

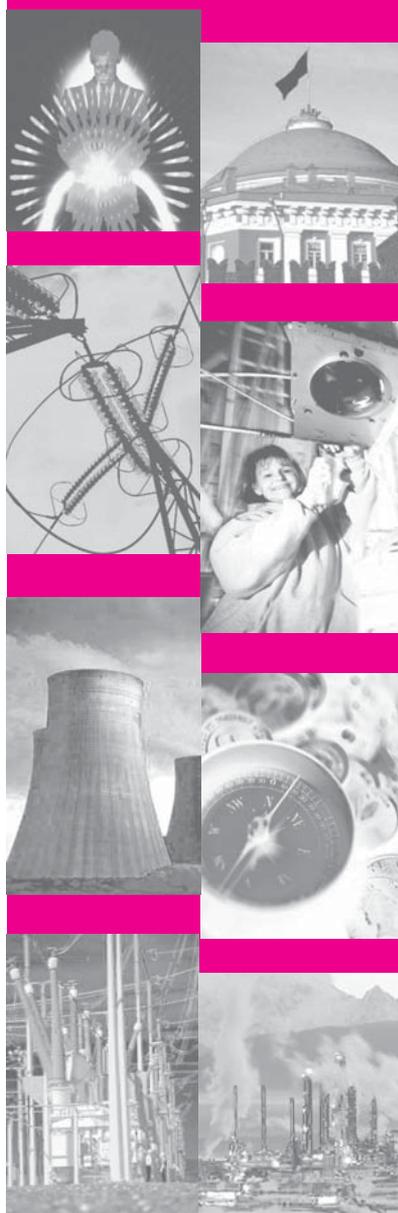
ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ



ИЮНЬ
2005

СОДЕРЖАНИЕ



При подготовке материалов данного номера были использованы материалы изданий: журналов «Промышленное оборудование», «Эксперт. Оборудование» и www.rakurs.com, www.dalgakiran.ru, <http://intec.krsn.ru>, www.metaem.ru, www.colan.ru, www.diagnost.ru, <http://archive.expert.ru>

НОВОСТИ ЭНЕРGETИКИ _____	4
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ _____	13
• О ВЫПАДАЮЩИХ ДОХОДАХ АО-ЭНЕРГО	13
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО _____	25
• ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК	25
• ОРГАНИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.	28
ВОПРОСЫ КАЧЕСТВА	
• ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ДЛЯ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА	31
• ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ. ПОНИМАНИЕ ПРОЦЕССА	35
• ТРЕБОВАНИЯ ПРАВИЛ УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПО ПРИМЕНЕНИЮ УСТРОЙСТВ ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ	42
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ _____	54
• СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ МЕХАНИЗМАМИ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК АСУ «УМНЫЙ ФАКЕЛ»	54
• ВЫБОР НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	57
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ _____	60
• ОСОБЕННОСТИ КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ И ВЕНТИЛЯЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ, АДМИНИСТРАТИВНЫХ И БЫТОВЫХ ПОМЕЩЕНИЙ	60
• ВОПРОСЫ УТИЛИЗАЦИИ КОНДЕНСАТА	65
ДИАГНОСТИКА И РЕМОНТ _____	67
• ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НА ОСНОВЕ СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА ПОТРЕБЛЯЕМОГО ТОКА	67

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК № 6/2005

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ	71
• ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВА ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМЫ «ТЕХНОКОМПЛЕКС»	71
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	75
• ПАРОУТИЛИЗАТОРЫ: ЭФФЕКТИВНОЕ СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЗАТРАТ	75
ОБМЕН ОПЫТОМ	77
• АВТОМАТИЗАЦИЯ ТУРБИННОГО ЦЕХА ТЭЦ ОАО «НТМК»	77
МЕТРОЛОГИЯ И СТАНДАРТИЗАЦИЯ	81
• ПРОБЛЕМЫ ГАРМОНИЗАЦИИ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И МИРОВЫХ СТАНДАРТОВ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЗАЩИТНЫХ СРЕДСТВ И ПРИСПОСОБЛЕНИЙ	81
ОХРАНА ТРУДА	86
• МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЯ ЗАЩИТНЫХ СРЕДСТВ	86
ЭКОНОМИКА И ПРАВО	96
• РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕОДОЛЕНИЮ РАЗНОГЛАСИЙ ПО ДОГОВОРУ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И ПОРЯДОК ИХ РАЗРЕШЕНИЯ	96
ВОПРОС–ОТВЕТ	102
КНИЖНАЯ ПОЛКА	104
НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ	105
• МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГОЕМКОСТИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАНИИ УСЛУГ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ	105

ЖУРНАЛ

«ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК» № 6/2005

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

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

Главный редактор
С.А. Леонов
Выпускающий редактор
Н.А. Пунтус
Верстка
А.Я. Богданов
Корректор
А.Г. Свиридова

Редакционная коллегия

В.В. Жуков – д.т.н., профессор, член-корр.
Академии электротехнических наук РФ,
директор Института электроэнергетики
Э.А. Киреева – профессор кафедры
«Электроснабжение промышленных
предприятий» МЭИ
М.Ш. Мисриханов – д.т.н., профессор, ген.
директор «ФСК. Межсистемные
электрические сети Центральной России»
В.А. Старшинов – д.т.н., профессор,
зав. кафедрой «Электрические станции» МЭИ
Н.Д. Торопцев – д.т.н., профессор кафедры
«Электроснабжение» Карачаево-Черкесской
Государственной технологической академии
А.Н. Чохонелидзе – д.т.н., профессор
Тверского государственного технического
университета

Журнал
на II полугодие 2005 года
распространяется через
каталоги:

Агентство «Роспечать»,
ООО «Межрегиональное
Агентство Подписки» (МАП)

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ДОМ «ПРОСВЕЩЕНИЕ»

Тел.: (095) 925-93-50, 131-73-95.
Адрес: 119602, Москва, а/я 602.
Email: glavenergo@mail.ru

Подписано в печать 31.05.05

Формат 60x88/8, Бумага
офсетная. Усл. печ. л. 10
Печать офсетная
Тираж экз.
Заказ №

МЭРТ РФ ВНЕС В ПРАВИТЕЛЬСТВО ПЛАН РЕФОРМЫ РАО «ЕЭС РОССИИ»

Минэкономразвития России направило в Правительство РФ «Комплексный план реформирования электроэнергетики на 2005–2008 годы». План, который еще должно утвердить правительство, предусматривает обособление (включая продажу на аукционных торгах) в III-IV кварталах 2005 года ОГК-5, в IV квартале 2005 года – первом полугодии 2006 года – ОГК-3. Также в плане указано, что к обособлению во II-III кварталах 2005 года может быть готова ТГК-3 (на базе активов Мосэнерго).

«Учитывая, что для объективного анализа хозяйственной деятельности созданных компаний необходимо не менее полутора лет (год операционной деятельности, квартал для формирования отчетности, квартал для анализа полученных данных), Минэкономразвития России, Минпромэнерго России, ФАС России и ФСТ России считают целесообразным проведение аукциона по ОГК-5 после завершения корпоративных процедур формирования компании – в IV квартале 2005 года», – говорится в тексте.

При этом Минфин отметило, что в целях установления справедливой цены генерирующих компаний, аукционы следует проводить после некоторого периода функционирования указанных компаний.

В 2006 году к отчуждению будут готовы ОГК-1, ОГК-2, ОГК-4, ОГК-6, ТГК-5, ТГК-6, ТГК-8, ТГК-9 – во второй половине 2006 года.

В комплексном плане также отмечается, что ориентировочно в течение второй половины 2005 года – 2006 году возможно осуществление перехода на единую акцию в компаниях ОАО ГидроОГК (или ДЗО ОАО ГидроОГК) при сохранении государственного контроля за активами гидрогенерации.

«Применяемые способы обособления генерирующих активов должны обеспечивать равные права для всех акционеров. Обособление генерирующих компаний будет осуществляться путем продажи на аукционных торгах всего пакета акций данных компаний, принадлежащих ОАО РАО «ЕЭС России». Средствами платежа будут являться денежные средства с возможностью использования акций ОАО РАО «ЕЭС России», – говорится в комплексном плане.

Механизм проведения аукционов предусматривает: выставление на аукцион всех принадлежащих РАО акций продаваемых генерирующих компаний, в качестве объекта продаж будут выступать акции генерирующих компаний, а не пакеты акций; возможность участия в аукционах всех заинтересованных инвесторов; использование денежных средств и акций РАО в качестве средства оплаты акций генерирующих компаний; погашение РАО всех приобретенных на баланс акций с уменьшением уставного капитала РАО (что приводит к увеличению доли РФ в РАО и, соответственно, к увеличению косвенной доли в ОАО ФСК ЕЭС и ОАО СО – ЦДУ ЕЭС).

«Денежные средства, полученные в результате аукционов, по мнению Минэкономразвития России, Минпромэнерго России, Минфина России, ФАС России и ФСТ России, целесообразно направлять на приобретение собственных акций ОАО РАО «ЕЭС России». Также денежные средства могут быть использованы другим способом для увеличения доли Российской Федерации и в интересах акционеров», – говорится в комплексном плане.

В нем также признается целесообразность объединения сбытовых компаний с ТГК:

«... Целесообразно предус-

мотреть вариант вертикальной интеграции данных энергосбытовых компаний и ТГК, также функционирующими на розничном рынке электрической энергии».

Кроме того, по мнению Минпромэнерго России и ФАС России, целесообразно рассмотреть возможность продажи через механизм аукциона некоторых энергосбытовых компаний инвесторам после выделения указанных компаний из соответствующих АО-энерго (по мнению Минпромэнерго России, ФАС России) или после их межрегиональной интеграции (по мнению ФАС России).

По мнению Минэкономразвития и ФАС России, аукционы по продаже энергосбытовых компаний целесообразно проводить после легализации перекрестного субсидирования и определения правил розничных рынков электрической энергии, что позволит установить справедливую стоимость энергосбытовых организаций и обеспечить прозрачность энергосбытового бизнеса для потенциальных инвесторов. При этом, по мнению Минфина России, в целях определения справедливой цены данных активов аукционы следует проводить после некоторого периода функционирования энергосбытовых компаний.

Источники в профильных министерствах и ведомствах ранее заявили, что рассчитывают на дискуссию вокруг этого плана до подписания его премьером. Представители портфельных инвесторов – миноритарных акционеров РАО также заявили о намерении обратиться в правительство с письмом, в котором они считают необходимым настаивать на первоначальном пропорциональном распределении долей ОГК среди акционеров РАО, до проведения аукциона.

«Рейтер»

МИХАИЛ ФРАДКОВ ПОСТАВИЛ ТОЧКУ В ЭЛЕКТРОРЕФОРМЕ

Опубликовано правительственное постановление о новой редакции плана реформы электроэнергетики на 2005–2006 годы. Михаил Фрадков впервые формально установил сроки окончания электрореформы: РАО «ЕЭС России» будет ликвидировано к концу 2006 года. Тем самым премьер сдержал слово, данное им в декабре прошлого года на «электрическом» заседании кабинета – завершить реформу отрасли не позднее будущего года.

Михаил Фрадков к планам реструктуризации РАО «ЕЭС» предложенным Анатолием Чубайсом, вначале относился более чем осторожно. В июне прошлого года он отказался, во-первых, от вынесения решения по поводу механизма продаж оптовых генерирующих компаний (ОГК), а во-вторых, вообще отложил рассмотрение хода электрореформы до декабря 2004 года. Впрочем, чрезмерная осторожность премьера тогда не оказала слишком уж дестабилизирующего влияния на рынок. Заинтересо-

ванные в реформе силы заняли выжидательную позицию, не прекращая при этом внутрикорпоративных реформистских процедур. На декабрьском заседании кабинета вопрос о механизмах продажи ОГК решен, все же не был, хотя именно после их продажи можно говорить о завершении электрореформы. Но Анатолию Чубайсу разрешили, во-первых, продолжить внутрикорпоративный процесс по разделению мощностей и конфигурации на их базе ОГК (к настоящему времени все ОГК уже учреждены), а также территориальных генерирующих компаний (ТГК). Во-вторых, Михаил Фрадков обещал главе РАО «ЕЭС» сделать все, чтобы процесс реформы не останавливался.

В опубликованном правительственном постановлении впервые устанавливаются сроки окончания реформы – конец 2006 года. Именно к этому сроку правительство теперь планирует завершить реорганизацию РАО «ЕЭС». Другой вопрос: решится ли Кабинет министров на

продажу генерирующих мощностей – ОГК и ТГК?

Впрочем, как подчеркивал в декабре прошлого года господин А. Чубайс, даже если государство не отважится на продажу активов, энергетика после разделения РАО все равно станет частной. Потому что, если РАО «ЕЭС» будет ликвидировано в конце 2006 года в форме реорганизации, то государство в ОГК и ТГК не будет обладать контрольным пакетом. Вместо РАО «ЕЭС» останется холдинг гарантирующих поставщиков, а также Федеральная сетевая компания, «Системный оператор» (госпакет в них сначала будет доведен до 52, а потом до 75%). Хотя не исключено, что правительство прислушается к совету Минэкономразвития, которое рекомендует Белому дому продать все госактивы в генерации (имеются в виду и ОГК, и ТГК) на аукционах – и за деньги, и за акции РАО «ЕЭС».

«Коммерсантъ»

РАО «ЕЭС» ОПАСАЕТСЯ БЫСТРОГО РОСТА ТАРИФОВ НА ГАЗ В РОССИИ

Намерение Правительства России разрешить монополисту Газпрому повысить тарифы на газ в 2006 году более чем на прогнозные 11 процентов или согласие властей с предложением Газпрома частично отказаться от регулирования цен вынудит РАО «ЕЭС» изменить бизнес-план и требовать аналогичного повышения тарифов для себя, сказал глава РАО Анатолий Чубайс.

По его словам, трехлетний план правительства в отношении тарифов монополистов, принятый в прошлом году и предусматривающий 11-про-

центный рост цен на газ в 2006 году, стал основой для программ инвестиций и сокращения издержек РАО «ЕЭС» и его дочерних предприятий.

«Нам придется частично корректировать наши планы», – сказал А. Чубайс журналистам на Российском экономическом форуме в Лондоне.

По его словам, РАО также будет вынуждено обратиться к правительству с просьбой повысить энергетические тарифы, чтобы компенсировать потери. Правительство утверждает, что ключевой задачей для борьбы с инфляцией является

сдерживание роста тарифов монополий и коммунальных платежей. Между тем чиновники уже допустили возможность повышения тарифов на газ в следующем году на 17 процентов на фоне мощного информационного давления со стороны Газпрома, частью которого стало предложение монополии отпустить цены на газ для промышленных потребителей.

«Отказ от регулирования цен в монопольном секторе – это абсурд», – сказал А. Чубайс, комментируя предложение Газпрома.

«Рейтер»

РАО «ЕЭС РОССИИ» ОБОЗНАЧИТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИОРИТЕТЫ

Правление РАО «ЕЭС России» должно утвердить концепцию технической политики энергохолдинга. Документ, который РАО разрабатывает впервые, не только определит технологические приоритеты самой компании, но и предопределит направление действия для отечественного энергетического машиностроения. Главное новшество этого документа – прямой запрет на приобретение устаревших и неэффективных технологий. Концепция станет обязательной к исполнению всеми региональными дочерними предприятиями РАО «ЕЭС» и только создаваемыми консолидированными структурами – ОГК и ТГК (оптовые генерирующие компании и территориальные генерирующие компании), которые, в свою очередь, станут главными игроками на либерализованном рынке электроэнергетики после 2006 года, когда РАО «ЕЭС», как таковое, уже перестанет существовать. В частности, при строительстве новых или реконструкции старых электростанций, работающих на газе, концепция технической политики РАО запрещает использовать какие-либо технологии, кроме парогазовых и газотурбинных.

Напомним, что отечественных машиностроителей глава РАО «ЕЭС» А. Чубайс предупредил об этом нововведении еще 23 марта на специальном совещании, целиком посвященном проблеме предстоящей технологической модернизации отечественной электроэнергетики, 57,3% основных фондов которой сейчас признано изношенными. Интрига в том, что в ближайшие два года РАО «ЕЭС», а

точнее – те новые компании, которые будут наследовать энергетическому холдингу, должны будут сделать выбор в пользу отечественных либо западных технологий. «При прочих равных условиях, при выходе на самые современные параметры по критерию цена–качество мы, конечно же, будем оказывать предпочтение российским поставщикам», – заявил тогда господин А. Чубайс. Это прозвучало тревожным предупреждением перед переходом компаний, действующих пока под эгидой РАО «ЕЭС», – ОГК и ТГК к существованию в условиях жесткого рынка. «ТГК, ОГК и другие компании будут действовать в абсолютной рыночной, жесткой логике, и я вижу свою задачу в том, чтобы использовать ближайшие два года, которые есть у РАО «ЕЭС», на то, чтобы выстроить на новой основе связь между производителями и потребителями энергооборудования и, если хотите, придать новый импульс машиностроителям, которые должны понимать, что через два года они окажутся в открытом рынке, где действуют справедливые, но жесткие законы», – предупреждает господин А. Чубайс.

Между тем задуматься машиностроителям есть о чем. Цифры говорят сами за себя: если в России тепловая генерация, использующая газ, в среднем работает с КПД 38,5%, а передовые экспериментальные образцы достигают показателей 51–51%, то в мире средним считается уровень 44–45%, а лучшие образцы добиваются КПД 60%. Разработанный РАО «ЕЭС» документ в общем оставляет шанс для российских произведе-

лей: энергохолдинг планирует ориентироваться на нечто среднее между лучшими российскими и зарубежными значениями, то есть на КПД в пределах 51–58%. В угольной генерации процесс будет идти аналогично газовой – холдинг будет стремиться достичь КПД 45–47%, то есть передовых мировых образцов, при том что сегодня российские угольные станции в среднем работают с КПД 34,2% (в мире этот показатель составляет 38–44%).

Что касается отечественных машиностроителей, то они, похоже, раздумывают над тем, какие меры принять самим, а каких добиваться от правительства. Многие, например, высказываются за увеличение ввозных пошлин на зарубежное энергетическое оборудование – вплоть до их повышения до 25%, как предлагает, например, концерн «Силловые машины». Однако этот путь уже пройден отечественным автомобилестроением, которое, как известно, не спасает от массового пересаживания отечественных потребителей на более комфортные и не так часто ломающиеся иномарки фактически заградительные импортные пошлины. Вероятно, более эффективен другой путь: изменение структуры управления отраслью, применение принципа проектного финансирования, в том числе научно-конструкторских работ, а также формирование крупных интегрированных структур в отечественном энергомашиностроении, создание глобальных компаний, способных противостоять западным конкурентам. На это также указывает участники этого рынка.

«Коммерсантъ»

РАО «ЕЭС» ПОДГОТОВИЛО ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОЗДАНИЮ ФОНДА ГАРАНТИРОВАННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Об этом заявил журналистам глава холдинга А. Чубайс.

«Есть поручение правительства, позитивное и подерживающее эту идею (гарантирования инвестиций) о разработке конкретных мер, – сказал А. Чубайс. – Есть разработанный нами проект постановления правительства».

По словам А. Чубайса, в настоящее время документ со-

гласовывается с Минэкономразвития и Минпромэнерго. Он назвал дискуссию с этими министерствами «позитивной и конструктивной».

«Я думаю, мы в состоянии выйти на здоровое итоговое решение», – сказал А. Чубайс. По его словам, «механизм гарантирования инвестиций позволит привлечь реальные инвестиции в электроэнергетику, а

проект соответствующего постановления должен был быть внесен в правительство еще 30 марта, но этот срок уже нарушен.

«Мы завершаем обсуждение. Когда будет поставлена последняя точка – этот вопрос не ко мне», – сказал А. Чубайс.

РИА «Новости»

АНАЛИТИКИ ПОЗИТИВНО ОЦЕНИВАЮТ НАМЕРЕНИЕ РАО «ЕЭС» ВЫВЕСТИ АКЦИИ МЕЖРЕГИОНАЛЬНЫХ КОМПАНИЙ НА МЕЖДУНАРОДНЫЕ РЫНКИ

Намерения РАО «ЕЭС России» по выводу к 2008 году на международные рынки капитала акций, создаваемых в ходе реформирования отрасли межрегиональных компаний (ОГК, ТГК, МРСК, ММСК), являются «здоровыми и логичными». Такое мнение высказал РБК аналитик ИК «Брокеркредитсервис» Александр Корнилов. По его мнению, выделяемые из состава энергохолдинга оптовые и территориальные генерирующие компании, межрегиональные распределительные сетевые компании и единая межрегиональная магистральная сетевая компания заинтересованы в привлечении инвестиций. При этом финансирование их деятельности может осуществляться в том числе за счет размещения акций на международных площадках. Аналитик полагает, что межрегиональные компании могут стать новыми российскими «голубыми фишками» и указывает на ожидаемый высокий уровень корпоративного управления в них.

А. Корнилов считает реальным озвученный срок выхода акций указанных компаний на

международный рынок, однако полагает, что иностранные инвесторы проявят к ним интерес только после полной либерализации рынка российской электроэнергетики и отказа государства от регулирования тарифов в отрасли. «По нашим оценкам, это произойдет не ранее 2009 года», – отметил он. В свою очередь, аналитики ИК «ФИНАМ» полагают, что акции создаваемых в ходе реформирования компаний будут достаточно привлекательны не только для российских инвесторов, но также и для крупных иностранных фондов и инвестиционных компаний. «Планы о выпуске депозитарных расписок на акции новых субъектов энергоотрасли косвенно свидетельствуют о росте инвестиционной привлекательности отечественных энергоактивов», – подчеркивают они.

Эксперты ИК «Велес Капитал» также положительно оценивают новость о намерении менеджмента РАО «ЕЭС» вывести акции вновь создаваемых компаний на российские и международные фондовые рынки и подтверждают рекомендацию

«покупать» по акциям энергохолдинга. Кроме того, аналитики указывают, что предположительные оценки энергохолдинга по капитализации ОГК и ТГК совпали с их прогнозами.

Как сообщил член правления РАО «ЕЭС России» Александр Чукунов, энергохолдинг рассчитывает до конца 2006 года завершить вывод на российский фондовый рынок акций, образующихся в ходе реформирования электроэнергетики межрегиональных компаний. Среди них – оптовых генерирующих компаний (ОГК) на базе теплогенерации, 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК), 4 межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК) и единая межрегиональная магистральная сетевая компания (ММСК). Вывод акций указанных компаний на международный рынок капитала ожидается не позднее 2008 года. По оценке РАО «ЕЭС», капитализация ОГК в среднем должна составлять около 1 млрд. долл., ТГК с установленной мощностью 5 тыс. МВт – 500 млн. долл.

РБК

ОБОЙДЕМСЯ БЕЗ SIEMENS

Siemens не получит «Силовые машины». Власти сочли, что эта сделка навредила бы обороноспособности страны. Теперь «Силмашины» достанутся «Базэлу», уверены эксперты, добавляя, что расстраиваться Siemens не стоит – компенсацией ему послужит почти 2-миллиардный (в долл.) контракт на поставку скоростных поездов РЖД.

В «Силовые машины» входят три петербургских завода, выпускающих оборудование для электроэнергетики, – Ленинградский металлический завод, «Электросила» и завод турбинных лопаток. По предварительным данным, в 2004 году выручка компании по МСФО составила 638,9 млн. долл., чистая прибыль – 15,05 млн. долл., 71% акций концерна контролирует «Интеррос», около 4 – Siemens, 17% – портфельные инвесторы.

Ради сделки с Siemens «Интеррос» прошлым летом разорвал договоренность об обмене активами с ОМЗ. Немецкая компания собиралась купить 73,4% акций «Силовых машин», обещала инвестировать в компанию 250 млн. евро и передать ей новые технологии.

Но продажа иностранцу «Силовых машин» не понравилась властям. Как только Siemens подал заявку в Федеральную антимонопольную службу на покупку пакета, многие чиновники усомнились в необходимости сделки. Камнем преткновения стали оборонные мощности «Силмашин». А в начале года на «Силовые машины» появились и российские претенденты: заявку в ФАС оформила и компания, близкая «Базэлу». Чиновники, возражавшие, что оборонные мощности можно вывести из «Силмашин» и одобрить сделку с Siemens, выставив поведенческие условия,

были в меньшинстве. Это невозможно, заявил замруководителя ФАС Анатолий Голомолзин.

ФАС положила конец спорам, отклонив ходатайство Siemens. По мнению службы, сделка привела бы «к ограничению конкуренции на рынках энергетического оборудования».

Это едва ли не первый случай, когда власти запретили западному инвестору, тем более из милой сердцу президента Владимира Путина Германии, купить актив в России. До сих пор власти позволяли себе так обращаться только с китайцами, напоминает начальник аналитического отдела Газпромбанка Сергей Суверов: нефтяную госкомпанию CNPC в 2002 году не пустили на аукцион по «Славнефти», а год назад вынудили расторгнуть сделку по покупке оренбургской нефтегазовой компании «Стимул», доставшейся Газпрому.

Зато теперь зеленый свет на покупку «Силовых машин» дан «Базэлу», считают чиновники. Многим из них это стало понятно на открытии международной ярмарки Hannover Messe. «О чем вы говорите, какая может быть сделка с Siemens, теперь все вопросы вот к этому человеку», – сказал тогда высокопоставленный чиновник, указав на владельца «Базэла» Олега Дерипаску. Сам О. Дерипаска тогда обсуждать эту тему не захотел, а источник в «Базэле» сообщил, что компания готова активизировать переговоры с «Интерросом» о приобретении контрольного пакета «Силовых машин».

Другим претендентом на него считалось РАО «ЕЭС России» – глава энергохолдинга Анатолий Чубайс в марте отмечал, что, если государство откажет Siemens, у РАО «есть

предложения». Представитель холдинга Марита Нагога заявила, что РАО пока не выработало позицию по этому вопросу.

Не решил, что теперь делать, и «Интеррос». «Мы не вели переговоры ни с кем, кроме Siemens», – говорит директор по связям с общественностью «Интерроса» Лариса Зелькова, добавляя, что «стратегических инвесторов не так много».

Все они, включая и «Базэл», и РАО «ЕЭС», будут для «Силмашин» менее эффективным собственником, чем Siemens и даже нынешний владелец, «Интеррос», считает аналитик ОФГ Елена Сахнова. В своем отчете она называет недостатком РАО то, что это госкомпания, а машиностроительные проекты «Базэла», по ее мнению, управляются хуже, чем могли бы.

Впрочем, у «Силовых машин» есть «перспективы развития с участием иностранного капитала, в том числе и Siemens», считает министр промышленности и энергетики Виктор Христенко. Но без контрольного пакета «Силмашины» не представляются для немцев интереса, уверена Е. Сахнова. Представитель Siemens заявил лишь, что в компании сожалеют о решении ФАС, но Siemens по-прежнему будет работать на российском рынке.

Немецкой компании не стоит расстраиваться, считают аналитики. Денис Нуштаев из «Метрополя» напоминает, что вместо «Силовых машин» Siemens получил соглашение с РЖД о поставках поездов для скоростной трассы Петербург – Москва на 1,5 млрд. евро. «Никакой политической подоплеки в этом контракте нет, только бизнес», – возражает представитель РЖД Константин Пашков.

«Ведомости»

АО-ЭНЕРГО СНЯЛИ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ. ЗА ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ОТ СЕТИ ЗАПЛАТЯТ СБЫТОВИКИ

Как стало известно, Высший арбитражный суд (ВАС) возложил ответственность за отключение от энергосети электроэнергии у платежеспособных потребителей Саратовской и Калужской областей на энергоснабжающие организации ЗАО СПГЭС и ОАО «Облкоммунэнерго», освободив от ответственности производителя энергии – ОАО «Саратовэнерго». Таким образом, ВАС принял прецедентное решение, по которому виновными за повальное отключение электроэнергии у потребителей признаются посредники, а не АО-энерго. В энергосбытовых организациях считают, что для такого решения оснований нет.

В феврале 2003 года ОАО «Саратовэнерго» ограничило подачу электроэнергии СПГЭС и «Облкоммунэнерго» из-за задолженности потребителей. В результате отключили электроэнергию не у конкретных должников, а несколько подстанций, и без энергии оказались платежеспособные заводы. Территориальное управление Министерства по антимонопольной политике посчитало тогда эти действия неправомерными. Позже арбитражные суды Саратова и Казани не нашли признаков нарушения законодательства в решении Са-

ратовэнерго, поскольку в договорах между производителем энергии и энергоснабжающей организацией указано, что за неоплату в течение 60 дней с момента продажи электроэнергии АО-энерго вправе ограничить ее подачу. Напомним, что волна отключений потребителей прокатилась по России в 1999–2003 годах, что привело к ряду скандалов между АО-энерго и местными властями, к многочисленным судебным искам. До сих пор конфликт между производителями и посредниками не урегулирован, поскольку сбытовые компании заявляют, что все претензии потребители должны предъявлять к энергосбытовым структурам АО-энерго, владеющим сетями.

Агентство «Волгаинформ» сообщило, что ВАС поддержал позицию энергопроизводителя. «Согласно условиям данных договоров, Облкоммунэнерго и СПГЭС несут самостоятельные обязательства по оплате энергии независимо от фактической оплаты ее потребителями», – сказано в решении ВАС. Тем же решением ВАС признает законным действия Саратовэнерго. Это решение вступило в силу 1 марта и приведет к тому, что Облкоммунэнерго и СПГЭС обязаны будут погасить задол-

женность перед Саратовэнерго.

Проблема отключенных платежеспособных производителей характерна для многих регионов России, в первую очередь для Приморья, Нижегородской и Амурской областей. И далеко не всегда арбитражные суды принимали решение в пользу АО-энерго. Поэтому настоящее решение, по сути, дает право другим арбитражным судам ориентироваться на решение ВАС.

В пресс-службе РАО «ЕЭС России» заявили, что решение ВАС должно быть использовано как пример в других регионах. Финансовый директор энергосбытовой компании «Дизаж М» Сергей Мельниченко, напротив, считает, что ответственность за обеспечение платежеспособных потребителей должны нести энергосбытовые компании в составе АО-энерго. «До момента получения статуса гарантирующего поставщика, который, по закону, должен отвечать перед потребителем за бесперебойное энергоснабжение, никакие требования к энергосбытовым и энергоснабжающим организациям по выборочному отключению предъявляться не могут», – заявил он.

«Коммерсантъ»



РАО «ЕЭС» СЧИТАЕТ, ЧТО В 2005 ГОДУ ДОЛЖЕН СОХРАНИТЬСЯ ПРЕЖНИЙ МЕХАНИЗМ ПЕРЕКРЕСТНОГО СУБСИДИРОВАНИЯ

Совет директоров РАО «ЕЭС России» (EESR) принял к сведению выводы менеджмента о необходимости сохранения в 2005 году существующего механизма перекрестного субсидирования, согласно которым поддержание в текущем году прежнего механизма должно осуществляться, в частности, за счет наложения ограничивающих условий допуска на оптовый рынок крупных потребителей.

Как говорится в сообщении компании, при этом совет директоров РАО «ЕЭС» согласился с необходимостью (в качестве подготовительных мер к запуску новой модели оптового рынка в 2006 году, предусматривающей, в частности, свободный допуск крупных покупателей на оптовый рынок) реализации на государственном уровне ряда решений.

В частности, совет директоров считает целесообразным:

- введение социальной нормы потребления электроэнергии, в пределах которой население должно получать электроэнергию по льготным тарифам, сверх нее – по экономически обоснованным;

- введение нового механизма перекрестного субсидирования, предусматривающего его «легитимизацию» (ныне перекрестное субсидирование практически не регулируется

на уровне нормативно-правовых актов) с определением новых источников перекрестного субсидирования, учитывающих изменения структуры отрасли и модели рынка.

Повышение тарифов на электроэнергию в результате устранения перекрестного субсидирования должно компенсироваться для социально уязвимых слоев населения адресной бюджетной поддержкой.

Совет директоров РАО «ЕЭС» принял к сведению возможные варианты изменения механизма перекрестного субсидирования и признал наиболее целесообразным решением введение специального неналогового сбора с участников оптового рынка электроэнергии в качестве легитимного источника компенсации энергообеспечивающим организациям заниженного тарифа для населения.

Действующая система перекрестного субсидирования основана на том, что субсидируемых и субсидирующих потребителей одного региона обслуживает одна энергокомпания (АО-энерго), которая переводит средства, полученные от крупных потребителей, на компенсацию затрат на поставки электроэнергии населению. При этом АО-энерго оказывает комплексную услугу энергоснабжения (без деления на сетевую, сбытовую и

генерирующую составляющую).

В ходе реформирования РАО «ЕЭС» региональные АО-энерго разделяются на генерирующие, сетевые, сбытовые и другие компании с собственными прозрачными тарифами. Кроме того, по мере развития либерализованного рынка электроэнергии у субсидирующих потребителей появляется возможность свободного выхода на оптовый рынок, а по мере либерализации розничного рынка появляются независимые энергосбытовые компании. В результате отсутствия единой для всех потребителей региона энергоснабжающей организации исчезает возможность использовать существующий способ перекрестного субсидирования.

Вместе с тем единовременное устранение перекрестного субсидирования может привести к росту тарифов для населения, учитывая, что в 2005 году цены на электроэнергию для населения в среднем в 2 раза ниже экономического обоснованного уровня. В связи с этим доведение энерготарифов для населения до экономически обоснованного уровня необходимо осуществлять постепенно, предусмотрев при этом меры по защите социально уязвимых групп населения.

Прайм-ТАСС

В ЭНЕРГОСИСТЕМУ БУДЕТ ИНВЕСТИРОВАНО 75 МЛРД. РУБЛЕЙ

РАО «ЕЭС России», ОАО «Федеральная сетевая компания» и ОАО «Системный оператор» планируют в 2006–2007 годах инвестировать 75 млрд.

руб. в развитие энергосистемы России, говорится в материалах РАО, подготовленных к заседанию комитета по стратегии и реформированию. РАО «ЕЭС»

в 2006 году планирует вложить 20, 8 млрд. руб. (в 2007 году – 17, 6 млрд. руб.) за счет прибыли энергохолдинга.

«Коммерсантъ»

СРЕДИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭНЕРГЕТИКОВ ВЫЯВЛЕНА СЕТЬ МОНОПОЛИСТОВ

Наблюдательный совет некоммерческого партнерства «Администратор торговой системы» (НП АТС) решил обратиться в Федеральную антимонопольную службу (ФАС) с просьбой провести расследования в отношении ОАО «Воронежская сбытовая компания», ОАО «Волгоградэнерго», ОАО «Челябэнерго» и ОАО «Оренбургэнерго»: их обвиняют в препятствовании выходу на энергорынок независимых компаний. Со стороны ФАС энергетикам могут грозить штрафы, со стороны РАО «ЕЭС России» – более серьезные меры, вплоть до увольнения гендиректоров АО-энерго.

Вопрос о препятствиях со стороны Воронежской сбытовой компании, Волгоградэнерго, Челябинэнерго и Оренбургэнерго независимым компаниям при выходе на рынок электроэнергии уже неоднократно поднимался конфликтной комиссией при НП АТС. Несколько месяцев назад в конфликтную комиссию обратились три компании – ЗАО «Энергопромышленная компания» (с жалобой на Оренбургэнерго), МЭК-В (с жалобой на Воронежэнерго), Нижноватомэнергосбыт (с жалобой на «Волгоградэнерго» и Челябинэнерго). После рассмотрения жалоб энергосистемам были вынесены предписания допустить независимые компании на рынок, однако они так и остались невыполненными. Параллельно независимые энергетики искали поддержки в судах. Так, в феврале этого года Волгоградский арбитражный суд обязал Волгоградэнерго заключить с Нижноватомэнергосбытом договор на транспортировку электроэнергии волгоградскому «Химпрому»

(компания готова поставлять химзаводу примерно треть общего объема необходимой ему электроэнергии).

Однако Волгоградэнерго до сих пор сохраняет за собой монополию. «Наша позиция в отношении конфликта с Нижноватомэнергосбытом не изменилась», – заявили в энергокомпании. Напомним, руководство Волгоградэнерго мотивирует свой отказ техническими препятствиями, связанными с ограниченной пропускной способностью сетей Нижноватомэнергосбыта.

НП АТС решил обратиться в ФАС. Пока это беспрецедентное решение, однако, как утверждает один из членов наблюдательного совета НП АТС, такая практика может стать регулярной: каждый раз на конфликтной комиссии, которая собирается раз в две недели, обсуждается по два-три подобных обращения. Жестче всех в защиту независимых энергокомпаний выступил председатель наблюдательного совета НП АТС сенатор Валентин Завадников. Критика была направлена в адрес РАО «ЕЭС России», которое не контролирует АО-энерго и не может обеспечить управление процессом выхода на сектор свободной торговли оптового рынка электроэнергии.

Другие участники заседания указали на существование системного конфликта между бизнес-единицами РАО «ЕЭС России» и Центром управления реформы: РАО приветствует появление на рынке новых игроков, а АО-энерго этому препятствуют и борются с выходом на рынок независимых компаний с помощью четко отстроенных схем. Господин В.

Завадников уже докладывал о существовании проблемы на совете директоров 25 февраля и теперь собирается лично главу РАО «ЕЭС России» Анатолия Чубайса.

Присутствовавший на заседании наблюдательного совета НП АТС член правления РАО «ЕЭС России» Василий Зубакин, пытаясь смягчить критику коллег, напомнил, что на оптовом рынке электроэнергии уже работает несколько независимых организаций. На что получил ответ, что их всего только шесть, хотя с подобной инициативой выступит несколько десятков таких организаций. Глава департамента РАО «ЕЭС России» по работе со СМИ Марита Нагога подтвердила, что позиция РАО в отношении нарушений при выходе на рынок независимых компаний «очень жесткая». «Каждый случай будет рассмотрен отдельно, и по итогам рассмотрения будут приниматься решения. Речь может идти как об административных, так и о корпоративных взысканиях (вплоть до увольнений), прежде всего в отношении генеральных директоров энергосистем», – уточнила М. Нагога. Правда, она выразила надежду, что до увольнений дело все же не дойдет.

В ФАС с проблемой независимых энергокомпаний знакомы не понаслышке: руководителем конфликтной комиссии при НП АТС является замглавы антимонопольного ведомства Анатолий Голомолзин. Впрочем, максимум, что может сделать ФАС, если признает вину энергосистем, – это оштрафовать их (сумма штра-

фа будет зависеть от каждого конкретного случая). В то же время в НП АТС считают, что мерой наказания должно стать расторжение договора о присоединении (в той его части, которая может ограничить допуск энергосистем на свободный сектор оптового рынка электроэнергии). Однако сде-

лать это невозможно юридически: договор о присоединении подразумевает работу как в регулируемом, так и в нерегулируемом секторах. «Наши юристы думают над тем, как изменить такую практику», – признался один из членов наблюдательного совета НП АТС.

В Челябинэнерго, Воронежэнерго и Воронежской сбытовой компании жалобу НП АТС в ФАС не комментируют. А в Волгоградэнерго заявили буквально следующее: «Мы будем настаивать на своей точке зрения, кто бы куда ни жаловался».

«Коммерсантъ»

ДЕФИЦИТ ЭНЕРГОМОЩНОСТЕЙ В РОССИИ МОЖЕТ ВОЗНИКНУТЬ В 2009–2010 ГОДАХ

Об этом сообщил на конференции «Российские инвесторы» член правления РАО «ЕЭС России» (EESR) Сергей Дубинин.

По его словам, по оценке специалистов РАО «ЕЭС», ориентировочно в эти сроки российская экономика выйдет на уровень энергопотребления, существовавший во время СССР на территории РФ.

Как следствие, будут задействованы все существующие энерго мощности, и не останется возможности для подключения новых потребителей.

Для предотвращения подобной ситуации необходимо в ближайшие три года построить порядка 3,3 тыс МВт

новых мощностей, для чего необходимы инвестиции в генерацию в размере 4,5 млрд. долл в год.

По словам С. Дубинина, дефицит мощностей возникнет в Центральном районе России и на Урале.

В то же время в районе Волжского бассейна ситуация с мощностями не вызывает опасения, так как там существуют избыточные энерго мощности волжских ГЭС.

Для привлечения инвесторов в строительство новых энерго мощностей предлагается создание частно-государственного партнерства, что создаст возможность для гарантирования инвестиций в электроэнергетику.

По словам С. Дубинина, для гарантирования инвестиций необходимо повысить существующий тариф на электроэнергию на 2%.

В случае, если такое повышение тарифа будет признано нецелесообразным, то РАО «ЕЭС» предлагает компенсировать эту сумму из средств федерального бюджета.

Гарантирование инвестиций предполагает покрывать инвестору разницу между ценой электроэнергии, необходимой для окупаемости проекта, и ценой, сложившейся на рынке.

Прайм-ТАСС

РАО «ЕЭС» ОДОБИЛО СПИСОК ИНВЕСТИЦИОННЫХ БАНКОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ПЕРЕХОДУ ТГК НА ЕДИНУЮ АКЦИЮ

РАО «ЕЭС России» (EESR) одобрило список инвестиционных банков для проведения работ по формированию территориальных генерирующих компаний (ТГК) на этапах присоединения к ним региональных генерирующих компаний (РГК) или для перехода ТГК на единую акцию. Об этом сообщили в департаменте по взаимодействию со СМИ РАО «ЕЭС России».

В выписке с заседания комитета по стратегии и реформированию при совете директоров ОАО РАО «ЕЭС России» говорится, что был одобрен список, состоящий из следующих банков: ИГ «Открытие», Citigroup, Morgan Stanley и ОАО «Вэб-инвест банк», ING Bank и ИФК «Метрополь», ООО «Атон корпоративные финансы», ОАО «Русские инвесторы», ЗАО «Инвестиционная компания ТРИН-

ФИКО», ЗАО «Объединенная финансовая группа», Инвестиционная группа «КапиталЪ», Альфа-банк и Merrill Lynch, ABN-Amro и ОАО «Еврофинанс», «Тройка Диалог», «Ренессанс Капитал», ARQ Investment Banking, Национальный резервный банк и Brunswick UBS, Credit Suisse First Boston.

Прайм-ТАСС

**В. Бродский, к.т.н.,
Г. Кутовой, д.э.н., проф.,
(ОАО «Стальная группа Мечел»),
И. Кожуховский, к.э.н.,
(ОАО РАО «ЕЭС России»)**



О ВЫПАДАЮЩИХ ДОХОДАХ АО-ЭНЕРГО

Практика показывает, что при рассмотрении вопросов, связанных с выходом того или иного промышленного потребителя электроэнергии на ФОРЭМ, как правило, между этим потребителем и соответственным АО-энерго возникают разногласия относительно размера выпадающих доходов АО-энерго, обусловленных перекрестным субсидированием.

В настоящее время отсутствует общепринятое (нормативное) определение этого показателя и, соответственно, нет общепринятой методики его расчета. На практике заинтересованные стороны придерживаются различных трактовок понятия «выпадающие доходы» и применяют разные подходы к их количественной оценке.

Цель статьи – уточнить терминологию, связанную с расчетом выпадающих доходов АО-энерго, вызванных выходом одного из промышленных потребителей электроэнергии на ФОРЭМ, рассмотреть различные подходы к расчету этого показателя, выявить особенности этих подходов и условия их применения.

Следует подчеркнуть, что все рассмотренные ниже положения справедливы лишь по отношению к существующей организации перекрестного субсидирования в АО-энерго, когда в рамках АО-энерго объединены генерация электроэнергии и ее передача по сетям АО-энерго. В статье не рассматриваются вопросы перекрестного субсидирования в условиях организационного разделения генерации электроэнергии и ее передачи по сетям АО-энерго, намечаемого в рамках реформирования РАО «ЕЭС России».

1. Основная идея

Всю выручку, получаемую тем или иным АО-энерго от продажи электроэнергии конкретному промышленному предприятию, можно представить в виде суммы двух составляющих:

- средств, предназначенных для перекрестного субсидирования;
- остальной выручки.

В случаях, неблагоприятных для АО-энерго, выход того или иного промышленного предприятия на ФОРЭМ ведет к уменьшению обеих составляющих¹.

¹ Далее будет показано, что в некоторых случаях выход промышленного предприятия на ФОРЭМ приводит не к уменьшению, а к увеличению средств для субсидирования.

Вызванное выходом конкретного предприятия на ФОРЭМ уменьшение объема средств, получаемых АО-энерго от этого предприятия и предназначенных для перекрестного субсидирования, далее для краткости будем называть «выпадающими средствами для субсидирования».

Соответственно, вызванное выходом конкретного предприятия на ФОРЭМ уменьшение средств, получаемых АО-энерго от этого предприятия за вычетом выпадающих средств для субсидирования, будем называть «выпадающей остальной выручкой».

Общеизвестно, что средства для субсидирования, получаемые АО-энерго от промышленных предприятий как часть выручки от продажи электроэнергии, являются формой социальной поддержки, которую промышленные предприятия оказывают тем группам потребителей, для которых установлены заниженные (льготные) тарифы на электроэнергию. Естественно, что выход конкретного промышленного предприятия на ФОРЭМ не должен освобождать данное предприятие от участия в этой социальной поддержке, по крайней мере, до тех пор, пока другие промышленные предприятия, еще не вышедшие на ФОРЭМ, продолжают нести это бремя. Следовательно, справедливо, если АО-энерго, после выхода промышленного предприятия на ФОРЭМ, будет продолжать получать от этого предприятия средства для перекрестного субсидирования в размерах, равных выпадающим средствам для субсидирования. Как известно, в настоящее время именно эта идея реализована в форме «перекрестного субсидирования за счет оплаты услуг по передаче электроэнергии по сетям АО-энерго»².

Принципиально иначе обстоит дело с «выпадающей остальной выручкой». Действительно, часть выручки, которая выше обозначена как «остальная выручка АО-энерго», – это результат договорных отношений (коммерческой сделки) между АО-энерго и промышленным предприятием на региональном розничном рынке электроэнергии. Выход предприятия на ФОРЭМ следует трактовать как отказ этого предприятия от договорных отношений с АО-энерго в пользу более выгодных для этого предприятия договорных отношений, которые существуют на ФОРЭМ. В условиях рыночной экономики противоестественно ставить вопрос о том, чтобы покупатель (т.е. промышленное предприятие, выходящее на ФОРЭМ), нашедший продавца с более дешевой продукцией, возмещал потери своего бывшего поставщика (т.е. АО-энерго), от продукции которого этот покупатель решил отказаться. (Если, конечно, в договоре между первым продавцом и покупателем не были предусмотрены санкции за односторонний отказ от договора. При таком подходе вопрос выпадаю-

щей остальной выручки АО-энерго, вызванной выходом того или иного промышленного предприятия на ФОРЭМ, должен решаться в обычном порядке, принятом в настоящее время при пересмотре балансов электроэнергии (мощности) ФОРЭМ и тарифов, утверждаемых Федеральной службой по тарифам России (далее – ФСТ России)³.

2. Уточнение понятий

2.1. Выпадающие доходы АО-энерго

В современных словарях и другой справочной литературе по экономике и бухгалтерскому учету отсутствует понятие «выпадающие доходы». При этом понятие «доходы» в справочной литературе имеет две взаимоисключающих трактовки.

В новейшем издании Большого экономического словаря [1] представлены следующие определения:

«доход – результат производственно-хозяйственной деятельности, получаемый как разница между стоимостью реализованной продукции и услуг и производственными затратами»;

«прибыль – превышение доходов от продажи товаров и услуг над затратами на производство и продажу этих товаров»;

«прибыль абсолютная – прибыль, равная доходу, который продавец получил от всех товаров за вычетом расходов».

Очевидно, что в первом определении, приведенном выше, понятие «доход» приближено по смыслу к общепринятому понятию «балансовая прибыль». Напротив, в двух последних определениях понятие «доход» ближе по смыслу к понятиям «стоимость реализованной продукции» или «выручка от реализации продукции».

Следуя двум указанным трактовкам, понятия «доход», показатель «выпадающие доходы АО-энерго» можно толковать либо как «выпадающая балансовая прибыль АО-энерго» либо как «выпадающая выручка АО-энерго».

² Уместно отметить, что действующее законодательство, мягко говоря, не замечает факт перекрестного субсидирования.

³ Для полноты картины, не вступая в дискуссию, отметим, что существует иной подход к вопросу о компенсации «выпадающей прочей выручки». Суть подхода: потребитель, выходящий на ФОРЭМ, должен выплатить АО-энерго, по меньшей мере, ту часть выпадающей прочей выручки, которая требуется АО-энерго, чтобы окупить капитальные вложения, затраченные в свое время АО-энерго на создание основных фондов, необходимых для обеспечения электроэнергией этого потребителя.

Чтобы избежать терминологической путаницы, связанной с неоднозначностью понятия «доход», в настоящей статье понятие «выпадающие доходы АО-энерго» не используется. Вместо этого понятия в соответствующих контекстах будем использовать либо понятие «выпадающая выручка АО-энерго» либо понятие «выпадающая балансовая прибыль АО-энерго».

2.2. Базовый и альтернативный варианты электроснабжения промышленного предприятия

Предположим, что, начиная с некоторого момента времени, например, с начала предстоящего квартала или года, для конкретного промышленного предприятия (потребителя) возможны два варианта его электроснабжения: базовый и альтернативный.

В базовом варианте данное промышленное предприятие будет закупать всю необходимую электроэнергию у АО-энерго по сложившейся, традиционной схеме.

В альтернативном варианте – этот же потребитель полностью или частично выходит на ФОРЭМ.

2.3. Базовый и альтернативный варианты регулируемых тарифов и балансов электроэнергии (мощности) АО-энерго

Как известно, регулируемые тарифы, применяемые конкретным АО-энерго, вычисляются с использованием двух балансовых моделей:

– балансовой модели федерального оптового рынка электроэнергии и мощности (ФОРЭМ), позволяющей вычислить тарифы на электроэнергию, отпускаемую с ФОРЭМ; эти тарифы утверждает ФСТ России;

– балансовой модели регионального розничного рынка электроэнергии и мощности, позволяющей вычислить тарифы, утверждаемые региональным единым тарифным органом (далее – ЕТО).

В балансовой модели ФОРЭМ каждое АО-энерго представлено укрупненно, т.е. без выделения отдельных станций, групп потребителей и линий передачи. Напротив, в балансовой модели регионального розничного рынка соответствующие АО-энерго представлены детально, т.е. с выделением отдельных станций, групп потребителей и линий передачи, дифференцированных по уровням напряжения (ВН, СН1, СН2, НН).

Тарифам, утверждаемым ФСТ России, соответствует плановый баланс электроэнергии (мощности) в балансовой модели ФОРЭМ. Тарифам, утверждаемым тем или иным ЕТО, соответствует плановый баланс электроэнергии (мощности) в

балансовой модели того или иного регионального рынка электроэнергии и мощности.

Указанные балансовые модели связаны между собой по схеме обратной связи: тарифы, рассчитанные с помощью балансовой модели ФОРЭМ, являются частью исходных данных для балансовой модели соответствующего регионального рынка, а тарифы, рассчитанные с помощью балансовой модели регионального рынка, – частью исходных данных для балансовой модели ФОРЭМ.

Выход промышленного потребителя на ФОРЭМ в общем случае влечет за собой необходимость пересчета как на модели ФОРЭМ, так и на модели соответствующего регионального розничного рынка.

Базовому варианту электроснабжения промышленного предприятия, планирующего выход на ФОРЭМ, соответствуют:

базовый баланс электроэнергии (мощности) ФОРЭМ;

базовый баланс электроэнергии (мощности) соответствующего регионального розничного рынка электроэнергии (мощности);

базовые регулируемые тарифы ФОРЭМ, утверждаемые ФСТ России;

базовые регулируемые тарифы регионального розничного рынка, утверждаемые региональным ЕТО.

Альтернативному варианту электроснабжения промышленного предприятия, планирующего выход на ФОРЭМ, соответствуют:

альтернативный баланс электроэнергии (мощности) ФОРЭМ;

альтернативный баланс электроэнергии (мощности) соответствующего регионального розничного рынка электроэнергии (мощности);

альтернативные регулируемые тарифы ФОРЭМ, утверждаемые ФСТ России;

альтернативные регулируемые тарифы регионального розничного рынка, утверждаемые региональным ЕТО.

2.4. Три типа потребителей электроэнергии

В рамках каждого АО-энерго условимся различать три типа промышленных предприятий – потребителей электроэнергии.

Первый тип – это потребители, каждый из которых в определенный период времени весь потребляемый объем электроэнергии закупает у АО-энерго. Такие потребители рассчитываются с АО-энерго по тарифам на электрическую энергию (мощность) (далее тарифы на э/э).

Второй тип – это потребители, каждый из которых в определенный период времени весь потребный объем электроэнергии закупает на

ФОРЭМ (непосредственно или через энергосбытовую организацию). Эти потребители рассчитываются с АО-энерго по тарифам на услуги по передаче электроэнергии по сетям АО-энерго (далее – тарифы на передачу э/э).

Третий тип – это потребители, каждый из которых в определенный период времени одну часть электроэнергии закупает у АО-энерго, а другую – на ФОРЭМ. Соответственно, потребители этого типа рассчитываются с АО-энерго за покупку одной части электроэнергии по тарифам на э/э, а за услуги по передаче другой части электроэнергии – по тарифам на передачу э/э.

Далее рассматривается общий случай, когда промышленное предприятие, выходящее на ФОРЭМ, в базовом варианте относится к первому типу, а в альтернативном варианте – к третьему типу.

2.5. Перекрестное субсидирование

Как известно, тарифы на э/э, утверждаемые конкретным ЕТО, дифференцируются по группам потребителей: промышленность, население, сельское хозяйство и др. Для каждой группы потребителей существуют экономически обоснованные тарифы на э/э.

Для некоторых групп потребителей (население, сельское хозяйство и др.) ЕТО устанавливает более низкие тарифы на э/э, чем экономически обоснованные для них тарифы на э/э. Основанием для заниженных тарифов в одних случаях являются федеральные законы и решения Правительства России, в других – решения местных властей.

В настоящее время на практике применяются два способа «компенсации потерь» АО-энерго, связанных с заниженными тарифами.

Первый способ состоит в том, что тарифы на э/э для промышленных потребителей устанавливаются выше, чем их экономически обоснованные тарифы на э/э. Этот способ применяется в отношении тех промышленных потребителей, которые покупают электроэнергию у АО-энерго. Такой способ установления тарифов принято называть «перекрестным субсидированием за счет продажи электроэнергии».

Второй способ состоит в том, что тарифы на передачу э/э для промышленных потребителей устанавливаются выше, чем их экономически обоснованные тарифы на передачу э/э. Этот способ применяется в отношении тех промышленных потребителей, которые непосредственно или через энергоснабжающие компании покупают электроэнергию на ФОРЭМ, но для передачи этой электроэнергии используют сети АО-энерго.

Тарифы на передачу э/э, утверждаемые ФСТ

России и региональными ЕТО, дифференцируются по классам напряжения (ВН, СН1, СН2, НН). Для каждого класса напряжения ФСТ России, как правило, устанавливает предельные (минимальный и максимальный) тарифы на передачу э/э.

Нижний (минимальный) предел тарифа на передачу э/э включает две составляющие:

- ставку за содержание электрических сетей;
- ставку за оплату потерь электроэнергии в сетях.

Нижний предел тарифа на передачу э/э не предусматривает «перекрестного субсидирования».

Верхний (максимальный) предел тарифа на передачу э/э превышает нижний предел на согласованный уровень перекрестного субсидирования. Этот согласованный уровень определяется критериями ФСТ России⁴.

В границах предельных значений тарифа на передачу э/э, указанных выше, соответствующий ЕТО с учетом ряда факторов (допустимых темпов роста платы за электроэнергию для населения, возможностей регионального бюджета и др.) определяет окончательное значение тарифа на передачу э/э по сетям разных классов напряжения. Превышение установленных тарифов на передачу э/э над минимальными тарифами для разных классов напряжения принято называть «перекрестным субсидированием за счет услуг на передачу электроэнергии».

Выход промышленного предприятия на ФОРЭМ означает, что в отношении этого предприятия перекрестное субсидирование за счет продажи электроэнергии полностью или частично заменяется перекрестным субсидированием за счет услуг на передачу электроэнергии.

2.6. Выпадающие средства для субсидирования

В базовом варианте источником средств АО-энерго, предназначенных для перекрестного субсидирования и получаемых от конкретного промышленного потребителя, является «перекрестное субсидирование за счет продажи электроэнергии».

В случае, когда потребитель полностью или частично выходит на ФОРЭМ, у соответствующего АО-энерго изменяются источники средств, получаемых от данного потребителя и предназначенных для перекрестного субсидирования.

Если тот или иной промышленный потреби-

⁴ Как правило, ФСТ России включает в верхний предел тарифа на передачу э/э только субсидирование населения, которое в 2003 г. в среднем по России составляло порядка 80% от всего размера перекрестного субсидирования.

тель полностью выходит на ФОРЭМ, то источник средств для перекрестного субсидирования за счет продажи электроэнергии этому потребителю, который был у соответствующего АО-энерго в базовом варианте, полностью заменяется перекрестным субсидированием за счет стоимости услуг на передачу электроэнергии, закупленной на ФОРЭМ для этого потребителя.

Если тот или иной промышленный потребитель выходит на ФОРЭМ только частично, то частично сохраняется соответствующий источник средств для перекрестного субсидирования за счет продажи электроэнергии, который был в базовом варианте, и добавляется новый источник средств для перекрестного субсидирования за счет стоимости услуг на передачу электроэнергии, закупленной на ФОРЭМ для этого потребителя.

Таким образом, в альтернативном варианте средства для перекрестного субсидирования, получаемые АО-энерго, складываются за счет двух источников: средства для перекрестного субсидирования как часть выручки от продажи электроэнергии плюс средства для перекрестного субсидирования как часть выручки от продажи услуг на передачу по сетям АО-энерго электроэнергии, закупленной на ФОРЭМ.

Выпадающие средства для субсидирования определим как средства для перекрестного субсидирования, получаемые АО-энерго от данного потребителя в альтернативном варианте, минус средства для перекрестного субсидирования, получаемые АО-энерго от данного потребителя в базовом варианте.

2.7. Выпадающая выручка АО-энерго

Выпадающую выручку АО-энерго, связанную с выходом конкретного промышленного предприятия на ФОРЭМ, определим как выручку АО-энерго в альтернативном варианте минус выручка АО-энерго в базовом варианте.

В случае, неблагоприятном для АО-энерго, выход промышленного предприятия на ФОРЭМ приводит к уменьшению выручки. Это уменьшение складывается из двух составляющих:

- уменьшения выручки АО-энерго от продажи электроэнергии (мощности);
- увеличения выручки от услуг по передаче по сетям АО-энерго электроэнергии, закупленной указанным предприятием на ФОРЭМ.

2.8. Экономия потребителя, вызванная его выходом на ФОРЭМ

Очевидно, что промышленное предприятие заинтересовано в выходе на ФОРЭМ, если это

позволяет уменьшить (сэкономить) затраты предприятия на закупку электроэнергии. Экономия затрат определим как разность затрат на закупку предприятием электроэнергии в альтернативном и базовом вариантах.

Отметим, что увеличение чистой прибыли потребителя, вызванное его выходом на ФОРЭМ, меньше, чем указанная экономия затрат, на величину суммарного прироста налоговых выплат в бюджеты всех уровней. Уменьшение затрат на закупку электроэнергии ведет к увеличению налоговых выплат по НДС в федеральный бюджет и выплат по налогу на прибыль в бюджеты всех уровней. Прирост налоговых выплат по каждому виду налогов равен произведению прироста налоговой базы для данного налога на соответствующую налоговую ставку. В случае уменьшения затрат на закупку электроэнергии прирост налоговой базы для расчета прироста НДС и прирост налоговой базы для расчета прироста налога на прибыль совпадают по величине и равны уменьшению затрат на закупку электроэнергии.

3. Упрощающие допущения

Для наглядности формул, представленных далее, введем несколько упрощающих допущений.

(I) Промышленный потребитель, планирующий выход на ФОРЭМ, закупает у АО-энерго электроэнергию лишь по одному классу напряжения. Если в базовом варианте потребитель закупает электроэнергию по нескольким классам напряжения, необходимо во всех формулах, представленных ниже, использовать объемы электроэнергии, суммарные по всем классам напряжения, а уровни тарифов – средневзвешенные по покупаемым объемам электроэнергии разных классов напряжения.

(II) Все показатели вычисляются в расчете на год.

(III) Переход от базового варианта к альтернативному, т.е. выход потребителя на ФОРЭМ, происходит в начале расчетного года.

(IV) В базовом варианте в течение расчетного (моделируемого) года остаются неизменными базовые тарифы на покупку э/э. Если это допущение не выполняется, то расчетный год необходимо представить как совокупность нескольких интервалов времени, для каждого из которых это допущение выполняется.

(V) В альтернативном варианте в течение расчетного года остаются неизменными альтернативные тарифы на покупку э/э и тарифы на передачу э/э по сетям АО-энерго. Если это допущение не выполняется, то расчетный год необходимо представить как совокупность интервалов времени, для каждого из которых это допущение выполняется.

Отметим, что все приведенные выше упрощающие допущения фактически используются на практике.

4. Расчет выпадающих средств для субсидирования

С учетом определений и упрощающих допущений, изложенных выше, объем средств для субсидирования ($S_{база}$), получаемых АО-энерго в базовом варианте за счет продажи электроэнергии предприятию, выходящему на ФОРЭМ, можно представить так:

$$S_{база} = Q \cdot (t_{база} - t_{экон' база}) \quad (1)$$

где:

Q – годовой объем электроэнергии, закупаемый предприятием у АО-энерго в базовом варианте, тыс. мВт·ч;

$t_{база}$ – тариф на э/э в базовом варианте, руб/мВт·ч;

$t_{экон' база}$ – экономически обоснованный тариф на э/э в базовом варианте, руб/мВт·ч;

Объем средств для субсидирования, получаемых АО-энерго в альтернативном варианте ($S_{альт}$), равен сумме двух составляющих: средствам для субсидирования за счет продажи части электроэнергии предприятию, выходящему на ФОРЭМ, плюс средства для субсидирования за счет выручки от услуг по передаче по сетям АО-энерго другой части электроэнергии для этого предприятия, закупленной на ФОРЭМ:

$$S_{альт} = (Q - \Phi) \cdot (t_{альт} - t_{экон' альт}) + \Phi \cdot (p_{альт} - p_{экон' альт}), \quad (2)$$

где:

Φ – годовой объем электроэнергии, закупаемой предприятием на ФОРЭМ в альтернативном варианте, тыс. мВт·ч;

$t_{альт}$ – тариф на э/э в альтернативном варианте, руб/мВт·ч;

$t_{экон' альт}$ – экономически обоснованный тариф на э/э в альтернативном варианте, руб/мВт·ч;

$p_{альт}$ – тариф на передачу э/э в альтернативном варианте, руб/мВт·ч;

$p_{экон' альт}$ – экономически обоснованный тариф на передачу э/э в альтернативном варианте, руб/мВт·ч;

Вычитая из равенства (2) равенство (1), получим искомый годовой объем выпадающих средств для субсидирования (VS), обусловленный выходом промышленного предприятия на ФОРЭМ:

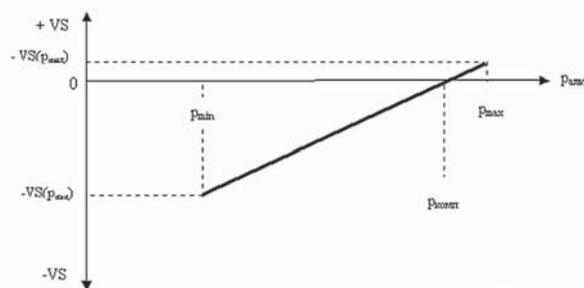


Рис. 1. Зависимость выпадающих средств для субсидирования (VS) от уровня тарифа на передачу электроэнергии ($p_{альт}$)

$$VS = Q \cdot [(t_{альт} - t_{экон' альт}) - (t_{база} - t_{экон' база})] + \Phi \cdot [(p_{альт} - p_{экон' альт}) - (t_{альт} - t_{экон' альт})]. \quad (3)$$

Приравняв нулю левую часть равенства (3), с помощью несложных преобразований получим выражение для расчета тарифа на передачу э/э $p_{комп'}$ обеспечивающего АО-энерго полную компенсацию в альтернативном варианте выпадающих средств для субсидирования (далее: компенсационный тариф):

$$p_{комп} = p_{экон' альт} + t_{альт} - t_{экон' альт} - (Q/\Phi) \cdot [(t_{альт} - t_{экон' альт}) - (t_{база} - t_{экон' база})]. \quad (4)$$

График зависимости выпадающих средств для субсидирования (SV) от уровня тарифа на передачу э/э ($p_{альт}$) в альтернативном варианте (рис.1) рассчитан по данным, близким к реальным. При минимальном тарифе на передачу э/э $p_{мин} = 50,0$ руб/мВт·ч выпадающие средства для субсидирования составляют 30,0 млн. руб/год. Компенсационный тариф $p_{комп} = 186,9$ руб/мВт·ч, а максимальный тариф на передачу э/э $p_{макс} = 220,0$ руб/мВт·ч. Максимальному тарифу на передачу э/э соответствует не уменьшение, а увеличение объема средств для субсидирования в сумме 7,2 млн. руб/год.

Другими словами, в примере (см. рис.1), верхний предел тарифа на передачу э/э установлен таким образом, что предприятие, выходящее на ФОРЭМ, в альтернативном варианте будет выплачивать АО-энерго больше средств для субсидирования, чем оно платило в базовом варианте.

5. Расчет выпадающей выручки АО-энерго

Выручка АО-энерго в базовом варианте ($W_{база}$), связанная с продажей электроэнергии промышленному предприятию, равна:

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

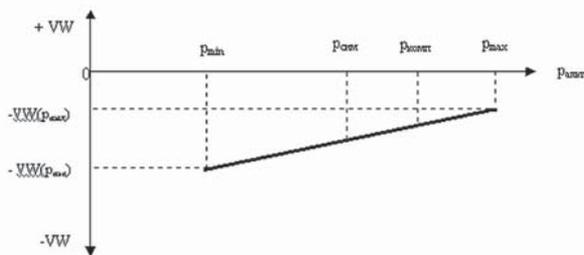


Рис. 2. Зависимость выпадающей выручки АО-энерго (VS) от уровня тарифа на передачу э/э ($P_{альт}$)

$$W_{база} = Q \cdot t_{база} \quad (5)$$

Выручка АО-энерго в альтернативном варианте ($W_{альт}$), связанная с продажей электроэнергии и услуг по передаче электроэнергии промышленному предприятию, которое частично вышло на ФОРЭМ, равна:

$$W_{альт} = (Q - \Phi) \cdot t_{альт} + \Phi \cdot p_{альт} \quad (6)$$

Вычитая из равенства (6) равенство (5), получим искомое уменьшение выручки АО-энерго, обусловленное выходом промышленного предприятия на ФОРЭМ:

$$VW = Q \cdot (t_{альт} - t_{база}) + \Phi \cdot (p_{альт} - t_{альт}) \quad (7)$$

На рис. 2 представлен пример зависимости выпадающей выручки АО-энерго (VW) от уровня тарифа на передачу э/э ($P_{альт}$). График на рис. 2 рассчитан по тем же исходным данным, что и график на рис. 1.

При минимальном тарифе на передачу э/э ($p_{мин} = 50,0$ руб/МВт·ч) выпадающая выручка в расчете на год составляют 191,1 млн. руб. Компенсационному тарифу $p_{комп} = 186,9$ руб/МВт·ч соответствует выпадающая выручка в сумме 161,1 млн. руб/год, а максимальному тарифу на передачу э/э $P_{max} = 220,0$ руб/МВт·ч – минимальная выпадающая выручка в сумме 153,9 млн. руб/год.

6. Пример

В примере расчета изменения основных экономических показателей АО-энерго в случае выхода промышленного предприятия на ФОРЭМ (табл. 1). В расчетах использованы уравнения (3), (4) и (7).

Уменьшение (-) или увеличение (+) остальной выручки АО-энерго (VU) вычисляется как разность между изменением выручки АО-энерго (VW) и изменением средств для субсидирования (VS):

$$VU = VW - VS \quad (8)$$

Основные результаты расчетов (см. табл. 1.) использованы при построении графиков (см. рис. 1 и рис. 2) и не нуждаются в дополнительных пояснениях.

В табл. 2 показаны результаты модельных расчетов влияния вариации исходных данных на значения расчетных показателей, представленных в табл. 1.

Табл. 2 устроена следующим образом.

Каждая ее строка соответствует одному из расчетных («выходных») показателей, представленных в табл. 1. Каждый столбец табл. 2 соответствует одному из «входных» показателей, который входит в множество исходных данных, представленных в табл. 1. Числа на пересечении каждой строки и столбца показывают, на сколько процентов меняется соответствующий «выходной» показатель, если «входной» показатель увеличивается на 1 процент.

Представлены два варианта расчетов, соответствующих различным значениям тарифа на передачу э/э (см. табл. 2). В первом варианте тариф на передачу э/э равен своему максимальному значению $P_{max} = 220$ руб/МВт·ч, которое на рис. 1 расположено правее компенсационного тарифа $p_{комп} = 186,9$ руб/МВт·ч. Во втором варианте тариф на передачу э/э принят равным $p_{сим} = 153,8$ руб/МВт·ч, что на рис.1 соответствует точке на оси абсцисс, расположенной левее $P_{комп}$ и на том же расстоянии от точки $p_{комп}$, что и точка P_{max} .

Анализ табл. 2 позволяет сделать следующие выводы.

1. Наиболее чувствительными к изменению различных входных показателей являются следующие выходные показатели:

- «уменьшение (-) или увеличение (+) средств для субсидирования», изменяющееся от -105,29 до +105,18%;
- «уменьшение (-) или увеличение (+) средств для субсидирования» в расчете на 1 МВт·ч, изменяющееся от -105,29 до +105,18%.

Остальные выходные показатели меняются в пределах +/- 5 %, т.е. в пределах погрешности, обычной для экономических расчетов.

2. Наиболее существенное влияние на изменение различных выходных показателей оказывают вариации (изменения) следующих входных показателей:

- «одноставочный тариф на э/э в базовом варианте», вызывающий изменения от -105,29 до +105,18%;
- «одноставочный тариф на э/э в альтернативном варианте», вызывающий изменения от -77,3 до +77,4%;
- «экономически обоснованный одноставоч-

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

Таблица 1

Название показателей	Ед. изм.	Условные обоз.	№ с.	
Исходные данные				
Объем электроэнергии, закупаемой предприятием у АО-энерго в базовом варианте	тыс. мВт•ч	Q	1	729,6
Объем электроэнергии, закупаемой предприятием на ФОРЭМ в альтернативном варианте	тыс. мВт•ч	Ф	2	218,9
Одноставочный тариф на э/э в базовом варианте	руб/мВт•ч	$t_{баз}$	3	1 045,0
Экономически обоснованный одноставочный тариф на э/э в базовом варианте (среднее по АО-энерго)	руб/мВт•ч	$t_{э, база}$	4	890,00
Одноставочный тариф на э/э в альтернативном варианте	руб/мВт•ч	$t_{альт}$	5	1 097,3
Экономически обоснованный одноставочный тариф на э/э в альтернативном варианте (среднее по АО-энерго)	руб/мВт•ч	$t_{э, альт}$	6	934,50
Максимальный тариф на передачу э/э в альтернативном варианте	руб/мВт•ч	$p_{тах}$	7	220,00
Экономически обоснованный тариф на передачу э/э в альтернативном варианте	руб/мВт•ч	$p_{экон. альт}$	8	50,00
Расчет для компенсационного тарифа на передачу э/э ($p = p_{комп}$)				
Компенсационный тариф на передачу э/э в альтернативном	руб/мВт•ч	$p_{комп}$	9	186,9
Уменьшение (-) или увеличение (+) средств для субсидирования	млн. руб.	$VS(p_{комп})$	10	0,0
то же в расчете на 1 мВт•ч электроэнергии, закупаемой на ФОРЭМ	руб/мВт•ч	$vs(p_{комп})$	11	0,0
Уменьшение (-) или увеличение (+) выручки АО-энерго	млн. руб.	$VW(p_{комп})$	12	-161,1
то же в расчете на 1 мВт•ч электроэнергии, закупаемой на ФОРЭМ	руб/мВт•ч	$vW(p_{комп})$	13	-220,9
Уменьшение (-) или увеличение (+) остальной выручки АО-энерго	млн. руб.	$VU(p_{комп})$	14	-161,1
то же в расчете на 1 мВт•ч электроэнергии, закупаемой на ФОРЭМ	руб/мВт•ч	$vU(p_{комп})$	15	-220,9
Расчет для максимального тарифа на передачу э/э ($p = p_{тах}$)				
Уменьшение (-) или увеличение (+) средств для субсидирования	млн. руб.	$VS(p_{тах})$	16	7,2
то же в расчете на 1 мВт•ч электроэнергии, закупаемой на ФОРЭМ	руб/мВт•ч	$vs(p_{тах})$	17	9,9
Уменьшение (-) или увеличение (+) выручки АО-энерго	млн. руб.	$VI(p_{тах})$	18	-153,9
то же в расчете на 1 мВт•ч электроэнергии, закупаемой на ФОРЭМ	руб/мВт•ч	$vs(p_{тах})$	19	-210,9
Уменьшение (-) или увеличение (+) остальной выручки АО-энерго	млн. руб.	$VU(p_{тах})$	20	-161,1
то же в расчете на 1 мВт•ч электроэнергии, закупаемой на ФОРЭМ	руб/мВт•ч	$vi(p_{тах})$	21	-220,9

Таблица 2

Расчетные показатели	№№ стр.	Исходные данные (входные показатели)						Р _{э,ал}
		Q	φ	t _{база}	t _{к,база}	t _{альт}	t _{к,альт}	
Расчет для максимального тарифа на передачу э/э (p = p_{max} = 220 руб/МВт·ч)								
Уменьшение (-) или увеличение (+) средств для субсидирования	1	0,78	0,22	-105,29	23,76	77,39	-65,91	6,65
то же в расчете на 1 МВт·ч э/э, закупаемой на ФОРЭМ	2	-0,22	0,22	-105,29	23,76	77,39	-65,91	6,65
Уменьшение (-) или увеличение (+) выручки АО-энерго	3	-0,25	1,25	4,95	0,00	-3,64	0,00	-0,31
то же в расчете на 1 МВт·ч э/э, закупаемой на ФОРЭМ	4	-1,24	1,25	4,95	0,00	-3,64	0,00	-0,31
Уменьшение (-) или увеличение (+) остатальной выручки АО-энерго	5	-0,20	1,20	0,00	1,07	0,00	-2,96	0,00
то же в расчете на 1 МВт·ч э/э, закупаемой на ФОРЭМ	6	-1,19	1,20	0,00	1,07	0,00	-2,96	0,00
Расчет для «симметричного» тарифа на передачу э/э p_{сим} = 153,8 руб/МВт·ч								
Уменьшение (-) или увеличение (+) средств для субсидирования	7	-0,78	1,78	105,18	-23,74	-77,31	65,84	0,00
то же в расчете на 1 МВт·ч э/э, закупаемой на ФОРЭМ	8	-1,76	1,78	105,18	-23,74	-77,31	65,84	0,00
Уменьшение (-) или увеличение (+) выручки АО-энерго	9	-0,23	1,23	4,53	0,00	-3,33	0,00	0,00
то же в расчете на 1 МВт·ч э/э, закупаемой на ФОРЭМ	10	-1,21	1,23	4,53	0,00	-3,33	0,00	0,00
Уменьшение (-) или увеличение (+) остатальной выручки АО-энерго	11	-0,20	1,20	0,00	1,07	0,00	-2,96	0,00
то же в расчете на 1 МВт·ч э/э, закупаемой на ФОРЭМ	12	-1,19	1,20	0,00	1,07	0,00	-2,96	0,00

ный тариф на э/э в альтернативном варианте (среднее по АО-энерго в альтернативном варианте)», вызывающий изменения от - 65,91 до + 65,84 %;

г) «экономически обоснованный одноставочный тариф на э/э в базовом варианте (среднее по АО-энерго в базовом варианте)», вызывающий изменения от - 23,74 до +23,76%.

Остальные входные показатели вызывают изменения выходных показателей в пределах порядка +/- 5 %, т.е. в пределах погрешности, обычной для экономических расчетов.

3. Влияние вариации входных показателей на выходные по абсолютной величине и знаку существенно зависит от значения принятого тарифа на передачу э/э в альтернативном варианте.

7. Выгода промышленного предприятия от выхода на ФОРЭМ

Экономия затрат промышленного предприятия на закупку электроэнергии, обусловленную его выходом на ФОРЭМ (далее - экономия), представим как разность затрат на закупку электроэнергии в базовом и альтернативном вариантах.

В базовом варианте затраты промышленного предприятия на закупку электроэнергии (Z_{база}) равны:

$$Z_{база} = Q \cdot t_{база} \quad (9)$$

В альтернативном варианте эти затраты (Z_{альт}) равны:

$$Z_{альт} = (Q - \phi) \cdot t_{альт} + \phi \cdot (p_{альт} + h_{ФОР} + t_{АБ}), \quad (10)$$

где:

$h_{ФОР}$ - удельные затраты на закупку электроэнергии (мощности) для предприятия на ФОРЭМ в альтернативном варианте, руб/МВт·ч;

$t_{АБ}$ - суммарный тариф на оплату услуг РАО «ЕЭС», НП АТС, ФСК, СО-ЦДУ, ЦДР-ФОРЭМ, руб/МВт·ч.

Показатель $h_{ФОР}$ не следует называть «тарифом на закупку э/э в альтернативном варианте», так как в случае выхода на ФОРЭМ предприятие может закупать, по крайней мере, часть энергии по свободным ценам. В общем случае прогнозируемые (плановые) значения этого показателя зависят от прогнозируемых (плановых) среднегодовых объемов электроэнергии, закупаемой для предприятия в регулируемом секторе и в секторе свободной торговли ФОРЭМ, а также от среднегодовых тарифов на закупку э/э в каждом из этих секторов.

Вычитая из уравнения (9) уравнение (10), по-

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

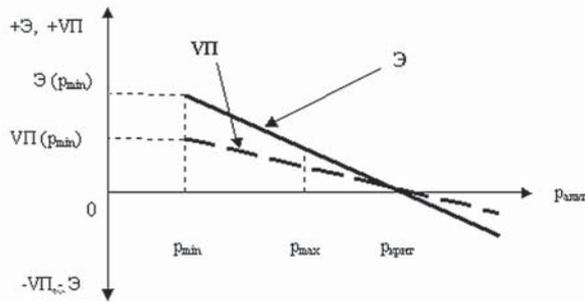


Рис. 3. Зависимость экономии (Э) и прироста чистой прибыли (ВП) предприятия от уровня тарифа на передачу электроэнергии (p)

лучим искомое выражение для расчета экономии (Э):

$$\begin{aligned} \Delta &= Q \cdot (t_{\text{база}} - t_{\text{альт}}) - \Phi \cdot \\ &\cdot (p_{\text{альт}} + h_{\text{ФОР}} + t_{\text{АБ}} - t_{\text{альт}}). \end{aligned} \quad (11)$$

Приравняв нулю правую часть уравнения (11), определим критическое значение тарифа на передачу э/э ($p_{\text{крит}}$), при котором экономия будет равна нулю и выход предприятия на ФОРЭМ теряет экономический смысл:

$$p_{\text{крит}} = (Q/\Phi) \cdot (t_{\text{база}} - t_{\text{альт}}) - (h_{\text{ФОР}} + t_{\text{АБ}} - t_{\text{альт}}). \quad (12)$$

Как видно на представленной зависимости экономии (Э) от уровня тарифа на передачу э/э в альтернативном варианте (см. рис. 3), если тариф на передачу э/э будет установлен большим, чем критический уровень $p_{\text{крит}}$, то вместо экономии средств в случае выхода на ФОРЭМ, предприятие будет нести убытки.

В действительности экономический эффект, вызванный выходом предприятия на ФОРЭМ, следует оценивать не по уровню экономии, а по уровню прироста чистой прибыли предприятия (ВП), который равен экономии за вычетом прироста налога на добавленную стоимость и прироста налогов на прибыль в бюджеты всех уровней:

$$ВП = \Delta \cdot (100 - НДС + ПР_{\phi} + ПР_p + ПР_m) / 100. \quad (13)$$

где:

НДС – ставка налога на добавленную стоимость, %;

$ПР_{\phi}$ – ставка налога на прибыль в федеральный бюджет, %;

$ПР_p$ – ставка налога на прибыль в бюджет субъекта Федерации, %;

$ПР_m$ – ставка налога на прибыль в местный бюджет, %.

Прерывистой линией (см. рис. 3) показан график прироста чистой прибыли (ВП), который находится ниже графика экономии (Э).

Отметим, что оба графика пересекают ось абсцисс ($\Delta = ВП = 0$) в одной и той же точке $p = p_{\text{крит}}$.

В табл. 3 представлен пример расчета экономии и прироста чистой прибыли с использованием исходных данных, которые приведены в табл. 1.

Расчеты, представленные в табл. 3, позволяют сделать следующие выводы.

(1) В случае выхода предприятия на ФОРЭМ и при максимальном тарифе на передачу э/э $p_{\text{макс}} = 220$ руб/мВт·ч годовой прирост чистой прибыли предприятия составит 15,6 млн. руб., или 58% от экономии его затрат на закупку электроэнергии.

(2) Приросту чистой прибыли предприятия в сумме 15,6 млн. руб. соответствует увеличение (+) средств АО-энерго для субсидирования в сумме 7,2 млн. руб и уменьшение (-) остальной выручки АО-энерго в сумме 161,1 млн. руб. в расчете на год.

(3) Критический тариф на передачу э/э, соответствующий нулевой экономии, равен 342,9 руб/мВт·ч, что значительно превышает установленный максимальный уровень тарифа на передачу э/э (220,0 руб/мВт·ч), а также расчетный компенсационный тариф на передачу э/э (186,9 руб/мВт·ч), обеспечивающий нулевой уровень выпадающих средств АО-энерго для субсидирования.

Уточним, что указанные выше численные оценки и выводы, основанные на этих оценках, справедливы только в отношении тех исходных данных, которые приняты в табл. 1 и 3.

8. Принятый на практике способ расчета экономических последствий для АО-энерго от выхода промышленного предприятия на ФОРЭМ

Опыт показывает, что, по крайней мере, в некоторых АО-энерго для расчета экономических последствий, вызванных возможным выходом промышленного предприятия на ФОРЭМ, применяется способ расчета, который является частным случаем формулы для расчета экономии (11).

Чтобы показать это, сделаем два предположения.

Во-первых, предположим, что тариф на э/э в альтернативном варианте равен тарифу на э/э в базовом варианте:

$$t_{\text{альт}} = t_{\text{база}}. \quad (14)$$

Во-вторых, предположим, что тариф на пе-

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

Таблица 3

Показатель	Един. измер.	Услов. обозн.	
Исходные данные			
Объем электроэнергии, закупаемой у АО-энерго в базовом варианте	тыс. мВт•ч	Q	729,6
Объем электроэнергии, закупаемой на ФОРЭМ в альтернативном варианте	тыс. мВт•ч	Φ	218,9
Объем э/энергии, закупаемой в секторе свободной торговли ФОРЭМ в альтернативном варианте	тыс. мВт•ч	Φ	218,892
Одноставочный тариф на э/э в базовом варианте	руб/мВт•ч	$t_{база}$	1 045,0
Одноставочный тариф на э/э в альтернативном варианте	руб/мВт•ч	$t_{альт}$	1 097,3
Максимальный тариф на передачу э/э в альтернативном варианте	руб/мВт•ч	$P_{альт, max}$	220,00
Сумма удельных затрат на оплату услуг РАО «ЕЭС», НП АТС, ФСК, СО-ЦДУ, ЦДР-ФОРЭМ	руб/мВт•ч	$t_{АБ}$	100,0
Удельные затраты на закупку э/энергии в секторе свободной торговли ФОРЭМ в альтернативном варианте	руб/мВт•ч	$h_{ФОР}$	480,0
Ставка НДС в федеральный бюджет	%	НДС	18,0
Ставка налога на прибыль в федеральный бюджет	%	ПРф	5,0
Ставка налога на прибыль в бюджет субъекта РФ	%	ПРр	17,0
Ставка налога на прибыль в местный бюджет	%	ПРм	2,0
Расчетные показатели			
Критический тариф на передачу э/э	руб/мВт•ч	$p_{крит}$	342,9
Экономия затрат на закупку э/э	тыс. руб	Э	26 916,4
Прирост налоговых отчислений предприятия по НДС в федеральный бюджет	тыс. руб	Э*НДС	4 844,9
Прирост налоговых отчислений предприятия по налогу на прибыль в федеральный бюджет	тыс. руб	Э*ПРф	1 345,8
Прирост налоговых отчислений предприятия по налогу на прибыль в бюджет субъекта Федерации	тыс. руб	Э*ПРр	4 575,8
Прирост налоговых отчислений предприятия по налогу на прибыль в местный бюджет	тыс. руб	Э*ПРм	538,3
Прирост чистой прибыли предприятия	тыс. руб	ВП	15 612

редачу э/э равен максимальному тарифу на передачу э/э:

$$p_{альт} = p_{max} \cdot \quad (15)$$

Подставив условия (14) и (15) в уравнение (11) и умножив обе части этого уравнения на (-1), получим искомую формулу:

$$G = -\Phi \cdot t_{база} + \Phi \cdot p_{max} + \Phi \cdot h_{ФОР} + \Phi \cdot t_{АБ} \cdot \quad (16)$$

Правая часть уравнения (16) имеет следующий экономический смысл:

первое слагаемое – это уменьшение выручки АО-энерго из-за сокращения продаж электроэнергии в объеме Φ в альтернативном варианте;

второе слагаемое – увеличение выручки АО-энерго за счет оплаты услуг по передаче электроэнергии по сетям АО-энерго («региональная абонплата») в альтернативном варианте;

третье слагаемое – уменьшение затрат АО-энерго на закупку электроэнергии на ФОРЭМ в альтернативном варианте

четвертое слагаемое – уменьшение затрат АО-энерго на оплату услуг РАО ЕЭС, НП АТС, ФСК, СО-ЦДУ, ЦДР-ФОРЭМ в альтернативном варианте.

Для исходных данных, представленных в табл. 1 и 3, формула (16) дает убытки:

$$G = -218,9 \cdot 1\,045,0 + 218,9 \cdot (220,0 + 480,0 + 100,0) = -53\,528 \text{ тыс. руб.}$$

На практике показатель G принято трактовать как убытки (-) АО-энерго, если этот показатель меньше нуля, или как доход (+) АО-энерго в противном случае.

Указанная выше связь формул (11) и (16) доказывает, что принятый на практике способ вычисления убытков (доходов) АО-энерго, связанных с выходом одного из предприятий на ФОРЭМ, в неявном виде базируется на отождествлении (по абсолютной величине) значений двух показателей: экономии предприятия, выходящего на ФОРЭМ, и убытков (доходов) АО-энерго, вызванных этим выходом.

Другими словами, формула (16) основана на неявном предположении, что если выход предприятия на ФОРЭМ дает ему экономию (+) затрат на покупку электроэнергии, то это влечет за собой равные по абсолютной величине убытки (-) АО-энерго. Напротив, если выход предприятия на ФОРЭМ увеличивает его затраты (-) на покупку электроэнергии, то это влечет за собой равный по абсолютной величине доход (+) АО-энерго.

На самом деле указанное предположение является ошибочным, так как оно противоречит всем возможным толкованиям понятия «доход», которые были рассмотрены в разделе «2.1. Выпадающие доходы АО-энерго».

Действительно, если понятие «доход АО-энерго» трактовать как понятие «выручка», то из правой части уравнения (16) следует исключить третье и четвертое слагаемые.

Напротив, если понятие «доход АО-энерго» трактовать как понятие «балансовая прибыль», то в правую часть формулы (16) надо ввести (со знаком «-») еще одну составляющую: «увеличение затрат АО-энерго на производство электроэнергии из-за увеличения условно-постоянной составляющей в себестоимости».

Наконец, если понятие «доход АО-энерго» трактовать как понятие «чистая прибыль», то в правую часть формулы (16) следует добавить еще две составляющие: «увеличение затрат АО-энерго на производство электроэнергии из-за увеличения условно-постоянной составляющей в себестоимости» и «изменение налоговых платежей АО-энерго».

Указанная путаница в терминологии приводит к тому, что «убытки АО-энерго», вычисленные по формуле (16), равны 53,5 млн. руб., что почти в три раза меньше вычисленной по формуле (8) «остальной выручки АО-энерго», равной 161,1 млн. руб.

Наконец, существенный недостаток формулы (16) состоит в том, что она не позволяет рассчитать выпадающие средства для субсидирования.

Таким образом, принятый на практике способ расчета (16) нельзя признать обоснованным.

Основные выводы и предложения

1. Выход конкретного промышленного предприятия на ФОРЭМ не должен освобождать данное предприятие от участия в перекрестном субсидировании как форме социальной поддержки, по крайней мере, до тех пор, пока другие промышленные предприятия, еще не вышедшие на ФОРЭМ, продолжают нести это бремя.

2. Следует отказаться от понятия «выпадающие доходы АО-энерго, связанные с выходом

предприятия на ФОРЭМ», так как это понятие не имеет однозначной трактовки. Вместо него в соответствующих контекстах следует использовать понятия: «выпадающая выручка АО-энерго», «выпадающая балансовая прибыль АО-энерго», «выпадающая чистая прибыль АО-энерго».

3. Следует ввести понятия:

«выпадающие средства для субсидирования за счет продажи электроэнергии», обозначающее ту часть выручки АО-энерго от продажи электроэнергии, которая образуется за счет превышения тарифа на электроэнергию, установленного для промышленных предприятий, над экономически обоснованным уровнем этого тарифа;

«средства для субсидирования за счет оплаты услуг по передаче электроэнергии, закупленной на ФОРЭМ», обозначающее ту часть выручки АО-энерго от продажи услуг по передаче электроэнергии, которая образуется за счет превышения тарифа на передачу электроэнергии, установленного для промышленных предприятий, над экономически обоснованным уровнем этого тарифа.

4. Для предприятия, выходящего на ФОРЭМ, следует установить такой уровень тарифа на услуги АО-энерго по передаче электроэнергии, закупленной предприятием на ФОРЭМ, чтобы средства для субсидирования за счет оплаты услуг по передаче этой электроэнергии в альтернативном варианте были равны выпадающим средствам для субсидирования за счет продажи электроэнергии в базовом варианте.

5. Уровень тарифа на передачу электроэнергии, отвечающий требованию, указанному в пункте 4, вычисляется по формуле (4).

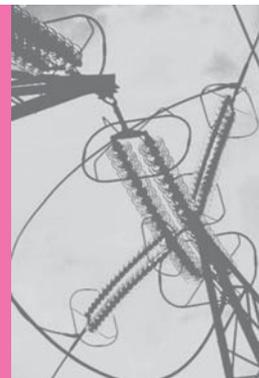
6. Нельзя признать обоснованным принятый на практике способ расчета экономических последствий для АО-энерго, вызванных выходом одного из промышленных предприятий на ФОРЭМ, так как этот способ основан на ошибочном отождествлении (по абсолютной величине) экономии предприятия, обусловленной уменьшением затрат на закупку электроэнергии, и убытков АО-энерго, связанных с выходом предприятия на ФОРЭМ.

Литература

1. Большой экономический словарь./ Под ред. А.Н.Азриэляна. 6-е изд., доп. – М.: Институт мировой экономики, 2004. – 1376 с.

2. Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном потребительском рынке, утвержденные постановлением ФЭК России от 31 июля 2002 г. № 49-э/8.

**Э. Киреева, к.т.н.,
А. Иляков, инженер,
Московский
энергетический
институт (ТУ)**



ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

В статье рассматривается сравнение трех типов светильников, предназначенных для освещения административного помещения. Сравнение светильников типов technolux (серия TLC418) с ЛЛ 4x18 Вт, PRB/R418 с ЛЛ 4x18 Вт (Россия) и ARS/R236 с ЛЛ 2x76 Вт (Россия) выполнено на примере их использования в конференц-зале. Все три типа светильников предназначены для внутреннего освещения помещения; их устанавливают в различных офисных помещениях, торговых залах, вестибюлях, фойе, а также в компьютерных классах и других помещениях. Ниже приводится краткая характеристика каждого из трех типов светильников.

В светильниках первого типа применен зеркальный отражатель с параболическим распределением светового потока в одной плоскости, что позволяет обеспечить уровень освещенности не более 200 кд/м² в диапазоне углов 60°...90°. Кро-

ме того, это дает возможность устанавливать светильники в помещениях, к которым предъявляются значительные требования к качеству освещения, а также получать высокий КПД (≥68%). Последнее обуславливает установку меньшего ко-



личества светильников на единицу площади без снижения уровня освещенности.

Для обеспечения требуемого коэффициента мощности в светильнике применена емкостная компенсация. Конструкция крепления зеркального отражателя в светильнике выполнена таким образом, чтобы максимально экономить время при его монтаже и обслуживании, обеспечивая при этом надежность крепления.

Второй тип светильника, как и первый, устанавливается в подвесной потолок модуля 600 x 600. Оптическая система – параболический отражатель позволяет снять проблему усталости глаз от бликов, неизбежно возникающих при использовании осветительных установок. Параболические перемишки, соединяющие растр, имеют дополнительный гиб, который отражает свет затемненного участка лампы и тем самым увеличивает КПД светильника до 55%. Уровень светового потока в данном светильнике является одинаково комфортным как для чтения, так и для работы за дисплеем компьютера. Светильник имеет стальной корпус белого цвета; зеркальная экранирующая решетка, состоящая из одной центральной V-образной и двух боковых алюминиевых анодированных профилей, позволяет осуществлять рациональное распределение света. Между собой профили соединены поперечными планками из ребристого алюминия, которые создают заданный защитный угол.

Расчет необходимого количества светильников по трем вариантам выполняем по методу коэффициента использования, который применяется для расчета общего равномерного освещения горизонтальных поверхностей при отсутствии крупных затеняющих предметов.

Габариты рассматриваемого помещения следующие:

$A = 9,0$ – длина; $B = 11,3$ – ширина; $S = A \cdot B = 9 \cdot 11,3 = 101,7 \text{ м}^2$ – площадь; $H = 3 \text{ м}$ – высота.

Коэффициенты отражения поверхностей взяты из справочника и составляют: для потолка $\rho_n=0,7$; стен $\rho_c=0,5$; пола $\rho_p=0,3$.

Нормируемый уровень горизонтальной освещенности (E_n , люкс) для данного вида помещений в соответствии с международными нормами (СНиП 23-05-95) составляет 400 лк.

Требуемое количество светильников N_c определяем по выражению:

$$N_c = \frac{E_n \cdot K_3 \cdot S}{n \cdot \Phi_n \cdot U_{oy}} \quad (1)$$

где K_3 – коэффициент запаса, учитывающий старение ламп и запыление светильников во время эксплуатации ($K_3 = 1,25-1,5$ в зависимости от характера окружающей среды);

S – освещаемая площадь, м^2 ;

U_{oy} – коэффициент использования (в долях единицы);

n – количество ламп в одном светильнике, шт.;

Φ_n – световой поток одной лампы, лм, из каталога.

Для определения коэффициента использования U_{oy} находим индекс помещения i , учитывая коэффициенты отражения поверхностей помещения: потолка – ρ_n , стен – ρ_c , расчетной поверхности или пола ρ_p .

Индекс помещения находим по выражению:

$$i = \frac{AB}{H \cdot (A+B)} \quad (2)$$

Для всех трех вариантов он будет равен:

$$i = \frac{9 \cdot 11,3}{3 \cdot (9+11,3)} = 1,67.$$

Для 1-го варианта по каталогу Technoluos находим: $U_{oy} = 0,48$.

Количество светильников типа TLC418 с четырьмя люминесцентными лампами тепло-белого света мощностью 18 Вт каждая определяем по выражению (1):

$$N_{c1} = \frac{E_n \cdot K_3 \cdot S}{n \cdot \Phi_n \cdot U_{oy}} = \frac{400 \cdot 1,25 \cdot 101,7}{4 \cdot 1150 \cdot 0,48} = 23,1 \text{ шт.}$$

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

Принимаем к установке 23 светильника.

Для 2-го варианта по каталогу Lighting Technologies находим: $U_{oy} = 0,42$.

Количество светильников типа PRB/R418 с четырьмя люминесцентными лампами тепло-белого света мощностью 18 Вт каждая определяем также по выражению (1):

$$Nc_2 = \frac{400 \cdot 1,25 \cdot 101,7}{4 \cdot 1150 \cdot 0,42} = 26,3 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 26 светильников.

Для 3-го варианта по каталогу Lighting Technologies находим: $U_{oy} = 0,41$.

Количество светильников типа ARS/R236 с двумя люминесцентными лампами тепло-белого света мощностью 36 Вт каждая определяем аналогично:

$$Nc_3 = \frac{400 \cdot 1,25 \cdot 101,7}{2 \cdot 2650 \cdot 0,41} = 21,6 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 22 светильника.

Сравнение вариантов по общим годовым расходам на освещение помещения (в данном случае конференц-зала) выполняем по следующему обобщенному выражению (3):

$$3 = N \cdot \left[\frac{\frac{c_1}{100} \cdot C_1 + \frac{c_2}{100} \cdot C_2}{n} + t \cdot a \cdot P + t \cdot \frac{C_3}{\tau} + \left(t \cdot \frac{C_4}{\tau} + R \right) \right],$$

где:

Z – суммарные годовые расходы на освещение, руб.;

N – общее число ламп по всех светильниках, шт.;

n – количество ламп в одном светильнике, шт.;

C_1 – цена светильника, руб.;

c_1 – уплата процентов, амортизация, % (для C_1);

c_2 – стоимость монтажа светильника, кабелей и электроустановочных устройств, руб.;

C_2 – уплата процентов, амортизация, % (для C_2);

t – время годовой наработки осветительной установки, ч/год;

a – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб.;

P – мощность, потребляемая одной лампой с ПРА, Вт;

t – полезный срок службы лампы, ч;

C_3 – цена лампы, руб.;

C_4 – стоимость замены одной лампы, руб.;

R – расходы на чистку одного светильника, руб. в год.

Основные параметры выражения (3) по каждому варианту приведены в табл. 1.

Остальные параметры выражения (3) для всех трех вариантов одинаковы и соответственно равны:

$$c_2 = c_1 = 15;$$

$$t = 2920;$$

$$a = 1,2;$$

$$t = 10\,000.$$

Результаты технико-экономического сравнения вариантов осветительных установок даны в табл. 2. Видно, что экономически целесообразным является первый вариант, как обеспечивающий наименьшие расходы на освещение административного помещения.

Таблица 1

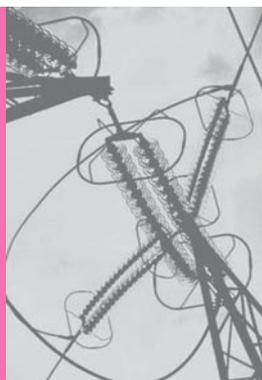
Основные параметры выражения (3) по каждому варианту

№ варианта	Параметр							
	N	n	C_1	C_2	P	C_3	C_4	R
1	92	4	648	480	20	26	10	32
2	104	4	887	480	20	26	10	32
3	44	2	900	640	40	32	12	40

Таблица 2

Результаты технико-экономического сравнения вариантов осветительных установок

№ варианта	Тип светильника	Тип лампы	Количество светильников	З, руб
1	TLC418	TLD18	23	12042,1
2	PRB418	TLD18	26	14544,9
3	ARS/R236	TLD36	22	12254,2



Р. БОРИСОВ,
зам. генерального
директора НПФ ЭЛНАП,
доктор электротехники

ОРГАНИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ. ВОПРОСЫ КАЧЕСТВА

В настоящее время промышленные предприятия используют системы электроснабжения с параметром 0,4 кВ: находящиеся в эксплуатации много лет, реконструированные частично или полностью, вновь построенные.

В течение нескольких лет сотрудниками НПФ ЭЛНАП проводились работы по диагностике систем электроснабжения различных объектов. На основании результатов этих работ можно сделать определенные выводы. Существующие системы электроснабжения, которые эксплуатируются много лет, не отвечают современным требованиям и являются основным источником всевозможных неприятностей. Для большинства из составляющих данных систем – автоматических выключателей, проводов и кабелей – существенно превышен установленный ресурс эксплуатации. В процессе эксплуатации произошли изменения в нагрузке. Новые и реконструированные системы электроснабжения, естественно, более надежны. Однако и здесь мы встречаемся с проблемами в качественном электроснабжении потребителей.

Наиболее ответственным устройством в системе электроснабжения с параметром 0,4 кВ является автоматический выключатель, обеспечивающий защиту от перегрузок и сверхтоков, т. е. защиту от возгорания электропроводки при аварийных режимах.

В процессе эксплуатации наблюдается резкое отклонение характеристик автоматов от определяемых ТУ (до 50% характеристик ТР и ЭМР автомата не соответствуют ТУ). Таким образом, часть питающих линий (фидеров) оказывается незащищенной в случае КЗ.

В настоящее время широкое распространение получили автоматы модульного типа отечественного и импортного производства, статистика изменения характеристик которых в процессе эксплуатации (из-за незначительного пока срока их эксплуатации) на сегодня неизвестна.

Следует отметить, что на отечественном рынке представлена продукция как известных западных фирм, так и малоизвестных. Очевидно, что подобные автоматы производятся в странах Азии и являются либо прямой подделкой, либо выпус-

каются без права экспорта (например, автоматы типа multi 9 C45N, производимые в Китае). Характеристики «левых» автоматов не соответствуют «фирменным» характеристикам, как правило, их попросту нет в каталогах фирм.

В то же время автоматы таких фирм, как ABB, AEG, Merlin Gerin, KOPP, SIEMENS, имеют высокую надежность (1–2% отбраковки).

Особое место занимает продукция фирмы Legrand. Если характеристики автоматов на номинальные токи 16–63 А в 98–99% случаев совпадают с приводимыми в каталогах, то характеристики ТР автоматов 2–10 А в 20% случаев не совпадают (время срабатывания ТР автоматов значительно превосходит указанное в каталоге).

Можно указать следующие проценты отбраковки для некоторых автоматов, встречающихся на отечественном рынке (испытания проведены фирмой «ЭЛНАП» по 200–300 автоматам каждого типа):

- ДЭК «Эльф» – 5–7% (автомат отечественного производства);
- ИЭК – 8–10% (автомат отечественного производства);
- KARO MCB – 70% ТР (страна-производитель неизвестна);
- multi 9 C45N – 15–17% (Китай);
- ENTAI C45N 8 – 10% (Китай);
- ABL SURSUM – 7–10%;
- STECK C45N – 12–15% (Польша);
- MONTEL – 10–12%;
- WIS 63 – 5–8% (Польша);
- FAEL S191 – 8–10%.

В последние годы широкое распространение в сетях 0,4 кВ получило устройство защитного отключения (УЗО). Прекрасный аппарат, обеспечивающий непрерывный контроль изоляции и защиту человека от поражения электрическим током. На российском рынке широко представлены электромеханические УЗО зарубежных фирм, среди которых особенно следует выделить ABB, Siemens, Merlin Gerin, Legrand, General Electric (GE). УЗО вышеперечисленных фирм отличаются высоким качеством исполнения и надежная работа на протяжении многих лет (в соответствии с ГОСТ Р 51326.1-99 изготовитель должен гарантировать надежную работу УЗО в течение не менее 5 лет с момента ввода в эксплуатацию). По своим техническим характеристикам и качеству работы УЗО, производимые данными фирмами, практически не отличаются друг от друга, и поэтому все они могут быть рекомендованы для применения.

Среди отечественных производителей следует отметить фирму ЗАО «АСТРО-УЗО», серийно выпускающую около 30 модификаций УЗО на базе импортных комплектующих. По своим пара-

метрам «АСТРО-УЗО» не уступают зарубежным аналогам, а по некоторым даже превосходят их: стандартное время отключения при номинальном отключающем дифференциальном токе составляет 0,03 с (для импортных УЗО время отключения – 0,3 с), номинальный условный ток короткого замыкания (термическая стойкость) равен 10 000 А (для большинства европейских УЗО – 6000 А).

Среди некачественной продукции, присутствующей на отечественном рынке, следует упомянуть УЗО-020 или его модификацию УЗО-022 (г. Ставрополь). Из установленных на промышленных объектах УЗО через год было признано годными для дальнейшей эксплуатации 80% устройств. Основными признаками некачественной работы УЗО были: повреждение цепи тестирования (при нажатии на кнопку «Тест» УЗО не срабатывало); срабатывание УЗО при токе, на порядок превышающем номинальный отключающий дифференциальный ток; несрабатывание УЗО при токе более 0,5 А; невозможность включения УЗО при отсутствии токов утечки.

На отечественном рынке появилось также большое количество подделок УЗО с маркой известных фирм. Как правило, эти УЗО стоят в 2–3 раза дешевле фирменных, чем и привлекают покупателя.

УЗО является, на наш взгляд, необходимым аппаратом, в особенности в старых сетях, вместе с тем существует проблема в эксплуатации их на различных объектах – происходит частое срабатывание (отключение потребителя).

Из результатов анализа причин срабатывания УЗО при их многолетней эксплуатации в составе электроустановок зданий с системой заземления TN-C-S следует, что отключения происходят:

- в 73% случаев из-за увеличения токов утечки через места повреждения изоляции электропроводок или по поверхности изоляции клеммных коробок (групповых автоматов) до (или выше) значения номинального отключающего дифференциального тока УЗО;
- в 10% – возникновения в зоне действия УЗО устойчивых гальванических связей между рабочим нулем сети переменного тока и заземленными корпусами электрооборудования;
- в 8% – неправильного подключения потребителей к УЗО (подключение к УЗО фазных проводников или проводников рабочих нулей «чужих» потребителей);
- в 4% – возникновения токов утечки через тело человека при контакте с проводниками рабочих нулей или фазными проводниками;
- в 3% – возникновения коротких замыканий на землю, сопровождающихся токами утечки;

- в 2% случаев из-за неисправностей УЗО.

Таким образом, в подавляющем большинстве случаев отключение защищаемого участка электрической цепи происходит по причине снижения уровня его изоляции ниже допустимого. Как правило, в этих случаях УЗО срабатывает только при включении участка сети (потребителя), имеющего дефектную изоляцию, и нормально функционирует (находится в режиме ожидания) при включении других участков. Нередки случаи срабатывания УЗО, вызванные нестабильным или кратковременным нарушением изоляции. В этих случаях после однократного срабатывания УЗО взводится и может находиться в данном состоянии достаточно большой промежуток времени.

В последние годы в связи с масштабным использованием компьютерной и другой электронной техники существенным образом изменился характер потребления электроэнергии. Особенность такой техники – импульсные источники питания, т.е. нелинейная нагрузка. При такой нагрузке наблюдается резкое увеличение токов в нулевых проводниках даже при симметричной нагрузке по фазам. В 4-проводных системах электроснабжения (отсутствует РЕ-проводник) такая нагрузка создает чрезвычайно серьезные проблемы: потерю нуля и, как следствие, повреждение электрооборудования; резкое возрастание блуждающих токов приводит к ускоренной электрохимической коррозии трубопроводов; появление магнитных полей, влияющих на работу мониторов компьютеров и на здоровье людей, приводит к нарушению электробезопасности; помехи в сети ведут к сбоям в работе электронной техники.

При создании такой нагрузки, например, при включении сети – а при наличии локальной компьютерной сети одновременно включается много компьютеров, – наблюдаются 8–9-кратные броски тока. Для защиты от сверхтока в таких сетях используются, как правило, автоматы с электромагнитным расцепителем, работающим при 3–5-кратном увеличении силы тока. В связи с этим на практике очень часто возникают нежелательные отключения компьютерной сети.

Для защиты от длительных перенапряжений при потере нуля в настоящее время появились эффективные, относительно недорогие устройства.

Полноценное устранение блуждающих токов и магнитных полей возможно лишь при выполнении 5-проводной системы электроснабжения или при проведении специальных работ по устранению нежелательных гальванических связей нулевого рабочего проводника с металлоконструкциями и трубопроводами.

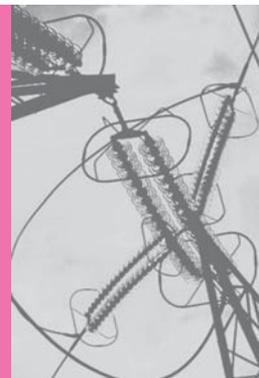
Многочисленные случаи повреждения электронной техники и сбои в ее работе на различных объектах вызваны импульсными перенапряжениями (грозowymi и коммутационными) в сети. Для защиты аппаратуры от импульсных перенапряжений необходимо правильно выполнять систему заземления и молниезащиты, а также устанавливать устройства, ограничивающие эти перенапряжения до безопасной величины.

На нашем рынке в настоящее время представлен большой ассортимент такого рода устройств различных фирм. Эти устройства весьма отличаются характеристиками и ценой. Без консультаций со специалистами достаточно трудно выбрать оптимальное по цене и параметрам характеристике устройство. Важно также знать, где должно быть установлено это устройство, чтобы обеспечить надежную защиту от перенапряжений. Этот вопрос заслуживает отдельного, более подробного рассмотрения.

В обычных системах электроснабжения периодически возникают провалы напряжения и кратковременные (до нескольких секунд) перерывы в питании. Это неизбежно. Возможны и более длительные перерывы в питании при авариях в энергосистеме. При такой ситуации происходят потеря информации на компьютерах и сбои в работе автоматических систем управления. Многие потребители предпринимают немалые усилия, чтобы обеспечить свои сети гарантированным электроснабжением. Для потребителей на рынке представлен широкий выбор источников бесперебойного питания. Выбор таких устройств требует очень внимательного и квалифицированного подхода. Иначе заказчик, заплатив весьма приличные деньги, не получит того, что ему нужно. Система гарантированного электроснабжения выполняется с учетом многих факторов. При проектировании такой системы приходится решать, например, такие вопросы: трехфазное или однофазное выполнение сети; какое время должна поддерживать напряжение данная система при пропадании питания в общей сети; использовать централизованный источник бесперебойного питания, индивидуальные или смешанную систему; применять устройства с прямым преобразованием (on-line) или нет (off-line); синусоидальное или нет выходное напряжение и т. д.

В развитых странах большинство вопросов, которые возникают у нас при проектировании, монтаже и эксплуатации систем электроснабжения потребителей, давно решено. К сожалению, мы не можем эти решения использовать без адаптации к нашим условиям. Длительное время разрабатывалась созданная в СССР система проектирования и эксплуатации электроустановок. И до сих пор идет процесс создания новой системы.

В. Беспалов,
доктор техн. наук,
профессор кафедры электромеханики
Московского энергетического
института
(Технического университета)



ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ДЛЯ ЧАСТОТНО- РЕГУЛИРУЕМОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА

Российские заводы выпускают всю гамму высот осей вращения (56–355 мм) асинхронных двигателей единых серий АИ, 5А, 6А и РА (табл. 1), а доля машин серии 4А в общем объеме уменьшается. Многие предприятия разработали и освоили производство регулируемых двигателей для всех способов управления:

– с короткозамкнутым ротором, имеющим

повышенное скольжение, многоскоростных с двумя, тремя и четырьмя разнополюсными обмотками статора, частотно-регулируемых;

– с фазным ротором, от номинальной мощности 2,5 кВт и выше, для реостатного пуска и регулирования;

– мотор-редукторных агрегатов, объединяющих стандартные двигатели номинальных мощно-

стей от 0,12 до 1,1 кВт, и червячные редукторы-вариаторы, изменяющие скорость вращения выходного вала в диапазоне 1:5.

Все большее место в продукции электромашиностроительных заводов занимают модификации и специализированные исполнения электродвигателей.

Регулируемые электроприводы завоевывают области применения нерегулируемых как для обеспечения технологических характеристик, так и с целью энергосбережения. Причем предпочтение дается именно машинам переменного тока, асинхронным (АД) и синхронным (СД), т.к. они имеют лучшие массогабаритные показатели, более высокую надежность и срок службы, проще в обслуживании и ремонте. Даже в такой традиционно «коллекторной» области, как электрический транспорт, машины постоянного тока уступают место частотно-регулируемым переменного тока, и это признано генеральным направлением развития тягового электропривода на ближайшие десятилетия.

В 2002 году на европейском рынке из общего числа регулируемых приводов было продано 68% частотных приводов переменного тока, 15% – приводов постоянного тока, остальное составили неэлектрические приводы (гидравлические и др.). Подсчитано, что сейчас процентное соотношение регулируемых и нерегулируемых приводов в России на порядок меньше, чем в Европе, Японии и Северной Америке.

В частотно-регулируемых приводах традиционно и чаще всего продолжают использоваться нерегулируемые двигатели общего применения, рассчитанные на питание от промышленной сети и работу с постоянной скоростью вращения ротора.

В некоторых публикациях и рекламных материалах это даже представлено как достоинство частотно-регулируемых приводов. Например, в механизмах главного движения станков предлагается использовать асинхронные двигатели мощностью до 55 кВт в диапазоне регулирования скорости вращения до 30000 об/мин. Да и не будет обычный двигатель работать при таких скоростях. Фирма АBB, например, разрешает эксплуатировать свои 2 и 4-полюсные АД в частотных приводах с максимальной скоростью вращения 6000 об/мин.

В другом проспекте на ШИМ-преобразователи с IGBT-транзисторами утверждается, что они «не требуют подбора специальных двигателей ...», а в выходном напряжении отсутствуют высшие гармоники», в диапазоне частот 0–120 Гц и напряжении до 7200 В привод способен работать при температуре окружающей среды до 400 °С. Фантастические возможности!

По некоторым оценкам, использование обычных серийных АД в частотном приводе приводит к снижению КПД и требует завышения их установленной мощности на 15,5–20% при работе в установившихся режимах и до 40–45% при работе в динамических режимах. Из-за высших гармоник напряжения и тока на выходе преобразователя частоты (ПЧ) на 5–6% возрастают потери в двигателе.

Ведущие российские и зарубежные разработчики и производители электрических машин и электроприводов единодушны в том, что для частотного регулирования нужны специальные двигатели.

Создать универсальный, подходящий для всех случаев жизни, частотно-регулируемый двигатель нельзя. Оптимальным он может быть только для каждого конкретного сочетания закона регулирования и способа управления, диапазона регулирования частоты и характера нагрузки: постоянной, обратно пропорциональной скорости вращения ротора, вентиляторной и случайной, с заданными вероятностными характеристиками, т.е., в идеале двигатели надо бы дифференцировать по типам производственных механизмов, естественно, подсчитывая экономическую целесообразность такого подразделения. Она, конечно, будет зависеть от массовости (объемов) применения.

Также нет пока еще ясности, чем должны отличаться двигатели переменного тока, питаемые от преобразователей – источников напряжения и источников тока. Частотно-токовому приводу нужны свои собственные двигатели.

Еще в начале 1990-х годов американский Институт инженеров электриков и электронщиков (IEEE) поставил задачу разработать промышленные стандарты на асинхронные двигатели, управляемые ПЧ.

Итак, попробуем ответить на вопрос: чем частотно-регулируемые АД должны отличаться от обычных?

1. Форма пазов ротора. Вследствие «мягкого» частотного пуска на роторе не требуются глубокие пазы. При проектировании таких двигателей вообще не следует ставить задачу обеспечения кратностей пускового и максимального моментов, ибо они получаются автоматически в замкнутой системе регулирования. Управляя частотой и напряжением, можно регулировать не только скорость вращения, но и скольжение, т.е. минимизировать потери в роторе. А векторное управление позволяет поддерживать такую величину реактивной составляющей тока статора, при которой коэффициент мощности и КПД – наибольшие. Вообще, если оптимально спроектировать машину для частотного регулирования, у нее мож-

но получить на 25% большую мощность, чем у обычной того же объема, либо уменьшить объем при той же мощности.

Соотношение активных материалов перераспределяется в сторону увеличения проводниковых. Глубокие пазы в серийном АД имеют на 15–25% избыточной площади при работе в установленном номинальном режиме. Этот резерв в частотно-регулируемом приводе можно использовать для уменьшения активного сопротивления ротора, т.е. и рабочего скольжения, и индуктивного сопротивления рассеяния (для увеличения полезного момента). Более широкие пазы имеют на 15–25% меньшую индуктивность рассеяния.

2. Число пар полюсов. Скорость вращения производственного механизма определяется частотой питания двигателя, количеством его пар полюсов и передаточным числом редуктора. Требуемую скорость вращения можно обеспечить при различных сочетаниях этих трех величин.

При поиске оптимального должны учитываться:

- диапазон регулирования частоты и стоимость ПЧ;
- целесообразность использования редуктора и его стоимость;
- стоимость АД и потребляемой энергии за время эксплуатации привода.

Современные единые серии АД имеют машины с максимальным числом полюсов – 12. Есть попытки изготовления АД для частотно-регулируемого привода лифта и рольгангов с 20 парами полюсов. Наверное, рекордное для АД с короткозамкнутым ротором количество полюсов 32 имеют машины Сафоновского электромашиностроительного завода на мощности 30 и 75 кВт. Только благодаря завышенной массе (1,9 и 2,7 т, соответственно) у них приемлемые энергетические показатели: $\cos \varphi = 0,57–0,65$, КПД 84–88%.

Дальнейшее увеличение числа полюсов регулируемых АД и СД будет зависеть от результатов решения вышеупомянутой оптимизационной задачи.

3. Номинальное напряжение двигателя. Известно, что если в регулируемом приводе используется серийный двигатель, без специальных мер, ему зачастую не достает напряжения на выходе ПЧ. Следовательно, с целью упрощения системы логично предположить, что двигатель для комплектного частотного привода может быть рассчитан на нестандартное напряжение основной гармоники на выходе ПЧ. Оптимальную величину этого напряжения должны рекомендовать специалисты по преобразовательной технике. Похоже, что только консерватизм и недостаток экономических расчетов до сих пор не позволяют электрома-

шиностроителям выпускать двигатели на нестандартные напряжения.

4. Синусоидальность напряжения и тока двигателя. Считается, что ПЧ тем лучше, чем большую синусоидальность напряжения или тока в двигателе он обеспечивает. Это требование опять же идет от серийных двигателей, в конструкциях которых предусматривается ряд мер, обеспечивающих синусоидальность поля в воздушном зазоре (распределение обмотки по пазам, укорочение ее шага и скос пазов, а в СД еще и профилирование полюсов). А нужно ли все это делать в частотно-регулируемых машинах и обязательно ли для них синусоидальность тока? Исследования дают на это отрицательные ответы. Это сразу ставит проблему оптимизации обмоток статора частотно-регулируемых двигателей, критерии проектирования которых должны отличаться от традиционных.

Использование обмоток характеризует коэффициент совместимости, под которым понимается отношение средних плотностей энергии поля в зазоре за период изменения тока при чисто гармонических временных и пространственных функциях, и с учетом обоих типов гармоник. Существуют такие сочетания временных и пространственных кривых, при которых использование обмотки не уступает синусоидальным. Поиски в этом направлении еще далеко не исчерпаны.

5. Охлаждение. Из-за низкой эффективности собственных вентиляторов при работе на малых частотах двигателя должны быть снабжены автономными вентиляторами-наездниками со своим приводом. Это необходимо для охлаждения как активных частей, так и подшипников.

6. Перенапряжения. ШИМ-коммутация современных ПЧ вызывает волновые переходные процессы и импульсные перенапряжения в системе ПЧ-двигатель. Характер процессов и величина перенапряжений зависят от крутизны фронтов питающих импульсов, индуктивных и емкостных параметров системы. Неблагоприятная величина перенапряжений в обмотке статора достигает двойного значения амплитуды поступающих импульсов и даже больше. Для защиты от них надо не только использовать фильтры, но и усилить изоляцию хотя бы начальных витков обмотки, правильно выбрать длину и конструкцию кабеля между ПЧ и двигателем, заземления.

Высокочастотная коммутация в ПЧ обуславливает появление подшипниковых токов в двигателе, природа, вредные последствия (повышенный износ подшипников) и способы борьбы с которыми еще требуют исследования. Некоторые фирмы (например, ABB) уже предлагают использовать в частотно-регулируемых АД подшипники с изолированным внутренним или наружным

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

кольцом, с керамическими шариками и другие меры. Подшипники с диэлектрическим покрытием выпускаются и в России.

7. Подшипники. Если двигатель будет работать в зоне очень высоких скоростей вращения, этим условиям должны соответствовать его подшипники, их смазка, уплотнения и балансировка ротора.

8. Шумы и вибрации. Вентиляционный шум двигателей имеет две составляющие: аэродинамическую и структурную (от механических вибраций). При регулировании скорости вращения ви-

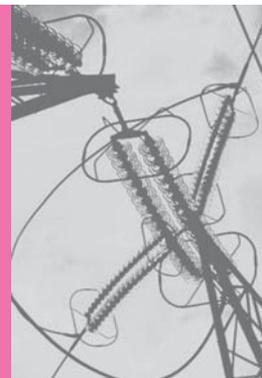
роакустические показатели, естественно, изменяются, причем в диапазонах низких скоростей превалирует структурная, а высоких – аэродинамическая. Значения скоростей и величины диапазонов зависят от числа полюсов двигателя.

Разработчики и производители в разной мере учитывают рассмотренные выше особенности регулируемых двигателей переменного тока, хотя все допускают использование в частотных приводах обычных серийных машин с понижением их номинальной мощности в среднем на 15%.

Таблица 1

Объем и структура производства асинхронных электродвигателей российскими заводами в 2000 г.

Наименование предприятия	Физический объем, шт.	Стоимостный объем, тыс. руб.	Физический объем, %	Стоимостный объем, %
1	2	3	4	5
Всего	862204	2717842	100	100
Владимирский электромоторный завод	143567	708984	16,7	26,1
ELDIN	108027	519758	12,5	19,2
Сибэлектромотор	101643	303085	11,8	11,2
Уралэлектро	177607	208069	20,6	7,7
Сафоновский ЭМЗ	1267	128028	0,1	4,7
Электро ЗВИ	1700	100000	0,2	3,7
Мосэлектромаш	180752	84500	21	3,1
ЭЛСИБ	164	80605	0,02	2,97
Кузбассэлектромотор	4736	66611	0,5	2,5
ХК «Привод»	352	60207	0,04	2,2
Псковский завод машин постоянного тока	32010	56053	3,7	2,1
Промприбор, г. Ливны	45380	53953	5,3	2,0
Динамо-плюс	3457	45997	0,4	1,7
«Электромашин», г. Улан-Удэ	931	45307	0,1	1,7
Дмитровский ЭМЗ	22082	32605	2,6	1,2
Баранчинский ЭМЗ	1538	28651	0,2	1,1
Уралэлектромаш	2273	24643	0,3	0,9
Электродвигатель, г. Бавлены	3061	18787	0,1	0,7
Красный маяк, г. Ярославль	11167	13637	1,3	0,5
Псковский ЭМЗ	5730	8697	0,7	0,3
«Высота», г. Тверь	532	8625	0,1	0,3
Сарапульский ЭГЗ	3342	6413	0,4	0,2
Вяземский электротехнический завод	333	326,6	0,04	0,01
Прочие	10553	14301	1,2	4,2



ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ. ПОНИМАНИЕ ПРОЦЕССА

ОПРЕДЕЛЕНИЕ

Под термином «*заземление*» подразумевается электрическое подключение какой-либо цепи или оборудования к земле. Заземление используется для установки и поддержания потенциала подключенной цепи или оборудования, максимально близким к потенциалу земли.

Цепь заземления образована проводником, зажимом, с помощью которого проводник подключен к электроду, электродом и грунтом вокруг электрода.

Заземление широко используется с целью электрической защиты. Например, в осветительной аппаратуре заземление используется для замыкания на землю тока пробоя, чтобы защитить персонал и компоненты оборудования от воздействия высокого напряжения.

Низкое сопротивление цепи заземления обеспечивает стекание тока пробоя на землю и быстрое срабатывание защитных реле. В результате

постороннее напряжение как можно быстрее устраняется, чтобы не подвергать его воздействию персонал и оборудование.

Чтобы наилучшим образом фиксировать опорный потенциал аппаратуры в целях ее защиты от статического электричества и ограничить напряжения на корпусе оборудования для защиты персонала, идеальное сопротивление цепи заземления должно быть равно нулю. Из дальнейшего описания станет ясно, что на практике этого добиться невозможно.

Достаточно низкие, но не предельные, значения сопротивления заданы в последних стандартах безопасности NEC®, OSHA и др.

СОПРОТИВЛЕНИЕ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО ЭЛЕКТРОДА

• Сопротивление заземляющего штыря (Рис. 1) определяется следующими компонентами:

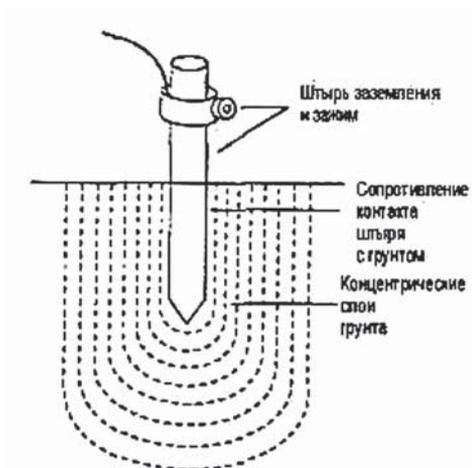


Рис. 1. Заземляющий штырь

- (А) сопротивление металла штыря и сопротивление контакта проводника со штырем;
- (Б) сопротивление контакта штыря с грунтом;
- (В) сопротивление поверхности земли протекающему току, иначе говоря, сопротивление земли, которое часто является самым важным из перечисленных слагаемых.

Подробнее.

(А) Обычно заземляющий штырь делается из хорошо проводящего металла (полностью медный штырь или с медным покрытием) и клеммой соответствующего качества, поэтому сопротивлением штыря и его контакта с проводником можно пренебречь.

(Б) Национальное бюро стандартизации показало, что сопротивлением контакта электрода с грунтом можно пренебречь, если электрод плотно вбит и на его поверхности нет краски, масла и подобных веществ.

(В) Остался последний компонент – сопротивление поверхности грунта. Можно представить, что электрод окружен концентрическими слоями грунта одинаковой толщины. Ближний к электроду слой имеет наименьшую поверхность, но наибольшее сопротивление. По мере удаления от электрода поверхность слоя увеличивается, а его сопротивление уменьшается. В конечном счете вклад сопротивления удаленных слоев в сопротивление поверхности грунта становится незначительным. Область, за пределами которой сопротивлением слоев земли можно пренебречь, называется *областью эффективного сопротивления*. Ее размер зависит от глубины погружения электрода в грунт.

Теоретически сопротивление земли можно определить общей формулой:

$$R = L / A$$

(сопротивление = удельное сопротивление x длина / площадь).

Эта формула объясняет, почему уменьшается сопротивление концентрических слоев по мере их удаления от электрода:

R = удельное сопротивление грунта x толщина слоя / площадь

При вычислении сопротивления земли удельное сопротивление грунта считают неизменным, хотя это редко встречается в практике. Формулы сопротивления земли для систем электродов очень сложны и при этом зачастую позволяют вычислять сопротивление лишь приблизительно. Наиболее часто используется формула сопротивления заземления для случая одного электрода, полученная профессором Дуайтом (H. R. Dwight) из Массачусетского технологического института:

$$R = \rho / 2L \times ((\ln 4L) - 1) / r$$

где

R – сопротивление заземления штыря в Омах;

L – глубина заземления электрода;

r – радиус электрода.

ВЛИЯНИЕ РАЗМЕРОВ ЭЛЕКТРОДА И ГЛУБИНЫ ЕГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Влияние размера: увеличение диаметра штыря уменьшает сопротивление заземления незначительно. Удвоение диаметра снижает сопротивление меньше, чем на 10% (рис. 2).

Влияние глубины заземления штыря: сопротивление заземления уменьшается с увеличением глубины. Теоретически при удвоении глубины сопротивление уменьшается на 40%. Стандарт NEC (1987, 250-83-3) предписывает заземлять штырь, минимум, на 8 футов (2,4 м) для обеспечения хорошего контакта с землей (рис. 3). В большинстве случаев штырь, заземленный на 10 футов (3 м), удовлетворяет требованиям NEC.

Минимальный диаметр стального штыря равен 5/8 дюйма (1,59 см), а медного или покрытого медью стального штыря – равен 1/2 дюйма (1,27 см) (NEC 1987, 250-83-2).



Рис. 2. Удвоение диаметра

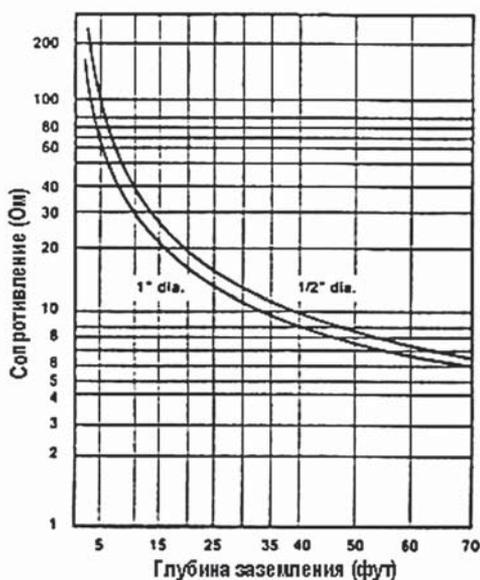


Рис. 3. Сопротивление устройства заземления в виде электрода в зависимости от глубины его заземления

На практике минимальный диаметр 3 м штыря заземления равен:

- 1/2 дюйма (1,27 см) – для обычного грунта;
- 5/8 дюйма (1,59 см) – для сырого грунта;
- 3/4 дюйма (1,91 см) – для твердого грунта или для штыря длиннее 10 футов.

ВЛИЯНИЕ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГРУНТА НА СОПРОТИВЛЕНИЕ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОДА

Приведенная выше формула Дуайта показывает, что сопротивление заземления зависит не только от глубины и площади поверхности электрода, но и от удельного сопротивления грунта. Оно является главным фактором, который определяет сопротивление заземления и глубину заземления штыря, какая потребуется для обеспечения малого сопротивления. Удельное сопротивление грунта сильно изменяется в зависимости от района земного шара и времени года. Оно в значительной степени зависит от содержания в почве электропроводящих минералов и электролитов в виде воды с растворенными в ней солями. Сухая почва, не содержащая растворимых солей, имеет высокое сопротивление (табл. 1).

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ГРУНТА

Два типа почвы в сухом виде могут стать фактически изоляторами с удельным сопротивлением более 109 Ом · см. Как можно видеть в табл. 2,

Таблица 1

Удельное сопротивление почвы

Почвы	Удельное сопротивление, Ом·см		
	Мин.	Среднее	Макс.
Зольные почвы, шлаки, засоленные почвы, пустынные	590	2370	7000
Глины, глинистые сланцы, илестая, суглинок	340	4060	16000
Те же с песком или гравием	1020	15 800	135000
Гравий, песок, камни с небольшим количеством глины или суглинка	59000	94000	458000

сопротивление образца почвы изменяется весьма быстро при увеличении содержания влаги в ней приблизительно до 20%.

Удельное сопротивление почвы, также, зависит от температуры. Табл. 3 показывает, как меняется удельное сопротивление песчаного суглинка с содержанием влаги 12,5% при изменении температуры от +20 до -15°C. Как можно видеть, удельное сопротивление изменяется от 7200 до 330 000 Ом·см.

Таблица 2

Сопротивление почвы в зависимости от содержания влаги

Содержание влаги, %	Удельное сопротивление, Ом·см	
	Земля	Песчаный суглинок
0	>109	>109
2,5	250000	150000
5	165000	43000
10	53000	18500
15	19000	10500
20	12000	6300
30	6400	4200

Поскольку удельное сопротивление грунта сильно зависит от температуры и содержания влаги, разумно считать, что сопротивление устройства заземления будет зависеть от времени года. Такие изменения показаны на рис. 4. Поскольку стабильность температуры почвы и содержания в ней влаги улучшается по мере удаления от поверхности, то система заземления будет эффективна в любое время, если штырь вбит на значительную глубину. Отличные результаты получаются, когда штырь достигает уровня воды.

Таблица 3

Измерение удельного сопротивления песчаного суглинка при изменении температуры

Температура, °C	Температура по Фаренгейту, F	Удельное сопротивление, Ом·см
20	68	7200
10	50	9900
0	32(вода)	13800
0	32(лед)	30000
-5	23	79000
-15	14	330000

В некоторых случаях удельное сопротивление грунта настолько велико, что для получения низкого сопротивления заземления требуются сложное устройство и значительные затраты. В этих случаях более экономично использовать заземленный штырь небольших размеров и снижать сопротивление заземления, периодически повышая

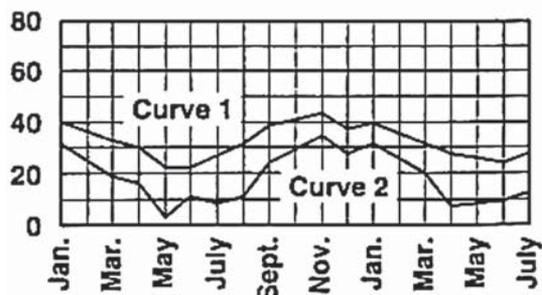


Рис. 4. Сезонные изменения сопротивления заземления водопроводной трубы диаметром 3/4 дюйма в каменистом грунте. Кривая 1 – заглубление трубы 3 фута, кривая 2 – 10 футов.

содержание растворимых веществ в почве вокруг электрода. Табл. 4 показывает существенное уменьшение сопротивления песчаного суглинка при увеличении содержания в нем соли.

На табл. 5 показана зависимость удельного сопротивления грунта, пропитанного раствором соли, от температуры. Конечно, если используется пропитка грунта соляным раствором, штырь заземления должен быть защищен от химической коррозии.

ВЛИЯНИЕ ГЛУБИНЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОДА Влияние содержания соли в грунте на его удельное сопротивление

Песчаный суглинок, содержание воды 15% от веса, температура 17°C	
Количество добавленной соли (% от веса воды)	Удельное сопротивление (Ом·см)
0	10700
0,1	1800
1,0	460
5	190
10	130
20	120

НА СОПРОТИВЛЕНИЕ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Чтобы помочь инженеру приблизительно определить глубину заглубления электрода, необходимую для получения заданного сопротивления устройства заземления, можно воспользоваться так называемой номограммой заземления. Она показывает, что для получения сопротивления заземления 20 Ом на грунте с удельным сопротивлением 10000 Ом·см, потребуется дюймов заглубить на 20 футов штырь диаметром 5/8.

Таблица 5

Влияние температуры на удельное сопротивление грунта содержащего соль

Песчаный суглинок, 20% воды, 5% соли от веса воды	
Температура, °C	Удельное сопротивление, Ом·см
20	110
10	142
0	190
-5	312
-13	1440

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

РАБОТА С НОМОГРАММОЙ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

1. Выберите необходимое сопротивление по шкале R (рис. 5).
2. Отметьте на шкале P точку удельного сопротивления грунта.
3. Проведите прямую линию через точки на шкале R и P до шкалы K.
4. Отметьте точку на шкале K.
5. Выберите диаметр штыря и проведите прямую линию до шкалы D через точки на шкале DIA и на шкале K.
6. Пересечение этой прямой с линией шкалы D покажет величину заглубления штыря, необходимую для того, чтобы обеспечить выбранное вначале сопротивление заземления.

ЗНАЧЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

В разделе «Сопротивление искусственных электродов» стандарта NEC © 250-84 (1987) написано: «Если один электрод в виде штыря, трубы или пластины не обеспечивает сопротивление равное или меньшее, чем 25 Ом, то необходимо применить дополнительно любое из устройств, описанных в части 250-83. Где бы ни устанавливалась группа штырей, труб или пластин, указанный раздел требует, чтобы расстояние между ними было не менее 1,8 м».

Национальный кодекс по электричеству (NEC © – National Electrical Code) устанавливает, что сопротивление заземления не должно быть больше 25 Ом. Эта директива является верхней грани-

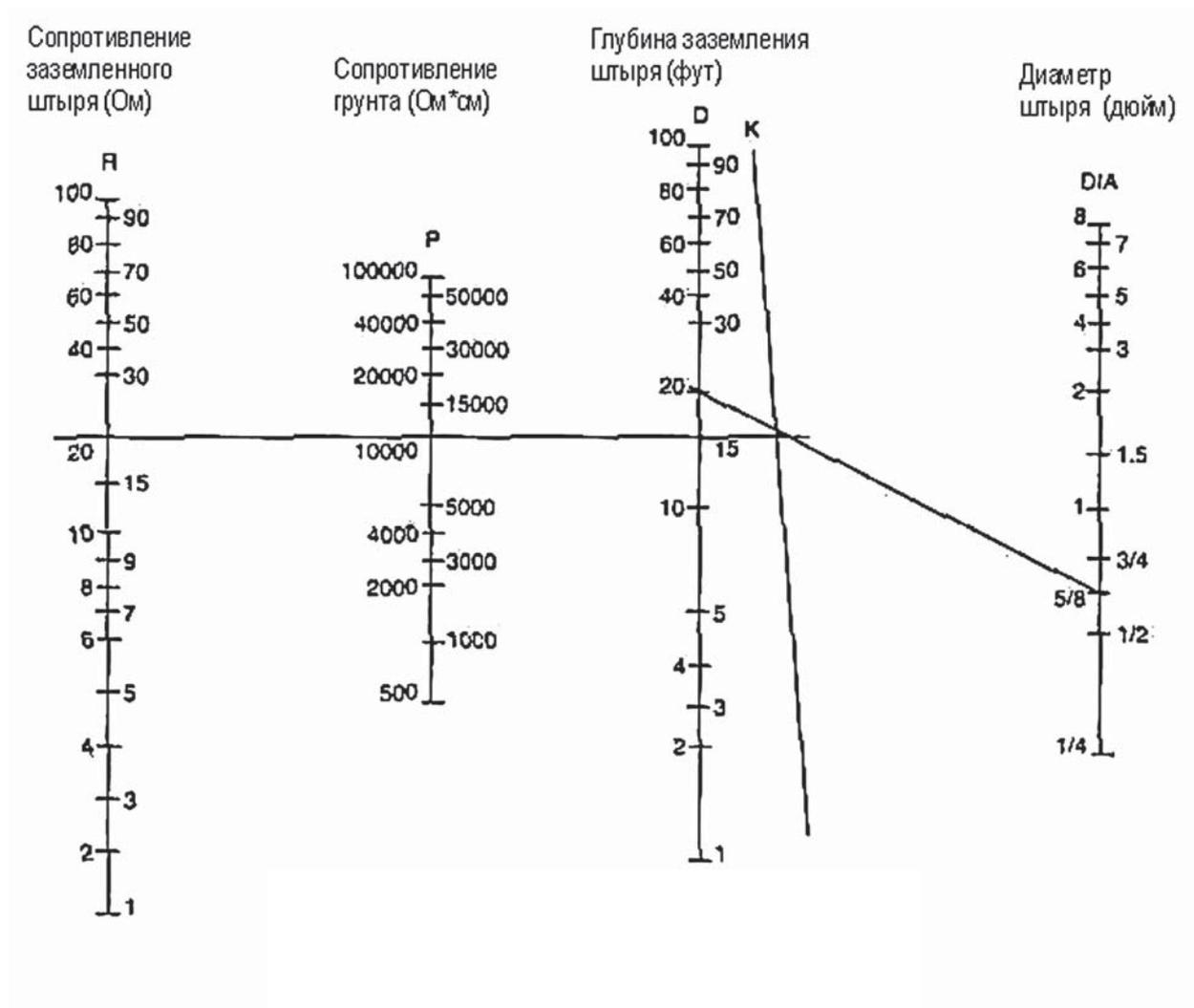


Рис. 5. Номограмма для расчета заземления в виде штыря

цей и во многих случаях требуется гораздо меньшее значение.

Возникает вопрос: насколько низким должно быть значение сопротивления заземления? Трудно назвать конкретное количество Ом. Низкое сопротивление заземления обеспечивает большую защиту персонала и оборудования. Поэтому стоит стремиться сделать его меньше 1 Ом. Однако было бы непрактично добиваться такого низкого значения сопротивления по всей сети распределения и передачи электроэнергии или на малых подстанциях. В некоторых регионах можно получить без значительных усилий значение 5 Ом. В других – трудно достигнуть и 100 Ом сопротивления заземления.

Стандарты, принятые в промышленности, устанавливают, что передающая электроэнергию подстанция должна обеспечивать сопротивление заземления, не превышающее 1 Ом. Для подстанций, распределяющих электроэнергию, рекомендуется сопротивление заземления не выше 5 и даже 1 Ом. На большинстве подстанций требуемое значение сопротивления может обеспечить система заземления в виде решетки.

В сетях электроосвещения или на узлах связи часто приемлемым значением считается 5 Ом. Если в сетях электроосвещения применяется громоотвод, то он должен подключаться к цепи заземления с сопротивлением не больше 1 Ом.

Именно такие значения сопротивления заземления, вытекающие из теории, обычно и применяются на практике. Однако всегда существуют случаи, когда очень трудно обеспечить сопротивление заземления, удовлетворяющее стандарту NEC ® или другим стандартам безопасности. Для этих случаев существует несколько методов уменьшения сопротивления заземления. В их числе – система из параллельно соединенных электродов, система с глубоким заземлением составных электродов и химическая обработка грунта. Кроме того, в других публикациях обсуждается заземление в виде закопанных пластин, проводников (электрический противовес), в виде подключения к стальным конструкциям зданий и арматуре железобетонных конструкций.

Низкое сопротивление заземления может обеспечить подключение к трубам систем водо- и газоснабжения. Однако применение с недавнего времени неметаллических труб и непроводящих стыков между трубами сделало проблематичным или вовсе невозможным обеспечить в этом случае низкое сопротивление заземления.

Для измерения сопротивления заземления требуются специальные приборы. Большинство из них использует принцип падения потенциала, созданного переменным током (AC – alternative current), протекающим между вспомогательным

и проверяемым электродом. Измерение проводится в Омах и показывает сопротивление между заземленным электродом и окружающей его землей. В числе приборов SA® недавно появились измерители сопротивления заземления, применяющие клещи тока.

Примечание. National electric code ® и NEC ® являются зарегистрированными торговыми марками Национальной противопожарной ассоциации (National Fire Protection Association).

ПРИНЦИП ИЗМЕРЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

(Принцип падения потенциала, 3-точечная схема)

Вольтметром измеряется напряжение между штырями X и Y и амперметром – ток, протекающий между штырями X и Z (рис. 6).

(Заметьте, что точки X, Y и Z соответствуют точкам X, P и C прибора, работающего по 3-точечной схеме или точкам C1, P2 и C2 прибора, работающего по 4-точечной схеме.)

Пользуясь формулами закона Ома $E = R I$ или $R = E / I$, мы можем определить сопротивление заземления электрода R. Например, если:

$$E = 20 \text{ В и } I = 1 \text{ А, то:}$$

$$R = E / I = 20 / 1 = 20 \text{ Ом}$$

При использовании тестера заземления не требуется производить эти вычисления. Прибор сам сгенерирует необходимый для измерения ток и прямо покажет значение сопротивления заземления.

ПОЛОЖЕНИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОДА ПРИ ИЗМЕРЕНИИ

Для точного измерения сопротивления заземления надо размещать вспомогательный электрод

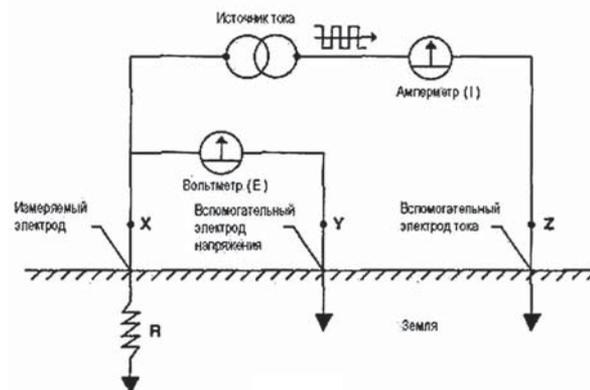


Рис. 6. Ток, протекающий между штырями X и Z.

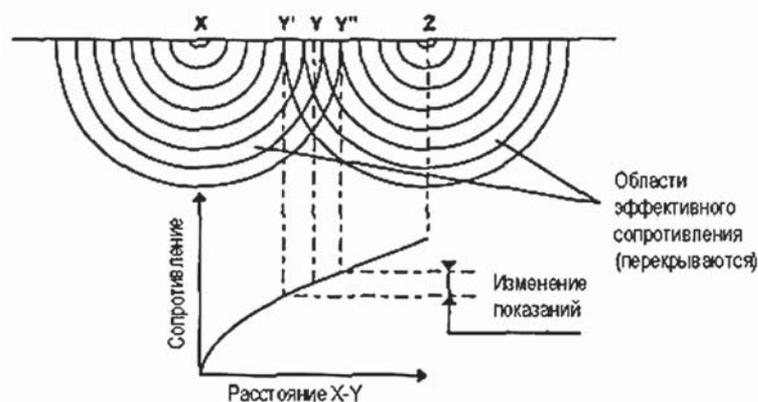


Рис. 7. Вспомогательный электрод напряжения Y в зоне эффективного сопротивления

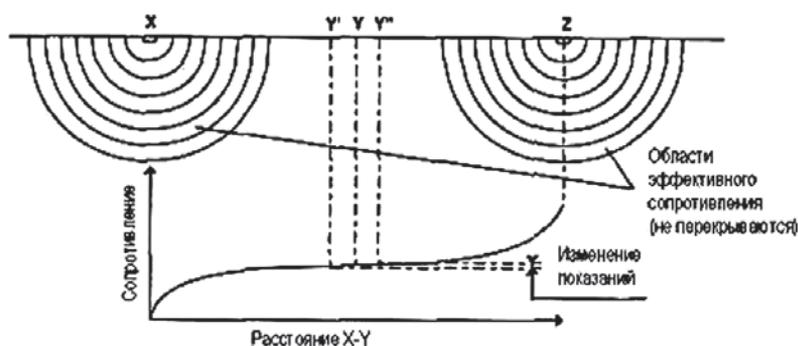


Рис. 8. Вспомогательный электрод напряжения Y за пределами зон эффективного сопротивления

тока Z достаточно далеко от измеряемого электрода для того, чтобы потенциал на вспомогательном электроде напряжения Y измерялся за пределами зон эффективного сопротивления как проверяемого электрода X , так и вспомогательного электрода тока Z . И наилучшим способом проверить, находится ли электрод за пределами зон эффективного сопротивления остальных электродов, будет ли проводить измерения, меняя его местоположение. Если вспомогательный электрод напряжения Y находится в зоне эффективного сопротивления одного из остальных электродов (или одновременно в обеих зонах, если зоны перекрываются), то при смене его местоположения показания прибора будут значительно меняться, и в этом случае нельзя точно определить сопротивление заземления (рис 7).

С другой стороны, если вспомогательный электрод напряжения Y расположен за пределами зон эффективного сопротивления (рис. 8), то при его перемещении показания будут изменяться незначительно. Это и есть наилучшая оценка сопротивления заземления электрода X . Результаты измерения лучше изобразить на графике, чтобы убедиться, что они находятся на почти горизонтальном участке кривой. Часто расстояние от этого участка до проверяемого электрода равно приблизительно 62% расстояния от вспомогательного электрода тока до проверяемого электрода.

Продолжение следует

ПРОВЕДЕНО УСПЕШНОЕ ТЕСТИРОВАНИЕ ЩИТОВОГО АНАЛИЗАТОРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ CVM NRG96 КОМПАНИЕЙ ADASTRA RESEARCH GROUP, LTD

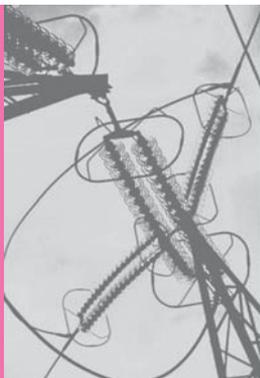
Многофункциональный измерительный прибор CVM-NRG 96 предназначен для измерения, расчета и отображения основных параметров переменного электрического тока в трехфазных сетях промышленного назначения (симметричных и несимметричных). В список измеряемых параметров входит 45 основных параметров электроэнергии. Прибор позволяет программировать релейный выход по условию сигнала тревоги (значение контролируемого параметра), а также анализ отдельных гармоник напряжения и тока (до 15). Предусмотрено универсальное питание прибора. Для связи со SCADA TRACE MODE используются последовательный интерфейс RS-485 и протокол на основе Modbus RTU.

УЧЕТНО-РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ: СЛАЖЕННАЯ РАБОТА

Принцип разнородности хорош при изготовлении лоскутного одеяла. Здесь детали разной фактуры служат своей особой цели – созданию пестрого узора.

Плохо, когда этот принцип применяется при выборе учетно-распределительной техники. Тогда пестрым узором становится содержимое щитка. Все бы ничего, да вот только задачи, стоящие перед этой техни-

>> 63



*В. Харечко,
Ю. Харечко*

ТРЕБОВАНИЯ ПРАВИЛ УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПО ПРИМЕНЕНИЮ УСТРОЙСТВ ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ

В Правилах устройства электроустановок (ПУЭ) седьмого издания [1] изложены требования по применению устройств защитного отключения (УЗО) в низковольтных электроустановках. Большая часть этих требований заимствована из стандартов комплекса ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий», меньшая – сформулирована впервые. Однако требования ПУЭ содержат большое число ошибок и погрешностей, которые во многих случаях серьезно затрудняют, а в некоторых случаях исключают их выполнение. Ниже представлен аналитический обзор требований ПУЭ по применению УЗО.

Требования главы 1.7 ПУЭ

Глава 1.7 «Заземление и защитные меры электробезопасности» ПУЭ содержит основные требования по обеспечению защиты от поражения элек-

трическим током в низковольтных и в высоковольтных электроустановках, в том числе предусматривающие применение УЗО в низковольтных электроустановках.

Пункт 1.7.50 ПУЭ содержит следующее требование: «Для дополнительной защиты от прямого прикосновения в электроустановках напряжением до 1 кВ при наличии требований других глав ПУЭ следует применять устройства защитного отключения (УЗО) с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА». В этом требовании термин «электроустановка напряжением до 1 кВ» следует заменить термином «низковольтная электроустановка» (см. анализ терминологии ПУЭ седьмого издания, изложенный в статье [2]).

Процитированное требование заимствовано из подраздела 412.5 ГОСТ Р 50571.3 [3], в котором применение УЗО, имеющего номинальный от-

ключающий дифференциальный ток до 0,03 А включительно, рассматривается в качестве дополнительной меры защиты от поражения электрическим током при возникновении прямого прикосновения. Эту электроразрешительную меру применяют в нормальном режиме электроустановки здания в случае недостаточности или отказа других мер защиты от прямого прикосновения – изоляции токоведущих частей, применения ограждений и оболочек, установки барьеров, размещения вне зоны досягаемости. Причем в требованиях стандарта дано специальное разъяснение о том, что подобное использование УЗО не может быть единственной мерой защиты от прямого прикосновения. УЗО должны применяться в совокупности с другими мерами защиты от прямого прикосновения (например, с обязательной изоляцией опасных токоведущих частей и размещением их в оболочках).

В п. 1.7.58 ПУЭ имеются следующие требования: «Питание электроустановок напряжением до 1 кВ переменного тока от источника с изолированной нейтралью с применением системы IT следует выполнять, как правило, при недопустимости перерыва питания при первом замыкании на землю или на открытые проводящие части, связанные с системой уравнивания потенциалов. В таких электроустановках для защиты при косвенном прикосновении при первом замыкании на землю должно быть выполнено защитное заземление в сочетании с контролем изоляции сети или применены УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА. ...».

Эти требования содержат терминологические ошибки. Во-первых, в требованиях вместо термина «электроустановка напряжением до 1 кВ» следует использовать термин «низковольтная электроустановка». Во-вторых, в требованиях два раза указано на отсутствие заземления токоведущей части источника питания. Причем первый раз речь идет об изолированной нейтрали, а второй раз – о системе IT, в которой токоведущие части источника питания должны быть изолированы от земли.

Рассматриваемые требования основаны на требованиях п. 413.1.5 ГОСТ Р 50571.3 к выполнению автоматического отключения питания в электроустановках зданий, соответствующих типу заземления системы IT. В качестве защитного устройства в таких электроустановках, как указано в п. 413.1.5.7 ГОСТ Р 50571.3, можно применять устройства контроля изоляции, устройства защиты от сверхтока и устройства защиты, реагирующие на дифференциальный ток (то есть – УЗО).

Пункт 1.7.59 ПУЭ гласит: «Питание электроустановок напряжением до 1 кВ от источника с глухозаземленной нейтралью и с заземлением открытых проводящих частей при помощи заземлителя, не присоединенного к нейтрали (система

ТТ), допускается только в тех случаях, когда условия электробезопасности в системе TN не могут быть обеспечены. Для защиты при косвенном прикосновении в таких электроустановках должно быть выполнено автоматическое отключение питания с обязательным применением УЗО. При этом должно быть соблюдено условие:

$$R_a I_a \leq 50 \text{ В},$$

где

I_a – ток срабатывания защитного устройства;

R_a – суммарное сопротивление заземлителя и заземляющего проводника, при применении УЗО для защиты нескольких электроприемников – заземляющего проводника наиболее удаленного электроприемника».

Прочитанные требования содержат многочисленные терминологические ошибки. Во-первых, в требованиях вместо термина «электроустановка напряжением до 1 кВ» следует использовать термин «низковольтная электроустановка». Во-вторых, вместо словосочетания «заземлитель, не присоединенный к нейтрали» следует использовать термин «электрически независимый заземлитель», так как в требованиях идет речь о системе ТТ. В-третьих, заземление открытых проводящих частей производится путем их преднамеренного электрического соединения с заземляющим устройством, а не с заземлителем, входящим в состав заземляющего устройства. В-четвертых, словосочетание «сопротивление заземлителя» следует заменить термином «сопротивление заземляющего устройства».

Анализируемые требования накладывают необоснованные ограничения на применение типа заземления системы ТТ в низковольтных электроустановках – его можно использовать «только в тех случаях, когда условия электробезопасности в системе TN не могут быть обеспечены». При этом в главе 1.7 ПУЭ отсутствуют критерии проверки уровня электробезопасности в низковольтных электроустановках, соответствующих типам заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S, и их численные значения, а также методика выполнения указанной проверки. Поэтому данное требование нельзя выполнить.

Рассматриваемые требования основаны на требованиях п. 413.1.4 ГОСТ Р 50571.3 к выполнению автоматического отключения питания в электроустановках зданий, соответствующих типу заземления системы ТТ. Для устранения недостатков требования следует сформулировать так:

«В низковольтных электроустановках, соответствующих типу заземления системы ТТ, для автоматического отключения питания следует применять УЗО, которые должны отключать аварийное электрооборудование класса I при появлении на его открытых проводящих частях напряжения, превышающего сверхнизкое напряжение».

В п.1.7.80 ПУЭ сказано: «Не допускается применять УЗО, реагирующие на дифференциальный ток, в четырехпроводных трехфазных цепях¹ (система TN-C). В случае необходимости применения УЗО для защиты отдельных электроприемников, получающих питание от системы TN-C, защитный РЕ проводник электроприемника должен быть подключен к PEN проводнику цепи, питающей электроприемник, до защитно-коммутационного аппарата». Эти требования, накладывающие ограничения на использование УЗО в системах TN-C, основаны на требованиях п.413.1.3 ГОСТ Р 50571.3 к выполнению автоматического отключения питания в электроустановках зданий, соответствующих типам заземления системы TN. Примечание 1 к п. 413.1.3.8 стандарта гласит: «В системе TN-C не должны применяться устройства защиты, реагирующие на дифференциальный ток». Применительно к системе TN-C-S отмечается, что PEN-проводник не должен использоваться после УЗО на стороне нагрузки. Присоединение защитного проводника к PEN-проводнику должно осуществляться на стороне источника питания по отношению к устройству защитного отключения.

На рис.1 показано применение устройств защитного отключения в электроустановке здания, которая соответствует типу заземления системы TN-C-S, когда PEN-проводник используется в части электроустановки здания. Первый электроприемник класса I установлен в той части электроустановки здания, в которой имеется PEN-проводник, второй электроприемник – в части электроустановки здания, где применяется нулевой защитный проводник. Причем построение электрических цепей в электроустановке здания, которая имеет тип заземления системы TN-C-S, в месте подключения первого электроприемника аналогично устройству электрических цепей, которые имеются в электроустановке здания, соответствующей системе TN-C. Поэтому нельзя признать обоснованным запрет, установленный стандартом на применение УЗО в электроустановках зданий с типом заземления системы TN-C. Его появление можно объяснить распространенным ошибочным мнением о наличии в электроустановках зданий, соответствующих типу заземления системы TN-C, только PEN-проводников и отсутствии нулевых рабочих проводников.

Для устранения указанной погрешности нормативных требований в примечания к п. 413.1.3.8 стандарта было бы целесообразно внести следующие поправки:

исключить пункт 1 примечаний;

пункт 2 примечаний изложить в следующей редакции: «Когда устройство защиты, реагирующее на дифференциальный ток, применяют для автоматического отключения питания в системах TN-C и

TN-C-S, PEN-проводник не должен использоваться на стороне нагрузки. Присоединение защитного проводника к PEN-проводнику должно осуществляться на стороне источника питания по отношению к устройству защиты, реагирующему на дифференциальный ток».

На рис. 2 представлена иллюстрация предлагаемого способа использования УЗО в электроустановке здания с типом заземления системы TN-C. Открытые проводящие части электроприемников класса I подключены к PEN-проводнику с помощью нулевых защитных проводников. Нулевые защитные проводники присоединены к PEN-проводнику со стороны источника питания по отношению к УЗО². Через главные цепи УЗО проходят фазные и нулевые рабочие проводники. Поэтому УЗО будут корректно работать в качестве защитных аппаратов, отключающих аварийное электрооборудование класса I при появлении на его открытых проводящих частях напряжения, превышающего сверхнизкое напряжение.

В п.1.7.151 ПУЭ содержатся следующие требования: «Для дополнительной защиты от прямого прикосновения и при косвенном прикосновении штепсельные розетки с номинальным током не более 20 А наружной установки, а также внутренней установки, но к которым могут быть подключены переносные электроприемники, используемые вне зданий либо в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных, должны быть защищены устройствами защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА. Допускается применение ручного электроинструмента, оборудованного УЗО-вилками».

Процитированные требования представляют собой нормативные требования, заимствованные из п.471.2.3 ГОСТ Р 50571.8 (см. статью [4]) с небольшими изменениями. В частности в требованиях ПУЭ указано переносное электрооборудование (в стандарте – передвижное), а также предписано выполнять защиту штепсельных розеток, устанавливаемых не только вне здания, но и в помещениях здания.

Однако рассматриваемые требования содержат несколько недостатков. В требованиях ПУЭ следует говорить о защите штепсельных розеток, в которые может быть подключено не только переносное, но и передвижное электрооборудова-

¹ Четырехпроводные трехфазные электрические цепи низковольтных электроустановок, соответствующие типу заземления системы TN-C, могут иметь три фазных проводника и нулевой защитный проводник. В таких электрических цепях УЗО можно применять без каких бы то ни было ограничений.

² Требованиями п.1.7.132 ПУЭ запрещено применение PEN-проводников в однофазных электрических цепях.

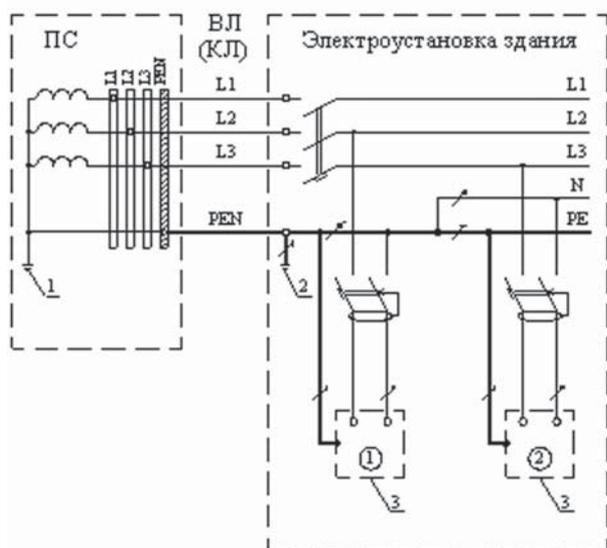


Рис. 1. Применение УЗО в электроустановке здания, соответствующей типу заземления системы TN-C-S:

1 – заземляющее устройство источника питания; 2 – заземляющее устройство электроустановки здания; 3 – открытая проводящая часть

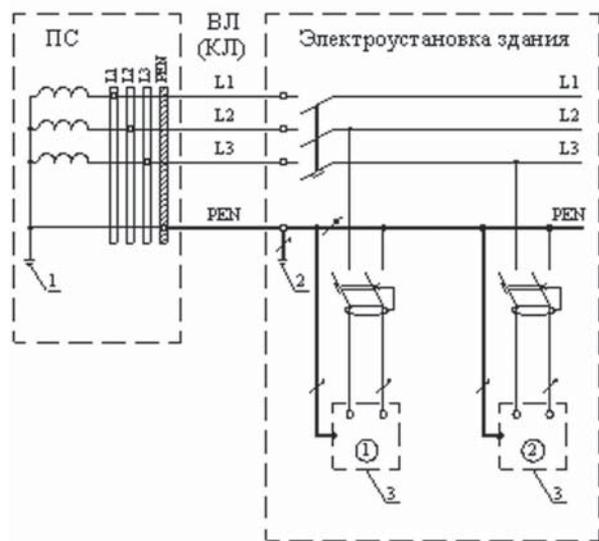


Рис. 2. Применение УЗО в электроустановке здания, соответствующей типу заземления системы TN-C:

1 – заземляющее устройство источника питания; 2 – заземляющее устройство электроустановки здания; 3 – открытая проводящая часть

ние, предполагаемое к использованию вне здания и в помещениях здания с повышенной опасностью и особо опасных. Кроме того, в требованиях должно быть указано, что применение ручного электроинструмента, оборудованного УЗО-вилками, не может исключить защиту групповых электрических цепей устройствами защитного отключения, установленными в низковольтных распределительных устройствах.

Применение УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,03 А предназначено для осуществления дополнительной защиты **при** прямом прикосновении, а также позволяет во всех случаях обеспечить автоматическое отключение питания в течение нормированного времени³. Поэтому формулировку «защита **от** прямого прикосновения» в рассматриваемых требованиях следует заменить на формулировку «защита **при** прямом прикосновении», так как УЗО защищает человека (животное) при его прикосновении к токоведущей части, находящейся под напряжением.

Требование п.1.7.153 ПУЭ сформулировано странно: «УЗО защиты розеточных цепей рекомендуется размещать в распределительных (групповых, квартирных) щитках. Допускается применять УЗО-розетки». Устройства защитного отключения размещают в низковольтных распределительных устройствах, типы которых и место установки определяют в проекте электроустановки здания. Если речь идет об электроустановке индивидуального жилого дома, то она обычно имеет только одно низковольтное распределительное устройство – вводно-распределительное устройство (ВРУ), в котором будут размещены все УЗО. В электроустановке многоквартирного жилого дома групповые электрически цепи электроустановок квартир могут быть подключены к этажным распределительным щиткам, в которых следует установить все УЗО. Поэтому даже на уровне рекомендаций нельзя ограничивать перечень видов низковольтных распределительных устройств, в которых устанавливают УЗО. Допустимость применения УЗО-розеток нужно дополнить следующим пояснением: «УЗО-розетки следует использовать совместно с устройствами защитного отключения, которые применяются для защиты групповых электрических цепей штепсельных розеток и уста-

³ Для систем TN наибольшее время отключения в групповых электрических цепях, к которым подключено передвижное или переносное электрооборудование класса I, установлено в табл. 41А ГОСТ Р 50571.3 и в таблице 1.7.1 ПУЭ равным 0,4с при номинальном фазном напряжении электрической цепи 230 В, 0,2 с – 400 В и 0,1 с при напряжении более 400 В. Для групповых электрических цепей, питающих стационарное электрооборудование, допускается большее время автоматического отключения питания – до 5 с.

новливаются в низковольтных распределительных устройствах».

В п.1.7.160 ПУЭ изложены следующие требования к подключению передвижных электроустановок к стационарным электроустановкам: «В точке подключения передвижной электроустановки к источнику питания должно быть установлено устройство защиты от сверхтоков и УЗО, реагирующее на дифференциальный ток, номинальный отключающий дифференциальный ток которого должен быть на 1–2 ступени больше соответствующего тока УЗО, установленного на вводе в передвижную электроустановку. При необходимости на вводе в передвижную электроустановку может быть применено защитное электрическое разделение цепей в соответствии с 1.7.85. При этом разделительный трансформатор, а также вводное защитное устройство должны быть помещены в изолирующую оболочку. Устройство присоединения ввода питания в передвижную электроустановку должно иметь двойную изоляцию».

Процитированные нормативные требования содержат много погрешностей. Во-первых, требования ПУЭ по установке в точке подключения передвижной электроустановки к источнику питания устройства защиты от сверхтока и УЗО напоминают аналогичное требование ГОСТ Р 50669 [5], который был введен в действие с 1 января 1995г. (в стандарте установлены требования к электроустановкам мобильных зданий из металла или с металлическим каркасом, таким, например, как торговые палатки, павильоны, киоски, кафе, будки, фургоны, боксовые гаражи и другие аналогичные здания). В 1996 г. это требование было изменено – устанавливается УЗО в указанной точке сейчас не требуется. В требованиях ПУЭ также ничего не сказано об обеспечении селективной работы последовательно включенных устройств защитного отключения, когда одно УЗО установлено в точке подключения передвижной электроустановки к источнику питания, а второе – в передвижной электроустановке.

Во-вторых, процитированные требования не дают ответа на вопрос: нужно ли устанавливать УЗО в точке подключения передвижной электроустановки к источнику питания в том случае, если на вводе передвижной электроустановки установлен разделительный трансформатор?

В-третьих, последнее требование п.1.7.160 ПУЭ сформулировано неопределенно – что следует понимать под устройством присоединения ввода питания, которое должно иметь двойную изоляцию? Если это «устройство» представляет собой кабель ввода, дополнительно изолированный, и ВРУ передвижной электроустановки, соответствующее электрооборудованию класса II, то зачем устанавливать УЗО в точке подключения передвижной электроустановки к источнику пита-

ния? Двойная изоляция токоведущих частей ВРУ и дополнительная изоляция кабеля ввода исключают прямое прикосновение человека к токоведущим частям. Двойная изоляция применяется также в качестве меры защиты от косвенного прикосновения.

В-четвертых, в п.1.7.160 ПУЭ отсутствуют требования к способам установки защитных устройств. Как, например, следует устанавливать защитные устройства, если передвижная электроустановка подключается к воздушной линии электропередачи?

Пункт 1.7.176 ПУЭ содержит требование, сформулированное более определенно: «Для всех групповых цепей, питающих штепсельные розетки, должна быть дополнительная защита от прямого прикосновения при помощи УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА». То есть это требование предписывает защищать все групповые электрические цепи штепсельных розеток устройствами защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,03 А включительно в качестве дополнительной меры защиты от поражения электрическим током при прямом прикосновении. Рассматриваемое требование распространяется на электроустановки помещений для содержания животных, которые, как правило, представляют собой помещения с повышенной опасностью. Поэтому оно носит общий характер и фактически поглощает аналогичные требования, изложенные в ПУЭ.

В требованиях п.1.7.177 ПУЭ сказано: «В животноводческих помещениях, в которых отсутствуют условия, требующие выполнения выравнивания потенциалов, должна быть выполнена защита при помощи УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не менее 100 мА, устанавливаемых на вводном щитке». Представленные требования содержат существенную неопределенность – что значит «отсутствуют условия, требующие выполнения выравнивания потенциалов»? Что следует делать, если указанные условия «присутствуют»? Какими численными критериями нужно руководствоваться, чтобы установить факт их «отсутствия» или факт их «присутствия»? Где следует устанавливать устройства защитного отключения, если электроустановка животноводческого здания имеет только одно низковольтное распределительное устройство – ВРУ, а вводные щитки в помещениях этого здания не установлены? Нужно ли обеспечивать селективную работу УЗО, имеющего номинальный отключающий дифференциальный ток не менее 0,1 А, с устройствами защитного отключения, которые защищают, например, групповые электрические цепи штепсельных розеток и имеют номинальный

отключающий дифференциальный ток не более 0,03 А?

Складывается впечатление, что анализируемое требование было заимствовано из п. 705.422 ГОСТ Р 50571.14, который также сформулирован не очень определенно (см. статью [6]). Затем оно было «усовершенствовано» в ПУЭ таким образом, что стало непригодным для использования.

Требования раздела 6 ПУЭ

Раздел 6 «Электрическое освещение» ПУЭ содержит требования, которые следует выполнять при проектировании, монтаже и эксплуатации электроустановок освещения и частей низковольтных электроустановок, используемых для освещения. В разделе 6 ПУЭ изложены также требования по обеспечению защиты человека от поражения электрическим током в указанных электроустановках или в их частях, в том числе предписывающие использование УЗО.

В п. 6.1.14 ПУЭ записано: «В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных при высоте установки светильников общего освещения над полом или площадкой обслуживания менее 2,5 м применение светильников класса защиты 0 запрещается, необходимо применять светильники класса защиты 2 или 3. Допускается использование светильников класса защиты 1, в этом случае цепь должна быть защищена УЗО с током срабатывания до 30 мА...». Эти требования содержат две терминологические ошибки, одна из которых искажает их смысл.

Во-первых, в требованиях неправомерно используются словосочетания типа «класс защиты 0, 1, 2, 3», в то время как правильные наименования терминов, установленные в ГОСТ Р МЭК 536 [7], ГОСТ Р МЭК 60536-2 [8] и ГОСТ Р МЭК 61140 [9], имеют следующий вид – «электрооборудование класса 0, I, II, III». Поэтому в рассматриваемых требованиях следует говорить о светильниках класса 0, I, II и III.

Во-вторых, вместо характеристики устройства защитного отключения «номинальный отключающий дифференциальный ток» в требованиях упомянут ток срабатывания УЗО. Такая подмена следующим образом изменяет смысл нормативных требований. Если допустить, что под током срабатывания в рассматриваемых требованиях понимается минимальное значение дифференциального тока в главной цепи УЗО, при котором гарантированно срабатывает расцепитель дифференциального тока, то для защиты групповых электрических цепей светильников нельзя использовать УЗО типа А с номинальным отключающим дифференциальным током 0,03 А. В условиях появления в главной цепи такого устройства защитного отключения пульсирующего постоянного диф-

ференциального тока оно должно сработать при его значении, равном или превышающем 0,042 А (или 0,048 А в том случае, если в главной цепи УЗО протекает постоянный ток, равный 0,006 А). При меньших значениях пульсирующего постоянного дифференциального тока, например, при 0,04 А и тем более при 0,03 А, УЗО типа А может не сработать. Поэтому в анализируемых требованиях вместо слов «ток срабатывания» следует указать характеристику УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток».

Требования п. 6.1.16 ПУЭ гласят: «Для питания светильников местного стационарного освещения с лампами накаливания должны применяться напряжения: в помещениях без повышенной опасности – не выше 220 В и в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных – не выше 50 В. В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных допускается напряжение до 220 В для светильников, в этом случае должно быть предусмотрено или защитное отключение линии при токе утечки до 30 мА...». Прочитанные требования содержат серьезную терминологическую ошибку.

Буквальное выполнение последнего требования может привести к смертельному поражению электрическим током, так как оно предписывает выполнять защитное отключение только для светильников, имеющих ток утечки до 0,03 А. Если светильник имеет ток утечки, превышающий 0,03 А, или небольшой ток замыкания на землю, появившийся из-за ухудшения качества изоляции его токоведущих частей, которые представляют собой реальную опасность для человека, то защитное отключение выполнять не требуется.

В рассматриваемых требованиях термин «ток утечки» некорректно использован вместо характеристики устройства защитного отключения «номинальный отключающий дифференциальный ток». Поэтому в требованиях п.6.1.16 ПУЭ речь должна идти о защите электрической цепи светильников УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,03 А включительно. Причем применение УЗО здесь необходимо для обеспечения дополнительной защиты от поражения электрическим током при прямом прикосновении, а не для осуществления какого-то защитного отключения линии.

Пункт 6.1.49 ПУЭ содержит следующие требования: «Для установок наружного освещения: освещения фасадов зданий, монументов и т.п., наружной световой рекламы и указателей в сетях TN-S или TN-C-S рекомендуется установка УЗО с током срабатывания до 30 мА, при этом фоновое значение токов утечки должно быть, по крайней мере, в три раза меньше уставки срабатывания УЗО по дифференциальному току». Прочитанные

ные требования содержат многочисленные терминологические ошибки и погрешности.

Во-первых, в этих требованиях неправомерно использованы понятия «сеть TN-S» и «сеть TN-C-S». Более правильно говорить об электроустановках освещения, соответствующих типам заземления системы TN-S и TN-C-S, или об электрических системах, имеющих указанные типы заземления системы.

Во-вторых, вместо характеристики устройства защитного отключения «номинальный отключающий дифференциальный ток» в нормативных требованиях идет речь о токе срабатывания УЗО (так же, как в п.6.1.14 ПУЭ) и об уставке срабатывания УЗО по дифференциальному току.

В-третьих, рассматриваемые требования, предписывая применение устройства защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,03 А, ограничивают ток утечки значением 0,01 А. Однако это условие справедливо только в том случае, когда ток утечки имеет синусоидальную форму. Если светильники оснащены электронными пуско-регулирующими устройствами и для управления светильниками применяют светорегуляторы, то в электрической цепи освещения может появиться пульсирующий постоянный ток утечки. В этих условиях УЗО типа А, имеющее номинальный отключающий дифференциальный ток 0,03 А, может сработать при меньшем значении тока утечки, например, равном 0,0035 А, так как неотключающий пульсирующий постоянный дифференциальный ток при угле задержки тока 135° равен 0,11 его номинального отключающего дифференциального тока. Поэтому в анализируемых требованиях следует указать на то, что суммарный ток утечки в электрических цепях освещения, подключенных к одному УЗО, должен быть меньше его номинального неотключающего дифференциального тока.

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

Кроме того, УЗО с номинальным отключаю-

щим дифференциальным током до 0,03 А целесообразно применять для дополнительной защиты от поражения электрическим током при прямом прикосновении, когда через тело человека (животного) протекает ток замыкания на землю, как это рекомендовано в п. 6.1.49 ПУЭ. Пункт 6.4.18 можно исключить из раздела 6 ПУЭ, так как в нем не содержатся какие бы то ни было нормативные требования, о которых бы не было сказано раньше, например, в п. 6.1.49 ПУЭ.

Требования главы 7.1 ПУЭ

Глава 7.1 «Электроустановки жилых, общественных, административных и бытовых зданий» ПУЭ содержит требования, подлежащие обязательному выполнению при создании и эксплуатации электроустановок жилых, общественных, административных и бытовых зданий. В главе 7.1 ПУЭ изложены также требования по обеспечению защиты человека от поражения электрическим током в указанных электроустановках или в их частях, в том числе предписывающие использование УЗО.

Требования п.7.1.48 ПУЭ гласят: «... В ванных комнатах квартир и номеров гостиниц допускается установка штепсельных розеток в зоне 3 по ГОСТ Р 50571.11, присоединяемых к сети через разделительные трансформаторы или защищенных устройством защитного отключения, реагирующим на дифференциальный ток, не превышающий 30 мА...». Эти требования содержат серьезную ошибку, исключающую применение УЗО.

Фраза из процитированных требований – «...защищенных устройством защитного отключения, реагирующим на дифференциальный ток, не превышающий 30 мА», заимствованная из ГОСТ Р 50571.11 (см. статью [6]), запрещает применять УЗО, которые срабатывают при возникновении в их главных цепях дифференциальных токов более 0,03А. Однако любое устройство защитного отключения должно сработать при появлении в его главной цепи дифференциального тока, превышающего номинальный отключающий дифференциальный ток. Кроме того, вместо термина «сеть» в рассматриваемых требованиях следует говорить об электрических цепях.

Анализируемые требования должны быть сформулированы так:

«В зоне 3 по ГОСТ Р 50571.11 ванных комнат квартир и номеров гостиниц допускается установка штепсельных розеток, если они подключаются к электрическим цепям через разделительные трансформаторы или защищаются устройствами защитного отключения, управляемыми дифференциальным током, которые имеют номинальный отключающий дифференциальный ток, не превышающий 0,03 А».

В рассматриваемом нормативном требовании

применение УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,03 А для защиты групповой электрической цепи штепсельных розеток предназначено для осуществления дополнительной защиты от поражения электрическим током при прямом прикосновении.

В п. 7.1.71 и п. 7.1.79 ПУЭ имеются противоречащие друг другу требования:

«7.1.71. Для защиты групповых линий, питающих штепсельные розетки для переносных электрических приборов, рекомендуется предусматривать устройства защитного отключения (УЗО)».

«7.1.79. В групповых сетях, питающих штепсельные розетки, следует применять УЗО с номинальным током срабатывания не более 30 мА. Допускается присоединение к одному УЗО нескольких групповых линий через отдельные автоматические выключатели (предохранители). Установка УЗО в линиях, питающих стационарно установленное оборудование и светильники, а также в общих осветительных сетях, как правило, не требуется».

В представленных требованиях имеется много терминологических ошибок. Вместо словосочетания «групповая линия», слова «линия» и термина «сеть» здесь следует использовать термин «групповая электрическая цепь». В п. 7.1.79 ПУЭ вместо характеристики УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток» неправомерно упомянут номинальный ток срабатывания УЗО.

Требование п. 7.1.71 ПУЭ только рекомендует защищать устройствами защитного отключения групповые электрические цепи штепсельных розеток, в которые предполагается подключать переносные электроприемники, а первое требование п. 7.1.79 ПУЭ предписывает выполнять защиту всех групповых электрических цепей штепсельных розеток УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,03 А. Аналогичное предписание содержит требование п.1.7.176 ПУЭ, которое распространяется на электроустановки помещений для содержания животных, как правило, представляющих собой помещения с повышенной опасностью. Это требование разъясняет, что указанные УЗО используются в качестве дополнительной меры защиты от поражения электрическим током при прямом прикосновении. Требование п.1.7.176 ПУЭ носит общий характер и фактически поглощает аналогичные требования для электроустановок или их частей, смонтированных в помещениях с повышенной опасностью, которые изложены в ПУЭ. Первое требование п.7.1.79 ПУЭ носит общий характер и фактически поглощает аналогичные требования для электроустановок или их частей, смонтированных в помещениях без повышенной опасности, которые изложены в ПУЭ, то есть поглощает требование п.7.1.71, которое можно исключить из главы 7.1 ПУЭ.

Требования п.7.1.79 ПУЭ обоснованно допускают подключение нескольких групповых электрических цепей к одному устройству защитного отключения. Однако максимальное число подключаемых электрических цепей должно быть таким, чтобы суммарный ток утечки не вызывал ложных срабатываний УЗО.

Рассматриваемые требования п.7.1.79 ПУЭ разрешают в большинстве случаев не выполнять защиту групповых электрических цепей освещения и стационарных электроприемников устройствами защитного отключения. Это требование справедливо лишь в том случае, когда электроустановки зданий соответствуют типам заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S. Однако в этих условиях должна выполняться проверка, подтверждающая возможность отключения устройствами защиты от сверхтока в нормируемое время электрических цепей с аварийным электрооборудованием класса I, когда на их открытых проводящих частях появляется напряжение, превышающее сверхнизкое напряжение. Групповые электрические цепи, которые не могут быть отключены устройствами защиты от сверхтока в нормируемое время, должны быть защищены УЗО. В электроустановках зданий, которые соответствуют типу заземления системы TT, все электрические цепи должны быть защищены устройствами защитного отключения.

Требование п.7.1.72 ПУЭ: «Если устройство защиты от сверхтока (автоматический выключатель, предохранитель) не обеспечивает время автоматического отключения не более 0,4с при номинальном напряжении 220 В из-за низких значений токов короткого замыкания и установка (квартира) не охвачена системой уравнивания потенциалов, установка УЗО является обязательной» предписывает использовать устройство защитного отключения для защиты групповых электрических цепей в тех случаях, когда не обеспечивается их отключение устройствами защиты от сверхтока в течение нормируемого времени. Однако в требовании речь должна идти не о низком значении тока короткого замыкания, а о малых токах замыкания на землю в условиях, когда на открытых проводящих частях аварийного электрооборудования класса I появляется напряжение, слегка превышающее сверхнизкое напряжение. Кроме того, в рассматриваемом требовании следует говорить об отсутствии системы дополнительного уравнивания потенциалов в частях электроустановки здания, имеющих указанные электрические цепи.

В п.7.1.73 ПУЭ сказано: «При установке УЗО последовательно должны выполняться требования селективности. При двух- и многоступенчатой схемах УЗО, расположенное ближе к источнику питания, должно иметь уставку и время срабаты-

ния не менее чем в три раза большие, чем у УЗО, расположенного ближе к потребителю».

Эта требование содержит следующие недостатки.

Во-первых, в требовании вместо характеристики устройства защитного отключения «номинальный отключающий дифференциальный ток» необоснованно использовано слово «уставка», а вместо характеристики УЗО «время отключения» – время срабатывания. Кроме того, в требовании термин «электроприемник» подменен словом «потребитель».

Во-вторых, нельзя выполнить требование об обеспечении трехкратного соотношения времени отключения у последовательно включенных УЗО. При последовательном включении двух устройств защитного отключения первое УЗО, расположенное ближе к источнику питания, должно быть типа S, а второе УЗО – общего типа. В соответствии с требованиями ГОСТ Р 50807 [10], ГОСТ Р 51326.1 [11] и ГОСТ Р 51327.1 [12] фактическое время отключения УЗО типа S при токах замыкания на землю, превышающих его пятикратный номинальный отключающий дифференциальный ток, может быть равным 0,05 с, а время отключения УЗО общего применения при этом токе замыкания на землю может быть равным 0,03 с (оно не должно превышать 0,04 с). Поэтому указание о трехкратном увеличении времени отключения у первого устройства защитного отключения следует исключить из требования.

Рассматриваемое нормативное требование должно иметь иную редакцию:

«При установке нескольких УЗО последовательно должна быть обеспечена их селективная работа при замыканиях на землю. Номинальный отключающий дифференциальный ток УЗО, расположенного ближе к источнику питания, должен быть в три раза больше номинального отключающего дифференциального тока УЗО, расположенного ближе к электроприемнику. Время отключения УЗО, расположенного ближе к источнику питания, должно быть больше времени отключения УЗО, расположенного ближе к электроприемнику, при одном и том же токе замыкания на землю. При последовательном включении двух устройств защитного отключения первое УЗО, расположенное ближе к источнику питания, должно быть типа S, а второе УЗО, расположенное ближе к электроприемнику, – общего применения».

В п. 7.1.74 ПУЭ содержится требование: – «В зоне действия УЗО нулевой рабочий проводник не должен иметь соединений с заземленными элементами и нулевым защитным проводником». оно, частично соответствующее требованию п.413.1.3.2 ГОСТ Р 50571.3, которое запрещает электрическое соединение нулевого рабочего и нулевого защитного проводников за точкой раз-

деления PEN-проводника. Если какой-то нулевой рабочий проводник в электрических цепях, подключенных к устройству защитного отключения, замкнется на защитный проводник, открытую проводящую часть или стороннюю проводящую часть, то УЗО будет функционировать неправильно. В электроустановках зданий, соответствующих типам заземления системы TN, устройства защитного отключения в указанных условиях будут срабатывать без надлежащей причины.

Требование п.7.1.75 ПУЭ – «Во всех случаях применения УЗО должно обеспечивать надежную коммутацию цепей нагрузки с учетом возможных перегрузок», сформулированное в общем виде, предписывает согласовывать характеристики устройства защитного отключения и, прежде всего, его номинальный ток с электрическими токами, протекающими в главной цепи УЗО. Номинальный ток устройства защитного отключения должен быть больше суммарного рабочего тока подключенных к нему электрических цепей. УЗО без встроенной защиты от сверхтока должно быть защищено от токов перегрузки и короткого замыкания автоматическим выключателем или плавким предохранителем.

Пункт 7.1.76 ПУЭ содержит следующие требования: «Рекомендуется использовать УЗО, представляющие единый аппарат с автоматическим выключателем, обеспечивающим защиту от сверхтока. Не допускается использовать УЗО в групповых линиях, не имеющих защиты от сверхтока, без дополнительного аппарата, обеспечивающего эту защиту. При использовании УЗО, не имеющих защиты от сверхтока, должна быть проведена расчетная проверка УЗО в режимах сверхтока с учетом защитных характеристик вышестоящего аппарата, обеспечивающего защиту от сверхтока».

Указанные требования имеют терминологическую ошибку. В них вместо термина «групповая электрическая цепь» необоснованно использовано словосочетание «групповая линия».

Первое из процитированных требований рекомендует применять в электроустановке здания УЗО со встроенной защитой от сверхтока. Однако к одному устройству защитного отключения обычно подключают несколько электрических цепей, каждую из которых защищают от сверхтока автоматическим выключателем или плавким предохранителем. Поэтому во многих случаях используют УЗО без встроенной защиты от сверхтока, которое в обязательном порядке должно быть защищено от токов перегрузки и короткого замыкания устройством защиты от сверхтока.

Второе требование не имеет смысла и поэтому должно быть исключено из ПУЭ. Любая групповая электрическая цепь в электроустановке здания должна иметь защиту от сверхтока, в том чис-

ле выполненную с помощью УЗО со встроенной защитой от сверхтока.

Последнее требование предписывает выполнять расчетную проверку обеспечения надлежащей защиты УЗО без встроенной защиты от сверхтока от токов перегрузки и короткого замыкания устройством защиты от сверхтока. Однако выполнить его нельзя, так как отсутствует утвержденная методика проведения указанной проверки.

Требования п.7.1.77 ПУЭ ограничивают использование УЗО, которые функционально зависят от напряжения: «В жилых зданиях не допускается применять УЗО, автоматически отключающие потребителя от сети при исчезновении или недопустимом падении напряжения сети. При этом УЗО должно сохранять работоспособность на время не менее 5 секунд при снижении напряжения до 50% от номинального». В процитированных требованиях вместо термина «электрическая цепь» необоснованно использован термин «сеть», а вместо термина «электроприемник» – слово «потребитель». В электроустановках жилых зданий целесообразно применять устройства защитного отключения, функционально не зависящие от напряжения, так как при их использовании указанные требования всегда выполняются.

Пункт 7.1.78 ПУЭ содержит странное требование по применению устройств защитного отключения: «В зданиях могут применяться УЗО типа «А», реагирующие как на переменные, так и на пульсирующие токи повреждений, или «АС», реагирующие только на переменные токи утечки. Источником пульсирующего тока являются, например, стиральные машины с регуляторами скорости, регулируемые источники света, телевизоры, видеомагнитофоны, персональные компьютеры и др.» которые содержат много недостатков.

Прочитанные требования устанавливают своеобразную «специализацию» устройств защитного отключения: УЗО типа А реагируют только на токи повреждения, а УЗО типа АС – только на токи утечки. То есть в требованиях термин «ток утечки» неправомерно применен вместо термина «ток повреждения» (если говорить точнее – вместо термина «ток замыкания на землю»). Для устранения этой несуразицы в нормативных требованиях более правильно говорить о синусоидальных переменных и пульсирующих постоянных токах вообще, а даже не о токах замыкания на землю.

Однако рассматриваемое требование не дает ответа на главный вопрос – устройства защитного отключения какого типа (типа А или типа АС) предпочтительно применять в электроустановках жилых зданий? Поэтому это требование не имеет никакого смысла и может быть изъято из главы 7.1 ПУЭ.

Учитывая использование большого числа со-

временных бытовых электроприемников, которые могут являться источником пульсирующих постоянных токов утечки и токов замыкания на землю, в электроустановках жилых зданий, как правило, следует применять УЗО типа А. В обоснованных случаях, как исключение, можно использовать УЗО типа АС.

Требование п.7.1.80 ПУЭ сформулировано более чем странно: «В жилых зданиях УЗО рекомендуется устанавливать на квартирных щитках, допускается их установка на этажных щитках». Похожее требование содержится в п.1.7.153 ПУЭ.

Устройства защитного отключения размещают в низковольтных распределительных устройствах, типы которых и место установки определяют в проекте электроустановки здания. Электроустановка индивидуального жилого дома обычно имеет только одно низковольтное распределительное устройство – вводно-распределительное устройство, в котором будут размещены все УЗО. Электроустановка многоквартирного жилого дома может не иметь квартирных щитков. В этих условиях все групповые электрические цепи электроустановок квартир подключены к этажным распределительным щиткам, в которых следует устанавливать все УЗО. В электроустановке многоквартирного жилого дома могут быть и другие низковольтные распределительные устройства, например, вводно-распределительное устройство и главный распределительный щит, в которых без каких бы то ни было ограничений можно устанавливать устройства защитного отключения.

Следующее требование п.7.1.81 ПУЭ ограничивает использование устройств защитного отключения в низковольтных электроустановках: «Установка УЗО запрещается для электроприемников, отключение которых может привести к ситуациям, опасным для потребителей (к отключению пожарной сигнализации и т.п.)».

Требование п.7.1.82 ПУЭ – «Обязательной является установка УЗО с номинальным током срабатывания не более 30 мА для групповых линий, питающих розеточные сети, находящиеся вне помещений и в помещениях особо опасных и с повышенной опасностью, например, в зоне 3 ванных и душевых помещений квартир и номеров гостиниц» представляет собой бессмысленное повторение требований, которые изложены в п.7.1.48 и 7.1.79 ПУЭ. Поэтому п.7.1.82 можно исключить из главы 7.1 ПУЭ.

Требования п.7.1.83 ПУЭ – «Суммарный ток утечки сети с учетом присоединяемых стационарных и переносных электроприемников в нормальном режиме работы не должен превосходить 1/3 номинального тока УЗО. При отсутствии данных ток утечки электроприемников следует принимать из расчета 0,4 мА на 1 А тока нагрузки, а

ток утечки сети – из расчета 10мкА на 1 метр длины фазного проводника» содержат серьезные ошибки.

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

Во-вторых, в процитированных требованиях имеется грубая ошибка – вместо характеристики устройства защитного отключения «номинальный отключающий дифференциальный ток», который обычно равен 0,01, 0,03, 0,10, 0,30 или 0,50 А, использована другая характеристика – «номинальный ток», обычно равный 16, 25, 40, 63, 80, 100 или 125 А (для УЗО по ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1). Любое УЗО типов А и АС обязано отключить электрическую цепь, в которой имеется синусоидальный ток утечки, равный или превышающий его номинальный отключающий дифференциальный ток. Если в электрической цепи имеется пульсирующий постоянный ток утечки, равный или превышающий 1,4 (2,0) номинального отключающего дифференциального тока, УЗО типа А также обязано отключить электрическую цепь. При токе утечки, равном 1/3 номинального тока, любое устройство защитного отключения общего применения срабатывает мгновенно – за время не более 0,04 с.

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

Для гарантированного исключения ложных срабатываний устройства защитного отключения максимальный синусоидальный ток утечки в электрических цепях, подключенных к УЗО типов АС и А, должен быть меньше 0,50 его номинального отключающего дифференциального тока. Максимальный пульсирующий постоянный ток утечки в электрических цепях, подключенных к УЗО типа А, должен быть меньше 0,11 его номинального отключающего дифференциального тока.

Указанная грубая ошибка была допущена еще

в п.1.5 Временных указаний по применению УЗО в электроустановках жилых зданий [13], на что мы обратили внимание сотрудников государственного энергетического надзора и других специалистов в статье [14], опубликованной в 1999 г. в журнале «Вестник Госэнергонадзора». Однако эти требования (без внесения в них соответствующих исправлений) были переписаны из п.1.5 Временных указаний в п.7.1.83 ПУЭ, красноречиво иллюстрируя низкое качество этого нормативного документа.

В главе 7.1 ПУЭ также приведены следующие требования, имеющие многочисленные недостатки:

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

7.1.85. Для жилых зданий при выполнении требований п.7.1.83 функции УЗО по пп. 7.1.79 и 7.1.84 могут выполняться одним аппаратом с током срабатывания не более 30 мА.

7.1.86. Если УЗО предназначено для защиты от поражения электрическим током и для защиты от возгорания или только для защиты от возгорания, то оно должно отключать как фазный, так и нулевой рабочий проводник ...».

Во-первых, в процитированных требованиях имеют место многочисленные терминологические ошибки. Здесь упомянуты заземленные части, какой-то ток и максимальная токовая защита, несмотря на то, что в требованиях следует говорить соответственно о заземленных проводящих частях, токе замыкания на землю и защите от сверхтока, а также уточнить, о каких замыканиях идет речь (замыкания токоведущих частей на землю). Кроме того, вместо характеристики УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток» в требованиях необоснованно использовано словосочетание «ток срабатывания».

Во-вторых, использование устройства защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,03 А на вводе в электроустановку квартиры, и тем более на вводе в электроустановку индивидуального жилого дома, как это предписано требованиями п.7.1.85 ПУЭ, лишено всякого смысла. Такое УЗО может отключать всю электроустановку из-за наличия в ее электрических цепях больших токов утечки, которые во многих случаях будут превышать его неотключающий дифференциальный ток. В п. 7.1.85 ПУЭ целесообразно отметить, что на вводе в электроустановку здания или на вводе в ее обособленную часть можно не устанавливать УЗО с номинальным отключающим дифференциальным

током до 0,3 А в том случае, если все электрические цепи в электроустановке здания или ее обособленной части защищены устройствами защитного отключения, которые имеют номинальный отключающий дифференциальный ток до 0,03 А включительно.

В-третьих, п. 7.1.86 ПУЭ целесообразно дополнить требованием о том, что в электроустановках жилых зданий запрещено применять однополюсные УЗО с двумя токовыми путями и трехполюсные УЗО с четырьмя токовыми путями, главные контакты которых разрывают только цепи линейных проводников.

Для ванных комнат и душевых помещений требованиями п. 7.1.88 ПУЭ предусмотрено выполнение следующих мероприятий: «... Нагревательные элементы, замоноличенные в пол, должны быть покрыты заземленной металлической сеткой или заземленной металлической оболочкой, подсоединенными к системе уравнивания потенциалов. В качестве дополнительной защиты для нагревательных элементов рекомендуется использовать УЗО на ток до 30 мА ...». Цитированные требования имеют терминологическую ошибку – вместо характеристики УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток» в них необоснованно использован термин «ток».

Вывод. Большая часть требований ПУЭ по применению УЗО запутана, противоречива, содержит большое число ошибок, что во многих случаях существенно затрудняет их корректное выполнение. Указанное положение необходимо исправить, так как несовершенные нормативные требования становятся серьезным препятствием на пути создания безопасных низковольтных электроустановок.

Литература

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

2. Харечко В., Харечко Ю. Терминология Правил устройства электроустановок // Главный энергетик. 2005, №4–5.

3. ГОСТ Р 50571.3–94 (МЭК364-4-41–92). Электроустановки зданий. Ч.4: Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током. – М.: Изд-во стандартов, 1995.

4. Харечко В., Харечко Ю. Нормативные требования стандартов комплекса ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий» // Главный энергетик. 2005. № 2.

5. ГОСТ Р 50669–94. Электроснабжение и электробезопасность мобильных (инвентарных) зданий из металла или с металлическим каркасом для уличной торговли и бытового обслуживания населения: Технические требования. – М.: Изд-во стандартов, 1994.

6. Харечко В.Н., Харечко Ю.В. Нормативные требования стандартов комплекса ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий» // Главный энергетик. 2005. № 3.

7. ГОСТ Р МЭК536–94. Классификация электротехнического и электронного оборудования по способу защиты от поражения электрическим током. – М.: Изд-во стандартов, 1994.

8. ГОСТ Р МЭК60536-2–2001. Классификация электротехнического и электронного оборудования по способу защиты от поражения электрическим током. Ч. 2: Руководство для пользователей по защите от поражения электрическим током. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2002.

9. ГОСТ Р МЭК61140–2000. Защита от поражения электрическим током. Общие положения по безопасности, обеспечиваемой электрооборудованием и электроустановками в их взаимосвязи. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.

10. ГОСТ Р 50807–95 (МЭК755–83). Устройства защитные, управляемые дифференциальным (остаточным) током. Общие требования и методы испытаний. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1996.

11. ГОСТ Р 51326.1–99 (МЭК61008-1–96). Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения без встроенной защиты от сверхтоков. Ч.1: Общие требования и методы испытаний. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000.

12. ГОСТ Р 51327.1–99 (МЭК61009-1–96). Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения со встроенной защитой от сверхтоков. Ч.1: Общие требования и методы испытаний. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000.

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

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



СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ МЕХАНИЗМАМИ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК АСУ «УМНЫЙ ФАКЕЛ»

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Системы «УМНЫЙ ФАКЕЛ» предназначены для автоматического управления и оптимизации режимов работы котельных установок с различными типами паровых и водогрейных котлов различной производительности.

Система управляет всеми механизмами котельной установки с приводными асинхронными электродвигателями:

- тягодутьевые машины – вентиляторы и дымососы;

- насосные агрегаты – сетевые, подпиточные, рециркуляционные и другие насосы;
- запорная и регулирующая арматура подачи топлива, воды, воздуха, газов – клапаны, задвижки, направляющие аппараты.

Применяются в котельных установках:

- промышленных котельных по выработке насыщенного или перегретого пара для технологических нужд и систем отопления предприятий и организаций с паровыми котлами производительностью до 75 т/ч (мощность до 50 МВт) типов ДЕ,

ДКВР, К, БКЗ, работающими под разрежением, с вентиляторами и дымососами;

- котельных цехов тепловых паротурбинных электростанций ТПЭС, теплоэлектроцентралей ТЭЦ с паровыми и водогрейными котлами большой производительности до 400 т/ч, 200 Гкал/ч (мощностью до 300 МВт);

- коммунальных (жилищно-коммунального хозяйства) котельных систем отопления и горячего водоснабжения с водогрейными котлами различной производительности от 1 до 100 Гкал/ч (мощность 1...116 МВт).

Тягодутьевые машины и насосы котлов малой и средней производительности оснащаются приводными асинхронными электродвигателями мощностью от 5 до 200 кВт напряжением 380 В. Для управления такими котельными предназначены системы «УМНЫЙ ФАКЕЛ-2».

В механизмах котлов большой производительности используются преимущественно высоковольтные приводные асинхронные двигатели на напряжение 3 кВ либо 6 (10) кВ мощностью 200–1600 кВт. Для их управления предназначены системы «УМНЫЙ ФАКЕЛ-3».

Система осуществляет автоматический пуск и остановку котельной по заданной программе с соблюдением технологической последовательности включения/выключения механизмов, с предельно допустимой минимизацией длительности и оптимизацией параметров переходных режимов вентиляции и розжига котла.

Управляя вышеперечисленными механизмами в замкнутых системах автоматического регулирования, система осуществляет поддержание на заданном уровне или изменение по заданному графику:

- давления/разрежения воздуха и газов в топке котла;
- соотношения «топливо–воздух» в котле;
- температуры, давления или расхода воды в трубопроводах котла и сети;
- положения направляющих аппаратов, задвижек, клапанов в режимах вентиляции, розжига, малой производительности котла (для отдельных типов установок).

Система обеспечивает автоматическое управление котельной установкой при работе на всех предусмотренных для нее видах топлива (газ, мазут, твердое топливо) с программируемым изменением рабочих параметров при смене вида топлива. Она обеспечивает автоматическое управление механизмами во всем диапазоне изменения производительности котла, в том числе и при изменении числа действующих каналов подачи топлива (горелок, форсунок и т. п.).

Предусмотрены, наряду с автоматическим режимом, режим ручного управления механизма-

ми, дистанционное управление посредством специального пульта либо с централизованного пульта машиниста котла (оператора котельной).

Система не влияет на работу штатных устройств безопасности котла, а лишь выполняет ее команды и передает их упреждающие информационные сигналы состояния и режимов работы механизмов.

Применение системы оптимизирует процесс сжигания топлива, повышает эффективность теплообмена и теплопередачи, обеспечивает надежную работу и достижение максимального КПД котельной установки во всех режимах.

УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

Действие системы основано на автоматическом управлении производительностью тягодутьевых машин и насосных агрегатов котельной установки путем частотного регулирования скорости приводных асинхронных электродвигателей этих механизмов. Она представляет собой совокупность специальных частотно-регулируемых асинхронных электроприводов типа АТ04(03) тягодутьевых машин и насосных агрегатов котельной установки с микропроцессорным управлением и автоматическим регулированием рабочих параметров. Регулирование параметров осуществляется в соответствии с требованиями режимных карт котельной установки.

Каждый электропривод содержит силовой преобразователь частоты на основе транзисторного (IGBT) автономного инвертора напряжения с широтно-импульсным управлением (ШИМ), встроенный микроконтроллер с программным регулятором, датчик (датчики) соответствующих рабочих параметров котельной установки. Программируемый микроконтроллер электропривода позволяет реализовать различные зависимости параметров при регулировании, осуществлять коррекцию одних параметров по значению других.

Производительность вентиляторов определяет количество воздуха в топке (соотношение топливо–воздух), оптимизирующее процесс горения во всех режимах работы котла, в том числе в режиме розжига.

Производительностью дымососов поддерживается заданное разрежение газов в топке котла. Совместное управление вентилятором и дымососом обеспечивает режим вентиляции топки при пуске и останове котла.

Производительностью насосов задаются количество воды, подаваемой в котел (подпитка), давление в тепловой сети (сетевой насос), температура воды на входе в котел или выходе из котла (рециркуляция) и др.



Использование частотно-регулируемых электроприводов для управления механизмами котельных установок, с энергетической и с технологической точек зрения, намного эффективнее традиционно используемого управления задвижками, шиберами и направляющими аппаратами в воздушных, газовых и водных магистралях котла.

Эффективность заключается в снижении расхода топлива на 3–5% и потребления электроэнергии на 30–40% при той же производительности котла (экспериментально подтвержденные данные для котлов средней производительности ПТВМ, ДЕ), обусловленном повышением точности реализации зависимости рабочих параметров при регулировании.

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ДУТЬЕВЫМИ ВЕНТИЛЯТОРАМИ

В режимах вентиляции и розжига котла вентилятор поддерживает постоянное давление воздуха перед горелками (форсунками). Работает регулятор давления с сигналом отрицательной обратной связи от датчика давления воздуха. Заданное значение давления программируется в микроконтроллере электропривода.

В этих режимах предусмотрена возможность программного управления направляющими аппаратами воздухопроводов, необходимого в отдельных типах котельных установок для предотвращения отрыва пламени при розжиге. Управление осуществляется по сигналам дистанционных указателей положения аппаратов.

После розжига в режиме производительной работы котла системой предусмотрены варианты управления вентилятором по нескольким различным критериям.

- Установка и поддержание заданного режимной картой соотношения «топливо–воздух». Режимная карта определяет зависимость (как пра-

вило, нелинейную) давления воздуха от давления (расхода) топлива в котле. Электропривод работает в режиме регулятора давления с изменяющимися в функции производительности котла, вида топлива, числа действующих каналов подачи топлива, заданием. Требуемая для конкретного котла зависимость программируется при настройке регулятора.

- Поддержание заданного соотношения «топливо–воздух» с учетом температуры подаваемого воздуха. Здесь в регулятор давления дополнительно вводится корректирующий сигнал датчика температуры воздуха.

- Установка и поддержание заданного в функции производительности количества (содержания) кислорода O_2 в выходных газах котла у основания вытяжной трубы. В регуляторе электропривода используется сигнал датчика – кислородомера.

- Установка и поддержание заданного в функции производительности количества (содержания) окиси углерода CO в выходных газах котла у основания вытяжной трубы. В регуляторе электропривода используется сигнал датчика-газоанализатора.

Все перечисленные регуляторы электропривода программно адаптируются к типу сигнала используемых датчиков (0-5 мА, 4-20 мА или 0-10 В).

В электроприводе вентилятора предусмотрен режим автоматического повторного включения с подхватом вращающегося по инерции электродвигателя и выходом в прежний рабочий режим (без торможения и повторного пуска) при кратковременных, до 10 с (время программируется), перерывах питания, например, при автоматическом вводе резерва питающей сети. Это позволяет исключить аварийные остановки и повторные пуски котла.

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ДЫМОСОСАМИ

Электропривод дымососа во всех режимах работы котла – вентиляции, розжига, производительной работы – поддерживает постоянное разрежение в котле, то есть работает в режиме регулятора разрежения. В качестве источника сигнала обратной связи используется датчик разрежения.

Так же, как и в электроприводе вентилятора, для повышения надежности режима розжига предусмотрена возможность управления направляющими аппаратами газопроводов.

Так же реализуется режим автоматического повторного включения с подхватом вращающегося двигателя.

По материалам Корпорации «Триол»

Б. Шарапов



ВЫБОР НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Насосные агрегаты (насосы) применяются во всех отраслях промышленности, сельском и коммунальном хозяйствах.

Насосы относятся к классу энергетических машин, в которых механическая энергия привода преобразуется в энергию потока жидкости (в том числе и с определенным процентом твердых включений).

Для правильного выбора насоса на заданные параметры целесообразно классифицировать их по роду перекачиваемой жидкости (табл. 1) и назначению.

Например, если перекачиваемая жидкость – вода, с относительно небольшим количеством твердых частиц не более 0,1% по объему и размером не более 0,2 мм, с температурой до 105°C то для указанных условий могут использоваться:

1. Центробежные консольные насосы типа К с подачей в диапазоне 5 – 380 м³/ч, напором 10–95 м, мощностью электродвигателя 1,1–45,0 кВт.

2. Центробежные консольные моноблочные насосы типа КМ с подачей в диапазоне 6–240 м³/ч, напором 15–55 м, мощностью электродвигателя 1,5–30 кВт.

3. Центробежные насосы с двусторонним входом в рабочее колесо типа 1Д (Д) от 1Д200-36 по 1Д1600-90 с подачей от 160 до 1600 м³/ч, напором 25–125 м, мощностью электродвигателя 22–630 кВт (более крупные типоразмеры поставляются по спецзаказу).

4. Центробежные многоступенчатые секционные насосы типа ЦНС, допускающие объемную концентрацию твердых частиц до 0,2% по объему и температуру воды до 45 °С, и типа ЦНСГ – для горячей воды и температурой до 105 °С. Насосы указанных типов характеризуются повышенным напором от 44 до 600 м и имеют подачу от 13 до 300 м³/ч и мощность электродвигателя от 11 до 800 кВт.

5. В системах водоснабжения, основанных на использовании подземных вод, а также для орошения и понижения уровня грунтовых вод при температуре воды до 25 С° с наличием твердых частиц по массе не более 0,01% используются скважинные насосы типа ЭЦВ с погружным электродвигателем мощностью от 2,8 до 125 кВт, подача насосов в диапазонах 4–375 м³/ч, напор 25–300 м.

6. В тех случаях, когда требуется небольшая подача при относительно больших напорах (дренаж, осушение заглубленных объемов, противопожарные системы), а вода содержит твердых

включений по массе не более 0,01% и ее температура не превышает 85 °С, используются вихревые консольные насосы типа ВК и вихревые консольные самовсасывающие насосы типа ВКС. Параметры: подача от 7,2 до 36 м³/ч, напор 26–45 м, мощность электродвигателя от 5,5 до 30 кВт.

В энергетических установках для перекачки конденсата с температурой до 125 °С широко используются центробежные многоступенчатые горизонтальные насосы типа КС с подачей 12,20 и 50 м³/ч, напором 50 (55) и 110 м, мощностью э/дв от 5,5 до 30 кВт.

Для конденсата с температурой до 160 °С используются насосы КС32-150-2 и КС80-155-2 с подачей 32 и 80 м³/ч, напором 150 и 155 м, мощностью э/дв 22 и 55 кВт соответственно.

Для обеспечения принудительной циркуляции конденсата в змеевиках котлов утилизаторов применяются специальные центробежные горизонтальные консольные насосы типа НКУ. Для конденсата с температурой 210 °С предназначены насосы НКУ-90 и НКУ-140м, а при температуре 255 °С – насос НКУ-250.

В котельных установках малой производительности в качестве питательного насоса широко применяется горизонтальный двухпоршневой агрегат типа АН 2/16 (подача 2 м³/ч, давление 1,6 МПа, температура воды до 80 °С, мощность электродвигателя 2,2 кВт).

Наибольшее применение для перекачки промышленных и бытовых загрязненных вод с температурой до 90 °С, с содержанием твердых частиц до 1% по объему и размером до 5 мм нашли насосы типа СД (сточно-динамические) и СМ (сточно-массные) – консольные, одноступенчатые с центробежным колесом закрытого типа.

Параметры насосов идентичны: подача 12–800 м³/ч, напор 7–95 м, мощность э/дв 1,1–250 кВт.

В последние годы для удаления загрязненных сточных вод с твердыми частицами диаметром до 40 мм и температурой до 50 °С нашли применение центробежные насосы погружного и наружного исполнения типа «ИРТЫШ» различных модификаций. Параметры: подача 14,16 и 25 м³/ч, напор 6,15 и 20 м, мощность э/дв 1,1; 3,0 кВт.

Для перекачки агрессивных сред существуют насосы типа Х, ХО, АХ.

Для перекачки воды и других неагрессивных жидкостей со взвешенными частицами (песок и др.) с концентрацией по массе до 10–30% используются типы АНС, ГНОМ, ПСПр.

Для нефтепродуктов – типы Ш, НМШ, 1АСВН-80, Г, БГ, ВГ и др.

Вакуумные насосы – типа ВВН, АВЗ.

Для того чтобы определиться в выборе насосного агрегата в каждом конкретном случае

необходимо знать следующее.

– Для каких целей будет использоваться насос?

– Какой объем жидкости необходимо транспортировать (расход) при помощи насоса и с каким давлением (напором)?

– Необходима информация о рабочей (перекачиваемой) среде, а именно: о вязкости, химической активности, наличии твердых веществ и их величине, температурных показателях рабочей среды, ее взрыво-, пожаробезопасности и токсичности.

– Условия эксплуатации (на открытом воздухе, в помещении, влажность и взрыво-, пожароопасность помещения, где будет эксплуатироваться насос).

Определяющими техническими параметрами насосов являются подача (расход) и напор (давление).

Подача – это объем жидкости, подаваемой насосом в единицу времени, выраженной в м³/ч (кубометров в час) или л/с (литров в секунду.) Обозначается – «Q».

Напор – это разность удельных энергий жидкости в сечениях после и до насоса, выраженная в метрах водяного столба (м), другими словами, давление жидкости в трубопроводе на выходе из насоса. Обозначается – «Н».

При выборе насоса следует учитывать разброс параметров насоса по подаче и напору, в том числе при различной обточке рабочего колеса, а также возможность нахождения требуемого режима работы в пределах рабочей области его характеристики.

В обозначении насосного оборудования традиционно закладывается много информации.

За последнее время обозначение центробежных насосов претерпело ряд изменений.

Обозначения до 1982 г., например, 4Х-6:

4 – диаметр всасывающего патрубка в мм, уменьшенный в 25 раз;

Х – тип насоса (К – консольный, Ф – фекальный, Х – химический);

6 – коэффициент быстроходности насоса, уменьшенный в 10 раз и округленный.

Коэффициент быстроходности – это условное число оборотов, увязанное с геометрическим размером рабочего колеса. Этот коэффициент пропорционален отношению подачи к напору, т.е. более быстроходные насосы имеют относительно низкий напор.

После 1982 г. было введено параметрическое обозначение насосов.

Тот же насос был обозначен Х90-85, где:

Х – тип насоса;

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

90 – подача в м³ жидкости в час;
85 – напор столба жидкости в м.

В настоящее время введено обозначение центробежных насосов в соответствии с Международным стандартом ISO 2853.

Этот же насос обозначается X100-65-250 К-СД, где:

X – тип насоса;

100 – диаметр всасывающего патрубка в мм;
65 – диаметр напорного патрубка в мм;
250 – номинальный диаметр рабочего колеса

в мм.

Последующая индексация обозначает: «а» – индекс оточки рабочего колеса. Как правило, больше двух отточек не бывает, поэтому обозначения вводятся «а» и «б» (если колесо без отточки, то индекса нет).

Таблица 1

Выбор насоса в зависимости от перекачиваемых сред

ПЕРЕКАЧИВАЕМАЯ РАБОЧАЯ ЖИДКОСТЬ	РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТИПЫ НАСОСОВ
Бензин	АСВН, АСЦЛ, НК
Вода деаэрированная	ЦН
Вода горячая	ЦНСГ, UPS, LP, CR
Вода загрязненная	АНС
Вода кислая	ЦНСГ
Вода морская	ЦВС, НЦВ, НЦВА, НЦГ
Вода оборотная техническая	ЦНСГ, LP, CR
Вода пресная	CR
Вода питательная	ПЭ, СЭ
Вода питьевая	ЦВС, К, КМП, CRN, SP, SQ
Вода техническая	К, LP, CR
Вода чистая (кроме морской)	ЦВС, К, LP, CR
Водный конденсат	Кс, КсВ, CR
Воды загрязненные, содержащие механические примеси	ГНОМ, КР, АР
Гравийные, гравийно-песчаные, шлаковые и другие гидросмеси	ГраТ, ГраУ, ГраК, П, ПВП, ВШН, ПБ
Древесно-волоконистая масса	БМ
Дизельное топливо	АСВН, АСЦЛ, Ш, НМШ, НМШФ
Жидкости, сходные с водой по плотности, вязкости и химической активности	Д, 1Д, АД, К, КМ, ЦНС, ЦНСГ, ЦВК, ЦН
Керосин	АСВН, АСЦЛ, КР, CR, НК
Кислотные растворы	МСК, X
Конденсат отработанного пара	Кс
Масло	КВ, Ш, НМШ, НМШФ
Масло турбинное Т-22	ЦНСм
Мазут	Ш, НМШ, НМШФ
Нейтральные жидкости с примесями	АСВН, ЦВК, АХИ, ЗВ, Ш, НМШ, НМ, ЦНСН, НК, НПС, Н
Нефть и нефтепродукты	НА, НД, НДС, НКЭ, НЭ, АСВН, АСЦЛ
Нефть обводненная, газонасыщенная	ЦНСН
Откачка воздуха и газов	ВВН, АВЗ
Подача воды в нефтяные пласты	ЦНС
Продукты обогащения руд и глиноземного производства, песчаные и другие абразивные смеси	П, ПР, ПК, ПБ, ПРВО, ПКВП
Продукты обогащения руд, песчаные и другие абразивные смеси	ПБА, ПВПА
Светлые и темные нефтепродукты	НК, НПС
Сжиженные углеводородные и другие газы	НК, НКВ, НПС, Н, С, ЦГ
Смесь воды и нефтепродуктов	НВ, ГНОМ
Спирт	АСВН, АСЦЛ, ЦГ
Фекальные жидкости, бытовые и производственные сточные воды	ЦМК, ЦМФ, АР, АРГ, СМ, СМС, СД, СДВ, СДС
Химически активные и нейтральные жидкости	АХ-Р, АХ, ЦГ, ВК, ВКО, ТХ, Х, Х-д, Х-л, Хд, ХП, АХП, Х-Р, ХМ, ХО, АХПО
Химически активные жидкости	ОХГ, ОХГН, ОХВН, Х, АХ, ХВ, ХИТ



ОСОБЕННОСТИ КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ И ВЕНТИЛЯЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ, АДМИНИСТРАТИВНЫХ И БЫТОВЫХ ПОМЕЩЕНИЙ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Выбор систем кондиционирования и вентиляции для создания в помещениях воздушной среды, соответствующей установленным санитарно-гигиеническим нормам и технологическим требованиям, зависит от назначения здания, его этажности, характера помещений и наличия вредных выделений. Кратность воздухообмена для большинства помещений, обеспечиваемая приточно-вытяжной вентиляцией, установлена СНиП соответствующих зданий и помещений, а также ведомственными санитарными нормами (ВСН).

Если для рассматриваемого помещения кратность воздухообмена не установлена СНиП и другими нормативными ведомственными документами, вентиляционный объем воздуха определяют по расчету.

Вентиляцию следует предусматривать для обеспечения допустимых метеорологических условий и чистоты воздуха в рабочей зоне административно-бытовых и производственных помещений (на постоянных и непостоянных рабочих местах).

Вентиляцию с искусственным побуждением (с использованием вентиляторов) следует предусматривать в случаях:

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

- если метеорологические условия и чистота воздуха не могут быть обеспечены вентиляцией с естественным побуждением;

- для помещений и зон без естественного проветривания.

Допускается проектировать смешанную вентиляцию с частичным использованием естественного притока или удаления воздуха.

Вентиляцию общественных и административных помещений в районах с расчетной температурой наружного воздуха минус 40 °С и ниже (параметры Б) следует проектировать, как правило, с искусственным побуждением.

Расчетными параметрами наружного воздуха для *холодного периода* года для всех населенных пунктов приняты:

- параметры А – средняя температура наиболее холодного периода и энтальпия (теплосодержание) воздуха, соответствующая этой температуре и средней относительной влажности воздуха самого холодного месяца в 13 часов;

- параметры Б – средняя температура наиболее холодной пятидневки и энтальпия (теплосодержание) воздуха, соответствующая этой температуре и средней относительной влажности воздуха самого холодного месяца в 13 часов.

Расчетными параметрами наружного воздуха *теплого периода* года для всех населенных пунктов приняты:

- параметры А – температура и энтальпия (теплосодержание) воздуха, соответствующая средней температуре самого жаркого месяца в 13 ч во всех населенных пунктах, кроме ряда пунктов в северных районах страны, где расчетная температура на 1,5–2,5 °С выше средней температуры самого жаркого месяца;

- параметры Б – средняя температура воздуха и энтальпия (теплосодержание) воздуха, соответствующая максимальной летней температуре.

Системы общеобменной вентиляции для производственных и административно-бытовых помещений (с постоянным пребыванием людей) без естественного проветривания (без окон или с неоткрываемыми окнами – по технологии производства или по конструктивным особенностям окон) следует предусматривать не менее чем с двумя приточными и двумя вытяжными вентиляторами, каждая с расходом по 50% требуемого воздухообмена.

Кондиционирование следует предусматривать для обеспечения нормируемой чистоты и метеорологических оптимальных параметров воздуха в обслуживаемой (рабочей) зоне помещения или на отдельных его участках.

Вентиляцию, кондиционирование воздуха и

аварийную противодымную вентиляцию общественных зданий следует проектировать в соответствии со СНиП 2.04.05-91 и требованиями СНиП 2.08.02-89.

Для обеспечения оптимальных, а также допустимых метеорологических условий в помещениях общественных зданий рекомендуется проектировать системы кондиционирования воздуха и вентиляции с управляемыми процессами тепло-влажностной обработки воздуха.

Применение рециркуляции воздуха в общественных, вспомогательных зданиях, а также в помещениях промышленных предприятий регламентируется указаниями соответствующих СНиП.

Не допускается рециркуляция воздуха в помещениях, в воздухе которых имеются болезнетворные бактерии и грибки в опасных концентрациях, устанавливаемых Минздравом, или резко выраженные неприятные запахи.

Системы кондиционирования воздуха, воздушного отопления или вентиляции необходимо проектировать общими для общественных зданий и отдельных помещений общей площадью не более 200 м² (категория Д).

Распределение приточного воздуха и удаление его из помещений общественных, административно-бытовых и производственных зданий, как правило, проектируется с учетом режима использования помещений в течение суток и года, а также временных поступлений в помещение теплоты, влаги и вредных веществ.

Приток воздуха рекомендуется предусматривать непосредственно в помещения, где постоянно работают или находятся люди. При организации вентиляции следует иметь в виду, что часть приточного воздуха, предназначенного для данного помещения, допускается подавать в коридоры или смежные помещения, но не более 50% количества воздуха, предназначенного для обслуживаемого помещения.

В помещения общественных и административно-бытовых зданий приточный воздух рекомендуется подавать из воздухоораспределителей, расположенных в верхней зоне.

Воздухоораспределители следует применять с устройствами для изменения направления приточной струи в помещениях общественных, административно-бытовых и производственных зданий; с устройством для регулирования расхода приточного воздуха в помещениях жилых (в системах воздушного отопления), лечебно-профилактических зданий и зданий детских учреждений, а в помещениях других зданий – при обосновании.

Воздуховоды любых систем для многоэтажных общественных и административно-бытовых зданий следует проектировать с горизонтальными

ми коллекторами, объединяющими поэтажные воздуховоды не более пяти этажей.

Воздуховоды для помещений категорий Г и Д из разных этажей зданий различных степеней огнестойкости не допускается объединять вертикальными коллекторами.

При проектировании помещений для вентиляционного оборудования в общественных и административно-бытовых зданиях следует руководствоваться требованиями СНиП 2.09.02-85.

ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ЗДАНИЯ И ПОМЕЩЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Во вспомогательных зданиях и помещениях промышленных предприятий в теплый период года, как правило, предусматривается подача воздуха естественным путем через открывающиеся окна и двери. Механическая приточная вентиляция предусматривается только для помещений, где нельзя организовать естественную вентиляцию (проветривание), а также при необходимости специальной обработки наружного воздуха.

В холодный и переходный периоды года подачу воздуха с механическим побуждением следует предусматривать для помещений, в которых воздухообмен установлен более однократного в 1 ч, а также для возмещения воздуха, удаляемого из душевых, уборных и помещений сушилки, и обеспыливания одежды согласно СНиП 2.09.04-87. Для остальных помещений допускается предусматривать естественную подачу воздуха.

Для ряда помещений (машинписных бюро, копировально-множительных служб, прачечных, химчисток, столовых, здравпунктов, радиоузлов, телефонных станций, библиотек, киноаппаратных, вычислительной техники, торгового и бытового обслуживания, конференц-залов и др.) расчетную температуру воздуха и воздухообмен принимают по соответствующим СНиП.

При организации приточной вентиляции в холодный и переходный периоды года подачу подогретого воздуха следует предусматривать в верхнюю зону:

- непосредственно в помещения;
- сосредоточенно в коридор для помещений, воздухообмен в которых установлен по вытяжке;
- в помещения гардеробных для возмещения воздуха, удаляемого из душевых.

В верхней части стен и перегородок, разделяющих душевые, преддушевые и гардеробные, устанавливаются жалюзийные решетки.

В теплый период года в районах с расчетной

температурой наружного воздуха выше 25 °С (параметры А) в помещениях, где планируется постоянное пребывание людей, рекомендуется устанавливать потолочные вентиляторы для повышения скорости движения воздуха до 0,3–0,5 м/с или кондиционеры сплит-систем.

Удаление воздуха из вспомогательных зданий и помещений промышленных предприятий допускается как с естественным, так и с механическим побуждением.

Самостоятельные системы вытяжной вентиляции предусматриваются для ряда помещений: фельдшерских и врачебных здравпунктов, душевых, уборных, а также копировально-множительных служб и переплетных, химической чистки, сушилки, обеспыливания и обезвреживания одежды. Устройство совмещенной вытяжной вентиляции допускается для душевых и уборных при гардеробных для совместного хранения всех видов одежды при неполном переодевании работающих, а также для преддушевых с полным переодеванием уличной и домашней одежды.

Удаление воздуха из гардеробных следует организовывать через душевые. В случае, когда воздухообмен гардеробной превышает воздухообмен душевой, воздух удаляют через душевую в установленном для нее объеме, а разницу – непосредственно из гардеробной. В остальных случаях воздух удаляют непосредственно из помещений.

В гардеробных помещениях для совместного хранения всех видов одежды при неполном переодевании работающих, а также в преддушевых с полным переодеванием на 5 человек и менее при односменной работе в холодный период допускается принимать однократный воздухообмен, предусматривая естественный приток наружного воздуха через окна. В помещениях гардеробных при обосновании допускается установка шкафов для сушилки спецодежды в нерабочее время, оборудованных вытяжной вентиляцией с естественным побуждением в объеме 10 м³/ч воздуха от каждого шкафа.

В гардеробных для хранения одежды, в помещениях для обогрева скорость движения воздуха в зоне пребывания людей не должна превышать 0,2 м/с.

ЗДАНИЯ АДМИНИСТРАТИВНЫХ УЧРЕЖДЕНИЙ, ПРОЕКТНЫХ И НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

В помещениях административных учреждений и проектных организаций, расположенных в IV климатическом районе, необходимо поддерживать оптимальные параметры воздушной сре-

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

ды, проектируя кондиционирование воздуха. В других климатических районах комфортное кондиционирование воздуха проектируется по желанию заказчика или при технико-экономическом обосновании.

В зданиях административных учреждений и проектных организаций, где невозможно установить кондиционеры по техническим или технико-экономическим факторам, применяется механическая приточно-вытяжная вентиляция. При расчете вентиляции руководствуются данными, приведенными в СНиП 2.09.04-87.

Для конференц-залов, помещений общественного питания и помещений киноаппаратного комплекса следует предусматривать самостоятельные системы кондиционирования или приточной вентиляции с механическим побуждением. Для остальных помещений проектируется единая система приточной вентиляции.

Подавать приточный воздух необходимо непосредственно в конференц-залы, обеденные залы, кухни, вестибюли, а также в другие помещения вспомогательного и обслуживающего назначения.

Удаление воздуха самостоятельными вытяжными системами вентиляции с механическим побуждением следует предусматривать для следующих групп помещений:

- санитарных узлов и курителен; проектных залов и служебных помещений, кабинетов площадью 35 м² и более; холлов и коридоров; помещений предприятий общественного питания; аккумуляторных; кинопроекторных, а также от вытяжных шкафов и укрытий. Для конференц-залов и залов совещаний рекомендуется проектировать системы вытяжной вентиляции с естественным побуждением.

Удалять воздух из служебных

помещений и кабинетов площадью менее 35 м² следует за счет перетекания воздуха в коридор, а из служебных комнат и кабинетов площадью 35 м² и более – непосредственно из помещений.

Воздухообмен в помещениях проектных залов, служебных помещениях и кабинетах следует, как правило, организовывать по схеме «сверху – вниз» или «сверху – вверх», а в конференц-залах – «сверху – вниз – вверх»; допускаются и другие схемы воздухообмена при соответствующем обосновании.

Вытяжную вентиляцию с естественным побуждением допускается предусматривать в помещениях зданий высотой один-три этажа с количеством сотрудников менее 300 человек. Рециркуляция воздуха применяется в помещениях, для которых воздухообмен определяется расчетом из условий ассимиляции (растворения) тепловлагодизбытков. В проектных залах, служебных помещениях и кабинетах, конференц-залах и залах совещаний, в зданиях проектных и конструкторских организаций следует обеспечивать оптимальные условия воздушной среды. При проектировании систем кондиционирования воздуха в конференц-залах и залах совещаний устраиваются одноканальные системы с рециркуляцией воздуха; в проектных залах, служебных помещениях и кабинетах – одноканальные, совмещенные с отоплением (или охлаждением) системы с местными доводчиками (фанкойлами).

Для лабораторных помещений НИИ естественных и технических наук необходимо проектировать приточно-вытяжную вентиляцию с механическим побуждением или кондиционирование воздуха, предусматривая при необходимости подогрев или охлаждение, очистку и увлажнение воздуха. При проектировании вентиляции температуру, отно-

НОВОСТИ КОМПАНИЙ

41 >>

кой, гораздо сложнее, чем те, которые призвано выполнять одеяло.

Учет и распределение электроэнергии, защита человека и зданий от последствий утечки тока, техники от грозовых и импульсных перенапряжений – все это требует слаженной, бесперебойной работы приборов. Поэтому гораздо разумнее составлять учетно-распределительный щиток из компонентов одинаковой фактуры, сошедших с конвейера одного производителя. Это дает 100%ную гарантию того, что приборы смогут работать как единое целое.

Вариантов построения схем электроснабжения много. Поэтому возникает закономерный вопрос: сможет ли один производитель удовлетворить запросы всех групп потребителей? Решить проблемы многоквартирных домов, коттеджей, административных зданий, зданий производственно-технического назначения?

Сможет, если при производстве учетно-распределительной техники применять качественно новый принцип – монтаж на рейку. Данный принцип предполагает выполнение двух условий:

1. В сам щиток устанавливается DIN-рейка, которая служит универсальной основой для крепления приборов.

2. Все приборы, устанавливаемые в щиток, имеют речное исполнение.

Это превращает учетно-распределительную точку в конструктор с легко заменяемыми частями. Частей же может быть так много, как того требует рынок. К примеру, концерном «ЭНЕРГОМЕРА» предлагается около 2500 вариантов реализации учетно-распределительной точки.

Взаимодействие концерна

>> 64

63 >>

с покупателем начинается практически со сборочного цеха. Предлагается ряд альтернатив, на основании которых заказчик сам выстраивает оптимальный вариант по соотношению «цена – функциональные возможности».

РОССИЙСКИЕ АККУМУЛЯТОРЫ

НП «МЦСтА» совместно с Курским заводом «Аккумулятор», Раменским заводом «Энергия» и рядом других отечественных производителей реализует программу технического переоснащения предприятий энергетики. В рамках программы выпущены, испытаны и сертифицированы свинцовые аккумуляторы закрытого типа, подзарядные устройства, трансформаторы тока и напряжения. Предприятия, входящие в межрегиональный центр, предлагают услуги по монтажу, ремонту и утилизации стационарных аккумуляторных батарей, поставке элементов щита постоянного тока и широкого спектра продукции Раменского завода «Энергия».

КОМПАНИЯ ЭКФ РАСШИРЯЕТ АССОРТИМЕНТ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИИ ВА-99

В связи с высокой популярностью автоматических выключателей серии ВА-99 компания ЭКФ расширяет ассортимент выключателей серии ВА-99. С марта 2005 г. компания приступила к выпуску трехполюсных автоматических выключателей на следующие номиналы:

ВА-99/1600 – автоматичес-

сительную влажность и скорость движения воздуха в помещениях лабораторий следует принимать как для производственных помещений, работы в которых относятся к категории легких, а также по технологическим требованиям. В помещениях, где производятся работы с вредными веществами всех классов опасности или происходит выделение горючих паров и газов, не допускается рециркуляция воздуха. В помещениях лабораторий должны быть предусмотрены открывающиеся части окон и системы естественной вентиляции для удаления воздуха из помещений в нерабочее время. Объем воздуха, удаляемого через вытяжной шкаф, следует определять в зависимости от скорости движения воздуха в расчетном проеме шкафа.

При организации подачи приточного воздуха непосредственно в помещение лаборатории следует подавать 90% объема воздуха, удаляемого местными вытяжными системами, а в коридор и холл – остальное количество воздуха (10%); при этом в холлах зданий лабораторий химического профиля, примыкающих к лестничным клеткам или шахтам лифтов, должен быть обеспечен не менее чем 20-кратный обмен воздуха; объем холлов следует принимать в расчете минимальным и не более 130 м³.

Системы кондиционирования воздуха, приточной вентиляции и воздушного отопления, обслуживающие помещения с производствами (процессами) категорий А, Б и Е, должны проектироваться отдельными для групп помещений каждой из указанных категорий. Системы вытяжной вентиляции, обслуживающие помещения с производствами (процессами) категорий А, Б и Е, должны проектироваться также отдельными для каждого помещения.

Систему вытяжной вентиляции помещений лабораторий с производствами категории В (в том числе помещений, предназначенных для работы со взрывопожароопасными веществами), оборудованных вытяжными шкафами, следует проектировать:

- децентрализованной от вытяжных шкафов с индивидуальным воздуховодом и вентилятором для каждого помещения;
- централизованной, при которой вытяжные воздуховоды от каждого отдельного лабораторного помещения объединяются в сборный вертикальный коллектор, размещаемый за пределами здания, или горизонтальный, размещаемый на техническом этаже в помещении для оборудования вытяжных систем.

Для помещений лабораторий с производствами категории В возможно проектирование общих приточных коллекторов. Объединение поэтажных ответвлений воздуховодов или поэтажных коллекторов допускается не более чем для девяти этажей. При этом необходимо устанавливать самозакрывающиеся обратные клапаны на каждом поэтажном ответвлении или поэтажном коллекторе, обслуживающем группы помещений общей площадью не более 300 м². В помещении лаборатории местные отсосы и общеобменную вытяжку можно объединять в одну вытяжную систему. Воздуховоды местных отсосов и общеобменной вытяжки могут быть объединены в помещении лаборатории или в помещении вентиляционного оборудования. В системах вытяжной вентиляции лабораторий при удалении воздушной смеси с химически активными газами следует применять воздуховоды из коррозионно-стойких материалов.

По материалам ООО «Интек»

>> 66



ВОПРОСЫ УТИЛИЗАЦИИ КОНДЕНСАТА

Большинство промышленно развитых стран запрещает слив конденсата из компрессоров с масляной смазкой в общую канализацию. Законы теперь требуют экологически безопасной утилизации конденсата, что делает важной технологию разделения масла и воды.

ОЧИСТКА КОНДЕНСАТА

Почему конденсат из компрессоров с масляной смазкой необходимо очищать?

При неправильном обращении или неправильной обработке конденсат представляет серьезную угрозу для окружающей среды. Всего лишь 1 литр конденсата может загрязнить 1 000 000 литров воды.

Большинство промышленно развитых стран запрещает слив конденсата из компрессоров с масляной смазкой в общую канализацию. Законы теперь требуют экологически безопасной утилизации конденсата, поэтому важна технология разделения масла и воды.

В бесмасляных компрессорах сжатый воздух не соприкасается с маслом. Отсюда следует, что их конденсат не содержит масла. Единственные его следы можно обнаружить как результат всасывания масляных аэрозолей, что полностью определяется местом установки компрессора и преобладающими атмосферными условиями. Конденсат из бесмасляных компрессоров можно обычно сливать в канализацию без какой-либо обработки.

ВИДЫ КОНДЕНСАТА

Конденсат из компрессоров с масляной смазкой может быть в виде:

- эмульсий;
- диспергированных смесей (смесь масла и водяного конденсата).

Только анализ конденсата может дать вам необходимую информацию о требуемой технологии разделения (можно ли обойтись простым сепаратором масла и воды или требуется более специализированная фильтрация и сепарация).

Эмульсии

Эмульсии (молочные смеси) дают такой вид связи масла и воды, что их нельзя разделить с помощью силы тяжести. Эмульсии можно очистить только с использованием специального дорогостоящего оборудования.

Диспергированные смеси

В отличие от эмульсий диспергированные смеси можно очистить с помощью силы тяжести, используя недорогие сепараторы масла и воды.

Примечание. В принципе винтовые и поршневые компрессоры, работающие на компрессор-

кий выключатель с микропроцессорным управлением на 1600А с ПКС 65 кА.

ВА-99/1250 – автоматический выключатель на 1250А с ПКС 65 кА.

ВА-99/1250 – автоматический выключатель на 1000А с ПКС 65 кА,

а также следующие номиналы ВА-99:

16А, 25А, 32А, 40А, 50А, 63А, 80А, 100А выпускаются в одном корпусе на 125А с ПКС 35кА.

Вся продукция сертифицирована по российским ГОСТам.

ИСПАНСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ УЧЕТА

Энерготехническая компания «Джоуль» представила новое решение – систему коммерческого учета электроэнергии на необслуживаемых объектах, созданную на базе оборудования CIRCUTOR GROUP (Испания).

Система позволяет измерять и передавать сохраненные данные об основных параметрах электроэнергии по собственному каналу связи (RS-485 либо GSM), а также архивировать их в соответствии с графиком. В основе системы – многофункциональный электронный счетчик CIRWATT (CIRCUTOR GROUP), благодаря которому ведутся учет и мониторинг характеристик электроэнергии, регистрация событий. Система прошла тестовые испытания, оборудование зарегистрировано в Госреестре средств измерений РФ.

ЭТК «Джоуль» – официальный дистрибьютор фирмы CIRCUTOR GROUP, и нынешняя маркетинговая стратегия компании направлена на привлечение внимания специалистов к перспективным разработкам испанского партнера.



ном масле BOGE Longlife, не образуют эмульсий, а только диспергированные смеси. Конденсат этого вида можно легко разделять, используя сепараторы масла и воды.

ПРОВЕРКА КОНДЕНСАТА

Существует простой тест для определения вида конденсата.

Заполните конденсатом чистый стакан. Встряхните жидкость, и спустя короткое время масло отделится от воды и поднимется на поверхность. Вода остается чистой. Такую диспергированную смесь можно разделять, используя сепаратор масла и воды.

Если конденсат после встряхивания представляет собой непрозрачную воду под слоем масла, то можно предположить, что это эмульсия, которую можно разделить только с использованием устройства разделения эмульсий.

ВОЗМОЖНЫЕ СПОСОБЫ ОЧИСТКИ КОНДЕНСАТА

В зависимости от национального законодательства и экологической осведомленности эксплуатирующей организации, конденсат из компрессоров с масляной смазкой перед его сливом в общую канализацию подлежит очистке. Возможны два способа:

1. Сбор конденсата и его отправка на переработку в специализированные компании; обычно это очень дорогой способ;

2. Очистка конденсата на месте.

Поскольку конденсат на 99% состоит из воды и только на 1% из масла, «очистка на месте» с использованием сепаратора таких фирм, например, как Dalgakiran, для масла и воды является наиболее экономичной.

По материалам фирмы Dalgakiran

В. Петухов,
к.т.н., член IEEE,
Центр электромагнитной
безопасности,
В. Соколов



ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НА ОСНОВЕ СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА ПОТРЕБЛЯЕМОГО ТОКА

В настоящее время двигатели переменного тока являются крупнейшими потребителями электрической энергии. Согласно последним исследованиям, они потребляют свыше 80% вырабатываемой электроэнергии. Однако в процессе эксплуатации могут возникать повреждения элементов двигателя, что, в свою очередь, приводит к преждевременному выходу его из строя.

Многочисленные исследования характера повреждений двигателей переменного тока позволили получить следующие статистические данные [1-2] в %:

- повреждения элементов статора – 38;

- повреждения элементов ротора – 10;
- повреждения элементов подшипников – 40;
- другие повреждения – 12.

Во многих производствах внезапный выход двигателя из строя может привести к непоправимым последствиям. Кроме того, эксплуатация находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии электродвигателей приводит как к прямым финансовым потерям, связанным с прогнозируемым выходом из строя оборудования и вызванным этим нарушением технологического процесса, так и к значительным (до 5–7%) кос-

ДИАГНОСТИКА И РЕМОНТ

венным непродуктивным затратам электроэнергии, обусловленным повышенным электропотреблением (при той же полезной мощности). Поэтому возникает необходимость диагностики состояния двигателя в процессе его работы. Сегодня в России широко используется метод вибродиагностики состояния элементов электродвигателей. Данный метод является достаточно дорогим и трудоемким, требующим применения специальной измерительной техники и программного обеспечения. Кроме того, должен быть обеспечен доступ к обследуемому объекту, что в некоторых случаях сопряжено с определенными организационными и техническими трудностями.

В последнее время получили развитие методы диагностики состояния электрических машин, основанные на проведении мониторинга потребляемого тока с последующим выполнением специального спектрального анализа полученного сигнала [3–8], что позволяет с высокой степенью достоверности определять состояние различных элементов двигателя.

Кроме того, можно провести мониторинг тока электродвигателя как непосредственно на нем, так и в электрощите питания (управления).

В настоящее время специалистами Центра электромагнитной безопасности разработан аппаратно-программный комплекс для выполнения работ по аудиту состояния и условий работы электрической и механической части электродвигателей и связанных с ними механических устройств на основе спектрального анализа сигналов потребляемого электродвигателем тока.

Блок-схема комплекса представлена на рис. 1.

В состав комплекса входят разъемный токовый датчик с линейной частотной характеристикой, кондиционер сигнала (фильтр низких частот, препятствующий появлению ложных частот сигналов (aliasing) при их дискретизации [9], аналого-цифровой преобразователь (АЦП), персональный компьютер (ПК) с необходимым программным обеспечением для сбора и обработки информации.

Запись сигналов тока осуществляется в течение времени, необходимого для выполнения спектрального анализа с разрешением по частоте не менее 0,01–0,02 Гц.

Оцифрованные АЦП данные передаются в ПК, где выполняется обработка полученных данных: определяются частота вращения двигателя и число стержней его ротора, затем выполняется специальный спектральный анализ сигнала тока.

Физический принцип, положенный в основу работы диагностического комплекса, заключается в том, что любые возмущения в работе электрической и/или механической части электродвигателя и связанного с ним устройства приводят к изменениям магнитного потока в зазоре электрической машины и, следовательно, к слабой модуляции потребляемого электродвигателем тока.

Таким образом, наличие в спектре тока двигателя характерных (и не совпадающих) частот определенной величины свидетельствует о наличии повреждений электрической и/или механической части электродвигателя и связанного с ним механического устройства [1].

В качестве примера ниже приведены результаты спектрального анализа токов двух однотипных вентиляторных установок: находящейся в эк-

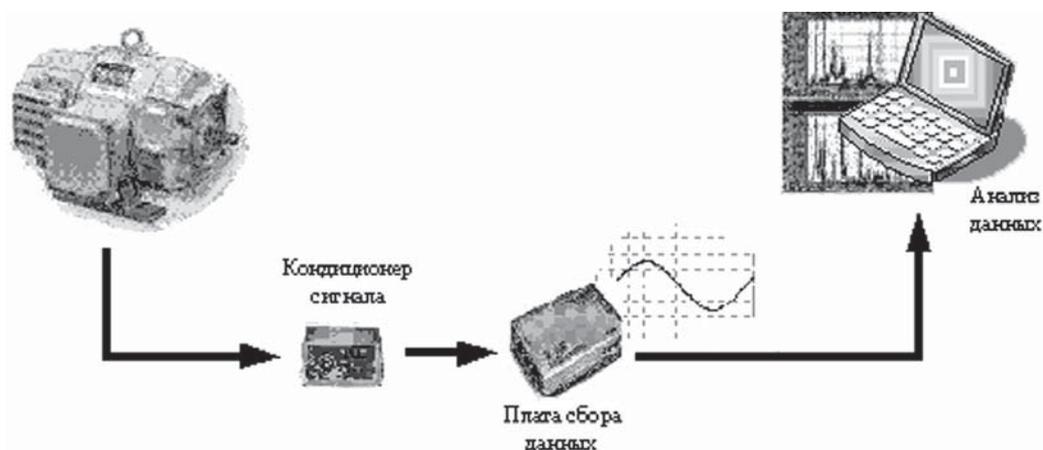


Рис. 1. Блок-схема диагностического комплекса

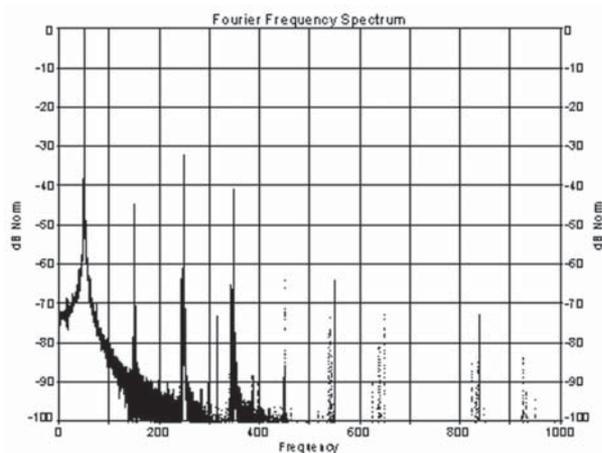


Рис. 2. Спектральный состав тока нового электродвигателя

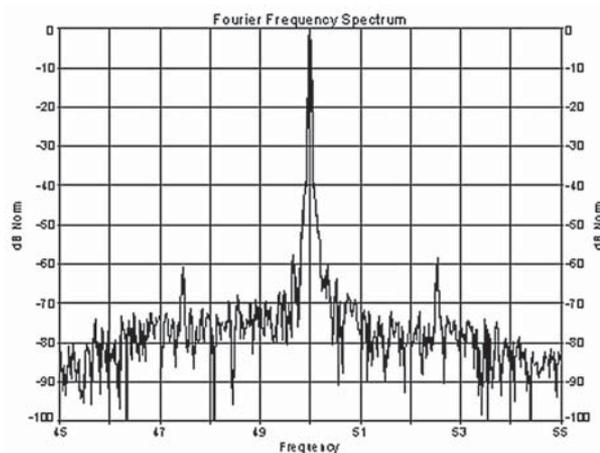


Рис. 4. Частоты, характерные для повреждений ротора

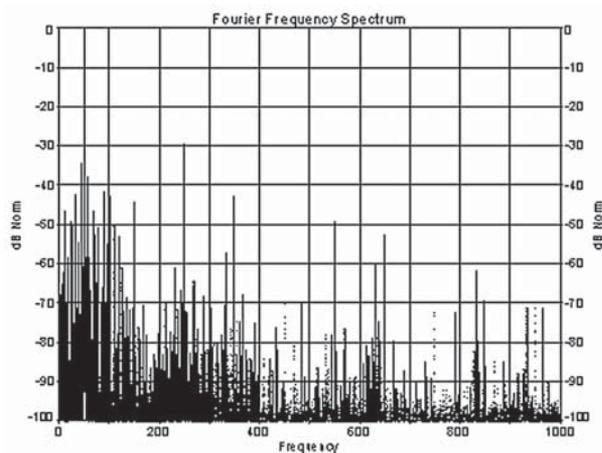


Рис. 3. Спектральный состав тока электродвигателя, находящегося в эксплуатации в течение пяти лет

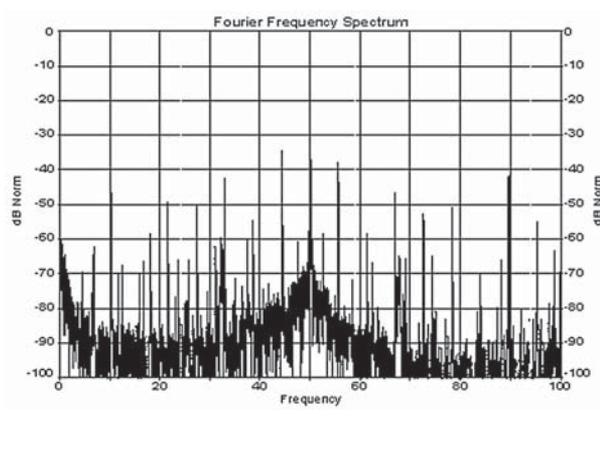


Рис. 5. Характерные частоты при наличии несоосности валов двигателя и механической нагрузки

сплуатации одну неделю (рис. 2) и проработавшей пять лет (рис. 3).

Из рисунков 2–3 ясно видно как увеличение количества частотных полос, соответствующих различным видам повреждений, так и рост их величины (при значимом уровне сигналов в частотной области от –80 дБ) для электродвигателя, длительно находящегося в работе.

Остановимся более подробно на возможностях рассматриваемого метода диагностики с точки зрения обнаружения различных видов повреждений и характерных для них частот.

Повреждения ротора двигателя (обрыв стержней, ослабление крепления стержней к контактным кольцам, скрытые дефекта литья). Этот вид неисправности обнаруживается по наличию двух

симметричных относительно частоты питающей сети пиков в спектре тока (рис. 4).

Несоосность валов двигателя и механической нагрузки. Этот вид неисправности определяется по частотам, кратным частоте вращения ротора (рис. 5).

Дефекты ременной передачи вентилятора. Этот вид неисправности определяется по частотам, кратным частоте биений ремня, определяемой длиной последнего и диаметрами шкивов (рис. 6)

Аналогичным образом определяется и наличие следующих дефектов:

- межвитковые замыкания обмоток статора;
- повреждения подшипников (необходимы данные о подшипниках электродвигателя и механического устройства);

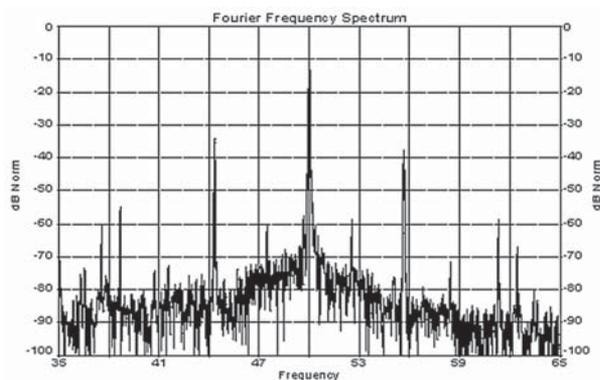


Рис 6. Характерные частоты при наличии дефектов ременной передачи

- повышенный эксцентриситет ротора (статический и/или динамический);
- ослабление элементов крепления электродвигателя;
- дефекты механической части связанных с электродвигателем устройств.

Определение степени серьезности повреждений производится по градации «Повреждения отсутствуют» – «Повреждения обнаружены» – «Обнаружены критические повреждения» путем сравнения величины сигнала на характерной частоте повреждения с величиной сигнала на частоте питающей сети.

При проведении повторных измерений на данном оборудовании формируется база данных, позволяющая отслеживать динамику развития повреждений во времени, что дает возможность заблаговременно планировать выведение оборудования в ремонт.

Помимо вышеописанных измерений, настоятельно рекомендуется проведение мониторинга приложенного к электродвигателю напряжения, что позволяет определить его несимметрию, наличие высших гармонических составляющих и импульсов перенапряжений (что возможно при работе с частотными регуляторами скорости вращения) – т.е. тех факторов, которые напрямую влияют на срок службы и экономичность работы двигателя. Хорошо известно, что первые два из вышеупомянутых факторов приводят как к перегреву обмоток статора, так и повреждению подшипников за счет возникновения высокочастотных вращающихся моментов обратной последовательности.

Измерения могут быть выполнены как непосредственно на клеммной коробке электродвигателя (без какого-либо нарушения режима его ра-

боты), так и в электрощите питания и/или управления.

Выполнение этой работы позволит провести полномасштабную натурную диагностику и анализ условий работы парка электродвигателей и связанных с ними механических устройств, существенно сократить как затраты, связанные с «неожиданными» отказами оборудования, так и снизить непродуктивные затраты электроэнергии.

Литература

1. W.T. Thomson: «A Review of On-Line Condition Monitoring Techniques for Three-Phase Squirrel-Cage Induction Motors -Past Present and Future» Keynote address at IEEE Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics and Drives, Gijon, Spain, Sept. 1999 pp 3-18.
2. EPRI: «Improved Motors for Utility Applications and Improved Motors for Utility Applications, Industry Assessment Study», Vol 1, EPRI EL-2678, Vol 1 1763-1, final report and EPRI EL-2678, Vol 2, 1763-1 final report October 1982.
3. V. Thorsen and M Dalva: «Condition Monitoring Methods, Failure Identification and Analysis for High Voltage Motors in Petrochemical Industry», Proc 8a 1EE Int Conf, EMD '97, University of Cambridge, No 444, pp 109-113.
4. W.T. Thomson and D. Rankin; «Case Histories of Rotor Winding Fault Diagnosis in Induction Motors», 21st Int Conf Proc on Condition Monitoring, University College Swansea, March 1987.
5. G.B. Kliman and J. Stein: «Induction Motor Fault Detection Via Passive Current Monitoring», Proc Int Conf (ICEM'90), MIT, Boston, USA, 1990, pp 13-17.
6. W.T. Thomson, S.J. Chalmers and D. Rankin: «On-line Current Monitoring and Fault Diagnosis in High Voltage Induction Motors – Case Histories and Cost Savings in Offshore Installations», Offshore Europe '87, Conf Proc SPE September 1987, Aberdeen, SPE 16577/1 – SPE 16577/10.
7. Randy R. Schoen, Thomas G. Habetler, Farrukh Kamran, Robert G. Barthel «Motor Bearing Damage Detection Using Stator Current Monitoring» IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL.31, NO. 6, November/December 1995.
8. William T.Thomson, Mark Fenger «Current Signature Analysis to Detect Induction Motor Faults»IEEE Industry Application Magazine July/August 2001.
9. Сергиенко А.Б. Цифровая обработка сигналов. – СПб., «Питер», 2002. – 608 с.: ил.



ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВА ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМЫ «ТЕХНОКОМПЛЕКС»

Автоматизированная система диспетчеризации «ТЕХНОКОМПЛЕКС» предназначена для полного контроля работы оборудования и режимов энергоснабжения, оперативного управления энергохозяйством предприятия, оптимизации режимов энергоснабжения, соблюдения графиков и норм потребления, а также для снижения простоев технологического оборудования за счет оперативного анализа аварийных ситуаций и формирования решений об оперативных переключениях.

Система представляет собой аппаратно-программный комплекс, предназначенный для автоматизации контроля и управления электрической частью предприятий и технологическими процессами. Применение данной системы позволяет:

- принимать обоснованные решения при управлении электрохозяйством;
- оптимизировать режимы энергоснабжения, контролировать графики и нормы потребления;



- анализировать предаварийные ситуации и принимать необходимые меры по их устранению;
- оперативно анализировать аварийные режимы и принимать действия по минимизации ущерба и снижению простоев технологического оборудования.

Основные отличия системы «Технокомплекс», от подобных систем других фирм – это многофункциональность и гибкость при повышенной надежности.

ФУНКЦИИ СИСТЕМЫ:

- регистрация текущих значений контролируемых параметров;
- контроль и учет электроэнергии;
- осциллографирование процессов;
- регистрация событий от датчиков дискретных сигналов;
- передача и отображение данных;
- задание каналов учета и объединение их в группы;
- задание тарифных зон для многотарифного учета (5 временных зон);
- задание значения заявленного максимума и предупреждение о подходе к нему;
- наблюдение данных в табличной или графической формах;
- ведение архива потребления электроэнергии;
- формирование необходимых отчетных документов за любой период времени.

СОСТАВ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

Программное обеспечение (ПО) позволяет пользователю по своему желанию изменить: внешний вид и состав мнемосхем объекта; вид и состав явлений в кадрах осциллограмм; условия запуска осциллографа и параметры записи; форму и состав параметров в суточной ведомости. Количество регистрируемых аналоговых и дискрет-

ных сигналов может варьироваться в пределах, указанных в технических данных, и может быть увеличено до предельных в процессе эксплуатации путем приобретения дополнительных модулей. ПО поддерживает стандарты для передачи данных в другие SCADA системы и обеспечивает выполнение самодиагностики. Основные функции программы: обработка запросов, организация информационных потоков, пополнение и обновление базы данных, отображение информации.

ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ

Регистрация текущих значений контролируемых параметров

Регистрация токов и напряжений электроустановок объекта производится по сигналам от выносных датчиков с частотой выборки 1кГц. Действующие значения сигналов получаются расчетным путем. Возможно включение датчиков мощности, расхода, температуры, давления и любых других, что позволяет контролировать не только параметры электроустановок, но и технологического оборудования. Для расширения возможностей приема информации предусмотрено подключение выносных контроллеров ADAM, соединенных между собой и комплексом «СДКУ» витой парой по стыку RS-485.

Переданные в сервер параметры текущего режима работы контролируемого объекта сохраняются в базе данных компьютера. Регистрируемые параметры могут быть представлены на экране компьютера и распечатаны в виде мнемосхем, таблиц, осциллограмм, часовых или суточных ведомостей или в ином виде по требованию заказчика.

Для мониторинга параметров нормального режима используются модули ввода аналоговых сигналов, позволяющие дополнительно подключить 96 «медленных» каналов передачи информации с периодом сканирования 1 с. К этим входам могут быть подключены датчики активной и реактивной мощности, температуры, расхода, давления, уровня и т.п.

Контроль и учет электроэнергии

Система обеспечивает автоматизированный технический учет электроэнергии без применения счетчиков на основе данных, получаемых от измерительных преобразователей от трансформаторов тока и напряжения. Также система производит прием и обработку сигналов от счетчиков электроэнергии (СЭ), имеющих импульсный выход.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Осциллографирование процессов

Запуск осциллографирования производится автоматически по факту превышения заданных уставок по U_f , I_f и по снижению U_f (U_{\min}), а также по изменению состояния датчика дискретного сигнала. Длительность записи определяется конфигурацией аппаратно-программной части. Программное обеспечение системы обеспечивает совместный просмотр различных аналоговых и дискретных сигналов на одном экране, отображение мгновенных и действующих значений сигнала в графической форме; отображение фазы сигнала в виде векторной диаграммы; разложение сигнала на гармонические составляющие.

Регистрация событий от датчиков дискретных сигналов

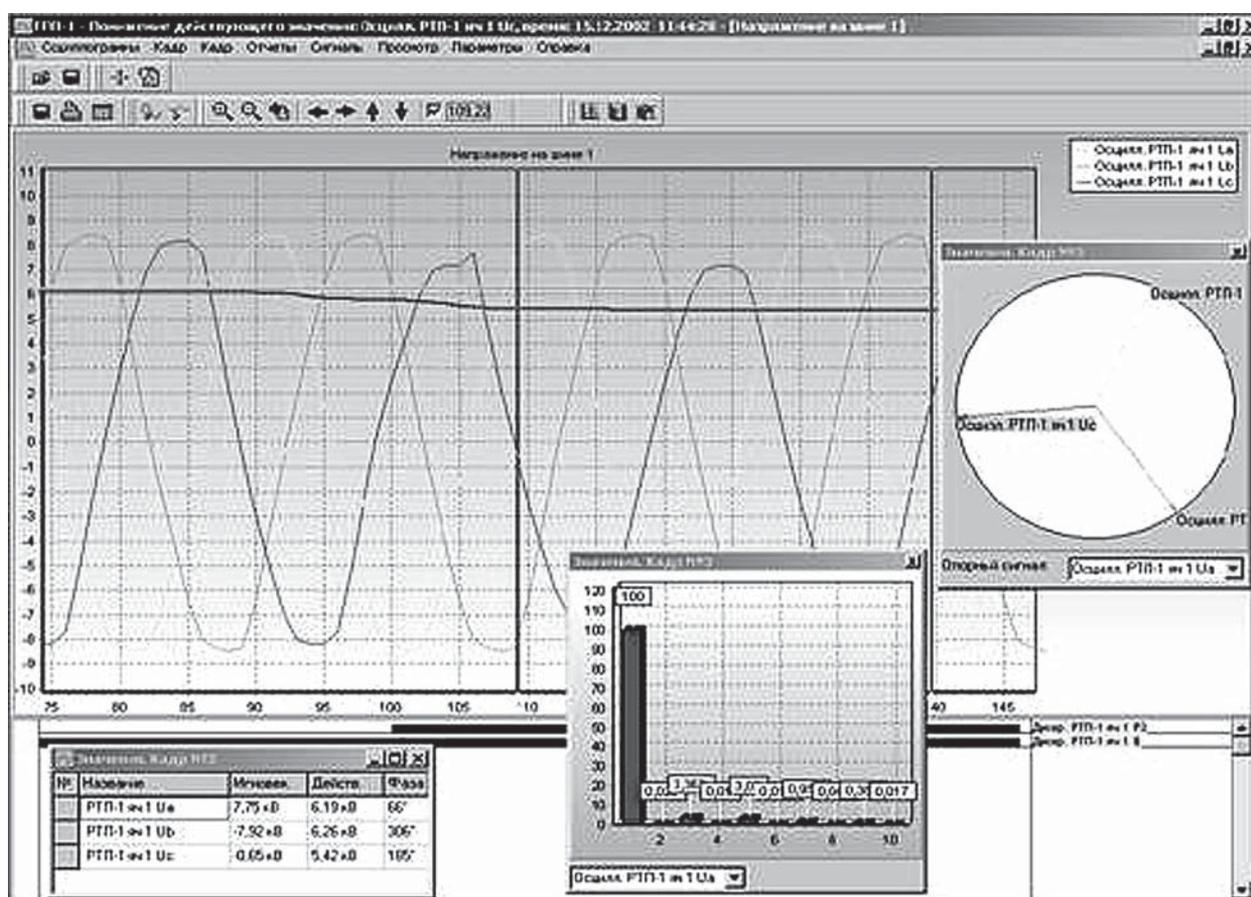
Регистрация дискретных сигналов с фиксацией времени их изменения дает картину текуще-

го состояния оборудования и обеспечивает контроль состояния коммутационных аппаратов (силовых выключателей, выключателей нагрузки, шинных, линейных и секционных разъединителей; контроль положения заземляющих ножей).

Отображение сигналов производится на мнемосхеме объекта, в таблице срабатываний РЗА, а также в графическом виде на осциллограммах. При поступлении дискретных сигналов в системе предусмотрен вывод речевых сообщений.

Передача и отображение данных

Записанные в системе осциллограммы передаются по интерфейсу Ethernet на сервер системы. Просмотр информации (осциллограмм аварийных процессов, результатов измерений, таблиц и ведомости и т.п.) осуществляется с персональных компьютеров, подключенных к серверу или непосредственно на сервере. Сетевая структура (Ethernet) позволяет объединить в одну сис-



Пример представления информации на экране компьютера пользователя

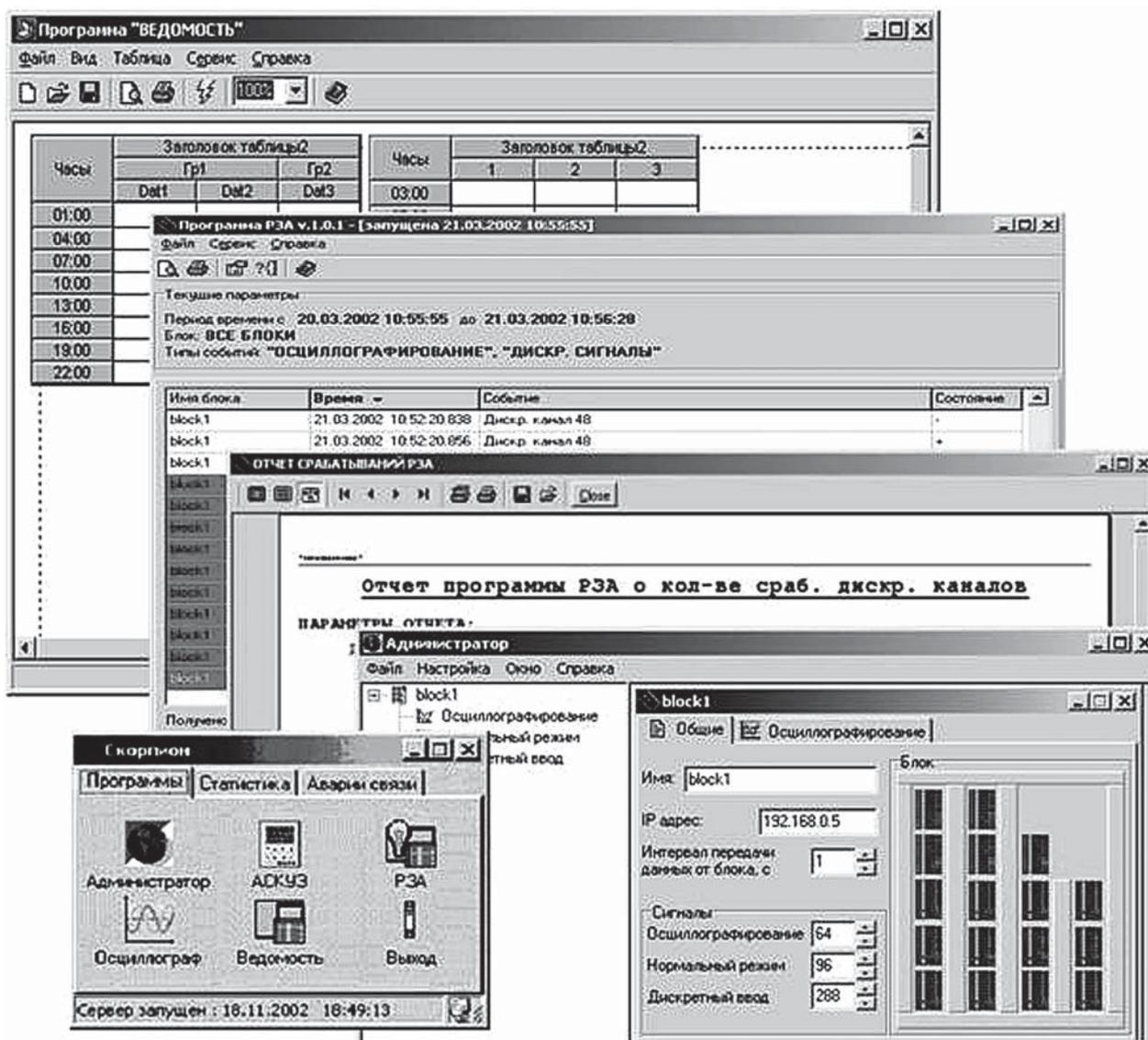
НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

тему территориально рассредоточенные блоки «СДКУ», а также включать их в уже имеющуюся сеть предприятия.

Для защиты сети Ethernet от перенапряжений и помех поставляются специальные блоки защиты. После восстановления связи с сервером информация из комплексов «СДКУ» доступна пользователям без потери данных.

Динамическая мнемосхема объекта выполнена с элементами анимации и наглядно отображает точки контроля и контролируемые параметры.

Система осуществляет контроль выхода параметра за установленные пределы. Сигнализация осуществляется изменением цвета изображений на мнемосхеме, анимацией, речевым и звуковым сообщением или иным способом по требованию заказчика. Для сложных объектов несколько мнемосхем организованы в иерархическую структуру, с интерактивным переходом от общих мнемосхем предприятия к более детальным мнемосхемам отдельных групп потребителей.



**А. Недугов,
К.Т.Н.**



ПАРОУТИЛИЗАТОРЫ: ЭФФЕКТИВНОЕ СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЗАТРАТ

Снижение энергозатрат – одна из самых актуальных проблем для производственных предприятий всех отраслей. Один из способов ее решения, постепенно приобретающий популярность, – утилизация низкопотенциального пара. То есть пара, получаемого на различных этапах производственного цикла и зачастую выбрасываемого в атмосферу. Процесс утилизации заключается в использовании накопленной в паре тепловой энергии для нужд теплоснабжения производственных объектов.

Для решения этой задачи были разработаны и изготовлены новые магистральные пароводяные инжекционные теплообменники смешительного типа, к которым относятся и пароутилизаторы.

ОСОБЕННОСТЬ ПАРОУТИЛИЗАТОРОВ

Основное преимущество пароутилизаторов, по сравнению с другими устройствами, в возможности оперативной регулировки давления в зоне смешения пара с водой. Это значительно расширяет диапазон их использования при утилизации низкопотенциального пара за счет расширения допустимого разброса по расходу нагреваемой воды и снижения потерь напора воды.

Если говорить упрощенно, то пароутилизаторы созданы для нагрева потока воды, путем инжектирования пара в водяную магистраль. Они могут применяться:

- а) в системах отопления взамен бойлерных установок;
- б) для нагревания воды в системах горячего водоснабжения;
- в) для нагревания исходной воды перед химводоочисткой (замена ПСВ);
- г) для нагревания химочищенной воды (замена ПХВ);
- д) для утилизации низкопотенциального пара после паровых машин.

Особенность их конструкции состоит в том, что на подводящем паропроводе выполнено смешительное устройство, обеспечивающее получение пароводяной смеси с требуемыми параметрами.

рами. Такая предварительная подготовка подаваемого пара обеспечивает возможность реализации для широкого диапазона расходов, давлений, температур и диаметров трубопроводов. При этом давление пара может быть ниже на 2–4 атмосферы, чем в водяной магистрали системы отопления.

Пароутилизаторы могут работать на неочищенной воде, имеющей различные взвеси. При этом не требуют периодической чистки и переработки и обеспечивают стабильность характеристик в процессе длительной эксплуатации. То есть, в отличие от бойлеров и своих предшественников, практически не требуют обслуживания, кроме того, при их внедрении становится ненужной система возврата конденсата.

Ранее такие устройства в России не производились.

АВТОМАТИЧЕСКАЯ РЕГУЛИРОВКА ТЕМПЕРАТУРЫ НАГРЕВАЕМОЙ ВОДЫ

С учетом разбросов исходных параметров (давление воды и пара, расход воды), температура воды может меняться в диапазоне ± 7 °С.

Для уменьшения такого рода разбросов и обеспечения адаптации к существующим на предприятиях системам автоматического учета и контроля потребления энергоресурсов создан пароутилизатор с автоматической регулировкой температуры нагреваемой воды. Диапазон разброса температуры воды при его установке составляет ± 1 °С.

МЕХАНИЗМ ГАШЕНИЯ ВИБРАЦИЙ

Основная трудность при создании пароутилизаторов, заключалась в исключении вибраций, неизбежно возникающих при подаче пара в воду. И на сегодняшний день это, внешне простое устройство, содержит механизм гашения вибраций. Суть его заключается в том, что в отличие от схожих по назначению аппаратов (самый популярный из них «Трансоник», разработанный профессором В. Фисенко), здесь по прямой магистрали направляется не пар, а вода. В пароутилизаторах в водяной магистрали создается местное разрежение и в эту область направляется предварительно орошенная водой и достаточно сильно завихренный пар. На способ подачи пара в воду и устройство по его реализации получен патент.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

При замене кожухотрубных теплообменников на пароутилизаторы достигается ощутимый экономический эффект, за счет:

- высокого КПД (99%) нового оборудования;
 - рационального использования пара, уменьшения потерь тепла, экономии топлива, снижения стоимости гигакалории. Общая экономия – 20–30%;
 - исключения затрат на текущие и плановые ремонты, на подготовку к зиме (до 70%);
 - значительного сокращения затрат в случае замены отслужившего срок изделия;
 - вывода из эксплуатации насоса, возвращающего в систему конденсат (в существующих системах теплообмена);
 - получения дополнительной прибыли при использовании отработанного пара.
- Их окупаемость составляет: 5 месяцев при замене бойлеров и 1 месяц при утилизации пара.

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Два магистральных пароводяных инжекционных теплообменников Ду=200 было установлено в системе химводоочистки на комбинате «Магнит» (г. Сатка). Сдвоенное устройство Ду=80 работает на Миасском инструментальном заводе с сентября 2001 года в системе горячего водоснабжения. Отзывы этих предприятий свидетельствуют о том, что устройства работают без каких-либо замечаний, просты в эксплуатации, ни разу не ремонтировались и не требуют специальной подготовки персонала. Пароутилизаторы, заменившие бойлеры, полностью обеспечивают потребности в горячей воде упомянутых предприятий и ЖКХ.

В 2001 году пароутилизатор Ду=300 мм был установлен на Нижнетагильском металлургическом комбинате для утилизации конвертного пара из котлов-накопителей. Годовой экономический эффект составил – 8 738 000 рублей за один отопительный сезон (за счет утилизации 267 000 тонн отработанного конверторного пара). Использование отработанного пара для нагрева воды дало возможность вывести из эксплуатации котельную, обеспечивающую горячее водоснабжение комбината, а это еще больше увеличило экономический эффект. Сейчас на комбинате утилизируется 33 тонны пара в час, при этом 540 тонн воды в час, нагревается на 53 °С.

Пароутилизатор может работать во всех климатических регионах России и устанавливаться вне помещений, что позволяет при замене бойлеров получить дополнительные производственные площади. Уже сегодня география установки пароутилизаторов достаточно широкая, в дополнение к упомянутому – это города: Буденновск Ставропольского края, Чайковский Пермской области, ряд предприятий Сыктывкара и Хабаровска.

А. Давыдов,
ведущий инженер-
программист
ООО «НПФ «Ракурс»



АВТОМАТИЗАЦИЯ ТУРБИННОГО ЦЕХА ТЭЦ ОАО «НТМК»

В ноябре 2004 г. в ОАО «Нижне-Тагильский металлургический комбинат» (НТМК) была введена в эксплуатацию автоматизированная система управления технологическим процессом турбоагрегата ст. № 1 турбинного цеха НТМК (АСУ ТП ТА ТЦ ТЭЦ НТМК), включающая в свой состав АСУ ТП насосной станции.

НТМК поставил перед специалистами научно-производственной фирмы «Ракурс» задачу, создать АСУ ТП, предназначенную для автоматизированного контроля технологических параметров, управления и защиты турбоустановки в составе паровой турбины ПТ-29/35-2,9/1,0 и турбогенератора ТФП-25-2УЗ. Дополнительно АСУ должна контролировать работу и управлять вспомогательным оборудованием, обслуживающим турбину, генератор, насосную станцию и дроссельные устройства. Данная система должна войти в состав автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления (АСОДУ) турбинным цехом ТЭЦ НТМК.

Технические характеристики турбины: турбина паровая ПТ-29/35-2,9/1,0 – стационарная, конденсационная, с регулируемыми отборами, производства ОАО «КТЗ».

Номинальные значения основных параметров турбины:

- мощность, МВт 29;
- абсолютное давление свежего пара, МПа 2,9;

– температура свежего пара, °С 405;

Технические характеристики турбогенератора: турбогенератор ТФП-25-2УЗ – трехфазный, синхронный, с воздушным охлаждением, производства ОАО «Электросила».

Номинальные значения основных параметров генератора:

- активная мощность, МВт 25;
- коэффициент мощности 0,8;
- напряжение, кВ 6,3;
- частота, Гц 50;
- система возбуждения СТС.

Основное назначение АСУ ТП – автоматизированное управление ТП, обеспечение длительной, эффективной и безаварийной работы оборудования при минимальных эксплуатационных затратах. АСУ ТП была выполнена на базе программно-

технического комплекса (ПТК) «Ом-мега» ТУ4252-001-27462912-98 с применением промышленных контроллеров и других средств вычислительной техники, обеспечивающих:

- эффективную работу объекта управления, безопасность и безаварийность технологического процесса;
- требуемую точность, достоверность и своевременность оперативной информации о состоянии технологического процесса, представляемой персоналу, выдачи отчетной документации в удобном для последующего анализа виде;
- адаптивность к возможным изменениям технологического процесса и алгоритмов управления, своевременное выявление неполадок и отклонений;
- автоматическое предотвращение развития предаварийных ситуаций;
- регистрацию срабатывания средств противоаварийных защит и блокировок с запоминанием первопричины;
- предотвращение ошибочных действий персонала путем своевременной сигнализации и блокирования ошибочных команд управления;
- представление необходимой информации для анализа изменения технологических параметров и прогнозирования оптимальных режимов работы оборудования;
- улучшение культуры труда, повышение интеллектуального уровня оперативного и обслуживающего персонала.

АСУ ТП ТА ст. № 1 имеет распределенную, многоуровневую систему управления и сбора данных. В информационной структуре системы можно выделить пять уровней.

К первому уровню относятся промышленные сети Comprobus/D, Comprobus/S и система сбора данных (ССД), на которые возложена задача сбора информации с аналоговых и дискретных датчиков, информации о состоянии задвижек, клапанов, насосов и других механизмов.

Сеть Comprobus/D является высокоскоростной сетью, предназначенной для устройств различных производителей, сочетающей в себе управление и обмен данными на уровне механизм-линия, подчиняющейся характеристикам открытой сети DeviceNet. Максимальная скорость обмена информации Master – Slave равна 500 Кбод. Протяженность сети – не более 500 м. В АСУ ТП ТА ст. № 1 данная сеть используется для приема входных аналоговых сигналов 4–20 мА.

Сеть Comprobus/S, является высокоскоростной сетью, предназначенной для обмена данными на уровне механизм – линия. Скорость обмена информации Master – Slave равна 750 Кбод. При подключении до 16 Slave – модулей на 128 точек входа/выхода цикл опроса будет составлять все-

го 0,5 мс. Этот цикл достаточно мал, поэтому данная сеть в АСУ ТП ТА ст. № 1 используется для приема дискретных сигналов.

Система сбора данных является разработкой ООО «НПФ «Ракурс» и системой приема аналоговых сигналов. ССД представляет собой концентраторы линий связи ССД LCD-RS422, объединенных в локальную вычислительную сеть и подключенных к вычислительному устройству верхнего уровня через последовательный интерфейс RS422. К каждому концентратору линий связи может быть подключено до 16 любых цифровых измерительных преобразователей (ЦИП). Система сбора данных ССД в АСУ ТП ТА ст. № 1 используется для приема сигналов с термопреобразователей сопротивления и термопар.

Применение сетей Comprobus/D, Comprobus/S при значительной экономии технических средств, интеллектуальных и временных ресурсов позволило создать надежную систему сбора аналоговой и дискретной информации, имеющую гибкую структуру. Основными преимуществами данных сетей являются: легкость при расширении, компактность, надежность и простота монтажа. Сети предоставляют широкие возможности по отслеживанию внутренних неисправностей. Также возможна замена вышедших из строя узлов без прерывания работы (опроса) остальных.

Ко второму уровню в структуре АСУ ТП ТА ст. № 1 относятся промышленные программируемые логические контроллеры (ПЛК) японской фирмы Omron. На этом уровне производятся анализ информации, полученной с датчиков, и выработка управляющих воздействий на отдельные механизмы согласно алгоритмам управления. Здесь реализованы алгоритмы управления турбоагрегатом в различных эксплуатационных режимах: прогрев, пуск и работа с поддержанием заданных параметров, штатный или аварийный останов. Созданная программа управления обеспечивает действие всех необходимых защит и блокировок в соответствии с нормативными документами.

Для повышения надежности системы управления турбоагрегатом было решено организовать работу ПЛК по принципу «Основной – резервный». Функцию основного выполняет мощный, высокопроизводительный контроллер серии CS1H с центральным процессором CPU65H (контроллера ТА). Функцию резервного – менее мощный и дешевый контроллер CPM2C – 32CBEC – D. Основной и резервный контроллеры постоянно диагностируют работу друг друга. Контроллер ТА осуществляет полный контроль и обработку информации, поступающей с других уровней АСУ, выдачу управляющих команд на низший (первый) уровень. Время выполнения управляющей программы основного ПЛК составляет 70 мс. Резервный кон-

троллер при выходе из строя основного ПЛК обрабатывает автоматический алгоритм останова турбоагрегата. Основной контроллер питается от источника переменного напряжения ($- 220 \text{ В}$), а резервный – от источника постоянного напряжения ($= 220 \text{ В}$). Причем в системе управления установлен источник бесперебойного питания (ИБП), работающий в режиме on-line с двойным преобразованием. ИБП преобразует переменный ток в постоянный, а затем выполняет обратное преобразование. Основная функция ИБП – защита питаемой нагрузки от всех существующих помех в электросети, длительного или кратковременного повышения-понижения напряжения, полного отключения электропитания.

Такое решение позволило избежать дорогостоящего варианта полного дублирования основного контроллера. При этом была решена проблема потери контроля над турбоагрегатом при выходе из строя основного контроллера АСУ.

Задача контроля и управления механизмами насосной станции и дроссельного устройства возложена на два одинаковых ПЛК серии CS1G CPU43N: контроллер Н и контроллер ДУ. Время выполнения управляющей программы данных ПЛК составляет 30 мс. На контроллере насосной станции реализован алгоритм работы задвижек, насосов, регуляторов и их взаимные блокировки. Решена задача автоматического ввода резерва насосов (АВР насосов), автоматического открытия – закрытия задвижек, располагающихся на всасе и напоре повысительных насосов. В свою очередь, на ПЛК ДУ организована работа механизмов, относящихся к дроссельным устройствам.

Программируемые контроллеры ШУ и ДУ являются узлами промышленной сети Controller Link. Контроллеры ДУ и Н связаны друг с другом по RS422 интерфейсу. Это обеспечивает обмен данными между контроллерами. Такой обмен необходим для реализации автоматических алгоритмов управления и для полного (комплексного) сбора информации обо всех процессах, контролируемых АСУ. Промышленная сеть Controller Link – это сеть для систем промышленной автоматизации, в которой участники сети могут передавать и принимать пакеты данных большого объема. Скорость передачи данных – 2 Мбод при длине канала передачи 500 м. Максимальное количество узлов – 32.

К третьему уровню в структуре АСУ ТП ТА ст. № 1 относятся: рабочая станция (станция оператора), состоящая из персонального компьютера (ПК) и программируемого терминала японской фирмы Omron NT631C-ST151-EV2; терминал NT31-ST121-EV2 насосной станции; терминал NT31-ST121-EV2 дроссельных устройств. ПК в промышленном исполнении служит для полной диагнос-

тики и управления технологическим процессом. С помощью пакета разработки SCADA систем CX-Supervisor фирмы OMRON специалистами НПФ «Ракурс» был разработан интерфейс оператора, максимально доступный, понятный и одновременно функциональный. На экран монитора выведены мнемосхемы различных функциональных групп (пар, вода, масло и другие), информация по всем механизмам и по всем датчикам, контролируемым АСУ, состояние защит турбоагрегата и многое другое. Сюда же выводятся диагностические сообщения о неисправностях системы, нарушении технологического процесса. При необходимости оператор (машинист) может просмотреть все события, случившиеся за определенный промежуток времени (дискретная история), вывести график зависимости интересующего его параметра (температура, вибрация, давление и многие другие) от времени. Таким образом, оперативному персоналу предоставляется возможность быстро и точно анализировать текущее состояние турбоагрегата, восстанавливать очередность событий, случившихся во время их отсутствия. Это позволяет принимать быстрые и правильные решения, от которых часто зависят исправность оборудования и безаварийное протекание технологического процесса. Программируемые NT терминалы (панели) выполнены по технологии «touch-screen» и предназначены для отображения и ввода информации посредством псевдосенсорных клавиш, отображаемых на экране терминала. NT терминал предназначен для визуального контроля и управления технологическим процессом при отсутствии или неисправности ПК. Панель напрямую связана с контроллером по RS422 интерфейсу. Главное достоинство NT терминала – это надежность и безотказность в работе при жестких условиях эксплуатации.

К четвертому уровню в структуре АСУ ТП ТА ст. № 1 относятся серверы. Их задача – архивирование всех аналоговых и дискретных сигналов, формирование суточных и месячных отчетов, подготовка данных для последующей передачи в системы более высокого уровня. На серверах используется система управления базой данных (СУБД) MS SQL 2000. Базы данных, хранящиеся на сервере, доступны для просмотра из других систем по протоколу TCP/IP.

В турбинном цехе ТЭЦ НТМК существует два сервера, на которые стекаются данные с АСУ турбоагрегатов, реализованных специалистами «НПФ «Ракурс» на ТЭЦ ОАО НТМК. Сервер 1 накапливает информацию с АСУ ТП ТА ст. № 2а, АСУ ТП ТА ст. № 2б, АСУ ТП ТА ст. № 4, Сервер 2 – с АСУ ТП ТА ст. № 5б, АСУ ТП ТА ст. № 1. Серверы связаны с ПК АСУ и управляющими контроллерами АСУ сетью Controller Link для получения опера-

66 >>

ПИЛОТ НА ИСПЫТАНИЯХ

На трех подстанциях Старого Оскола Уральский компрессорный завод завершил промышленные испытания компрессорных агрегатов ВШВЗ/100 с модернизированной системой автоматики.

Испытания на объектах ФСК ЕЭС состоялись в рамках программы внедрения микропроцессорной автоматики на «энергетических» компрессорах. Новая система автоматики (разработчик – НПО «Дельта») создана с учетом специфики работы агрегатов на энергообъектах и позволяет соединить в единую сеть до 32 компрессоров на расстоянии 1500 м. Блок управления компрессором «Пилот 1М» обеспечивает контроль, диагностику, настройку параметров и определение межсервисных интервалов агрегата, что влияет на его важнейшие характеристики: качество сжатого воздуха, ресурс, экономию электроэнергии.

ИМЯ НА БУКВУ «Э»

В начале марта 2005 г. АББ и Schneider Electric провели сертификацию офисов продаж и торговых точек и подтвердили для компании Эlevel статус официального дистрибьютора.

Эlevel – это новое торговое имя компании «Крокус Трейд», под которым с ноября прошлого года она «вышла на новый уровень развития», – сообщается в пресс-релизе. Кроме того, у нее теперь есть дополнительный торговый знак «Э» и специальный знак сети фирменных магазинов «Розетки&Выключатели».

Компания – комплексный поставщик электротехники, кабельно-проводниковой, светотехнической продукции, официальный дистрибьютор многих именитых производителей (Legrand, Hensel, GIRA, Merten, Nexans и пр.).

>> 95

тивной информации о протекании ТП. А для передачи архивных данных сервер 1 и сервер 2 связываются друг с другом и ПК АСУ по Ethernet 10/100BaseFX.

Хранимые на серверах данные могут быть использованы в информационных системах более высокого уровня, что дает возможность в ближайшей перспективе создать автоматизированную систему оперативно-диспетчерского управления (АСОДУ) ТЭЦ НТМК и интегрировать АСУ ТП в общую Ethernet сеть НТМК.

К пятому уровню в структуре АСУ ТП ТА ст. № 1 относится ПК, находящийся на главном щите управления (ГЩУ) турбинного цеха. На этот компьютер с помощью пакета разработки SCADA систем CX-Supervisor фирмы OMRON выводится информация по всем турбоагрегатам с АСУ ТП «НПФ «Ракурс». Оператор компьютера ГЩУ владеет в полном объеме информацией о протекании технологического процесса. Ему доступны дискретная история, графики, отчеты и другая информация. Также имеется возможность при необходимости управлять исполнительными механизмами АСУ ТП.

Для обмена данными между уровнями информационной структуры АСУ ТП ТА ст. № 1 используется несколько сетей: Comprobus/D, Comprobus/S, Controller Link, Ethernet 10/100BaseFX и ССД.

Конструктивно АСУ выполнена в виде металлических шкафов габаритами 2000 x 800 x 600 мм и 600 x 600 x 300 со степенью защиты IP55. Высокая степень защиты элементов системы позволила расположить большинство шкафов в непосредственной близости от работающего оборудования (генератора, турбины). При этом немало средств было сэкономлено за счет минимальной длины кабелей и уменьшения трудоемкости для их прокладки.

АСУ ТП ТА ст. № 1 выполняет следующие основные функции:

- циклический опрос всех технологических параметров турбогенератора, сравнение их с предупредительными и аварийными уставками;

- циклический опрос и контроль в соответствии с заданным алгоритмом дискретных сигналов;

- автоматическая индикация на экране отображающего устройства, регистрация на магнитном носителе компьютера текущих значений параметров при выходе их за пределы заданных уставок;

- формирование и вывод на бумажный носитель часовых и суточных отчетов по запросу оператора;

- выдача звуковой и световой предупредительной и аварийной сигнализации при всех отклонениях от нормального режима работы, с индикацией на экране отображающего устройства номера, времени и значения параметра, явившегося причиной выработки сигнала;

- контроль неисправности основных блоков с регистрацией и выдачей световой сигнализации и информационных сообщений;

- обработка измерительных параметров по заданным алгоритмам и регистрация результатов в памяти и на магнитном носителе информации с выдачей сигналов, когда это предусматривается алгоритмом. Для каждого параметра или группы однородных параметров, указанных в проекте автоматизации или инструкции завода-изготовителя, задаются от одной до четырех уставок;

- полный комплекс защит и блокировок, включая защиты по вибрации и механическим величинам;

- автоматическое регулирование заданных параметров (температуры, давления, уровня).

*Д. Орешкин,
генеральный директор
ООО «Технологическая
группа «Экипаж»»*



ПРОБЛЕМЫ ГАРМОНИЗАЦИИ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И МИРОВЫХ СТАНДАРТОВ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЗАЩИТНЫХ СРЕДСТВ И ПРИСПОСОБЛЕНИЙ

Русская, а впоследствии советская техническая мысль создала передовую электротехническую школу, долгое время занимавшую лидирующие позиции в мировой технологической цивилизации. Идея многофазной энергосистемы на переменном токе с секционированным по напряжению циклом генерации, передачи и распреде-

ления электроэнергии впервые была предложена русскими специалистами в начале XX века. План ГОЭЛРО воплотил в жизнь проект первой в мире единой энергетической системы.

Однако Советский Союз, проиграв технологическое соревнование развитым капиталистическим странам, оставил в наследство государствам

бывшего СССР системное отставание в большинстве отраслей промышленности. Не в последнюю очередь такой разрыв сформирован неэффективной, постоянно отстающей от жизни системой государственных стандартов. Закрытость советской технической системы, отраслевой принцип формирования текстов стандартов, отсутствие эффективной государственной политики в области технического нормотворчества как основы конкурентности отечественных товаров и услуг, обеспечения устойчивого развития в условиях технического перевооружения отраслей промышленности, привели к потере русла технического прогресса в целом. Оказавшись на технологической обочине, электроэнергетика и предприятия электроэнергетического комплекса рискуют повторить судьбу российской радиопромышленности, раздавленной валом высококачественных и дешевых зарубежных изделий. При сохраняющейся тенденции денационализации энергетики через некоторое время энергопредприятия, пройдя несколько этапов спекулятивных перепродаж, окажутся в собственности либо крупных отечественных промышленно-финансовых групп, либо крупных зарубежных операторов энергорынка.

Показателен опыт наших бывших коллег по соцлагерю и стран Прибалтики. Украина быстро движется в этом направлении. Собственники энергокомпаний будут вынуждены осуществлять техническое перевооружение отрасли путем заемных инвестиций. Отечественные собственники будут занимать на Западе, иностранные владельцы могут использовать для этих целей как заемные, так и собственные ресурсы. В любом случае кредиты будут предоставлены под покупку энергооборудования и инструмента по его обслуживанию, отвечающего мировым техническим стандартам. Это будет происходить потому, что, во-первых: существуют правила предоставления кредитных ресурсов, по которым технический объект или сектор рынка, подвергаемый модернизации, должен в конечном итоге отвечать техническим стандартам страны-кредитора – без этого эксперты не установят желаемый уровень ликвидности инвестиционного проекта. Во-вторых, это еще и политика, как правило, международные кредиты выдаются под собственных производителей, отечественные изделия будут подвергаться дискриминации по причине несоответствия международным техническим нормам. При этом владельцы энергокомпаний будут обязаны ввести хорошо знакомые и давно отработанные во всем мире экономические и технические стандарты. Например, в Эстонии скандинавский консорциум компаний-собственников АО «Eesti Energia» принял 15-летнюю программу переоснащения эстонской энергетики электроустановками и оборудованием, от-

вечающим требованиям международных технических норм. Неприспособившиеся производители энергооборудования будут вынуждены покинуть эстонский рынок энергооборудования. Мы полагаем, что подобный сценарий ждет и российский энергокомплекс.

По нашим оценкам, у российских производителей энергооборудования, и в частности изготовителей электрозащитных средств и приспособлений, имеется 3–5 лет для подготовки, освоения производства и проведения сертификации изделий, отвечающих требованиям стандартов МЭК в этой области. У руководства РАО «ЕЭС России» есть год-два на разработку и принятие соответствующих национальных стандартов. Если этого не сделать сейчас, и те, и другие окажутся не готовыми к процессу модернизации в области технических средств обеспечения охраны труда в электроэнергетике России.

Проблема разработки и принятия современных нормативных документов по электрозащитным средствам и приспособлениям характеризуется несколькими отрицательными моментами:

- отсутствует государственный подход к проблеме;
 - отсутствует системный подход к предметной области электрозащитных средств и приспособлений;
 - действующие стандарты не покрывают всей области разработки и применения электрозащитных средств и приспособлений;
 - крайне низкое качество текстов правил и стандартов;
 - сами стандарты морально устарели.
- При этом:
- существуют детально проработанные МЭК и EN-стандарты, которые могут быть взяты за основу при создании национальных стандартов;
 - имеется заинтересованность МЭК в принятии национальных стандартов, соответствующих общепризнанным электротехническим нормам.

Основные трудности разработки отечественных стандартов, соответствующих требованиям МЭК, обусловлены принципиально разными подходами в отечественной и западной системах стандартов к вопросам технического обеспечения охраны труда. Такое различие порождает проблемы несовместимости некоторых стандартов в этой области.

Западная парадигма технических мероприятий по обеспечению безопасных условий труда в электроустановках (которая известна как «принцип безопасной техники») сложилась под воздействием нескольких факторов:

- колоссальные выплаты пострадавшим в результате несчастного случая по вине работодателя и существенное увеличение страховых отчис-

лений в случае понижения рейтинга электрокомпании по обеспечению безопасности заставляют собственников использовать только сертифицированное по безопасности оборудование и инструмент, вкладывать большие средства в технические и организационные мероприятия по недопущению несчастных случаев на производстве;

– высокая стоимость квалифицированной рабочей силы привела к использованию электрооборудования с упрощенным и ужесточенным регламентом стандартного набора работ по обслуживанию и ремонту электрооборудования и, как следствие, снижению требований к квалификации специалистов-энергетиков при высоком уровне их профессионализма.

Отечественный способ обеспечения безопасности на рабочем месте известен как «техника безопасности». Основные усилия службы охраны труда предприятия сосредоточены на том, чтобы применялся комплекс знаний и навыков, при этом существующие технические и организационные мероприятия обеспечивали некоторый уровень безопасности проведения работ, но совершенно не исключали бы влияние «человеческого фактора».

Например, публикация МЭК IEC 61219 (1993-10) и IEC 61230 (1993-09) по переносным заземлениям содержит требования по отсутствию неизолированных частей в заземлениях до 1 кВ, кроме струбцин и зажимов, при этом сформулированы требования по электрической прочности изоляции заземления в целом, т.е. риск электротравмы снижен самой конструкцией заземления. В отечественном ГОСТ Р 51853 таких требований не содержится, упор делается на правильное выполнение технологии постановки-снятия заземления.

По степени совместимости требования отечественных и мировых стандартов можно классифицировать как совместимые и противоречивые.

Анализ совместимых требований двух систем стандартов показывает возможность безболезненного дополнения соответствующих разделов отечественных стандартов пунктами западного стандарта по расширительному принципу. При этом производителям электротехнических средств и приспособлений придется существенно обновить номенклатуру выпускаемой продукции. Кроме того, экспертно-технические центры и испытательные лаборатории должны будут освоить новые методики испытаний.

Существующая техническая несовместимость отечественных электроустановок и западного энергооборудования рождает непреодолимые проблемы в совместимости соответствующих разделов стандартов по электротехническим средствам, предназначенным для их обслуживания. Например, различие в стандартном ряде классов напряже-

ния электроустановок не может быть преодолено, т. к. для этого потребовался бы полный демонтаж всего энергохозяйства страны.

Существуют также более мягкие противоречия в требованиях отечественных и мировых стандартов, которые могут быть со временем устранены. Например, методология расчета сечения гибкого проводника переносных заземлений (ГОСТ 28895), основанная на публикациях МЭК (IEC 724 и IEC 949), для западных и отечественных стандартов идентична, однако различие в скорости срабатывания отключающей аппаратуры на линиях с изолированной нейтралью (отечественные ВЛ 6 и 10 кВ) и на линиях с заземленной нейтралью (зарубежные ВЛ 20 кВ), а также более жесткие требования западных стандартов по длине консоли ВЛ определяют разницу в минимальном сечении заземляющего проводника. Отечественные стандарты вынуждены предписывать большее сечение закорачивающего/заземляющего проводника из-за большей инерционности срабатывания отключающей аппаратуры.

По нашему мнению, процесс сближения технических норм в области охраны труда в энергетике должен происходить поэтапно, методом консолидации и секционирования, т.е. переработка отечественных стандартов должна происходить на основе уже существующих отечественных требований путем расширения поля действия стандарта за счет включения в него новых статей, соответствующих трактовке МЭК. Непреодолимые противоречия в требованиях систем стандартов должны быть двух различных разделах документа, один из которых содержал бы требования к электротехническим средствам и инструментам для обслуживания электроустановок, отвечающих действующим отечественным стандартам, а другой мог формулировать требования, соответствующие мировым техническим стандартам. Похожее, но все же различающиеся технические требования двух систем стандартов должны согласовываться путем принятия более жесткого варианта. В этом случае более мягкий стандарт не будет нарушен. Кроме того, такие документы должны содержать временные ограничения применимости электротехнических средств, не отвечающих консолидированным требованиям. Такой подход не приведет к разрушению существующей системы, создаст условия для эволюционного перехода к общепринятым стандартам.

Ниже приведен список наиболее важных публикаций МЭК, относящихся к области электротехнических средств и приспособлений (перечень далеко не полный, ввиду ограниченного объема статьи, мы приводим лишь часть нормативной базы МЭК, которая составляет примерно треть изданных публикаций по проблематике статьи).

Некоторые публикации МЭК в области электробезопасности средств и приспособлений.

ОБЩИЕ

IEC 60743 (2001-11)

Live working – Terminology for tools, equipment and devices.

Работа под напряжением – Терминология для инструмента, оборудования и приспособлений.

IEC / TS 61813 (2000-10)

Live working – Care, maintenance and in-service testing of aerial devices with insulating booms

Работа под напряжением – Хранение, техническое обслуживание и производственное испытание пустотелых приспособлений в виде изолирующей штанги.

Материалы, изделия, стандартизированные узлы и компоненты изолирующего инструмента для работ под напряжением.

IEC 60832 (1988-04)

Insulating poles (insulating sticks) and universal tool attachments (fittings) for live working.

Изолирующие стержни (изоляционные штанги) и универсальные элементы сочленения для приспособлений, предназначенных для работы под напряжением.

IEC 60832-1

Live working – Insulating sticks and attachable universal devices (fittings) – Part 1: Insulating sticks with permanently attached fittings.

Работа под напряжением – Изоляционные штанги и присоединяемые универсальные устройства. Ч. 1: Изоляционные штанги с постоянно присоединенными элементами в рабочем положении.

IEC 60832-2

Live working – Insulating sticks and attachable universal devices (fittings) – Part 2: Attachable universal devices (fittings).

Работа под напряжением – Изоляционные штанги и присоединяемые универсальные устройства. Ч. 2: Присоединяемые универсальные устройства.

IEC 60855-1

Live working – Insulating foam-filled tubes and solid rods – Part 1: Tubes and rods of a circular cross-section.

Работа под напряжением – Изолирующие пенонаполненные трубки и твердотельные стержни.

Ч. 1: Трубки и штанги круглого поперечного сечения.

IEC 60855 (1985-01)

Insulating foam-filled tubes and solid rods for live working.

Изолирующие пенонаполненные трубки и твердотельные стержни для работы под напряжением.

IEC 61057 (1991-06)

Aerial devices with insulating boom used for live working.

Пустотелые устройства в виде изолирующей штанги для работы под напряжением.

IEC 60984 Amd.2

Amendment 2: Sleeves of insulating material for live working.

Дополнение 2: Сочленения из изолирующих материалов для работы под напряжением.

IEC 62192-1

IEC 62192: Live Working – Ropes of insulating material.

IEC 62192: Работа под напряжением – Канаты из изолирующих материалов.

IEC 62193

Live working – Telescopic sticks and telescopic measuring sticks.

Работа под напряжением – Телескопические штанги и телескопические измерительные штанги.

IEC 61236 (1993-08)

Saddles, pole clamps (stick clamps) and accessories for live working.

Зажимы, струбцины для стержней (струбцины для штанг) и приспособления для работы под напряжением.

IEC 60900

Live working – Hand tools for use up to 1000 V A.C and 1500 V D.C.

Работа под напряжением – Ручной инструмент для работ до 1000 V переменного тока и 1500 V постоянного тока.

IEC 61235 (1993-09)

Live working – Insulating hollow tubes for electrical purposes.

Работа под напряжением – Изолирующие пустотелые трубки для электротехнических целей.

СПЕЦОДЕЖДА, СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ЧАСТЕЙ ТЕЛА ОТ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОТОКОМ И ДЛЯ РАБОТЫ В ЭЛЕКТРОМАГНИТНОМ ПОЛЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ

IEC 60895 (2002-08)

Live working – Conductive clothing for use at nominal voltage up to 800 kV a . c . and +/- 600 kV d . c .

Работа под напряжением – Токопроводящая спецодежда для использования при номинальном напряжении до 800 kV переменного тока и 600 kV постоянного тока.

IEC 60903 (2002-08)

Live working – Gloves of insulating material.

Работа под напряжением – Перчатки из изолирующих материалов.

IEC 61482-1 (2002-02)

Live working – Flame-resistant materials for clothing for thermal protection of workers – Thermal hazards of an electric arc – Part 1: Test methods.

Работа под напряжением – Огнестойкие материалы для термозащитной одежды работающих – Тепловая опасность электрической дуги. Ч. 1: Методы испытаний.

ДРУГИЕ ПРИСПОСОБЛЕНИЯ

IEC 62237

Live- working – Insulating hoses used with hydraulic tools and equipment.

Работа под напряжением – Изолирующие шланги, используемые совместно с гидравлическим инструментом и оборудованием.

ПЕРЕНОСНЫЕ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

IEC 61219 (1993-10) (перерабатывается)

Live working – Earthing or earthing and short-circuiting equipment using lances as a short-circuiting device – Lance earthing.

Работа под напряжением – Заземления или заземлители и приспособления для короткого замыкания, использующие колья как короткозамыкающее устройство.

IEC 61230 (1993-09) (перерабатывается)

Live working – Portable equipment for earthing or earthing and short-circuiting.

Работа под напряжением – Переносные приспособления для заземления или короткого замыкания.

УКАЗАТЕЛИ НАПРЯЖЕНИЯ

IEC 61243-1 (1993-11) (перерабатывается)

Live working – Voltage detectors – Part 1: Capacitive type to be used for voltages exceeding 1 kV a.c.

Работа под напряжением – Указатели напряжения. Ч. 1: Емкостного типа, используемые для напряжений свыше 1 кВ переменного тока.

IEC 61243-2 (2002-06) Ed. 1.2 (перерабатывается)

Live working – Voltage detectors – Part 2: Resistive type to be used for voltages of 1 kV to 36 kV a.c.

Работа под напряжением – Указатели напряжения – Ч. 2: Резистивного типа, используемые для напряжений от 1 кВ до 36 кВ переменного тока.

IEC 61243-3 (1998-10) (перерабатывается)

Live working – Voltage detectors – Part 3: Two-pole low-voltage type.

Работа под напряжением – Указатели напряжения. Ч. 3: Двухполюсные низковольтные указатели.

IEC 61243-5 (1997-06) (перерабатывается)

Live working – Voltage detectors – Part 5: Voltage detecting systems (VDS).

Работа под напряжением – Указатели напряжения. Ч. 5: Системы обнаружения наличия или отсутствия напряжения.

IEC 61481 (2002-06) Ed. 1.1 (перерабатывается)

Live working – Portable phase comparators for use on voltages from 1 kV to 36 kV a . c .

Работа под напряжением – Переносные указатели для проверки совпадения фаз, используемые для напряжений от 1 кВ до 36 кВ переменного тока.

ИЗОЛИРУЮЩИЕ ЛЕСТНИЦЫ

Live working – Ladders of insulating material.

Работа под напряжением – Лестницы из изолирующих материалов.

РУКОВОДСТВА, ИНСТРУКЦИИ

IEC / TR 2 61278 (1997-01)

Live working – Guidelines for dielectric testing of tools and equipment.

Работа под напряжением – Основные требования к диэлектрическим испытаниям инструментов и оборудования.



МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЯ ЗАЩИТНЫХ СРЕДСТВ

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

В эксплуатации средства защиты подвергаются эксплуатационным периодическим и внеочередным испытаниям. Внеочередные испытания средств защиты проводят по нормам эксплуатационных испытаний и после ремонта, замены каких-либо деталей и узлов, при наличии видимых неисправностей и повреждений средств защиты.

Все электрические испытания средств защиты повышенным напряжением должны проводиться специально обученными людьми, что связано с повышенной ответственностью и опасностью работы.

Испытание средств защиты из резины можно проводить постоянным (выпрямленным) током. При испытании постоянным током испытательное напряжение должно быть в 2,5 раза больше испытательного напряжения переменного тока с частотой 50 Гц. Ток, протекающий через изделие, при этом не нормируется. Продолжительность испытания та же, что и при испытании переменным током.

Основные защитные средства, предназначенные для использования в электроустановках напряжением выше 1000 В и до 110 кВ, испытываются напряжением, равным трехкратному линейному, но не ниже 40 кВ, а для электроустановок

напряжением от 110 кВ и выше – равным трехкратному фазному.

Дополнительные защитные средства испытываются напряжением, не зависящим от напряжения электроустановки, в которой они применяются. Длительность приложения испытательного напряжения составляет 1 минуту для изоляции из фарфора и 5 минут для изоляции из твердых органических материалов (например бакелита). Для изоляции из резины при эксплуатационных испытаниях длительность приложения испытательного напряжения составляет 1 минуту.

Пробой, перекрытие и разряды по поверхности испытательного средства устанавливаются по показаниям измерительных приборов и визуально.

Токи, протекающие через изделие, нормируются для указателей напряжения до 1000 В, изделий из резины и изолирующих устройств, предназначенных для работы под напряжением. Защитные средства из твердых органических материалов сразу после испытания следует проверить методом ощупывания для определения наличия или отсутствия местных нагревов из-за диэлектрических потерь.

При возникновении пробоя, перекрытия по поверхности, поверхностных разрядов, увеличении тока через изделие выше нормируемого значения, наличии местных нагревов от диэлектри-

ческих потерь средство защиты должно быть забраковано и изъято из эксплуатации.

Данная методика распространяется на электрические испытания защитных средств.

ОБЪЕКТЫ ИСПЫТАНИЯ

К электрозащитным средствам относятся следующие:

- изолирующие штанги всех видов (оперативные, измерительные, для наложения заземления).
- изолирующие и электроизмерительные клещи.
- указатели напряжения всех видов и классов напряжений (с газоразрядной лампой, бесконтактные, импульсного типа, с лампой накаливания и др.).
- бесконтактные сигнализаторы наличия напряжения.
- изолирующий инструмент.
- диэлектрические перчатки, боты, галоши, ковры, изолирующие подставки.
- защитные ограждения (щиты, ширмы, изолирующие накладки, колпаки).
- переносные заземления.
- устройства и приспособления для обеспечения безопасности труда при проведении испытаний и измерений в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, устройства для прокола кабелей, устройство определения разности напряжений в транзите, указатели повреждения кабелей и т.п.).
- плакаты и знаки безопасности.
- прочие средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ под напряжением в электроустановках напряжением 110 кВ и выше, а также в электросетях до 1000 В (полимерные и гибкие изоляторы; изолирующие лестницы, канаты, вставки телескопических вышек и подъемников; штанги для переноса и выравнивания потенциала; гибкие изолирующие покрытия и накладки и т.п.).

Изолирующие электрозащитные средства делятся на основные и дополнительные.

К основным электрозащитным средствам в электроустановках выше 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- устройства и приспособления для обеспечения безопасности труда при проведении испытаний и измерений в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, устройства для прокола кабеля, указатели повреждения кабелей и т.п.);

- прочие средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ под напряжением в электроустановках напряжением 110 кВ и выше (полимерные изоляторы, изолирующие лестницы и т.п.).

К дополнительным электрозащитным средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся:

- диэлектрические перчатки;
- диэлектрические боты;
- диэлектрические ковры;
- изолирующие подставки и накладки;
- изолирующие колпаки;
- штанги для переноса и выравнивания потенциала.

К основным электрозащитным средствам в электроустановках напряжением до 1000 В относятся:

- изолирующие штанги;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- диэлектрические перчатки;
- изолирующий инструмент.

К дополнительным электрозащитным средствам для работы в электроустановках до 1000 В относятся:

- диэлектрические галоши;
- диэлектрические ковры;
- изолирующие подставки и накладки;
- изолирующие колпаки.

Кроме перечисленных выше средств защиты, в электроустановках применяются средства индивидуальной защиты (СИЗ) следующих классов:

- защиты головы (каска защитные);
- защиты глаз и лица (очки и щитки защитные);
- защиты органов дыхания (противогазы и респираторы);
- защиты рук (рукавицы);
- защиты от падения с высоты (пояса предохранительные и канаты страховочные).

При использовании основных электрозащитных средств достаточно применения одного дополнительного, за исключением случаев, оговоренных в Правилах применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технические требования к ним.

ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Штанги изолирующие оперативные и штанги переносных заземлений

Внешний осмотр.

Размеры штанг должны соответствовать техническим условиям.

При повреждении лакового покрова (трещины, глубокие царапины) или других неисправностях электрозащитных средств необходимо изъять их из эксплуатации.

Электрические испытания.

При эксплуатационных испытаниях изолирующая часть оперативных и измерительных штанг подвергается испытанию повышенным напряжением, при этом напряжение прикладывается к рабочей части и временному электроду, наложенному у ограничительного кольца со стороны изолирующей части.

Изолирующие оперативные штанги на напряжение до 1000 В при эксплуатационных испытаниях должны выдерживать в течение 5 минут повышенное напряжение 2 кВ.

Изолирующие оперативные штанги на напряжение свыше 1000 В до 35 кВ включительно должны выдерживать в течение 5 минут повышенное напряжение переменного тока частотой 50 Гц, равное трехкратному линейному, но не менее 40 кВ, на напряжение 110 кВ и выше – равное трехкратному фазному.

Штанги переносных заземлений с металлическими звеньями для ВЛ должны выдерживать в течение 5 минут повышенное напряжение переменного тока частотой 50 Гц:

- для 110–220 кВ – 50 кВ;
- 330, 400, 600 – 100 кВ;
- 750 – 150 кВ;
- 1150 – 200 кВ.

Эксплуатационные электрические испытания остальных штанг переносных заземлений не проводятся.

При эксплуатационных испытаниях головки измерительных штанг для контроля изоляторов на напряжение 35–500 кВ испытывают напряжением 80 кВ в течение 5 минут.

Клещи изолирующие

Внешний осмотр.

Размеры клещей должны соответствовать техническим условиям.

Внешним осмотром клещей определяется состояние лаковых покрытий, наличие резиновых трубок на металлических губках и ограничительного кольца, отделяющего изолирующую часть клещей от рукоятки. При обнаружении дефектов клещи бракуются.

Электрические испытания.

Испытания электрических клещей на напряжение до 1000 В на электрическую прочность при эксплуатационных испытаниях должны произво-

диться путем приложения испытательного напряжения 2 кВ в течение 5 минут между металлическими хомутиками, накладываемыми на рукоятки (за упорными выступами) со стороны изолирующей части и на губки – у основания овального выреза.

Проверка электрической прочности клещей на напряжение 6–10 и 35 кВ при эксплуатационных испытаниях проводится путем приложения испытательного напряжения, равного трехкратному линейному, но не менее 40 и 105 кВ соответственно, в течение 5 минут к рабочей части и временному электроду, наложенному у ограничительного кольца со стороны изолирующей части.

Указатели напряжения выше 1000 В с газоразрядной лампой

Внешний осмотр.

Размеры указателей напряжения должны соответствовать техническим условиям.

Внешним осмотром проверяется состояние лаковых покрытий или общее состояние изоляции, соединений и целостность лампы указателя. При обнаружении дефектов указатель выбраковывается.

Электрические испытания.

Эксплуатационные испытания указателей напряжения заключаются в прикладывании повышенного напряжения отдельно к рабочей и изолирующей частям и в определении напряжения индикации указателя.

При испытании рабочей части напряжение прикладывается к контакту-наконечнику и винтовому разъему. Если указатель не имеет винтового разъема, соединенного с электрической схемой рабочей части, то у границы последней на ее поверхности устанавливается временный электрод для присоединения провода испытательной установки.

Испытательное напряжение для продольной изоляции при этом должно иметь значение:

- 12 – до 10 кВ;
- 17 – 15;
- 24 – 20.

Продолжительность испытания – 1 минута. В указателях напряжения 35–220 кВ рабочую часть не испытывают.

Напряжение индикации указателя напряжения должно составлять не более 25% номинального напряжения электроустановки для всех классов напряжений. Для классов напряжений до 3 кВ включительно напряжение индикации должно быть определено в технических условиях.

Изолирующая часть указателей напряжения должна выдерживать в течение 1 минуты трехкратное линейное напряжение для электроустановок напряжением свыше 1 до 110 кВ и трехкратное

фазное напряжение для электроустановок от 110 кВ и выше, но не менее следующих значений:

- 40 кВ – до 10 кВ;
- 60 – свыше 10 до 20;
- 105 – свыше 20 до 35;
- 190 – 110;
- 80 – свыше 110 до 220 кВ.

Указатели напряжения до 1000 В.

Внешний осмотр.

Размеры указателей напряжения должны соответствовать техническим условиям.

Внешним осмотром проверяется состояние лаковых покрытий или общее состояние изоляции, соединений и целостность лампы указателя. При обнаружении дефектов указатель выбраковывается.

Электрические испытания.

Эксплуатационные испытания указателей напряжения до 1000 В заключаются в определении напряжения индикации, в проверке схемы повышенным напряжением, измерении тока, протекающего через указатель при рабочем напряжении, испытании изоляции повышенным напряжением.

Напряжение индикации указателей напряжения до 1000 В должно быть не выше 90 В.

Испытательное напряжение для проверки схемы должно превышать наибольшее значение рабочего напряжения не менее чем на 10%. Продолжительность испытания – 1 минута.

Значение тока, протекающего через указатель при наибольшем значении рабочего напряжения, не должно превышать:

- 0,6 мА – для однополюсного указателя напряжения;
- 10 мА – двухполюсного указателя напряжения с элементами, обеспечивающими визуальную или визуально-акустическую сигнализацию;
- для указателей напряжения с лампой накаливания до 10 Вт напряжением 220 В значение тока определяется мощностью лампы.

Изоляция указателей напряжения до 500 В должна выдерживать напряжение 1 кВ, а для указателей напряжения выше 500 В – 2 кВ. Продолжительность испытания – 1 минута.

Указатели напряжения для проверки совпадения фаз

Внешний осмотр.

Размеры указателей напряжения должны соответствовать техническим условиям.

Внешним осмотром проверяется состояние лаковых покрытий или общее состояние изоляции, соединений и целостность лампы указателя. При обнаружении дефектов указатель выбраковывается.

Электрические испытания.

При эксплуатационных испытаниях проводится проверка указателей по схемам согласного и встречного включения, проверка электрической прочности рабочих и изолирующих частей и соединительного провода.

Во время испытания фиксируется напряжение индикации указателя, значение которого, в зависимости от схемы, приведено в табл. 1.

При проверке электрической прочности продольной изоляции рабочих частей испытательное напряжение в течение 5 минут прикладывается к металлическому разъему и проволочному бандажу, наложенному у ограничительного кольца. При этом испытательное напряжение должно иметь значение (в кВ):

- 12 кВ – до 10 кВ;
- 7 – 15;
- 24 – 20;
- 70 – 35;
- 100 кВ – 110 кВ.

При проверке электрической прочности продольной изоляции изолирующих частей испытательное напряжение в течение 5 минут прикладывается к металлическому разъему и проволочному бандажу, наложенному у ограничительного кольца. При этом испытательное напряжение должно иметь следующие значения (в кВ):

- 40 кВ – до 10 кВ
- 60 – свыше 10 до 20;
- 105 – свыше 20 до 35;
- 190 кВ – 110 кВ.

Гибкий провод испытывают напряжением 20 кВ в течение 1 минуты для указателей до 20 кВ. Для указателей 35–110 кВ значение испытательного напряжения для гибкого провода равно 50 кВ.

Клещи электроизмерительные

Внешний осмотр.

Все отдельные части клещей должны быть надежно скреплены между собой. Размеры клещей должны соответствовать техническим условиям.

Внешним осмотром клещей определяется состояние лаковых покрытий, наличие резиновых трубок на металлических губках и ограничительного кольца, отделяющего изолирующую часть клещей от рукоятки. При обнаружении дефектов клещи бракуются.

Электрические испытания.

Клещи для электроустановок выше 1000 В испытывают при эксплуатационных испытаниях на

Таблица 1.

Номинальное напряжение электроустановки, кВ	Напряжение индикации, кВ	
	по схеме согласного включения, не менее	по схеме встречного включения, не менее
6	7,6	1,5
10	12,7	2,5
15	20	3,5
20	28	4-6
35	40	20
110	100	50

пряжением, равным трехкратному линейному, но не менее 40 кВ, в течение 5 минут.

Клещи для электроустановок до 1000 В испытывают в течение 5 минут напряжением 2 кВ.

Устройства для прокола кабеля

Внешний осмотр.

Конструкция устройства должна обеспечивать надежное крепление его на прокалываемом кабеле и автоматически ориентировать ось режущего элемента с диаметром прокалываемого кабеля.

Электрические испытания.

При эксплуатационных испытаниях изолирующие части устройств (штанга изолирующая или изолирующая вставка электропривода) испытываются повышенным напряжением 40 кВ в течение 5 минут.

Испытательное напряжение прикладывается к изолирующей части штанги или металлическому фланцу электропривода и специальной клемме.

Перчатки резиновые диэлектрические

Внешний осмотр.

В электроустановках могут применяться перчатки бесшовные из латекса натурального каучука или перчатки со швом из листовой резины, выполняемые методом станцевания.

Разрешается использовать только перчатки с маркировкой по защитным свойствам Э_н и Э_в.

Длина перчаток должна быть не менее 350 миллиметров.

При обнаружении проколов перчаток, обрывов и т.п. поврежденных перчатки выбраковываются.

Электрические испытания.

Перчатки испытываются один раз в 6 месяцев повышенным напряжением 6 кВ в течение 1 минуты, ток через перчатки при этом не должен превышать 6 мА.

Боты, галоши резиновые диэлектрические

Внешний осмотр.

Диэлектрическая обувь должна отличаться по цвету от остальной обуви.

Галоши и боты состоят из резинового верха, резиновой рифленой подошвы, текстильной подкладки и внутренних усилительных деталей.

Боты должны иметь отвороты. Формовые боты могут выпускаться бесподкладочными.

Высота бот – не менее 160 миллиметров.

Резиновые части должны быть без трещин и обрывов, при обнаружении дефектов изделия выбраковываются.

Электрические испытания.

В эксплуатации диэлектрические галоши испытываются напряжением 3,5 кВ, а боты – напряжением 15 кВ в течение 1 минуты. Токи, протекающие при этом через изделия, должны быть не более 2 мА для галош и 7,5 мА для бот.

Ковры резиновые диэлектрические и подставки изолирующие

Внешний осмотр.

При обнаружении дефектов в виде проколов, надрывов, трещин и т.п. коври следует заменять новыми. Осмотры следует проводить не реже 1 раза в 6 месяцев.

Подставки осматривают 1 раз в 3 года на отсутствие нарушений целостности опорных изоляторов, изломов, ослаблений связи между отдельными частями настила. При обнаружении указанных дефектов подставки выбраковываются.

Электрическим испытания.

Электрическим испытаниям коври и подставки не подвергаются.

УСЛОВИЯ ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ

Испытания, как правило, следует проводить переменным током частоты 50 Гц, при температуре от 10 до 25 °С. Скорость подъема напряжения до 1/3 испытательного значения может быть произвольной, дальнейшее повышение напряжения – плавным и быстрым, но позволяющим при напряжении более испытательного вести отсчет показаний измерительного прибора. При достижении требуемого значения напряжения после выдержки нормированного времени должно быть

быстро снижено до нуля, или при значении, равном 1/3 или менее испытательного, отключено (ГОСТ 1516.2-76)

Атмосферное давление и влажность влияния на качество проводимых испытаний не оказывает, но фиксируется для внесения данных в протокол.

Это связано с тем, что в основном все испытания проводятся в непосредственном соприкосновении защитных средств с водой.

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Высоковольтные испытания средств защиты проводятся на специально предназначенных для этой цели установках, в которых оператор отделен от высокого напряжения сеточным или сплошным ограждением.

В качестве источников повышенного напряжения могут использоваться установки АИИ-70 или другие, подобные по конструкции.

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

ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ

При испытаниях повышенное напряжение прикладывается к изолирующим частям средства защиты. При отсутствии источника напряжения с необходимым выходным напряжением, допускается производить испытание средств защиты по частям. При этом изолирующая часть средства защиты делится на участки, к которым прикладывается часть указанного нормами испытательного напряжения, причем напряжение должно иметь величину, пропорциональную длине участка с увеличением на 20%.

Высоковольтные испытания оперативных штанг и указателей напряжения

Схемы для проведения испытаний представлены на рис. 1-4.

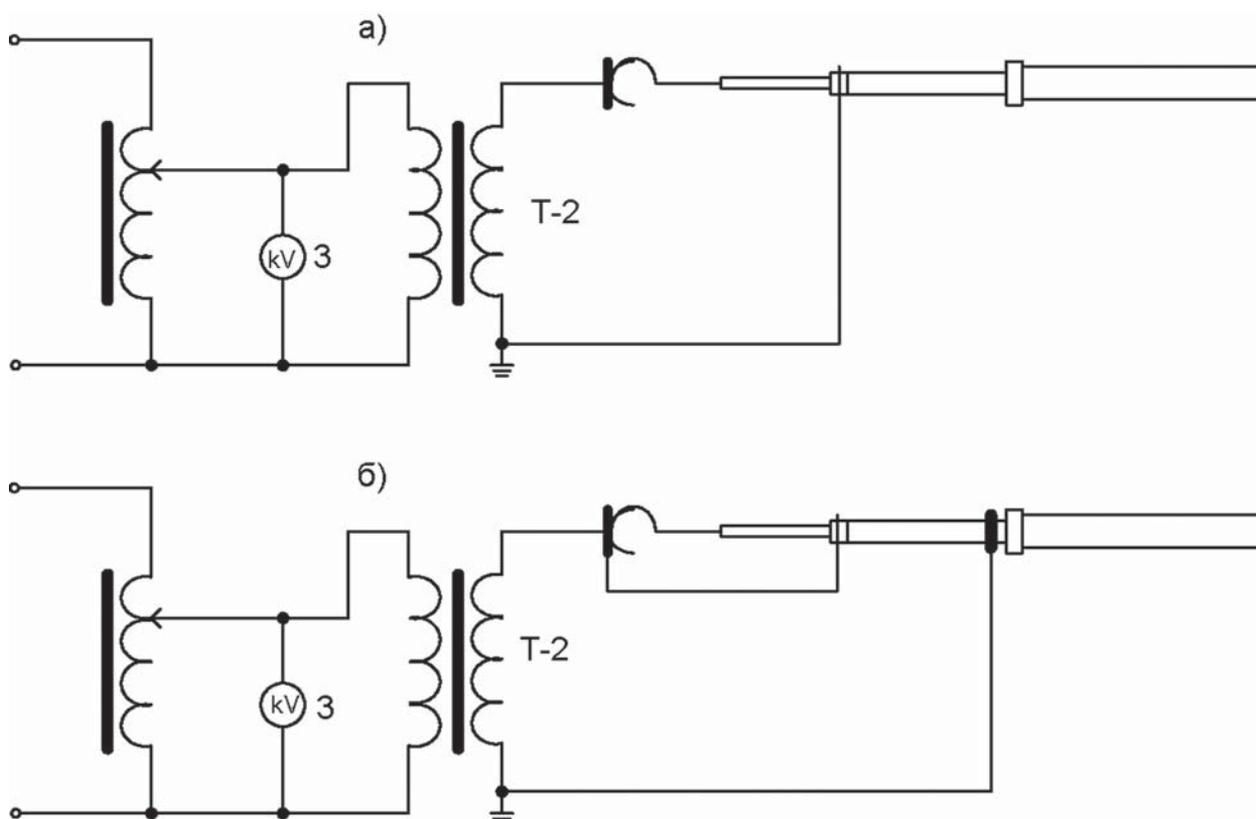


Рис. 1. Принципиальная схема испытаний указателя напряжения, оперативных штанг и штанг для переносных заземлений:

а) рабочей части, б) изолирующей части

После проведения высоковольтных испытаний защитных средств их следует проверить на отсутствие местных нагревов из-за диэлектрических потерь.

T-1 – регулировочный трансформатор;
 T-2 – в/вольтный трансформатор;
 3 – киловольтметр;
 4 – миллиамперметр;
 5 – указатель;
 6 – ванна с водой;
 7 – электрод

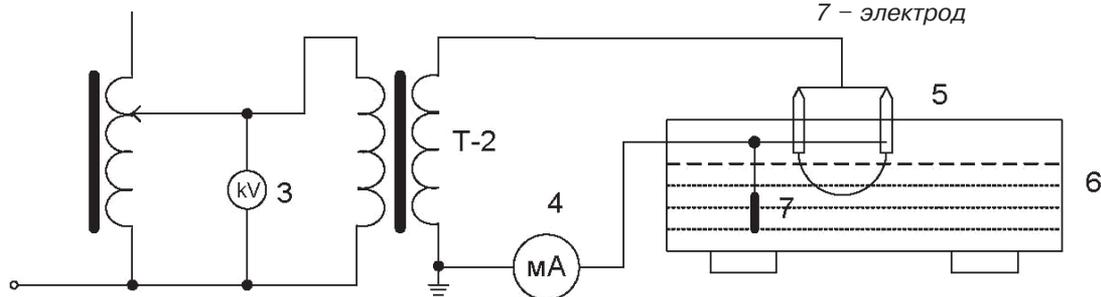
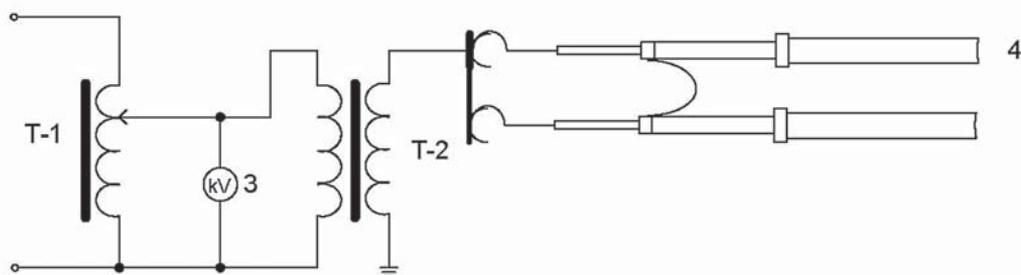


Рис. 2. Принципиальная схема испытания электрической прочности изоляции рукояток и провода указателя напряжения



а) согласное включение

T-1 – регулировочный трансформатор;
 T-2 – в/вольтный трансформатор;
 3 – киловольтметр;
 4 – указатель напряжения;

б) встречное включение

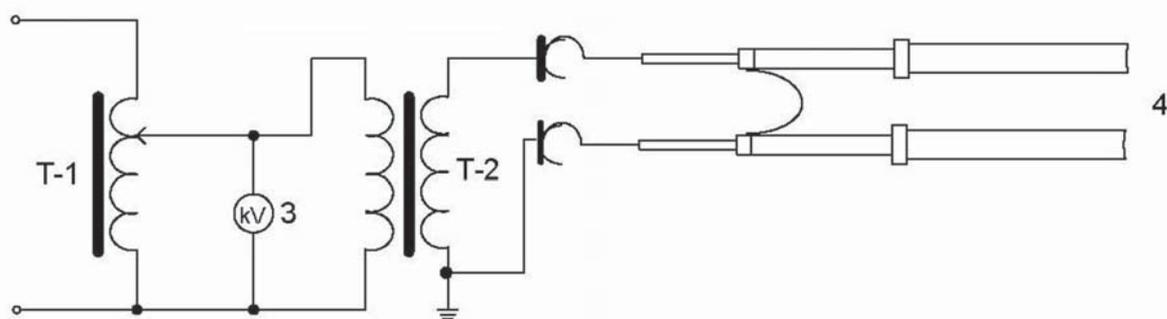


Рис. 3. Принципиальная схема испытаний указателя напряжения

ОХРАНА ТРУДА

Испытание защитных средств из диэлектрической резины:

При испытании диэлектрических перчаток их погружают в металлический сосуд с водой, которая наливается также внутрь изделий. Уровень

воды как внутри, так и снаружи изделий должен быть на 50 миллиметров ниже верхнего края перчаток. Выступающие края должны быть сухими. Схема для проведения испытаний представлена на рис. 5.

- T-1 – регулировочный трансформатор;
- T-2 – в/вольтный трансформатор;
- 3 – киловольтметр;
- 4 – испытуемый провод;
- 5 – ванна с водой;
- 6 – электрод

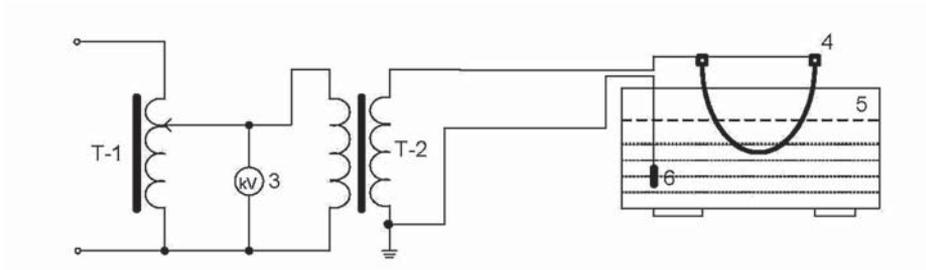


Рис. 4. Принципиальная схема испытания электрической прочности изоляции соединительного провода

- T-1 – регулировочный трансформатор;
- T-2 – в/вольтный трансформатор;
- 3 – контакты переключающие;
- 4 – шунтирующий резистор (15-20 кОм);
- 5 – газоразрядная лампа;
- 6 – дроссель;
- 7 – миллиамперметр;
- 8 – разрядник;
- 9 – ванна с водой

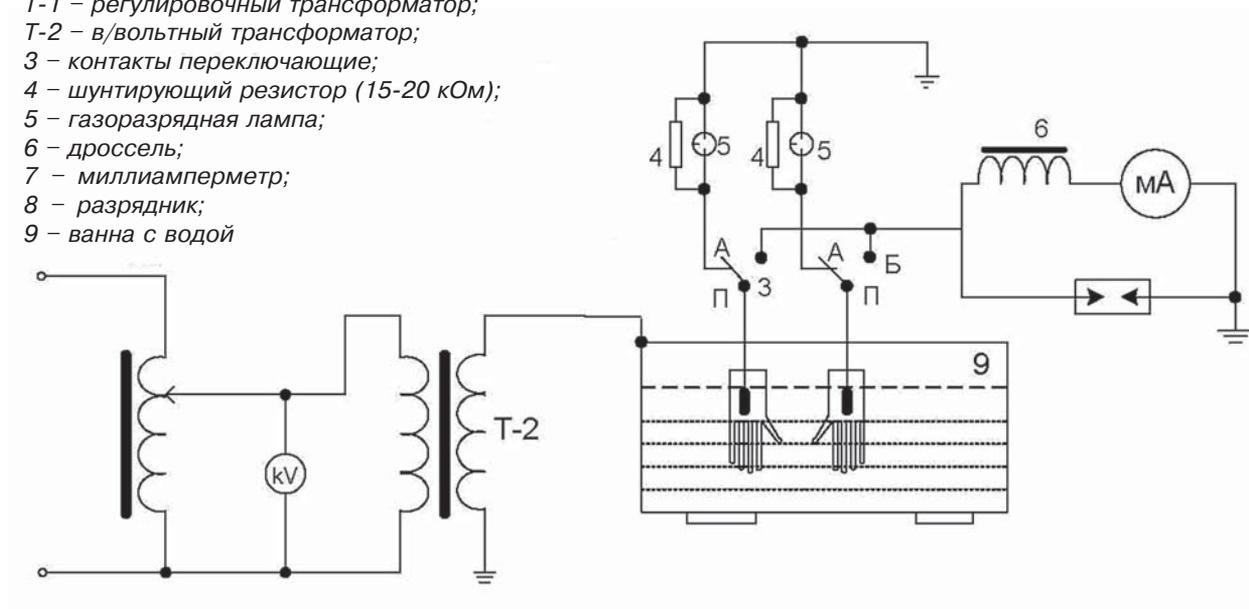


Рис. 5. Принципиальная схема испытания электрической прочности диэлектрических перчаток

При испытаниях диэлектрической обуви уровень воды как снаружи, так и внутри горизонтально установленных изделий должен быть на 20 миллиметров ниже бортов галош и на 50 миллимет-

ров края спущенных отворотов бот. Испытания проводят аналогично испытанию перчаток (рис. 5).

ОБРАБОТКА ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ ИСПЫТАНИЯХ

Первичные записи рабочей тетради должны содержать следующие данные:

- дату измерений;
- температуру, влажность и давление;
- наименование изделия;
- результаты внешнего осмотра;
- результаты испытаний;
- используемую схему измерения.

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

МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИСПЫТАНИЙ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

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 должны быть предусмотрены отдельная свето-

вая, 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, выполняется только после удаления с рабочих мест других бригад, работающих на подлежащем испытанию оборудовании, и сдачи ими нарядов допускающему. В электроустановках, не имеющих местного дежурного персонала, производителю работ разрешается после удаления бригады оставить наряд у себя, оформив перерыв в работе.

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

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

Снимать заземление, установленное при подготовке рабочего места и препятствующее проведению испытаний, а затем устанавливать его вновь разрешается только по указанию производителя работ, руководящего испытаниями, после заземления вывода высокого напряжения испытательной установки.

Разрешение на временное снятие 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 высо-

ОХРАНА ТРУДА

кого 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. Подключают к сети передвижную испытательную установку представители организации, эксплуатирующие эти сети.

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

Этот провод следует закреплять так, чтобы избежать приближения (подхлестывания) к находящимся под напряжением токоведущим частям на расстоянии менее указанного в 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;
- все ли члены бригады и работники, назначенные для охраны, находятся на указанных местах, удалены ли посторонние люди и можно ли подавать испытательное напряжение на оборудование;
- предупредить бригаду о подаче напряжения словами «подаю напряжение» и, убедившись, что предупреждение услышано всеми членами бригады, снять заземление с вывода испытательной установки и подать на нее напряжение 380/220 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 словами «напряжение снято». Только после этого допускается пересоединять провода или в случае полного окончания испытания отсоединять их от испытательной установки и снимать ограждения.

НОВОСТИ КОМПАНИЙ

80 >>

РЫНОК ПРИСМАТРИВАЕТСЯ К КОРЕЙСКИМ АВТОМАТАМ

1 марта 2005 года в Москве прошла презентация автоматических выключателей производства Hyundai Heavy Industries Co., Ltd.

Южнокорейская компания в течение 30 лет разрабатывает и производит электротехническое оборудование: автоматические выключатели, трансформаторы, генераторы, двигатели, электроощитовое оборудование для морских судов.

В России ННН больше известна своими танкерами, дорожно-строительной техникой и дизелями. Теперь появилась возможность оценить ее электротехнический ассортимент. Тем более что в конце 90-х ННН активно сотрудничала в этой области с учеными СНГ. Так, совместно с петербургским НИИ-ВА было создано КРУЭ-800 и 362 кВ, а вместе с украинским институтом трансформаторостроения ОАО «ВИТ» – ряд силовых трансформаторов. Как отмечено в пресс-релизе, электротехническая продукция ННН не уступает по качеству оборудованию ведущих европейских производителей, а цены на нее ниже на 15–20%.

Московский семинар-презентацию организовала компания «Хайтех-Силовые системы», которая представляет интересы корейской фирмы в России. В планах на ближайший год – продвижение нового для рынка оборудования, участие в выставке «Электро-2005», расширение предлагаемого ассортимента. Среди основных целей Hyundai Heavy Industries Co., Ltd. – достижение максимального объема продаж в глобальном масштабе, и российский электротехнический рынок с этой точки зрения рассматрива-

>> 103



РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕОДОЛЕНИЮ РАЗНОГЛАСИЙ ПО ДОГОВОРУ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И ПОРЯДОК ИХ РАЗРЕШЕНИЯ

Рассмотрим порядок разрешения разногласий, возникающих при заключении договора энергоснабжения, то есть преддоговорные споры. К ним относятся разногласия по существенным условиям договора:

- о количестве подаваемой энергии и режиме ее потребления;
- качестве подаваемой энергии;
- цене (тарифах) на подаваемую энергию и порядке ее оплаты;
- об ответственности сторон за нарушение условий договора;

- о размере и порядке взыскания договорных неустоек;
- границе разделения ответственности;
- порядке временного ограничения или прекращения подачи энергии;
- порядке одностороннего расторжения договора и др.

Для исключения ошибок при обращении в суд, чтобы разрешить преддоговорный спор по договору энергоснабжения, необходимо учитывать нормы закона, которые регулируют порядок заключения договора этого вида.

В силу **п. 1 ст. 426 ГК РФ** договор энергоснабжения является публичным, и для энергоснабжающей организации его заключение является обязательным. Порядок согласования условий публичного договора регулируется **ст. 445 ГК РФ**.

В **п. 2** данной статьи установлено, что если оферта (проект договора) исходит от энергоснабжающей организации (обязанной к заключению договора стороной), и на ее предложение имеется ответ другой стороны в виде протокола разногласий к условиям договора, направленный в течение 30 дней, энергоснабжающая организация должна рассмотреть возникшие разногласия в 30-дневный срок. По результатам рассмотрения энергоснабжающая организация может принять договор в редакции, зафиксированной в протоколе разногласий другой стороны (в этом случае договор будет считаться заключенным с момента получения этой стороной извещения о принятии соответствующих условий договора в ее редакции), а может сообщить стороне, заявившей о разногласиях к условиям договора, об отклонении (полностью или частично) протокола разногласий. Получение извещения об отклонении протокола разногласий либо отсутствие ответа о результатах его рассмотрения по истечении 30-дневного срока дает право стороне, заявившей о разногласиях к предложенным условиям договора, обратиться в суд с требованием о рассмотрении разногласий, возникших при заключении договора. В случае непередачи в арбитражный суд в 3-дневный срок протокола разногласий по условиям договора, относящимся к существенным, договор считается незаключенным.

С правилами, установленными ГК РФ (**ст. 446**), согласно которым в случае, когда спор о разногласиях сторон, возникших при заключении договора, рассматривается судом или условия договора, по которым возникли разногласия, определяются в соответствии с решением суда, корреспондирует положение о том, что гражданские права и обязанности могут возникнуть из судебного решения, установившего их (**пп. 3 п. 1 ст. 8 ГК РФ**).

При необоснованном уклонении энергоснабжающей организации от заключения договора применяются положения, предусмотренные **п. 4 ст. 445 ГК РФ**, то есть договор может быть заключен в принудительном порядке по решению суда. Кроме того, абонент вправе потребовать возмещения убытков, вызванных уклонением от заключения договора.

В соответствии с постановлением Пленума ВС РФ и ВАС РФ № 6/8 от 01.07.96 в случае предъявления иска о принуждении заключить договор энергоснабжения бремя доказывания отсут-

ствия возможности подать потребителю соответствующий вид энергии возложено на энергоснабжающую организацию. В то же время с иском о принуждении заключить договор энергоснабжения обратиться в суд вправе только контрагент энергоснабжающей организации.

В соответствии со **ст. 422 ГК РФ** договор энергоснабжения должен соответствовать обязательным для сторон правилам, установленным законом и иными правовыми актами (императивными нормами), действующими в момент его заключения.

Таким образом, соответствие договора энергоснабжения нормам Гражданского кодекса, федеральным законам, указам Президента РФ, постановлениям Правительства РФ, а также правилам, принятым в соответствии со ст. 539 ГК РФ, является обязательным, и все споры, возникшие при заключении договора энергоснабжения, чаще всего сводятся к приведению условий договора, содержащихся в оферте энергоснабжающей организации в соответствие с законом.

При согласовании условий договора энергоснабжения и составлении протоколов разногласий следует в первую очередь руководствоваться следующими законодательными актами:

- Гражданский кодекс РФ;
- правила энергоснабжения, которые будут утверждены Правительством РФ в соответствии с **п. 3 ст. 539 ГК РФ**;
- Федеральный закон № 41-ФЗ от 14.04.95 «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации»;
- Постановление Правительства РФ от 04.04.2000 № 294 «Об утверждении порядка расчетов за электрическую, тепловую энергию и природный газ»;
- Указ Президента РФ от 18.09.92 № 1091 «О мерах по улучшению расчетов за продукцию топливно-энергетического комплекса» и Постановление Верховного Совета РФ от 01.04.93 № 4725-1 «О мерах по улучшению порядка расчетов за продукцию и услуги коммунальных энергетических и водопроводно-канализационных предприятий»;
- Постановление Правительства РФ от 22.06.99 № 664 «Об утверждении Положения об ограничении или временном прекращении подачи электрической энергии (мощности) потребителям при возникновении или угрозе возникновения аварии в работе систем энергоснабжения»;
- Постановление Правительства РФ от 05.01.98 № 1 «Порядок прекращения или ограничения подачи электрической и тепловой энергии и газа организациям-потребителям при неоплате поданных им (использованных ими) топливно-энергетических ресурсов»;

- Государственные стандарты качества энергии (для электрической энергии это **ГОСТ 13109-97**);
- постановления Верховного и Высшего арбитражного судов;
- письмо Президиума Высшего арбитражного суда РФ № 30 от 17.02.98 «Обзор практики разрешения споров, связанных с договором энергоснабжения»;
- письмо Президиума Высшего арбитражного суда РФ № 14 от 05.05.97 «Обзор практики разрешения споров, связанных с заключением, изменением и расторжением договоров».

Энергоснабжающие организации, как правило, включают в свои типовые договоры на поставку тепловой или электрической энергии условия, предусматривающие их право на безакцептное списание денежных средств с расчетного счета потребителей – юридических лиц. В этой связи обращаем внимание на одно существенное обстоятельство: достижение между сторонами в договоре соглашения о расчетах в форме безакцептного списания средств не порождает обязанности обслуживающих их банков производить расчеты в этой форме, поскольку на основании **п. 2 ст. 854 ГК РФ – списание находящихся на счете средств без распоряжения клиента допускается по решению суда, а также в случаях, установленных законом или предусмотренных договором между банком и клиентом.**

До принятия второй части ГК РФ в качестве законодательных актов, предусматривающих право энергоснабжающих организаций на безакцептное списание, применялись Указ Президента РФ от 18.09.92 № 1091 «О мерах по улучшению расчетов за продукцию топливно-энергетического комплекса» и Постановление Верховного Совета РФ от 01.04.93 № 4725-1 «О мерах по улучшению порядка расчетов за продукцию и услуги коммунальных энергетических и водопроводно-канализационных предприятий», которыми устанавливалось, что расчеты предприятий ТЭК, коммунальных энергетических и водопроводно-канализационных предприятий с потребителями, кроме жилищно-коммунальных, бюджетных организаций и населения, за отпускаемую электрическую и тепловую энергию, газ, услуги водоснабжения и водоотведения производятся на основании показаний измерительных приборов и действующих тарифов без акцепта плательщиков.

Кроме этих двух нормативных актов безакцептный порядок расчетов в электроэнергетике устанавливается также совместным постановлением Правительства РФ и ЦБ РФ «О стабилизации расчетов за электроэнергию, отпускаемую атомны-

ми электростанциями» от 22.10.92 № 811 (с изменениями от 08.04.94 № 307) согласно которому: «энергосистемы, Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы (ЦДУ ЕЭС) и другие покупатели электроэнергии от АЭС обязаны в установленные сроки сдать платежные поручения соответствующим учреждениям банка на перечисление платежей за электроэнергию, которые исполняются банками в первоочередном, бесспорном порядке.

При нарушении вышеуказанного порядка расчеты с энергосистемами, ЦДУ ЕЭС и другими покупателями производятся АЭС на основании показателей измерительных приборов и действующих тарифов без акцепта плательщиков.

Статья 4 ФЗ от 26.01.96 № **15-ФЗ** «О введении в действие части 2-й ГК РФ» определяет, что впредь до приведения законов и иных правовых актов, действующих на территории РФ, в соответствие с ч. 2 Кодекса законы и иные правовые акты РФ, а также акты законодательства СССР, действующие на территории РФ в пределах и порядке, предусмотренных законодательством РФ, применяются постольку, поскольку они не противоречат ч. 2 Кодекса.

Поскольку **ст. 854 ГК РФ** не содержит общего запрета на списание средств без распоряжения клиента, а допускает возможность установления иного правила в другом законе, принятые до введения в действие ГК законы, устанавливающие порядок бесспорного (безакцептного) списания средств со счетов, продолжают применяться.

Сохраняют силу и постановления Верховного Совета, предусматривающие возможность для отдельных органов и организаций производить списание денежных сумм без согласия (распоряжения) владельца счета, поскольку они имеют нормативный характер, и ВС при принятии таких постановлений действовал в рамках предоставленных ему полномочий.

Несмотря на вышесказанное, возможность применения указанных актов, предусматривающих безакцептное (бесспорное) списание, вызвала определенные сомнения. Учитывая это обстоятельство, Президиум ВАС РФ в информационном Письме от 01.10.96 № 8 «О некоторых вопросах списания денежных средств, находящихся на счете, без распоряжения клиента» указал, что в тех случаях, когда постановлениями ВС РФ, носящими нормативный характер, указами Президента РФ, постановлениями Правительства РФ, принятыми в пределах полномочий, данных правительству в законе либо в указе Президента РФ, и применяемыми на территории РФ постановлениями Правительства СССР, установлен безакцептный порядок списания денежных средств, они

подлежат применению до принятия соответствующего закона по данному вопросу.

Кроме случаев, установленных законодательством, списание средств без распоряжения клиента может производиться в случаях, установленных в договоре банка с клиентом. Право списывать средства в таком порядке может быть предоставлено как самому банку, если он является контрагентом клиента (например, кредитором по договору займа), так и определенным клиентом третьим лицам.

Согласно ГК, банк обязан принять такое распоряжение клиента, если оно соответствует установленным в законе требованиям. **Пунктом 2 ст. 847 ГК РФ** предусмотрено, что клиент может дать банку распоряжение о списании денежных средств со счета по требованию третьих лиц, в том числе связанному с исполнением клиентом своих обязательств перед третьими лицами. Банк принимает эти распоряжения при условии указания в них необходимых данных, позволяющих при предъявлении соответствующего требования идентифицировать лицо, имеющее право на его предъявление.

Таким образом, ГК устанавливает право клиента дать банку распоряжение о списании средств по требованию третьего лица и его право, в силу прямого указания ГК, входит в объем правомочий клиента, вытекающих из договора банковского счета. Поэтому нельзя согласиться с тем, что операция по безакцептному списанию средств в случаях, предусмотренных договором клиента с его кредитором, не входит в объем услуг, оказываемых банком в соответствии с законодательством и договором банковского счета. Клиенту лишь необходимо получить согласие банка на совершение указанной операции, то есть внести изменения в договор банковского счета (см. Комментарий к ГК РФ. М., 1996, С. 419).

Напомним, что энергоснабжающие организации в соответствии с законодательством имеют право на безакцептное списание только тех платежей, которые производятся на основании показаний измерительных приборов и действующих тарифов. В том случае, если энергоснабжающая организация захочет безакцептно списать с расчетного счета потребителя плату по повышенному тарифу (например, за превышение лимита отпуска энергии и иные штрафные санкции, предусмотренные договором), или плату за дополнительные услуги, то банк плательщика обязан отказать энергоснабжающей организации в исполнении ее требования, если право энергоснабжающей организации на безакцептное списание денежных средств за указанную в платежном требовании продукцию или услугу не предусмотрено соглашением между банком и потребителем энер-

гии. В случае нарушения этого условия банк плательщика будет нести ответственность перед своим клиентом за необоснованное списание денежных средств со счета в соответствии со **ст. 856 ГК РФ**.

В **пункте 2** письма ВАС РФ от 20.05.93 № С-3/ОП-167 «Об отдельных рекомендациях, принятых на совещаниях по судебно-арбитражной практике» разъяснено, что если плательщик и кредитор в заключенный ими договор включили условие, дающее кредитору право на беспорное списание причитающихся ему сумм, плательщик обязан сообщить банку письменно об этом условии и о своем согласии на их беспорное списание. В письме банку или в тексте договора банковского счета должно быть указано, какой кредитор вправе списывать с должника суммы в беспорном порядке и за какую продукцию (товар, оказанные услуги, выполненные работы и т.п.) в этих случаях банк при решении вопроса о праве кредитора на беспорное списание с должника средств должен руководствоваться указанным письмом плательщика или заключенным с ним договором.

ГК не требует обязательного сообщения банку об основаниях списания средств и о сумме (либо предельных суммах) списания. Клиент может ограничиться лишь указанием тех данных, которые позволяют банку определить полномочия лица, выставившего такое требование к счету, но может и сообщить банку дополнительные требования к предъявляемым третьим лицом распоряжениям. Банк обязан контролировать поступающие распоряжения на основании сообщенных клиентом данных.

Несмотря на то, что, как указал ВАС РФ в своем письме, «если плательщик и кредитор в заключенный ими договор включили условие, дающее кредитору право на беспорное списание причитающихся ему сумм, плательщик обязан сообщить банку письменно об этом условии и о своем согласии на их беспорное списание», ответственность за неисполнение плательщиком этой обязанности законодательством не предусмотрена и очень часто плательщик не предпринимает никаких мер для заключения с банком соответствующего соглашения. Учитывая данное обстоятельство, энергоснабжающим организациям рекомендуем включать в договор условие, обязывающее потребителей в установленный договором срок заключать с обслуживающими их банками соглашения о безакцептном списании денежных средств на основании платежных требований (инкассовых поручений) энергоснабжающей организации и предусматривать в договоре штрафные санкции за неисполнение этого условия.

Теперь о том, что касается возможности безакцептного списания денежных средств по признанному должником претензиям. Своим письмом от 11.08.95 №31-1868-95 ЦБ РФ сообщил, что с введением в действие с 01.07.95 АПК РФ отменяется ранее действовавший порядок бесспорного взыскания средств на основании признанных должником претензий, кроме случаев, когда досудебное (претензионное) урегулирование споров предусмотрено законодательными актами или договорами.

В предъявляемых в банк распоряжениях на взыскание в бесспорном порядке признанной должником суммы претензии должна быть сделана ссылка на пункт законодательного акта либо договора, которыми взыскателю предоставлено право решения спорных вопросов в претензионном порядке. К распоряжению прилагается ответ должника о признании претензии с указанием суммы за подписью руководителя предприятия.

В настоящее время основным документом, регламентирующим безакцептный порядок списания денежных средств, являются Правила безналичных расчетов в народном хозяйстве, утвержденные Госбанком СССР от 30.09.87 № 2 (далее по тексту Правила № 2). Банк России письмом от 09.07.92 № 14 «О введении в действие Положения о безналичных расчетах в РФ» (в ред. приказа ЦБ РФ от 08.04.96 № 271) указал, что нормы Правил № 2, в части, относящейся к безакцептному и бесспорному взысканию средств со счетов предприятий, организаций и учреждений, сохраняют силу до 01.10.93, а телеграммой от 02.10.92 № 218-92 подтвердил, что до его особых указаний Порядок сохраняет свою силу и после 01.10.92.

В платежном требовании (инкассовом поручении) на списание денежных средств должны быть указаны назначение платежа и законодательный акт или договор, предусматривающие право на безакцептное списание этих платежей (его дата, номер и соответствующий пункт), а копии документов, являющиеся основанием для безакцептного списания, должны быть приложены к поручению (требованию) (п. 25 Правил № 2). При отсутствии какого-либо документа, а также при несоответствии документов по внешнему признаку инкассовому поручению исполняющий банк обязан немедленно известить об этом лицо, от которого было получено инкассовое поручение, о необходимости устранения обнаруженных недостатков, а при их неустранении возвратить документы взыскателю без исполнения (**ст. 875 ГК РФ**).

В заключение:

- в соответствии с действующим законодательством безакцептное списание денежных средств с расчетного счета потребителя по договорам энергоснабжения допускается только при

расчетах с юридическими лицами, не являющимися бюджетными организациями и коммунальными предприятиями, на основании показаний измерительных приборов и установленных тарифов;

- условие о безакцептном списании денежных средств с расчетного счета потребителя по иным (не предусмотренным законом) основаниям должно быть включено не только в договор энергоснабжения, но и в договор потребителя с обслуживающим его банком.

ИЗМЕНЕНИЕ УСЛОВИЙ О НЕУСТОЙКЕ В ДОГОВОРЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Статья 546 ГК РФ регулирует только специфические формы изменения и расторжения договора энергоснабжения:

- перерыв в подаче;
- прекращение или ограничение подачи энергии.

Изменение же условий договора энергоснабжения, устанавливающих ответственность сторон за его нарушение, регулируется общими нормами ГК об изменении и расторжении договора (**гл. 29**) и об обеспечении исполнения обязательств (**гл. 23**).

В подавляющем большинстве случаев в качестве способа обеспечения обязательств по договору энергоснабжения устанавливалась неустойка в виде штрафа или пени, при этом размер неустойки за нарушение того или иного условия договора определялся различными нормативными актами, то есть неустойка носила законный характер.

Широкое применение неустойки в целях обеспечения договорных обязательств объясняется прежде всего тем, что она представляет собой удобное средство упрощенной компенсации потерь кредитора, вызванных неисполнением или ненадлежащим исполнением должником своих обязательств.

В этом смысле неустойке присущи следующие черты:

- предопределенность размера ответственности за нарушение обязательства, о котором стороны знают уже на момент заключения договора;
- возможность взыскания неустойки за сам факт нарушения обязательства, когда отсутствует необходимость доказывать наличие убытков, причиненных таким нарушением;
- возможность для сторон по своему усмотрению формулировать условие договора о неустойке (за исключением законной неустойки), в том числе в части ее размера, соотношения с убытками, порядка исчисления, тем самым приспособив ее к конкретным взаимоотношениям сторон и усиливая целенаправленное воздействие.

После введения в действие 1-й части ГК РФ, согласно **ст. 329, 330, 332** которого неустойка (штраф, пени), как один из способов обеспечения исполнения обязательств, может быть установлена только федеральным законом, стало ясно, что все принятые до 1 января 1995 года нормативные акты, устанавливающие размер неустойки за нарушение обязательств по договору энергоснабжения, противоречат ГК РФ и подлежат отмене или могут быть признаны судом недействительными. Наиболее яркое подтверждение эта позиция нашла в решении Верховного суда РФ от 30.06.99 № ГКПИ99-491 по делу о признании недействительными **абз. 2 п. 9.2.3.** и **абз. 1 п. 9.3.7.** Правил пользования тепловой энергией, утвержденных приказом Минэнерго СССР от 06.12.81№310.

В конце концов под давлением Министерства юстиции Минтопэнерго РФ своим приказом от 10.01.00 № 2 признало не действующими с 1 января 2000 на территории РФ Правила пользования электрической и тепловой энергией, утвержденные в 1981 году указанным выше приказом Минэнерго СССР.

Какие последствия повлечет за собой отмена Правил пользования тепловой и электрической энергией для отношений потребителей с энерго-снабжающими организациями и какие изменения могут быть внесены вследствие этого в договор энергоснабжения?

Во-первых, при заключении новых договоров энергоснабжения потребители могут не согласиться с предложениями энерго-снабжающих организаций установить в договоре неустойку за нарушение установленного режима потребления энергии, перерасход установленного суточного плана потребления энергии, невозврат сетевой воды или конденсата, тем более что **ст. 547 ГК РФ** установлена ограниченная ответственность по договору энергоснабжения в пределах возмещения потерпевшей стороне только реального ущерба (**п. 2 ст. 15**), и любой арбитражный суд при разрешении разногласий обяжет энерго-снабжающую организацию исключить условие о неустойке из проекта договора.

Во-вторых, у потребителей появилась возможность обратиться в суд с иском об изменении условий ранее заключенных договоров энергоснабжения, воспроизводивших норму отмененных Правил, которые устанавливали неустойку.

В обоснование своих требований потребители могут сослаться на письмо Президиума ВАС РФ № 14 от 05.05.97 «Обзор практики разрешения споров, связанных с заключением, изменением и расторжением договоров», согласно п. 6 которого отмена нормативного акта, предусматривавшего ответственность за нарушение обяза-

тельства, может служить основанием для исключения из договора условия об ответственности, основанного на этом акте.

Неустойка, установленная Правилами, выражена в императивной форме и применялась независимо от того, включена ли она в договор (**п. 1 ст. 332 ГК РФ**). Воспроизведение такой неустойки в договоре не дает оснований считать ее договорной.

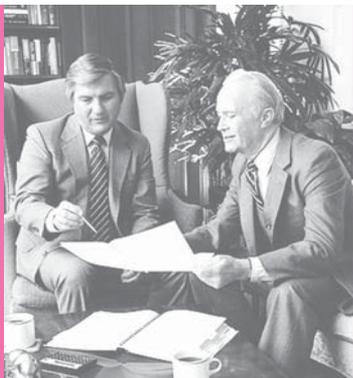
В то же время по данному вопросу мы считаем необходимым оговориться по причине того, что императивный характер норм Правил, устанавливающих неустойку, после вступления в силу 1-й части ГК РФ не бесспорен и различными судами трактуется по-разному.

В случае, если суд по этой причине откажет в исключении из договора условия о неустойке, то потребители могут заявить в суд требование об уменьшении неустойки на основании **ст. 333 ГК РФ**, если подлежащая уплате неустойка явно несоразмерна последствиям нарушения обязательства. К таким неустойкам можно отнести штрафные санкции за потребление сверхдоговорных величин электрической энергии и мощности и другие, размер которых был установлен *Правилами*.

В-третьих, даже если в новых правилах электро- и теплоснабжения, проект которых уже давно готовится Минтопэнерго к утверждению в Правительстве РФ, будут установлены неустойки за те или иные нарушения условий договора энергоснабжения, они не будут носить характер законной неустойки и не могут быть включены в договор по требованию одной из сторон.

Это наше утверждение основано на упомянутой выше норме **ст. 332 ГК РФ**, согласно которой неустойка может быть установлена только федеральным законом и на положении п. 7 письма Президиума ВАС РФ № 14 от 05.05.97, в котором говорится, что отсутствие в договоре условий об ответственности сторон за его нарушение само по себе не является основанием для принудительного внесения в него изменений, если не будет доказано систематическое существенное нарушение условий договора одной из сторон.

Принятие нового ГК РФ привело к возникновению большого количества юридических коллизий между нормами ГК и различными нормативными актами, действующими в области энергоснабжения, которые были, наконец, ликвидированы отменой Правил 1981 года. В то же время образовались большие проблемы в нормативном регулировании отношений сторон по договору энергоснабжения. Такая ситуация требует от участников отношений в области энергоснабжения более тщательного подхода к согласованию условий заключаемых договоров.



Ю. Харечко

В этом номере на вопрос читателей отвечает доцент МГАУ им. В.П. Горячкина, кандидат технических наук Юрий Владимирович Харечко.

Вопросы можно задавать по почтовому адресу редакции или по электронной почте: glavenergo@mail.ru.

Вопрос. Электроустановка офиса рассчитана исходя из 500 Вт на одно рабочее место. При использовании кабеля NYM 3 x 2,5 теоретически можно подключить 10 компьютеров к одной групповой электрической цепи, защищенной автоматическим выключателем с номинальным током 25 А. Каким образом можно рассчитать ток утечки на компьютерах? И какую схему применения УЗО лучше выбрать: одно УЗО на вводе в электроустановку офиса или поставить УЗО на каждую групповую электрическую цепь? Сергей Иваненко

Ответ. В п.7.1.79 ПУЭ изложены следующие требования: «ПУЭ изложены следующие требования: «В групповых сетях, питающих штепсельные розетки, следует применять УЗО с номинальным током срабатывания не более 30 мА». Прочитанное требование предписывает защищать все групповые электрические цепи штепсельных розеток устройствами защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным то-

ком до 30 мА включительно в качестве дополнительной меры защиты от поражения электрическим током при прямом прикосновении. Рассматриваемое требование носит общий характер и, следовательно, поглощает другие требования ПУЭ по применению УЗО для защиты групповых электрических цепей штепсельных розеток.

В электроустановке офиса каждая групповая электрическая цепь штепсельных розеток должна быть защищена УЗО типа А с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА. Максимальное число одновременно работающих компьютеров в одной групповой электрической цепи должно быть таким, чтобы их суммарный ток утечки не превышал номинальный неотключающий дифференциальный ток УЗО, который равен 15 мА (для синусоидального тока) и 10,5 мА (для пульсирующего постоянного тока). В соответствии с требованиями ГОСТ Р 50377–92 (МЭК 950–86)

«Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование» ток утечки компьютера класса I не должен превышать 3,5 мА. Поэтому для исключения ложных срабатываний УЗО, вызванных токами утечки, к одной групповой электрической цепи штепсельных розеток целесообразно подключать не более трех компьютеров.

Вопрос. Как правильно выполнить заземление защитных контактов розеток, установленных в квартире, и их защиту УЗО? Можно ли ограничиться одним УЗО, установленным на вводе в квартиру? Александр Семенов.

Ответ. Во всех групповых электрических цепях электроустановки квартиры должны быть защитные проводники. Для этого однофазные электрические цепи должны иметь три проводника, трехфазные – пять проводников. Соответственно, электропроводки в квартире должны быть трех- и пятипро-

водными. Защитные проводники электроустановки квартиры должны «начинаться» на PEN-проводнике стояка или на защитном проводнике (PE) стояка, если он имеется. Ввод в электроустановку квартиры должен быть трехпроводным (однофазный) или пятипроводным (трехфазный). Через главную цепь УЗО должны проходить фазные проводники и нулевой рабочий проводник (он тоже «начинается» на PEN-проводнике стояка или нейтральном проводнике стояка). Защитный проводник не должен иметь в своей цепи каких бы то ни было коммутационных устройств. Защитные контакты штепсельных розеток и открытые проводящие части стационарного электрооборудования класса I должны быть присоединены к защитным проводникам электропроводок.

В соответствии с требованиями п. 7.1.79 ПУЭ все групповые электрические цепи штепсельных розеток должны быть защищены устройствами защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током до 30 мА включительно. Применение только одного вводного УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током 30 мА может привести к его ложным срабатываниям, вызываемым большими токами утечки на вводе в электроустановку квартиры. Число устройств защитного отключения следует выбирать по условиям исключения их ложных срабатываний от токов утечки. УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током 30 мА типов AC и A могут сработать при появлении в их главных цепях синусоидального дифференциального тока, величина которого превышает половину номинального отключающего дифференциального тока (15 мА). УЗО

типа A может сработать при пульсирующем постоянном дифференциальном токе, превышающем 0,11 номинального отключающего дифференциального тока (3,3 мА). Поэтому максимальное значение тока утечки в электрической цепи, которые защищает УЗО, должно быть не более 3,3 мА.

Любое электрооборудование имеет какой-то ток утечки. В стандартах, устанавливающих требования к конкретным видам электрооборудования, нормируется максимально допустимое значение тока утечки, который в стандартах комплекса ГОСТ Р МЭК 60335 «Безопасность бытовых и аналогичных электрических приборов» для основных видов бытового электрооборудования установлен равным (в мА):

- для приборов классов 0, 0I, III – 0,5 мА;
- для переносных приборов класса I – 0,75;
- для стационарных электромеханических приборов класса I – 3,5;
- для стационарных нагревательных приборов класса I – 0,75 или 0,75 мА на 1кВт номинальной потребляемой мощности приборов в зависимости от того, что больше, но не более 5 мА;
- для приборов класса II – 0,25.

Указанные данные можно использовать для оценки суммарного тока утечки в каждой групповой электрической цепи. Приблизительную оценку тока утечки можно также выполнить на основе данных п.7.1.83 ПУЭ седьмого издания: «... При отсутствии данных ток утечки электроприемников следует принимать из расчета 0,4 мА на 1 А тока нагрузки, а ток утечки сети – из расчета 10 мкА на 1 метр длины фазного проводника».

ется как динамично развивающийся и перспективный.

МОРОЗ И СОЛНЦЕ? WAGO НЕ ДРЕМЛЕТ

Компания WAGO (Германия) выпустила специальные версии программируемых логических контроллеров и модулей ввода-вывода серии 750 для применения в условиях низких температур.

Устройства рассчитаны на эксплуатацию в диапазоне от -200 до +600 С. В «морозостойчивую» группу входят контроллеры для сетей MODBUS и ETHERNET, 2-, 4- и 8-канальные модули ввода дискретных сигналов напряжением 24 В, 4- и 8-канальные модули дискретного вывода, модули ввода стандартных аналоговых сигналов, модуль интерфейса RS-485 и необходимые системные модули. Такой набор модулей вполне достаточен для построения большинства систем автоматизации различного назначения.

Изначально эти устройства создавались для систем железнодорожной автоматизации горных районов Европы, но в России они найдут гораздо более широкое применение – надеется официальный дистрибьютор WAGO Kontakttechnik GmbH на территории России и стран СНГ компания «ПРОСОФТ».

ПРОЕКТ ПО ЗАЯВКАМ

С 1 марта 2005 года ЗАО «ВНПО ЭЛСИ», входящее в группу компаний «ЭЛСИ», вводит в действие новый типовой проект «Стальные опоры из гнутого профиля серии С10П для ВЛ с изолированными проводами».

В документе учтены требования ПУЭ седьмого издания, увеличивающие расчетные на-

103 >>

грузки на конструкции опор. Новый проект, как и типовые проекты предыдущих серий, распространяется группой «ЭЛСИ» бесплатно по заявкам организаций.

НEXИМА ПРОПИСАЛАСЬ В КЕНИГСБЕРГЕ

Завод «Калининградгазавтоматика» приступил к выпуску КРУ Nexima по лицензии Schneider Electric.

КРУ серии Nexima на напряжение до 10 кВ с вакуумным выключателем Evolis и защитой на базе Seram предназначены для распределения электроэнергии в сетях с изолированной или заземленной нейтралью. В 2004 году калининградские ячейки прошли электрические и механические испытания для сертификации. В данный момент завод уже изготавливает ячейки Nexima для нескольких объектов.

К ПРОВЕРКАМ ГОТОВЫ

Завершены испытания девяти моделей пробойных установок GPI/GPT 700-й и 800-й серий компании GW Instek (GOOD WILL Instrument Co., Ltd, Тайвань).

Приборы предназначены для комплексного тестирования параметров безопасности электроустановок и электротехнического оборудования.

Модели нового поколения отличаются от предыдущих более высокой выходной мощностью (до 200 ВА), что позволяет проводить испытания большего числа устройств. С интерфейсом RS-232 в 700-й серии и устройствами SCANNER BOX эти установки удобны для обеспечения выходного контроля в условиях массового производства. Новые модели уже включены в госреестр средств измерений.

СПРАВОЧНАЯ КНИГА ЭЛЕКТРИКА

Справочная книга состоит из трех больших разделов.

Первый раздел «Общетехнические сведения» содержит данные о физических величинах, принятых в электротехнике и электроэнергетике, расчетных формулах для цепей постоянного и переменного тока, краткое описание электрических измерений, современных электрических материалов.

Во втором разделе «Специальные технические сведения» приведены нормы качества электрической энергии, описаны последствия отклонения от этих норм, рассмотрены схемы, группы соединения обмоток трансформаторов и схемы включения их в параллельную работу, режимы работы нейтрали трансформаторов. Рассмотрены вопросы электробезопасности в системах электроснабжения различного назначения. Приведены кривые предельных кратностей трансформаторов тока и их технические характеристики, условия выбора и проверки электрических аппаратов и проводников. Показаны характерные неисправности трансформаторов, электродвигателей и способы короткого замыкания, выбора сечений проводов и жил кабелей, плавких предохранителей, автоматических выключателей и т.д.

В третий раздел «Справочные материалы по электрооборудованию» включены технические характеристики действующего и нового электрооборудования низкого и высокого напряжения: трансформаторов, электродвигателей, коммутационных аппаратов, кабельных и воздушных линий. Здесь же приведены сведения



по светотехническим устройствам, счетчикам электроэнергии.

Значительная часть раздела посвящена описанию и параметрам нового электрооборудования отечественных заводов-изготовителей. Параметры современных электросчетчиков с указанием предприятий-изготовителей даны в Приложении.

Справочная книга составлена в значительной степени с учетом запросов специалистов, занимающихся эксплуатацией электрических сетей промышленных предприятий, сельскохозяйственных объектов, жилых и общественных зданий.

Книга содержит также материал, необходимый энергетикам в повседневной работе.

Предназначена книга для инженеров, техников и мастеров, занятых в эксплуатации систем электроснабжения. Она может быть также полезна студентам энергетических специальностей.

В книге 750 страниц. Выпущена она в твердом переплете.

Приобрести ее можно по адресу: 107996, Москва, ул. Садово-Спаская, д. 18, издательство «Колос».

Тел.: (095) 207-22-95; 207-21-25. Факс: (095) 207-28-70.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ



ГОСТ Р 51750-2001

УДК 339.4.004.018:006.354 Группа Е01

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Энергосбережение

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГОЕМКОСТИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАНИИ УСЛУГ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Общие положения

Energy conservation.

Methods for determination of energy capacity on production
of output and rendering of services in technological energy systems.

General principles

ОКС 27.010
ОКСТУ 3103
3104
3403
3404

Дата введения 2002-01-01

Предисловие

1. РАЗРАБОТАН ФГУ «Российское агентство энергоэффективности» Минэнерго России.

ВНЕСЕН ФГУ «Российское агентство энергоэффективности» Минэнерго России.

2. ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Госстандарта России от 21 мая 2001 г. № 211-ст.

3. В настоящем стандарте реализованы нормы и требования:

Закон РФ «Об энергосбережении»;
Закон РФ «О сертификации продукции и услуг»;
Закон РФ «О связи»;
Закон РФ «О почтовой связи»;

Закон РФ «О государственном регулировании внешнеторговой деятельности»;

Закон РФ «Об основах туристской деятельности в Российской Федерации»;

Закон РФ «Об отходах производства и потребления»;

Закон РФ «Об охране атмосферного воздуха», а также положения ИСО 13600: 1997 «Энергосистемы технические. Основные понятия»

4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Введение

Энергосбережение является одним из ключевых направлений энергетической политики России в про-

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

цессе реализации ФЦП «Энергосбережение» [1], разработанной на основе Закона Российской Федерации «Об энергосбережении» [2].

В свою очередь, выполнение задания ФЦП «Энергосбережение» в 2001 г. и в последующие годы также должно базироваться на развитой нормативно-методической основе [2, 3], т. е. на межгосударственных и российских стандартах, устанавливающих в том числе номенклатуру показателей энергетической эффективности технологических энергетических систем (далее – ТЭС) при производстве продукции и оказании услуг.

Целью настоящего стандарта является установление методологии комплексного определения энергоемкости ТЭС различного назначения при производстве продукции и оказании услуг. В большой мере учтены современные системные тенденции энергосбережения, которые «начинаются с учета энергоресурсов и заканчиваются рациональным управлением их расхода» [4].

Характерны тенденции одновременного рассмотрения проблем: «В настоящее время стоимостные оценки не могут служить единственной мерой эффективности объектов энергетики как в России в силу быстрых переходных процессов в народном хозяйстве, так и в промышленно развитых странах. Поэтому все большее внимание обращается на анализ материальных потоков в производственной сфере и окружающей среде в их взаимосвязи.

В топливно-энергетическом комплексе (далее – ТЭК) естественными натуральными измерителями его продукции служат энергетические величины и соответствующие им единицы. Производством ТЭК является свободная энергия – та часть общей энергии, заключенной в энергоресурсе, которая может быть направлена на совершение полезной работы или превращена в другие формы энергии» [5].

Примечательно также, что на международном уровне в 1997 г. был принят стандарт ИСО 13600 [7], в котором энергоресурс прямо назван товаром, потребляемым в техносфере, связанной с другими сферами жизни. Международный стандарт ИСО 13600 был подготовлен Техническим комитетом ИСО/ТК 203 «Технические энергетические системы». Знаменательно, что в отечественных документах энергию, топливо также называют продукцией, а в статье [4] электроэнергия прямо названа «товаром номер один». «Энерготовар» [5], «энергоресурс» – так описаны современные ключевые понятия.

Следует, однако, отметить, что в отечественных нормативных правовых актах пока отсутствуют термины «техносфера», «биосфера» [6], хотя они уже установлены в ИСО 13600 применительно к функционированию технических энергетических систем [7]. В многочисленных отечественных статьях 90-х гг. проблемы энергосбережения рассматриваются также совместно с проблемами охраны окружающей

среды. Наиболее четко это направление развития структурировано в докладе [8]: «Эффективным инструментом разработки энергосберегающих систем является функционально-экологическое проектирование (далее – ФЭП), синтезирующее принципы функциональности и экологичности (для природы и человека) систем.

При проведении ФЭП основным критерием адекватности затрат на осуществление требуемых функций является экологичность системы и ее элементов, характеризующихся рядом показателей».

Кроме того, традиционно при установлении требований к уровню экономичности продукции [9] стремятся обеспечить минимум расходования всех видов материальных, трудовых и финансовых ресурсов, т. е. наряду с собственно техническими (технологическими) и экологическими проблемами в комплексе рассматривают также социальные вопросы затрат труда и ресурсные вопросы затрат материалов, топлива и энергии.

Учитывая важные современные тенденции развития хозяйства и стандартизации в обеспечении ресурсосбережения, решено установить в настоящем стандарте ряд основополагающих терминов, определений и понятий, а также представить соответствующие концептуальные положения, чтобы гармонизировать отечественные и международные представления, а также деятельность в обеспечении энергосбережения при энергопотреблении.

Наряду с этим, в настоящем стандарте частично использованы методические положения документа [10], хотя он перегружен общими макроэкономическими показателями, не содержит терминологического аппарата и нормативных ссылок.

Объектом стандартизации в настоящем документе является технологическая энергоемкость. «Одним из критериев, позволяющих достоверно определить затраты сельскохозяйственного производства, не исключая стоимостных показателей, является энергоемкость. Этот показатель наиболее объективен, не зависит от конъюнктуры рынка и характеризует собой технический уровень развития технологий» [11].

Терминологическое наполнение, концептуальная и библиографическая [1–43] основа, методические положения настоящего стандарта позволяют целенаправленно и обоснованно на современном уровне требований определять показатели энергоемкости производства продукции и оказания материальных услуг в ТЭС с учетом обязательных «рамочных» стратегических ограничений устойчивого развития:

- технологических аспектов энергопотребления при производстве продукции и оказании услуг (в товаросфере);

- экологических аспектов воздействия техноло-

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

гических энергетических систем на окружающую среду (в частности, в атмосфере [39]);

– социальных аспектов, в частности трудоемкости производства продукции и оказания услуг с заданными энергоемкостями (в социосфере);

– ресурсных аспектов, включая как традиционные источники топливно-энергетических ресурсов (далее – ТЭР), так и энергию из отходов, сбросов и выбросов (в гео- и гидросферах, а также в атмосфере био- и ресурсосферы).

С учетом названных обязательных «рамочных» стратегических ограничений развития хозяйства основным предметом установления в настоящем стандарте является идентификация технологической энергоемкости производства продукции и оказания услуг, т. е. товарно-финансовая сфера регулирования потребления ТЭР как полноценного энергоготовителя на рынках сбыта.

При этом предполагается, что традиционные энергоресурсы получают из недр, от водных потоков и других, а охрана окружающей среды включает как мониторинг выбросов в атмосферу, так и процессы ликвидации твердых отходов и жидких сбросов. Кроме того, на структуру и содержание настоящего стандарта оказал влияние тот факт, что в сфере экологического управления во взаимосвязи с энергосбережением активно разрабатывают документы на международном уровне [40].

Настоящий стандарт предназначен для использования различными специалистами, участвующими в разработке нормативной и технологической документации, связанной с добычей, производством, хранением, транспортированием, использованием первичных и вторичных энергетических ресурсов, при разработке, эксплуатации, ремонте, списании и ликвидации (как последней стадии жизненного цикла продукции – с утилизацией техногенных и удалением опасных составляющих) энергопотребляющего оборудования, а также специалистами – разработчиками нормативных документов, оборудования, технологий, методов контроля, испытаний, сертификации, лицензирования, страхования в обеспечение энергосбережения и экобезопасности.

Настоящий стандарт является одним из комплекса нормативных документов России профиля «Энергосбережение», призванных в развитие ГОСТ Р 51387 создать нормативную базу для проведения работ по энергосбережению на предприятиях различных отраслей народного хозяйства с учетом социальных [26] и экологических факторов [40, 43].

1. Область применения

Настоящий стандарт устанавливает общие методические положения по определению энергоемкости производства продукции и оказания услуг, с

учетом энергосбережения, экологической безопасности, и распространяется на любые технологические энергетические системы, включая рабочие технологические процессы (Р 50–54–93), связанные с производством продукции и оказанием (исполнением, предоставлением) материальных услуг (ГОСТ 30335/ГОСТ Р 50646).

Стандарт не распространяется на объекты и технологические процессы военной техники, а также на ядерные, химические и биологические энергопотребляющие объекты и процессы.

Положения настоящего стандарта предназначены для применения, в соответствии с действующим законодательством, расположенными на территории Российской Федерации предприятиями, организациями, региональными и другими объединениями (далее – предприятия) независимо от форм собственности и подчинения, а также органами управления, имеющими прямое отношение к энергопотреблению и энергосбережению.

2. Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 3.1109–82. Единая система технологической документации. Термины и определения основных понятий;

ГОСТ 8.395–90. Государственная система обеспечения единства измерений. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования;

ГОСТ 12.0.003–74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;

ГОСТ 14.004–83. Технологическая подготовка, производства. Термины и определения основных понятий;

ГОСТ 40.9004–95/ГОСТ Р 50691–94. Модель обеспечения качества услуг;

ГОСТ 13109–97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы: качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

ГОСТ 19431–84. Энергетика и электрификация. Термины и определения;

ГОСТ. 27322–87. Энергобаланс промышленного предприятия. Общие положения;

ГОСТ 30166–95. Ресурсосбережение. Основные положения;

ГОСТ 30335–95/ГОСТ Р 50646–94. Услуги населению. Термины и определения;

ГОСТ Р 8.563–96. Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений;

ГОСТ Р ИСО 14050–99. Управление окружающей средой. Словарь;

ГОСТ Р 51379–99. Энергосбережение. Энерге-

тический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов. Основные положения. Типовые формы;

ГОСТ Р 51380–99. Энергосбережение. Методы подтверждения соответствия показателей энергетической эффективности энергопотребляющей продукции их нормативным значениям. Общие требования;

ГОСТ Р 51387–99. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения;

ГОСТ Р 51388–99. Энергосбережение. Информирование потребителей об энергоэффективности изделий бытового и коммунального назначения. Общие требования;

ГОСТ Р 51541–99. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения;

ГОСТ Р 51749–2001. Энергосбережение. Энергопотребляющее оборудование общепромышленного применения. Виды. Типы. Группы. Показатели энергетической эффективности. Идентификация;

ПР 50.2.009–94. Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений;

Р 50–54–93–88. Классификация, разработка и применение технологических процессов.

3. Определения и сокращения

3.1. В настоящем стандарте применяют термины с соответствующими определениями, приведенными в ГОСТ 19431, ГОСТ Р 51379, ГОСТ Р 51380, ГОСТ Р 51387, ГОСТ Р 51388, ГОСТ Р 51541 [2, 6], Приложении А, а также следующие:

3.1.1. **продукция:** материальный продукт труда, добытый или изготовленный (выработанный) в конкретном производственном процессе и предназначенный для удовлетворения общественной или личной потребности [9].

Примечание. Конкретная продукция – модели (марки, типы) продукции, характеризующиеся определенными конструктивно-технологическими решениями и конкретными значениями показателей ее целевого (функционального) назначения [12].

3.1.2. **топливно-энергетические ресурсы; ТЭР:** по ГОСТ Р 51387.

Примечания.

1. ТЭР, потребляемые в хозяйстве, становятся (являются) энергоготоваром, что установлено в ИСО 13600 [7]*.

2. Виды ТЭР, как энергоготоваров, установлены в аналогичном ИСО 13600 Приложении Б настоящего стандарта.

* Перевод ИСО 13600: 1997 находится во ВНИИКИ Госстандарта России.

3.1.3. **вторичные топливно-энергетические ресурсы:** по ГОСТ Р 51387.

3.1.4. **энергия:** продукция, являющаяся средством труда для выполнения работы, оказания услуги или предметом труда для выработки энергии другого вида [9].

Примечание. Продукция, поставляемая на рынок сбыта, является товаром, т. е. энергия (энергоресурс) – это подлинный энергоготовар. При этом может быть определена жесткая связь между денежными и энергетическими единицами [5].

3.1.5. **энергоноситель:** по ГОСТ Р 51387.

3.1.6. **топливо:** продукция, предназначенная для выработки тепловой энергии в процессе ее сжигания [9].

3.1.7. **услуга:** результат непосредственного взаимодействия исполнителя и потребителя, а также собственной деятельности исполнителя по удовлетворению потребности потребителя.

Примечание. По функциональному назначению услуги, оказываемые населению, подразделяются на материальные и социально-культурные (по ГОСТ 30335/ГОСТ Р 50646).

3.1.8. **материальная услуга:** услуга по удовлетворению материально-бытовых потребностей потребителей услуг.

Примечания

1. Материальная услуга обеспечивает восстановление (изменение, сохранение) потребительских свойств изделий или изготовление новых изделий по заказам граждан, а также перемещение грузов и людей, создание условий для потребления. В частности, к материальным услугам могут быть отнесены бытовые услуги, связанные с ремонтом и изготовлением изделий, жилищно-коммунальные услуги, услуги общественного питания, услуги транспорта и т. д. (по ГОСТ 30335/ГОСТ Р 50646).

2. В Законе РФ [13] под услугами понимают предпринимательскую деятельность, направленную на удовлетворение потребностей других лиц, за исключением деятельности, осуществляемой на основе трудовых правоотношений.

3. Деятельность, осуществляемая на основе трудовых правоотношений, является работой.

4. Стандарты на услугу могут быть разработаны в таких областях, как стирка белья, гостиничное хозяйство, транспорт, автосервис, электросвязь, страхование, банковское дело, торговля [14] и др.

5. Услуги связи установлены в Законе РФ [15].

6. Услуги почтовой связи установлены в Законе РФ [16].

3.1.9 **технологический процесс:** по ГОСТ 3.1109.

3.1.10. **технологический процесс исполнения услуги:** основная часть процесса предоставления услуги, связанная с изменением состояния объекта услуги (по ГОСТ 30335/ГОСТ Р 50646).

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

3.1.11. **система качества:** совокупность организационной структуры, ответственности, процедур, процессов и ресурсов, обеспечивающая осуществление общего руководства качеством (по ГОСТ 40.9004/ГОСТ Р 50691).

3.1.12. **обслуживание:** деятельность исполнителя при непосредственном контакте с потребителем услуги (по ГОСТ Р 50691).

3.1.13. **оборудование:** необходимые технические средства для обеспечения изготовления изделий [17].

3.1.14. **технологическое оборудование:** по ГОСТ 3.1109.

Примечание. Орудия производства, в которых для выполнения определенной части технологического процесса размещаются материалы или заготовки, средства воздействия на них и, при необходимости, источники энергии [17].

3.1.15. **теплотворная способность углеводородных топлив:** суммарное количество энергии, которой обладают природные углеводородные топлива, высвобождая ее в регламентированных условиях.

Примечание. Теплотворную способность топлива выражают в мегаджоулях на килограмм (МДж/кг).

3.1.16. **норматив расхода топливно-энергетических ресурсов (технический норматив):** научно и технически обоснованная величина нормы расхода энергии (топлива), устанавливаемая в нормативной и технологической документации на конкретное изделие, характеризующая предельно допустимое значение потребления энергии (топлива) на единицу выпускаемой продукции или в регламентированных условиях использования энергетических ресурсов.

3.1.17. **нормативный энергетический эквивалент:** показатель, характеризующий народнохозяйственный уровень прямых общих затрат первичной энергии или работы на единицу потребляемого (и/или сохраняемого) энергоресурса (топлива, тепловой, электрической энергии).

3.1.18. **топливно-энергетический эквивалент;** ТЭЭ: показатель, характеризующий народнохозяйственный уровень прямых общих затрат первичной энергии или работы на единицу потребляемого топливно-энергетического ресурса.

3.1.19. **удельная теплота сгорания (топлива):** суммарное количество энергии, высвобождаемое в регламентированных условиях сжигания топлива.

3.1.20. **полная энергоемкость продукции:** по ГОСТ Р 51387.

3.1.21. **технологическая энергоемкость продукции:** по ГОСТ Р 51387.

Примечание. В регламентированных условиях использования энергетических ресурсов.

3.1.22. **энергосберегающая технология:** по ГОСТ Р 51387.

Примечание. В регламентированных условиях использования энергетических ресурсов

3.1.23. **основное производство:** по ГОСТ 14.004.

3.1.24. **вспомогательное производство:** по ГОСТ 14.004.

3.1.25. **энергосбережение:** по ГОСТ Р 51387.

3.1.26. **показатель энергосбережения:** по ГОСТ Р 51541.

3.1.27. **эффективное использование энергетических ресурсов:** по ГОСТ Р 51541.

Примечание. В регламентированных условиях использования энергетических ресурсов.

3.1.28. **показатель энергетической эффективности;** ПЭЭ: по ГОСТ Р 51387.

3.1.29. **показатель экономичности энергопотребления изделия:** по ГОСТ Р 51387.

Примечание. В регламентированных условиях использования энергетических ресурсов.

3.1.30. **возобновляемые топливно-энергетические ресурсы:** по ГОСТ Р 51387.

3.1.31. **окружающая среда:** внешняя среда, в которой функционирует организация, включая воздух, воду, землю, природные ресурсы, флору, фауну, человека и их взаимодействие.

Примечание. В данном контексте внешняя среда простирается от среды в пределах организации до глобальной системы (ГОСТ Р ИСО 14050).

3.1.32. **энергетический эквивалент;** ЭЭ: затраты энергии на производство единицы материала, изделия или выполнения работы данного вида [11].

3.1.33. **технологическая энергетическая система;** ТЭС: комплекс технологического оборудования, нормативно-методических и технологических документов, технологических процессов основного и вспомогательных производств, где квалифицированными кадрами используются топливно-энергетические ресурсы для преобразования сырья, веществ, материалов, комплектующих изделий в конечную продукцию с учетом мероприятий по безопасности и экологическому управлению.

Примечание. ТЭС является частью технической энергетической системы.

3.2. **В настоящем стандарте применяют следующие сокращения:**

ИСО – Международная организация по стандартизации;

КПД – коэффициент полезного действия;

ЛЭП – линия электропередачи;

МЭК – Международная электротехническая комиссия;

ОЦЭЗ – общецеховые затраты;

ОПФ – основные производственные фонды;

ПЭЭ – показатель(и) энергетической эффективности;

ТП – технологический процесс;

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы;

ТЭС – технологическая энергетическая система;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ФЭП – функционально-экологическое проектирование.

4. Общие положения

4.1. Основные принципы энергосберегающей политики при осуществлении хозяйственной деятельности, в том числе в технологических энергетических системах, установлены в статье 4 Закона РФ «Об энергосбережении» и ГОСТ Р 51387.

4.2. Настоящий стандарт применяют для определения, описания, анализа и сравнения технологической энергоемкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах в целях обеспечения единой методической основы энергетического выбора при принятии хозяйственных решений любого уровня [7].

4.3. Номенклатуру и значения показателей технологической энергоемкости производства продукции (веществ, материалов, комплектующих изделий, оборудования) выбирают в соответствии с разделом 7 ГОСТ Р 51541 и устанавливают в удельной форме, как правило, в стандартах предприятия и в документации на конкретные технологические процессы.

4.4. Показатели технологической энергоемкости оказания материальных услуг устанавливают в удельной форме в договорах, контрактах и другой документации на услуги с учетом раздела 7 ГОСТ Р 51541.

4.5. Удельный показатель технологической энергоемкости производства продукции и оказания услуги формируется, как правило, под воздействием ресурсно-экономических, технологических, экологических и социальных аспектов деятельности с учетом значений показателей, выраженных, например, в денежном эквиваленте, включая затраты:

а) на используемые топливно-энергетические ресурсы;

б) технологические процессы преобразования сырья, веществ, материалов, комплектующих изделий в конечную продукцию;

в) мероприятия по охране окружающей среды и экологическому управлению;

г) обучение и повышение квалификации кадров, от которых зависят затраты на мероприятия по энергосбережению на рабочих местах и обеспечение безопасности труда.

4.6. В полную энергоемкость технологических процессов основных и вспомогательных производств включают затраты энергоресурсов на хранение, преобразование веществ, материалов, комплектующих изделий, с использованием транспортных средств, для производства продукции и оказания услуг.

4.7. Технология, обеспечивающая наименьшую полную энергоемкость конечных видов продукции и услуг при нормированных удельных энергозатратах

на производство продукции, является более энергоэффективной.

5. Место современной технологической энергетической системы в техно-и биосфере

5.1. Современная технологическая энергетическая система (далее – ТЭС) любого уровня (от индивидуального хозяйства до государственного предприятия) реализуется с учетом международных «Требований общества», подвергнутых на рис. 5.1 «рамочной» структуризации с помощью четырех аспектов деятельности [18]: производственно-технологических, экологических, социальных и ресурсных, установленных на основе принципов, приведенных в приложении Б ГОСТ Р 51387, и с учетом [20, 21–24].

5.2. Каждая ТЭС определяет эффективность функционирования технической энерготехнической системы более высокого уровня, влияющей, в свою очередь, на облик техносферы и качество биосферы [7].

5.3. Облик техносферы в условиях энергосбережения определяют:

– развитая ресурсосфера как инфраструктура деятельности в техносфере, основанная на добыче первичных энергетических ресурсов и пополнении их запасов за счет вторичных ресурсов, использовании возобновляемых ТЭР на основе нетрадиционных источников (солнечной и ветровой энергии, энергии морских приливов, биомассы и др.);

– энергетическая и экономическая эффективность основных и вспомогательных производств как базы для формирования качественной и безопасной среды для производства товаров (далее – товаровосферы) в направлениях технической устойчивого и экологически чистого развития [25].

5.3.1. В состав ресурсосферы входят первичные природные материальные и энергетические ресурсы гео-, гидро- и астросферы, согласно [7], и вторичные материальные и энергетические ресурсы, получаемые из отходов, сбросов и выбросов.

5.4. Поддержанию качества биосферы [7] в условиях энергосбережения способствуют:

– обеспечение правово-нормативных условий поддержания жизнеспособности атмосферы;

– соблюдение требований безопасности развития социумов с поддержанием достойного качества и уровня жизни людей в социосфере.

5.4.1. Человечество, образующее социосферу, рассматривается как часть биосферы согласно [7].

5.5. Ресурсосфера и товаровосфера, атмосфера и социосфера образуют четыре блока обеспечения устойчивости и реализации «механизма чистого развития» [25], в «рамочном» виде представляющих прямоугольный «портрет» (информационно-графическую модель, аналогичную рис. 5.1.), пригодный

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ



Рис. 5.1. Структурирование термина «Требования общества» (согласно ИСО 8402 [19]) внутри ядра информационно-графической модели стандартософии «ОКО ЗЕМНОЕ» [18, 20]

для структурирования исходных данных при стратегическом оценивании энергетического объекта и последующего принятия всесторонних энергосберегающих решений в ТЭС.

5.5.1. Ресурсные стратегии на международном уровне не охвачены единой серией стандартов в связи с тем, что меры по сбережению материальных и энергетических ресурсов устанавливают на уровне национальных и фирменных стандартов.

5.5.2. На межгосударственном и отечественном уровнях ресурсные аспекты охвачены межгосударственными стандартами и комплексами российских стандартов «Ресурсосбережение» (ГОСТ 30166), «Энергосбережение» (ГОСТ Р 51387).

5.5.3. Производственные аспекты на международном и отечественном уровнях стандартизованы ИСО серии 9000 (и соответствующими ГОСТ Р ИСО серии 9000) для систем качества.

5.5.4. Экологические аспекты на международном и отечественном уровнях стандартизованы ИСО серии 14000 (и соответствующими ГОСТ Р ИСО серии 14000) для систем управления защитой окружающей среды.

5.5.5. Социальные аспекты охватываются на международном уровне стандартом SA 8000–97, описанном в [26]. Социальными стандартами являются традиционные национальные, географические, личные и иные изустные и документированные установления (правила-ограничения), которые позволяют обществу любого размера существовать с поддер-

жанием на первом этапе достойного уровня жизни (выражаемого в денежных единицах), на втором – стабильности жизни, на третьем – справедливости отношений, на четвертом – устойчивого и чистого развития, на пятом – гармонии развития).

5.6. При определении технологической энергоёмкости производимой продукции и оказываемых услуг в ТЭС различных степеней сложности, уровень применения и назначений используют одновременно четыре аспекта (блока) деятельности (5.1, 5.5).

5.7. Общесистемные составляющие технологической энергоёмкости производимых видов продукции и оказываемых услуг представлены на рис. А.1, развивающем и уточняющем основные концептуальные положения и графические модели ИСО 13600 [7].

5.8. В настоящем стандарте принято условие [7], согласно которому изделия, являющиеся выходом одной ТЭС, используются как вход в другие ТЭС для производства продукции и оказания услуг.

5.9. Образующие в ТЭС отходы, сбросы и выбросы подлежат ликвидации с утилизацией техногенной (инертной) части и удалением опасной части путем захоронения и/или уничтожения.

5.10. Процессы ликвидации отходов, сбросов и выбросов должны также сопровождаться энергосберегающими мероприятиями с обеспечением требований экобезопасности.

Продолжение следует

CONTENTS № 6 2005

ENERGETICS NEWS	4	NEW TECHNOLOGIES	71
PROBLEMS AND SOLUTIONS	13	* Dispatching control of power equipment of industry works by means of "Technokomplex" system	71
* On fall out profits of AO-Energо	13	ENERGY SAVING	75
POWER FACILITIES	25	* Steam recovery for effective reduction of power inputs	75
* Technical and economical variant comparison of lighting plants	25	EXPERIENCE EXCHANGE	77
* Power supply for consumer. Quality issue	28	* Automation of turbine department of thermoelectric plant OAO "NTMK"	77
* Home electrical motors of new generation for variable-frequency drive	31	METROLOGY AND STANDARTIZATION	81
* Earth resistance metering. Process understanding	35	* Harmonization of home and world standards for electric safeguards and protective means	81
* Electric installation code for safety switching off device	42	LABOUR PROTECTION	86
HEAT SUPPLY	54	* Testing procedure for protective means	86
* Automatic control system of boiler plan mechanism for automatic control system "Umny fakel" ("clever torch")	54	ECONOMICS AND RIGHT	96
* Selection of pump equipment	57	* Recommendations for difference overcoming of power supply agreement	96
AIR SUPPLY	60	QUESTION-ANSWER	102
* Features of conditioning and ventilation for service rooms, production areas and domestic rooms	60	BOOKSHELF	104
* Recovery of condensate	65	STANDARD DOCUMENTS	105
DIAGNOSTICS AND REPAIR WORK	67	* Methods of determination of power inputs for production at technology power system	105
* Diagnostics of electrical motors by means of spectrum analysis of consumption current	67		

ПРАЙС-ЛИСТ НА РАЗМЕЩЕНИЕ РЕКЛАМНОЙ ИНФОРМАЦИИ В ЖУРНАЛЕ

Размер модуля	Стоимость публикации, руб
1/1 полосы	10 000
1/2 полосы	5 000
1/4 полосы	2 500
1/8 полосы	1 250
1/16 полосы	625
Строчка таблицы	660
2-я полоса обложки	30 000
3-я полоса обложки	25 000
4-я полоса обложки	35 000
Размещение рекламы в блоке журнала, с указанием страницы, где она размещена, в оглавлении	+50% к стоимости 1 (одной) полосы

ДОЛГОВРЕМЕННОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО ПРЕДУСМАТРИВАЕТ

СКИДКИ ПРИ РАЗМЕЩЕНИИ РЕКЛАМЫ ПАКЕТАМИ:

№1 ПАКЕТ **ПРОБА**: 3 ВЫХОДА – 5%

№2 ПАКЕТ **СОТРУДНИЧЕСТВО**: 6 ВЫХОДОВ – 10%

ОПЫТ РЕКЛАМНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОКАЗЫВАЕТ,

ЧТО РАЗМЕЩЕНИЕ РЕКЛАМЫ В ПАКЕТЕ

ПОЗВОЛЯЕТ ПОЛУЧИТЬ

МАКСИМАЛЬНЫЙ ЭФФЕКТ

АДРЕС И ТЕЛЕФОНЫ: 119 602, РОЖДЕСТВЕНКА, Д.5/7, ОФИС 3. ФАКС 921-99-98

УВЕРЕНЫ, ЧТО СОТРУДНИЧЕСТВО С ЖУРНАЛОМ ПОМОЖЕТ ДОНЕСТИ ДО НАШИХ ЧИТАТЕЛЕЙ

ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЙ ОБРАЗ НАШЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ, А ТАКЖЕ, ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ, ПРИВЛЕЧЬ НОВЫХ КЛИЕНТОВ.

БЛАГОДАРИМ ЗА ДОВЕРИЕ К ЖУРНАЛУ И НАДЕЕМСЯ НА СОТРУДНИЧЕСТВО!