIN-стандартами.

В новых корпусах использована новая конструкция токоотвода, повышающая надежность соединений проводников, а также новая колодка из негорючего материала, повышающая безопасность эксплуатации.

ОАО Концерн «ЭНЕРГОМЕРА»

АППАРАТНО-ПРОГРАММНЫЕ КОМПЛЕКСЫ УСПЕШНО ПРОШЛИ ИСПЫТАНИЯ

Аппаратно-программные комплексы успешно прошли испытания и с января 2007 года работают на дизельных энергоцентрах трех месторождений — Ачимовском (ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»), Холмистом и Чатылькинском (ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»). Впервые в России специалистам «Энерготех» удалось объединить штатные возможности панели управления ДГУ Cummins и аппаратно-программного комплекса собственной разработки. Решение позволяет вести контроль параметров работы и управление энергоцентром непосредственно на мониторе персонального компьютера автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора. «Разработанная нами система позволяет оператору видеть все характеристики в режиме реального времени и является основным источником информации для того, чтобы принять решение об изменении настроек или останова ДГУ, — говорит директор по производству «Энерготех» Жданов Станислав. — Отличительной особенностью системы также является то, что под контролем оператора находится не только ДГУ, но и низковольтная и высоковольтная части энергоцентра». Система мониторинга позволяет получать и обрабатывать сигналы до 15000 несвязанных друг с другом единиц оборудования разных производителей и имеющих различные протоколы обмена данными. В системе предусмотрена возможность вести мониторинг работы на двух и более удаленных АРМ. Обмен данными может проводиться по любым каналам связи, включая радиоканал и Интернет. Иными словами, наблюдение и управление можно вести даже находясь в тысячах километрах от энергоустановок! При обнаружении любой значащей неисправности система помимо визуализации на мониторе компьютера в виде мигающего сообщения подает звуковой сигнал. Находясь на АРМ, оператор может дать команду на включение/выключение или аварийную остановку двигателя. Работа в программе не требует специфических знаний от оператора, а удобный интерфейс уже получил одобрение эргономистов.

www.advis.ru

от 04.03.98 содержит не весь перечень применяемых средств индивидуальной защиты. Таким образом, при проверке этой графы следует руководствоваться упомянутой Номенклатурой и не требовать наличия сертификата на изделия, не включенные в Номенклатуру.

г) Посещение рабочих мест и беседы с работниками. Посетив рабочие места (в идеальном случае, — все, хотя на практике, как правило, выборочно), проверяющий может убедиться, применяют ли работники выданные им средства защиты, действительно ли выдаются все необходимые СИЗ, соответствуют ли они полу, размерам, нет ли задержек в выдаче, организованы ли ремонт и стирка, удовлетворяют ли работников качество СИЗ. Этот этап проверки следует проводить максимально деликатно, определяя, кто виноват в допущенных нарушениях: сами работники или администрация предприятия.

Типичными особенностями, выявляемыми на этой стадии, являются:

- неудовлетворенность работников внешним видом, размерами, ростом, соответствием полу спецодежды и обуви;
- низкое качество и быстрый износ изделий, которые не могут прослужить установленным нормами срок;
- жалобы на отсутствие ремонта и стирки спецодежды;
- отсутствие сменных компонентов спецодежды, необходимых на время нахождения основного комплекта в стирке (чистке);
- низкие защитные свойства изделий, например, отсутствие огнестойкости у костюмов электросварщиков.

На этом работу по первому этапу можно считать завершённой. Результаты оформляются в виде протокола, куда вносятся сведения по каждому аттестуемому рабочему месту. Выявленные недостатки описываются в заключительной части протокола. Здесь же приводятся предложения по улучшению обеспечения работников средствами индивидуальной защиты.

Нетрудно заметить, что описанный этап, которым часто ограничивается

работа, не дает ответа на очень важный вопрос: соответствуют ли защитные свойства выдаваемых работникам средств индивидуальной защиты условиям производственной среды и характеру трудовой деятельности. Выяснить это поможет второй этап оценки.

Для начала работы по этому этапу необходимо иметь протоколы исследований факторов производственной среды, протокол оценки травмоопасности и, естественно, протокол оценки обеспеченности средствами индивидуальной защиты. Следует провести сравнение свойств фактически выданных СИЗ условиям производственной среды, данные о которых имеются в протоколах. Это касается, в первую очередь, специальной защитной одежды. Поскольку в Типовых отраслевых нормах приводятся виды спецодежды без указания их защитных свойств, следует по документам и, при необходимости, визуально определить — может ли, например, выданный работнику хлопчатобумажный костюм защитить его от высоких концентраций токсичной пыли, обнаруженных на рабочем месте.

По анализу протокола оценки травмоопасности и непосредственно на рабочих местах следует определить, необходимо ли применение защитной каски, лицевого щитка, защитных очков, правильно ли они выбраны по своим защитным свойствам. Следует также определить, способны ли защитить работника от травм выданные средства защиты рук и ног.

Особое внимание необходимо уделить оценке соответствия условиям производственной среды выданных средств индивидуальной защиты органов дыхания: правильно ли подобраны марки противогазовых средств, достаточны ли их защитные свойства при обнаруженных концентрациях вредных веществ. Повторим, что оценка, проводимая по документам, во многих случаях, должна быть продолжена непосредственно на рабочих местах.



ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 31 августа 2006 г.

№ 530

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПРАВИЛ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ПЕРЕХОДНЫЙ ПЕРИОД РЕФОРМИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

В соответствии со статьей 6 Федерального закона «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике» и статьей 21 Федерального закона «Об электроэнергетике» Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые:

Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики (далее — Правила);

изменения, которые вносятся в постановления Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики.

2. Установить, что организации, отобранные по результатам первого очередного конкурса на право осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика, выполняют функции гарантирующего поставщика в каждой определенной в соответствии с Правилами зоне деятельности гарантирующего поставщика начиная с 1 января 2008 г. Первые очередные конкурсы на право осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика в зонах деятельности гарантирующих поставщиков проводятся в предусмотренные Правилами сроки с учетом требования настоящего пункта.

3. Установить, что при исполнении акционерными обществами энергетики и электрификации и иными коммерческими организациями, осуществляющими функции энергоснабжающих организаций, включая государственные (муниципальные) унитарные предприятия электроэнергетики, решений о реорганизации, о создании дочерних акционерных обществ по видам осуществляемой в области электроэнергетики деятельности или иных решений во исполнение статьи 6 Федерального закона «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике» приобретателям прав и обязанностей (правопреемникам указанных организаций) по всем договорам энергоснабжения и иным публичным договорам, заключенным и исполняемым этими организациями на момент завершения реализации указанных решений, должны передаваться до начала или одновременно с началом исполнения таких договоров сведения о потребителях,

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

включая граждан, энергоснабжение которых осуществляется без оформления договоров в письменной форме, а также документы, сведения и информационные ресурсы, обеспечивающие беспрепятственное продолжение исполнения договоров энергоснабжения и иных публичных договоров, сбор платы по этим договорам и функционирование системы контроля за потреблением электрической энергии.

4. Министерству промышленности и энергетики Российской Федерации:

- в 3-месячный срок утвердить правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и использования противоаварийной автоматики;

- в 3-месячный срок утвердить порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения);

- в 6-месячный срок утвердить по согласованию с Федеральной антимонопольной службой и Федеральной службой по тарифам правила проведения конкурсов на право осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика, включающие типовую конкурсную документацию;

- в 6-месячный срок утвердить по согласованию с Федеральной антимонопольной службой правила коммерческого учета электрической энергии на розничных рынках электрической энергии.

5. Федеральной службе по тарифам по согласованию с Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации и Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации в 4-месячный срок утвердить правила определения стоимости электрической энергии (мощности), поставляемой на розничном рынке по регулируемым ценам (тарифам), оплаты отклонений фактических объемов потребления от договорных, а также возмещения расходов в связи с изменением договорного объема потребления электрической энергии.

6. Рекомендовать органам государственной власти субъектов Российской Федерации в месячный срок определить уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации, осуществляющий предусмотренные Правилами функции по регулированию деятельности гарантирующих поставщиков.

7. Установить, что Порядок прекращения или ограничения подачи электрической и тепловой энергии и газа организациям-потребителям при неоплате поданных им (использованных ими) топливно-энергетических ресурсов, утвержденный Постановлением Правительства Российской Федерации от 5 января 1998 г. № 1 (Собрание законодательства Российской Федерации, 1998, № 2, ст. 262; № 29, ст. 3573), не применяется в отношении прекращения или ограничения подачи электрической энергии с даты вступления в силу настоящего Постановления.

8. Признать недействующим пункт 10 Постановления Совета Министров СССР от 30 июля 1988 г. № 929 «Об упорядочении системы экономических (имущественных) санкций, применяемых к предприятиям, объединениям и организациям» (СП СССР, 1988, № 28, ст. 77).

9. Признать утратившим силу Постановление Правительства Российской Федерации от 22 июня 1999 г. № 664 «Об ограничении или временном прекращении подачи электрической энергии (мощности) потребителям при возникновении или угрозе возникновения аварии в работе систем электроснабжения» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, № 27, ст. 3365).

10. Настоящее Постановление вступает в силу с даты его официального опубликования, за исключением раздела XI Правил.

Раздел XI Правил вступает в силу с 1 января 2008 г.

11. Установить, что положения пункта 130 Правил, определяющие порядок оплаты услуг по передаче электрической энергии, по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса снабжения электрической энергией потребителей, вступают в силу с 1 января 2007 г. До 1 января 2007 г. указанные услуги оплачиваются исходя из тарифов и договоров, действующих на дату вступления в силу настоящего Постановления.

Председатель Правительства
Российской Федерации

М. ФРАДКОВ

Утверждены
Постановлением Правительства
Российской Федерации
от 31 августа 2006 г. № 530

Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики

I. Общие положения

1. Настоящие Правила устанавливают правовые основы функционирования розничных рынков электрической энергии (далее — розничные рынки) в течение переходного периода реформирования электроэнергетики, а также определяют условия взаимодействия субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) (далее — оптовый рынок) и розничных рынков в целях обеспечения устойчивого функционирования электроэнергетики, качественного и надежного снабжения потребителей электрической энергией.

2. Для целей настоящих Правил используемые понятия означают следующее:

«покупатели электрической энергии» — потребители, гарантирующие поставщики, энергосбытовые организации, энергоснабжающие организации, исполнители коммунальных услуг и производители электрической энергии, приобретающие электрическую энергию на розничном рынке для собственных нужд и (или) в целях перепродажи (оказания коммунальных услуг), а также сетевые организации, приобретающие электрическую энергию для собственных нужд и для компенсации потерь электрической энергии в принадлежащих им на праве собственности или на ином законном основании электрических сетях;

«производитель (поставщик) электрической энергии» — собственник или иной законный владелец генерирующих объектов, осуществляющий производство электрической энергии (мощности) с целью ее продажи, либо иные юридические лица, являющиеся собственниками электрической энергии (мощности), производимой на генерирующих объектах, или обладающие правом осуществлять ее продажу;

«субъекты розничных рынков» — участники отношений по производству, передаче, купле-продаже и потреблению электрической энергии на розничных рынках, а также по оказанию услуг, неразрывно связанных с процессом снабжения электрической энергией потребителей;

«точка поставки на розничном рынке» — место в электрической сети, находящееся на границе балансовой принадлежности энергопринимающих устройств покупателя (продавца) электрической энергии либо лица, в интересах которого он приобретает (продает) электрическую энергию, и являющееся местом исполнения обязательства по поставке электрической энергии и (или) оказанию услуг, используемым для определения объема взаимных обязательств субъектов розничного рынка по договорам купли-продажи (поставки) электрической энергии, энергоснабжения, оказания услуг по передаче электрической энергии и услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса снабжения электрической энергией потребителей;

иные используемые понятия имеют значение, определенное Федеральным законом «Об электроэнергетике», иными федеральными законами и нормативными правовыми актами.

3. Субъектами розничных рынков являются:

- а) потребители электрической энергии (далее — потребители);
- б) гарантирующие поставщики;
- в) энергосбытовые организации;
- г) энергоснабжающие организации, осуществляющие продажу потребителям произведенной или купленной электрической энергии и совмещающие эту деятельность с деятельностью по передаче электрической энергии (далее — энергоснабжающие организации);
- д) исполнители коммунальных услуг, приобретающие электрическую энергию в целях оказания гражданам коммунальных услуг;
- е) сетевые организации и иные владельцы объектов электросетевого хозяйства;
- ж) производители (поставщики) электрической энергии, продажа которой не осуществляется на оптовом рынке;
- з) системный оператор и иные субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

4. Продажа электрической энергии (мощности) на розничных рынках по регулируемым ценам (тарифам) осуществляется в объемах, соответствующих определяемым в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода и разделом X настоящих Правил объемам покупки электрической энергии (мощности) по регулируемым ценам (тарифам) гарантирующими поставщиками, энергоснабжающими организациями и энергосбытовыми организациями, поставляющими электрическую энергию, в том числе для снабжения граждан-потребителей, использующих электрическую энергию для бытового потребления (далее — граждане-потребители).

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Продажа остальных объемов электрической энергии (мощности) на территориях субъектов Российской Федерации, включенных в ценовые зоны оптового рынка, осуществляется по нерегулируемым ценам в порядке, установленном настоящими Правилами.

5. Гарантирующие поставщики осуществляют поставку электрической энергии покупателям электрической энергии на территории своей зоны деятельности по публичным договорам энергоснабжения или купли-продажи (поставки) электрической энергии.

6. В соответствии с договором энергоснабжения гарантирующий поставщик обязуется осуществлять продажу электрической энергии, самостоятельно или через привлеченных третьих лиц оказывать услуги по передаче электрической энергии и иные услуги, неразрывно связанные с процессом снабжения электрической энергией потребителей, а покупатель обязуется оплачивать приобретаемую электрическую энергию и оказанные услуги. Договоры энергоснабжения заключаются на одинаковых условиях с лицами, энергопринимающие устройства которых присоединены к электрическим сетям энергоснабжающей организации (гарантирующего поставщика), и с лицами, энергопринимающие устройства которых присоединены к электрическим сетям сетевых организаций и иных владельцев объектов электросетевого хозяйства. Услуги по передаче электрической энергии по договору энергоснабжения оказываются в соответствии с правилами, установленными законодательством Российской Федерации в отношении договора оказания (об оказании) услуг по передаче электрической энергии (далее — договор оказания услуг по передаче электрической энергии).

Для надлежащего исполнения договоров энергоснабжения гарантирующий поставщик урегулирует в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, отношения, связанные с оперативно-диспетчерским управлением в отношении точек поставки на розничном рынке обслуживаемых этим гарантирующим поставщиком покупателей электрической энергии, а также урегулирует отношения, связанные с передачей электрической энергии, путем заключения договоров оказания услуг по передаче электрической энергии с сетевыми организациями, к электрическим сетям которых присоединены соответствующие энергопринимающие устройства. В случае если оперативно-диспетчерское управление и (или) передача электрической энергии в отношении точек поставки на розничном рынке обслуживаемого гарантирующим поставщиком покупателя электрической энергии осуществляются на основании договоров, заключенных гарантирующим поставщиком на дату вступления в силу настоящих Правил, соответствующие отношения в интересах данного покупателя электрической энергии считаются урегулированными. Представление в соответствии с договорами энергоснабжения гарантирующим поставщиком интересов обслуживаемых им покупателей электрической энергии в отношениях с территориальными сетевыми организациями, иными собственниками (владельцами) объектов электросетевого хозяйства и с системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе) не требует специальных полномочий.

7. По договору купли-продажи (поставки) электрической энергии между гарантирующим поставщиком и покупателем электрической энергии гарантирующий поставщик обязуется отпустить (поставить) электрическую энергию покупателю, а покупатель обязуется оплатить полученную электрическую энергию. При этом в указанном договоре не урегулируются отношения, связанные с оперативно-диспетчерским управлением и передачей электрической энергии в отношении точек поставки на розничном рынке покупателя электрической энергии.

По желанию покупателя электрической энергии в договоре купли-продажи (поставки) электрической энергии, в соответствии с которым он самостоятельно урегулирует отношения, связанные с оперативно-диспетчерским управлением и передачей электрической энергии в отношении его точек поставки на розничном рынке, может быть предусмотрено, что данные отношения до заключения покупателем электрической энергии соответствующих договоров регулируются в рамках договоров, заключенных гарантирующим поставщиком.

По желанию покупателя электрической энергии в договоре купли-продажи (поставки) электрической энергии может быть предусмотрена обязанность гарантирующего поставщика урегулировать отношения, связанные с оперативно-диспетчерским управлением в отношении точек поставки на розничном рынке покупателя. Положения настоящих Правил применяются к отношениям по такому договору, если иное не вытекает из существа обязательства.

8. Энергосбытовые (энергоснабжающие) организации свободны в заключении договоров, обеспечивающих снабжение потребителей электрической энергией, в соответствии с законодательством Российской Федерации.

9. Настоящие Правила в части регулирования отношений между производителями (поставщиками) электрической энергии, энергосбытовыми организациями, сетевыми организациями и потребителями при осуществлении производства, продажи электрической энергии и оказания услуг по передаче электрической энергии применяются к организациям, совмещающим деятельность по производству, продаже электрической энергии и предоставлению услуг по передаче электрической энергии (включая энергоснабжающие организации).

В случае совмещения коммерческой организацией деятельности в качестве гарантирующего поставщика с иными видами деятельности указанная организация обязана обеспечить отдельный учет доходов и расходов по каждому из видов деятельности, которые она осуществляет.

10. Взаимодействие покупателей электрической энергии, гарантирующих поставщиков и производителей (поставщиков) электрической энергии — субъектов розничных рынков с сетевыми организациями, в том числе в части присоединения соответствующих энергопринимающих устройств (энергетических установок) к объектам электросетевого хозяйства

сетевых организаций, осуществляется в соответствии с нормативными правовыми актами, устанавливающими правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и порядок технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрической сети.

11. Обязательным условием оказания услуг по передаче электрической энергии является наличие заключенного покупателем и продавцом электрической энергии договора купли-продажи (поставки) электрической энергии. Гарантирующий поставщик, энергосбытовая организация и потребитель, энергопринимающие устройства которого присоединены к электрическим сетям соответствующей сетевой организации, представляют сетевой организации для осуществления ею контроля за выполнением указанного условия следующие сведения:

- наименование покупателя электрической энергии, передаваемой с использованием электрических сетей данной сетевой организации, — юридического лица (фамилия, имя и отчество физического лица), место нахождения юридического лица (место жительства физического лица), его точки поставки на розничном рынке, платежные реквизиты;
- сведения о заключении, об изменении и о расторжении договора, на основании которого обеспечивается снабжение электрической энергией указанного покупателя, а также основные условия этого договора, позволяющие определить объем и режим подачи электрической энергии.

Сетевые организации проверяют достоверность представленных в соответствии с настоящим пунктом сведений.

12. В целях обеспечения надлежащего исполнения принятых субъектами розничных рынков обязательств сетевые организации осуществляют коммерческий учет электрической энергии и контролируют его осуществление иными субъектами розничных рынков в порядке, установленном настоящими Правилами.

13. В случае расположения зоны деятельности гарантирующего поставщика на территории более одного субъекта Российской Федерации предусмотренные настоящими Правилами функции уполномоченного органа исполнительной власти субъекта РФ по регулированию деятельности гарантирующих поставщиков на территории указанной зоны могут осуществляться органами исполнительной власти соответствующих субъектов РФ совместно при условии заключения ими соответствующего соглашения, копия которого представляется в федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов не позднее 10 дней с даты его заключения. О прекращении действия соглашения и наличии иных обстоятельств, не позволяющих определить порядок осуществления функций уполномоченного органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации по регулированию деятельности гарантирующих поставщиков, органы исполнительной власти указанных субъектов Российской Федерации уведомляют федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов не позднее 10 дней с даты возникновения соответствующих обстоятельств.

В случае если указанное соглашение не заключено за 30 дней до даты, когда должен быть объявлен первый конкурс на право осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика, или в течение 2 месяцев с даты, когда федеральному органу исполнительной власти в области регулирования тарифов стало известно о прекращении действия соглашения или об иных обстоятельствах, не позволяющих определить порядок осуществления функций уполномоченного органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации по регулированию деятельности гарантирующих поставщиков, уполномоченный орган, осуществляющий эти функции, определяется федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов.

14. Расходы на оплату электрической энергии, поставляемой гарантирующими поставщиками покупателям электрической энергии, полностью или частично финансируемым за счет средств федерального бюджета, бюджетов субъектов Российской Федерации или местных бюджетов, ежегодно предусматриваются в необходимом объеме при формировании проектов соответствующих бюджетов в порядке, установленном бюджетным законодательством Российской Федерации.

15. Уведомления уполномоченных органов государственной власти и субъектов розничных рынков, предусмотренные настоящими Правилами, направляются заказным почтовым отправлением с уведомлением о вручении, если иное не установлено соглашением сторон.

II. Порядок присвоения статуса гарантирующего поставщика

16. Статус гарантирующего поставщика присваивается по результатам открытого конкурса (далее — конкурс), который проводится один раз в 3 года (далее — очередной конкурс) или при возникновении предусмотренных настоящими Правилами оснований, обуславливающих возможность смены гарантирующего поставщика до истечения 3-летнего периода с даты присвоения статуса гарантирующего поставщика лицу, отобранному по результатам предыдущего конкурса (далее — внеочередной конкурс).

В отношении зон деятельности гарантирующих поставщиков, статус которым присвоен в соответствии с подпунктом «г» пункта 36 настоящих Правил, конкурсы не проводятся.

17. Конкурс организуется уполномоченным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации, на территории которого расположена зона деятельности гарантирующего поставщика, на право осуществления функций которого проводится конкурс, или федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в установленных пунктом 23 настоящих Правил случаях (далее — организатор конкурса).

18. В целях проведения конкурса организатор конкурса создает конкурсную комиссию, которая утверждает условия конкурса и определяет его результаты в соответствии с настоящими Правилами и правилами проведения конкурсов,

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса. Решение конкурсной комиссии о победителе конкурса или о присвоении статуса гарантирующего поставщика единственному участнику конкурса утверждается организатором конкурса.

19. Конкурсная комиссия состоит не менее чем из 5 человек, в ее состав включаются:

- а) представители организатора конкурса;
- б) представители федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов и федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса, — при наличии соответствующих предложений;
- в) представители органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (по одному представителю от органов исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов каждого субъекта Российской Федерации — в случае расположения зоны деятельности гарантирующего поставщика на территории более чем одного субъекта Российской Федерации);
- г) представители федерального антимонопольного органа (с правом совещательного голоса);
- д) представители общественных объединений по защите прав потребителей (с правом совещательного голоса) — при наличии соответствующих предложений.

20. Решение о проведении очередного конкурса принимается не позднее чем за 200 дней до окончания 3-летнего периода функционирования гарантирующего поставщика. Очередной конкурс проводится не ранее 45 дней и не позднее 90 дней с даты принятия указанного решения.

21. Извещение о проведении конкурса подлежит опубликованию организатором конкурса в течение 10 дней с даты принятия решения о его проведении в средствах массовой информации, в которых публикуются правовые акты органов государственной власти соответствующего субъекта Российской Федерации, а также в сети Интернет.

22. В случае признания очередного конкурса несостоявшимся следующий конкурс проводится через каждые 3 месяца с даты проведения конкурса, признанного несостоявшимся, вплоть до определения победителя конкурса или присвоения в соответствии с пунктом 26 настоящих Правил статуса гарантирующего поставщика единственному участнику конкурса.

23. В случае если на дату принятия решения о проведении конкурса у покупателей электрической энергии, полностью или частично финансируемых за счет средств бюджета Российской Федерации, бюджетов субъектов Российской Федерации или местных бюджетов, имеется перед гарантирующим поставщиком задолженность, размер которой превышает сумму денежных обязательств за 2 расчетных периода, или если в отношении гарантирующего поставщика не исполняются обязательства по компенсации за счет средств соответствующих бюджетов льгот и субсидий, предоставленных потребителям в соответствии с законодательством Российской Федерации, решение о проведении конкурса в установленные сроки или о переносе сроков проведения конкурса (не более чем на 1 год) принимается федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов по собственной инициативе либо на основании обращения уполномоченного органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации.

В случае если уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в течение 30 дней с даты принятия решения о проведении конкурса не организует его проведение, организацию конкурса осуществляет федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов в течение 35 дней по истечении указанного срока.

24. Организатор конкурса предоставляет конкурсную документацию любому заинтересованному лицу по его письменному запросу. Плата за предоставление конкурсной документации не должна превышать расходы организатора конкурса на изготовление копий указанной документации и доставку ее заинтересованным лицам.

25. Участником конкурса может быть любая коммерческая организация независимо от формы собственности и осуществляемых ею на розничных рынках функций, удовлетворяющая следующим требованиям:

а) организация обеспечивает условия обслуживания покупателей электрической энергии, соответствующие определенным в конкурсной документации условиям, касающимся в том числе наличия обособленных подразделений для обслуживания покупателей электрической энергии (заключение договоров, осуществление расчетов и т.д.) или заключения с лицами, имеющими такие подразделения, договоров об обеспечении представления интересов данной организации на всей территории зоны деятельности гарантирующего поставщика. При этом количество соответствующих подразделений должно быть достаточным для реализации покупателями своих обязанностей по оплате потребленной электрической энергии. Определенные в конкурсной документации условия обслуживания покупателей электрической энергии не могут быть менее благоприятными, чем условия обслуживания покупателей электрической энергии организацией, осуществляющей функции гарантирующего поставщика в текущий период;

б) организация имеет лицензию на осуществление деятельности по продаже электрической энергии гражданам;

в) собственный капитал организации составляет не менее 5 процентов среднемесячной стоимости электрической энергии (мощности), приобретаемой на розничном рынке у гарантирующего поставщика, но не менее размера собственного капитала, установленного в качестве требования (условия) для получения лицензии на осуществление деятельности по продаже электрической энергии гражданам, или заключен договор банковской гарантии либо договор страхования

предпринимательских рисков указанной организации на весь срок выполнения функций гарантирующего поставщика с суммой покрытия, аналогичной указанному размеру собственного капитала;

г) на дату подачи конкурсной заявки отсутствует неурегулированная задолженность перед участниками оптового рынка либо перед субъектами розничного рынка в размере, превышающем сумму денежных обязательств за 2 периода платежа по соответствующим договорам.

26. В целях определения победителя конкурса конкурсная комиссия сравнивает конкурсные заявки исходя из критерия минимизации необходимой для осуществления функций гарантирующего поставщика валовой выручки, указанной в конкурсной заявке участником конкурса, с рассчитанной в соответствии пунктом 28 настоящих Правил экономически обоснованной величиной необходимой валовой выручки, а также из иных критериев, предусмотренных конкурсной документацией. Из представленных на конкурс и соответствующих условиям конкурса заявок предпочтение отдается заявке с наименьшей величиной необходимой валовой выручки. В случае если на конкурс представлено несколько конкурсных заявок, содержащих наименьшую величину необходимой валовой выручки, предпочтение отдается заявке, предусматривающей более благоприятные условия обслуживания потребителей по сравнению с другими представленными заявками.

В случае если в конкурсе участвовал только один участник, его конкурсная заявка соответствует условиям конкурса и содержит величину необходимой валовой выручки не выше рассчитанной в соответствии с пунктом 28 настоящих Правил экономически обоснованной величины необходимой валовой выручки, статус гарантирующего поставщика присваивается такому участнику.

27. Гарантирующий поставщик участвует в очередном конкурсе на равных с иными участниками конкурса условиях.

В конкурсной заявке гарантирующего поставщика указываются условия осуществления его деятельности в текущем периоде, в том числе величина необходимой валовой выручки, на основании которой рассчитан размер его сбытовой надбавки (если он согласен продолжать свою деятельность на тех же условиях), или иные предложения гарантирующего поставщика, соответствующие условиям конкурса.

28. В случае если гарантирующий поставщик отказывается от продолжения своей деятельности на условиях ее осуществления в текущем периоде, в случае если условиями очередного конкурса предусматриваются новые условия обслуживания потребителей или в случае если проводится внеочередной конкурс, величина необходимой валовой выручки, с которой сравниваются конкурсные заявки участников конкурса, рассчитывается в установленном порядке органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов соответствующего субъекта Российской Федерации исходя из размера экономически обоснованных расходов гарантирующего поставщика на осуществление деятельности на текущих или на новых условиях соответственно.

29. Конкурс признается несостоявшимся, если:

а) ни одна из поданных заявок не удовлетворяет условиям конкурса;

б) в соответствии с пунктом 26 настоящих Правил конкурс не выявил победителя (ни одним из участников не предложена величина необходимой валовой выручки меньше величины, рассчитанной в соответствии с пунктом 28 настоящих Правил, или заявки, содержащие наименьшую величину необходимой валовой выручки, предусматривают равные условия обслуживания покупателей электрической энергии) и статус гарантирующего поставщика не присвоен единственному участнику конкурса.

30. Заявка признается не удовлетворяющей условиям конкурса, если:

а) заявка подана организацией, которая не соответствует требованиям, предъявляемым к участникам конкурса;

б) не представлены документы, подтверждающие выполнение участником конкурса предъявляемых к нему требований;

в) заявка не содержит предложения в части необходимой валовой выручки и указанных в конкурсной документации условий обслуживания потребителей, на основании которых конкурсная комиссия определяет победителя конкурса.

31. В случае признания очередного конкурса несостоявшимся статус гарантирующего поставщика до присвоения этого статуса в установленном порядке другой организации сохраняется. При этом в отношении гарантирующего поставщика применяется прежняя сбытовая надбавка (с учетом ее индексации), за исключением предусмотренных пунктом 28 настоящих Правил случаев, при которых применяется сбытовая надбавка, рассчитанная органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов исходя из соответствующей величины необходимой валовой выручки.

32. Решение конкурсной комиссии о признании организации победителем конкурса или о присвоении статуса гарантирующего поставщика единственному участнику конкурса объявляется не позднее 10 дней с даты проведения конкурса. В решении конкурсной комиссии указывается дата присвоения статуса гарантирующего поставщика победителю очередного конкурса или единственному его участнику, соответствующая началу очередного периода регулирования тарифов, с которой он начинает выполнять функции гарантирующего поставщика.

33. Условиями конкурса определяется, что организация, которой по результатам конкурса присваивается статус гарантирующего поставщика, в течение 3 лет (в случае признания следующего очередного конкурса несостоявшимся — до определения другой организации, которой статус гарантирующего поставщика присваивается по результатам конкурса), осуществляет функции гарантирующего поставщика и принимает на себя следующие обязательства:

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

а) подать документы на получение статуса субъекта оптового рынка не позднее чем за 100 дней до определенной конкурсной комиссией даты присвоения указанной организации статуса гарантирующего поставщика (не позднее 10 дней с даты объявления результатов внеочередного конкурса), если победитель конкурса не является участником оптового рынка;

б) в случае присвоения статуса гарантирующего поставщика по результатам очередного конкурса получить право на участие в торговле электрической энергией (мощностью) по группе точек поставки, соответствующей зоне деятельности гарантирующего поставщика, не позднее определенной конкурсной комиссией даты присвоения указанной организации статуса гарантирующего поставщика;

в) в случае присвоения статуса гарантирующего поставщика по результатам внеочередного конкурса или присвоения этого статуса территориальной сетевой организации заключить с организацией, утратившей статус гарантирующего поставщика и обладающей правом на участие в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке, договор купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) с даты присвоения статуса гарантирующего поставщика до даты получения гарантирующим поставщиком права на участие в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке по соответствующей группе точек поставки;

г) обеспечивать выполнение условий обслуживания покупателей электрической энергии, принятых в соответствии с условиями конкурса и конкурсной заявкой;

д) не допускать ухудшения своего финансового состояния по сравнению с контрольными показателями финансового состояния согласно приложению № 1;

е) не допускать снижения размера собственного капитала более чем на 20 процентов величины, указанной в конкурсной заявке, или надлежащим образом исполнять договор банковской гарантии либо страхования предпринимательских рисков гарантирующего поставщика;

ж) осуществлять деятельность в качестве гарантирующего поставщика за вознаграждение, равное бытовой надбавке, определяемой в соответствии с настоящими Правилами и Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации;

з) осуществлять информационное взаимодействие с системным оператором и администратором торговой системы оптового рынка с использованием соответствующей требованиям оптового рынка системы связи в порядке, определенном соответствующими договорами, в течение срока осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика;

и) надлежащим образом исполнять обязательства перед поставщиками электрической энергии на оптовом и розничных рынках, сетевыми организациями, системным оператором, администратором торговой системы оптового рынка, не допускать просрочки оплаты приобретаемой им электрической энергии и (или) оказываемых услуг;

к) оплатить расходы на организацию и проведение внеочередного конкурса в размере, определенном конкурсной комиссией, в случае отказа от дальнейшего осуществления функций гарантирующего поставщика, ликвидации организации или прекращения ею деятельности по купле-продаже электрической энергии в течение 3 лет с даты присвоения статуса гарантирующего поставщика;

л) обеспечить соблюдение иных требований законодательства об электроэнергетике.

34. Подпункты «а», «б», «в» и «з» пункта 33 настоящих Правил не применяются в случае проведения конкурсов на территориях технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем.

35. Гарантирующий поставщик в течение срока осуществления своей деятельности при соблюдении установленных настоящими Правилами условий и принятых на себя обязательств может отказаться от осуществления своих функций.

В случае отказа организации от осуществления функций гарантирующего поставщика (за исключением отказа в соответствии с пунктом 38 настоящих Правил) расходы на организацию и проведение внеочередного конкурса в определяемом в конкурсной документации размере возмещаются за счет указанной организации. При этом такая организация продолжает осуществлять деятельность в качестве гарантирующего поставщика до присвоения статуса гарантирующего поставщика в соответствующей зоне деятельности другой организации по результатам внеочередного конкурса либо территориальной сетевой организации, если такой конкурс будет признан несостоявшимся.

36. До определения победителя первого конкурса гарантирующими поставщиками на территории соответствующего субъекта (субъектов) Российской Федерации с даты вступления в силу настоящих Правил являются:

а) акционерные общества энергетики и электрификации и (или) энергосбытовые организации, созданные в результате реорганизации акционерных обществ энергетики и электрификации и являющиеся правопреемниками таких акционерных обществ по договорам энергоснабжения или приобретенные права и обязанности по указанным договорам в результате реализации иных мер, обеспечивающих выполнение требований статьи 6 Федерального закона «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты РФ и признании утратившими силу некоторых законодательных актов РФ в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике»;

б) энергоснабжающие организации, которые на дату вступления в силу настоящих Правил осуществляют поставку электрической энергии в объеме не менее 50 млн кВт·ч в год для снабжения граждан-потребителей и (или) финансируемых за счет средств бюджетов различных уровней потребителей, энергопринимающие устройства которых присоединены к принадлежащим таким организациям на праве собственности или на ином законном основании электрическим сетям,

либо энергосбытовые организации, которые в порядке правопреемства или на ином законном основании приобретают (приобрели) права и обязанности таких энергоснабжающих организаций по договорам энергоснабжения;

в) энергосбытовые организации, принимающие (принявшие) на себя на основании соглашения с единым хозяйствующим субъектом на железнодорожном транспорте обязательства по снабжению электрической энергией потребителей (юридических и физических лиц), энергопринимающие устройства которых технологически присоединены к электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании указанному единому хозяйствующему субъекту;

г) хозяйствующие субъекты, эксплуатирующие объекты электросетевого хозяйства или генерирующие объекты, технологически не связанные с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, если потребители, энергопринимающие устройства которых присоединены к таким объектам, не имеют договоров энергоснабжения (договоров купли-продажи (поставки) электрической энергии) с организациями, соответствующими указанным в подпунктах «а», «б» и «в» настоящего пункта требованиям. В случае смены организации, осуществляющей эксплуатацию соответствующих объектов электросетевого хозяйства или генерирующих объектов, статус гарантирующего поставщика присваивается соответствующей организации.

37. Организации, указанные в пункте 36 настоящих Правил, в течение установленного срока осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика выполняют требования, предусмотренные подпунктами «д», «ж» — «л» пункта 33 настоящих Правил.

Требования к размеру собственного капитала, определяемые пунктом 25 настоящих Правил, выполняются такими организациями не позднее одного года с даты вступления в силу настоящих Правил.

38. Организации, указанные в подпунктах «б» и «в» пункта 36 настоящих Правил, за исключением действующих на территории технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, в течение одного месяца с даты вступления в силу настоящих Правил вправе отказаться от статуса гарантирующего поставщика в установленном настоящими Правилами порядке.

39. Организация из числа указанных в подпунктах «б» и «в» пункта 36 настоящих Правил, в том числе не включенная в сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) по соответствующему субъекту Российской Федерации, направляет в течение одного месяца с даты вступления в силу настоящих Правил в уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации (в случае если такой орган не определен — в орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов) заказным почтовым отправлением с уведомлением о вручении заявление о приобретении статуса гарантирующего поставщика по форме согласно приложению № 2 (об отказе от такого статуса — по форме согласно приложению № 3).

К заявлению о приобретении статуса гарантирующего поставщика прилагаются акты сверки взаиморасчетов с организациями, осуществляющими поставку электрической энергии и оказание услуг по передаче электрической энергии на розничном рынке, подписанные руководителями или иными уполномоченными лицами указанных организаций, а также решения суда, подтверждающие отсутствие задолженности по оплате электрической энергии и услуг, или соглашения об урегулировании такой задолженности.

В случае присвоения статуса гарантирующего поставщика организации, не включенной в сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) по соответствующему субъекту Российской Федерации на текущий период регулирования, орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов вносит в федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов предложения о внесении изменений в указанный сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) по соответствующему субъекту Российской Федерации.

40. В случае если статус гарантирующего поставщика присвоен в соответствии с подпунктом «б» или «в» пункта 36 настоящих Правил организации, не являющейся на дату присвоения такого статуса субъектом оптового рынка в отношении соответствующих групп точек поставки (за исключением случаев, когда такая организация осуществляет функции гарантирующего поставщика на территории технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем либо на территории Амурской области, Приморского края, Хабаровского края, Южно-Якутского района Республики Саха (Якутия)), эта организация обязана получить статус субъекта оптового рынка, а также выполнить установленные законодательством Российской Федерации условия, обеспечивающие ее допуск к торговой системе оптового рынка, не позднее 1 января 2008 г. В противном случае она лишается статуса гарантирующего поставщика в соответствующей зоне деятельности.

В случае если на основании актов сверки взаиморасчетов, направленных в соответствии с пунктом 39 настоящих Правил либо представленных организациями, осуществляющими поставку электрической энергии или оказание услуг по передаче электрической энергии соответствующему гарантирующему поставщику на розничном рынке до получения им допуска к торговой системе оптового рынка, уполномоченным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации или органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов выявлена неурегулированная задолженность за 2 и более расчетных периода, а также если такая задолженность подтверждена вступившим в законную силу решением суда, указанная в абзаце первом настоящего пункта организация лишается статуса гарантирующего поставщика.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

41. Указанная в пункте 40 настоящих Правил организация не может быть лишена статуса гарантирующего поставщика, если будет доказано, что статус субъекта оптового рынка не получен такой организацией и (или) ею не выполнены условия, обеспечивающие допуск к торговой системе оптового рынка, в результате нарушения органами или организациями, на основании решений которых предоставляется такой статус или выполняются соответствующие условия, установленно порядка предоставления статуса субъекта оптового рынка и допуска к торговой системе оптового рынка.

При отказе организации от статуса гарантирующего поставщика в соответствии с пунктом 38 настоящих Правил или лишении организации статуса гарантирующего поставщика по указанным в пункте 40 настоящих Правил основаниям такая организация снабжает потребителей электрической энергией на условиях публичных договоров энергоснабжения (договоров купли-продажи (поставки) электрической энергии), заключенных до отказа от статуса или лишения статуса гарантирующего поставщика, в течение не менее 3 месяцев с момента наступления указанных обстоятельств.

При этом такая организация лишается статуса гарантирующего поставщика с даты вступления в силу решения уполномоченного органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации о включении соответствующей территории в зону деятельности гарантирующего поставщика, назначенного в соответствии с подпунктом «а» пункта 36 настоящих Правил.

42. В случае реорганизации гарантирующего поставщика или передачи им соответствующих прав и обязанностей на ином законном основании другой организации на период до смены гарантирующего поставщика по результатам конкурса статус гарантирующего поставщика присваивается организации, которой переданы обязательства реорганизованного (реформированного) гарантирующего поставщика по всем заключенным на момент реорганизации (передачи прав и обязанностей) договорам энергоснабжения (договорам купли-продажи (поставки) электрической энергии) на территории соответствующего субъекта Российской Федерации. В случае если в результате реорганизации (передачи прав и обязанностей) возникает 2 и более исполнителя по указанным договорам энергоснабжения (договорам купли-продажи (поставки) электрической энергии), организация, которой в соответствующей зоне присваивается статус гарантирующего поставщика, определяется уполномоченным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации на основании заявления гарантирующего поставщика с учетом соответствия такой организации требованиям, предусмотренным пунктом 25 настоящих Правил.

В указанных случаях гарантирующий поставщик или организация, принимающая на себя обязательства по заключенным договорам, не позднее чем за один месяц до завершения реорганизации (передачи прав и обязанностей по заключенным на момент реформирования договорам) обращается в уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации с заявлением по форме согласно приложению № 4 с приложением документов, подтверждающих переход прав и обязанностей.

43. Гарантирующий поставщик представляет не позднее 10 дней с даты, установленной для подачи отчетности в налоговые органы, в уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации квартальную и годовую бухгалтерскую отчетность (с отметкой налогового органа) и справки с расчетом показателей своего финансового состояния в соответствии с приложением № 1 к настоящим Правилам. Указанные документы должны быть заверены подписью руководителя и печатью гарантирующего поставщика.

Достоверность данных годовой бухгалтерской и налоговой отчетности подтверждается в заключении аудиторской проверки, представляемом не позднее 1 июня года, следующего за отчетным.

В целях осуществления контроля за деятельностью гарантирующих поставщиков в части обеспечения надежного энергоснабжения потребителей уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации сопоставляет представленные показатели финансового состояния гарантирующих поставщиков с контрольными показателями, предусмотренными приложением № 1 к настоящим Правилам.

При проведении плановых и внеплановых проверок уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации контролирует исполнение иных обязательств, принятых на себя гарантирующими поставщиками в соответствии с пунктом 33 настоящих Правил, и соблюдение гарантирующими поставщиками порядка представления отчетности.

44. В случае выявления отклонения в сторону ухудшения значения одного из показателей финансового состояния гарантирующего поставщика от предусмотренных приложением № 1 к настоящим Правилам контрольных показателей уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации направляет гарантирующему поставщику уведомление о возможной смене организации, осуществляющей функции гарантирующего поставщика, если показатели финансового состояния не будут восстановлены до истечения квартала, в котором были выявлены соответствующие отклонения, но не ранее 30 дней с даты получения уведомления.

В случае выявления нарушения гарантирующим поставщиком иных обязательств, принятых в соответствии с пунктом 33 настоящих Правил, уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации направляет гарантирующему поставщику уведомление о необходимости устранения выявленных нарушений в указанный в уведомлении срок, который не может составлять менее 15 дней с даты получения уведомления, а также в федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов — уведомление о необходимости проведения внеочередного конкурса с приложением обосновывающих документов.

45. Федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов в 15-дневный срок с даты получения указанного в пункте 44 настоящих Правил уведомления согласовывает либо отклоняет решение о проведении внеочередного конкурса и направляет в уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации соответствующее уведомление (с указанием причин в случае отклонения).

46. Основаниями для проведения внеочередного конкурса являются:

а) согласование федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов решения о проведении внеочередного конкурса в связи с выявлением нарушения гарантирующим поставщиком обязательств, принятых в соответствии с пунктом 33 настоящих Правил;

б) принятие администратором торговой системы оптового рынка мер по лишению гарантирующего поставщика права на участие в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке, о чем администратор торговой системы оптового рынка уведомляет уполномоченный орган исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации в течение 8 рабочих дней с даты выявления оснований для лишения гарантирующего поставщика такого права;

в) принятие решения о ликвидации гарантирующего поставщика, о чем уполномоченный орган управления гарантирующего поставщика уведомляет уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в течение 5 рабочих дней с даты принятия решения;

г) вынесение арбитражным судом определения о принятии заявления о признании гарантирующего поставщика банкротом, о чем уполномоченный орган управления гарантирующего поставщика уведомляет уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в течение 5 рабочих дней с даты вынесения соответствующего определения;

д) отказ гарантирующего поставщика от осуществления соответствующих функций (за исключением отказа в соответствии с пунктом 38 настоящих Правил);

е) основания, указанные в пункте 51 настоящих Правил.

47. Внеочередной конкурс организуется и проводится в порядке, установленном для проведения очередных конкурсов, если настоящими Правилами не предусмотрено иное. Организатор конкурса объявляет о проведении внеочередного конкурса в течение 5 рабочих дней с даты, когда ему стало известно о возникновении оснований, предусмотренных пунктом 46 настоящих Правил, и не ранее 15 дней, но не позднее 45 дней с даты объявления проведения внеочередного конкурса. Срок проведения внеочередного конкурса может быть продлен при отсутствии конкурсных заявок, но не более чем на 30 дней.

Уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации уведомляет территориальную сетевую организацию, на которую в соответствии с пунктом 51 настоящих Правил может быть возложено исполнение функций гарантирующего поставщика, о возникновении указанных оснований и о возможной дате присвоения данной территориальной сетевой организации статуса гарантирующего поставщика в течение 5 рабочих дней с даты возникновения этих оснований.

48. Условия внеочередного конкурса включают в себя положение о присвоении статуса гарантирующего поставщика в случае наступления одного из предусмотренных настоящим пунктом обстоятельств с даты, которая указана организатором конкурса при опубликовании решения о присвоении статуса гарантирующего поставщика победителю внеочередного конкурса или единственному его участнику и которая не может быть позднее:

а) 15 дней с даты выявления факта неустранения в установленный срок нарушения обязательств, принятых гарантирующим поставщиком в соответствии с пунктом 33 настоящих Правил;

б) даты внесения в Единый государственный реестр юридических лиц записи о ликвидации соответствующего юридического лица;

в) 5 рабочих дней с даты, когда организатору конкурса стало известно о признании гарантирующего поставщика банкротом;

г) 5 рабочих дней с даты определения результатов конкурса, проведенного в связи с отказом гарантирующего поставщика от дальнейшего осуществления соответствующих функций, лишением гарантирующего поставщика статуса субъекта оптового рынка;

д) 5 рабочих дней с даты, когда организатору конкурса стало известно о неисполнении гарантирующим поставщиком обязательств по оплате электрической энергии на розничном рынке или оплате услуг по передаче электрической энергии и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса снабжения электрической энергией потребителей, если такое неисполнение повлекло за собой возникновение задолженности, суммарно превышающей размер денежных обязательств за 2 расчетных периода, предусмотренных соответствующими договорами, за исключением задолженности, по которой с кредитором достигнуто соглашение о порядке урегулирования денежных обязательств;

е) даты вступления в силу решения об аннулировании или о приостановлении действия лицензии гарантирующего поставщика на осуществление деятельности по продаже электрической энергии гражданам, о котором лицензиат уведомляет уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации не позднее чем за 10 дней до даты вступления его в силу.

Продолжение в следующем номере

РАСЦЕНКИ НА РАЗМЕЩЕНИЕ РЕКЛАМЫ В ЖУРНАЛАХ НП ИД «ПАНОРАМА»

Формат	Размеры, мм	Стоимость, цвет	Стоимость, ч/б
2-я обложка	205x285 — обрезной	30 000	—
3-я обложка		25 000	—
4-я обложка	210x295 — дообрезной	35 000	—
Полоса		20 000	10 000
1/2	102x285/205x142	12 000	6000
1/3	68x285/205x95	8000	4000
1/4	102x142/205x71	6000	3000
1/8	51x142 /102x71	3000	1500
1/16	51x71	1400	700

Все цены указаны в рублях, НДС не облагается (упрощенная система налогообложения).

СКИДКИ:

- за кратность публикаций — 2—3 (5%), 4—6 (10%), 7—9 (15%), 10 и более (20%)
- рекламным агентствам — 15%.

УСЛОВИЯ ОПЛАТЫ И РАЗМЕЩЕНИЯ:

- предоплата 100%;
- макет должен соответствовать техническим требованиям, применяемым для публикации материалов в журналах ИД «Панорама».

ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ.

Ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на журнал		82717	
(наименование издания)		Индекс издания	
Главный энергетик		Количество комплектов	

на 2007 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

ДОСТАВОЧНАЯ КАРТОЧКА

на журнал **82717** (индекс издания)

ПВ	место	ли-тер	подписки	руб. коп.	Количество комплектов
			Перед-ресовки	руб. коп.	

на 2007 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ.

Ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на журнал		16579	
(наименование издания)		Индекс издания	
Главный энергетик		Количество комплектов	

на 2007 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

ДОСТАВОЧНАЯ КАРТОЧКА

на журнал **16579** (индекс издания)

ПВ	место	ли-тер	подписки	руб. коп.	Количество комплектов
			Перед-ресовки	руб. коп.	

на 2007 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен отпечаток кассовой машины.

При оформлении подписки (переездросовки) без кассовой машины на абонементе проставляется отпечаток календарного штемпеля отделения связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переездросовки).

Для оформления подписки на газету или журнал, а также для переездросования издания бланк абонемента с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами, разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями, изложенными в подписных каталогах.

Заполнение месячных клеток при переездросовании издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится работниками предприятий связи и подписных агентств.

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен отпечаток кассовой машины.

При оформлении подписки (переездросовки) без кассовой машины на абонементе проставляется отпечаток календарного штемпеля отделения связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переездросовки).

Для оформления подписки на газету или журнал, а также для переездросования издания бланк абонемента с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами, разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями, изложенными в подписных каталогах.

Заполнение месячных клеток при переездросовании издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится работниками предприятий связи и подписных агентств.

Некоммерческое партнерство Издательский Дом «ПАНОРАМА»

Юр. адрес: 107045, Москва, Печатников пер., д.22 , стр.1
тел.: (495) 749-51-45

Образец заполнения платежного поручения

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

ДОСТАВКА ИЗДАНИЙ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ПО ПОЧТЕ ЦЕННЫМИ БАНДЕРОЛЯМИ ЗА СЧЕТ РЕДАКЦИИ. В СЛУЧАЕ ВОЗВРАТА ЖУРНАЛОВ ОТПРАВИТЕЛЮ, ПОЛУЧАТЕЛЬ ОПЛАЧИВАЕТ СТОИМОСТЬ ПОЧТОВОЙ УСЛУГИ ПО ВОЗВРАТУ И ДОСЫЛУ ИЗДАНИЙ ПО ИСТЕЧЕНИИ 15 ДНЕЙ.

Получатель

ИНН 7702558751/КПП 770201001

сч. № 40703810038180133849

Некоммерческое партнерство Издательский Дом «Панорама»

Вернадское ОСБ 7970

Банк получателя

Сбербанк России ОАО, г. Москва

БИК 044525225

к/сч. № 30101810400000000225

СЧЕТ № 2Ж7 от 10.04.2007

Покупатель:

Расчетный счет №:

Адрес:

№№ п/п	Предмет счета (наименование издания)	Кол-во экз.	Цена за 1 экз.	Сумма	НДС, %	Всего
1	Главный энергетик	6	520	3120	Не обл.	3120
ИТОГО:						

ВСЕГО К ОПЛАТЕ:

Генеральный директор

Главный бухгалтер



Москаленко

К.А. Москаленко

Москаленко

Л.В. Москаленко

ВНИМАНИЮ БУХГАЛТЕРИИ!

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ (С ИНДЕКСОМ) И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

ОПЛАТА ДОСТАВКИ ЖУРНАЛОВ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ИЗДАТЕЛЬСТВОМ.

НДС НЕ ВЗИМАЕТСЯ (УПРОЩЕННАЯ СИСТЕМА НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ).

ДАННЫЙ СЧЕТ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВАНИЕМ ДЛЯ ОПЛАТЫ ПОДПИСКИ НА ИЗДАНИЯ ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ И ЗАПОЛНЯЕТСЯ ПОДПИСЧИКОМ. СЧЕТ НЕ ОТПРАВЛЯТЬ В АДРЕС ИЗДАТЕЛЬСТВА.