

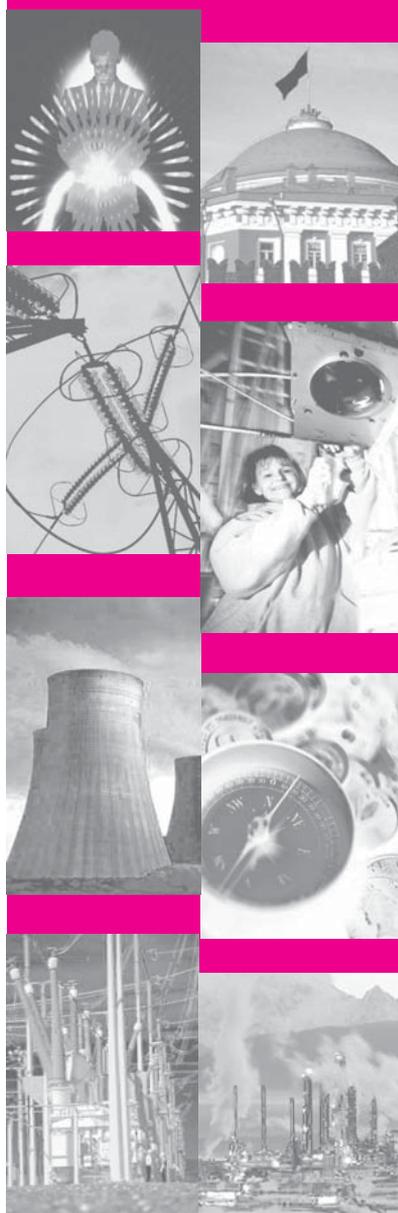
ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ



ИЮЛЬ
2005

СОДЕРЖАНИЕ



При подготовке материалов данного номера были использованы материалы изданий: www.colan.ru, сайт «Электромагнитные поля и здоровье», www.snpabr.ru, www.mashprom.ru, <http://teploobm67en.boom.ru>, www.diaworld.ru, www.autobs.ru, www.pergam.ru, журнал «Оборудование для упаковки и конвейеринга», www.eniris.ru

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ _____	4
ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА _____	13
• КАДРЫ РЕШАЮТ ВСЕ, ИЛИ ПОЧТИ ВСЕ	13
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО _____	15
• ПРИШЛО ВРЕМЯ ЗАЩИЩАТЬ ПРАВИЛЬНО	15
• ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ. ПОНИМАНИЕ ПРОЦЕССА	23
• МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ТЕПЛОВИЗИОННОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТАНОВОК	31
• РЕКОМЕНДАЦИИ СВОДА ПРАВИЛ СП 31–110 ПО ПРИМЕНЕНИЮ УСТРОЙСТВ ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ	37
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ _____	45
• ЛЕГЕНДЫ И МИФЫ СОВРЕМЕННОЙ ТЕПЛОТЕХНИКИ	45
• ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГОРИЗОНТАЛЬНО-ТРУБНЫХ ПЛЕНОЧНЫХ АППАРАТОВ	51
• ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОТОПЛЕНИЕ ПОМЕЩЕНИЙ: ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ	56
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ _____	60
• КАК РАССЧИТАТЬ ОПТИМАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПРЕССОРА	60
• ЗАРУБЕЖНЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ПНЕВМАТИКИ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ	67
ДИАГНОСТИКА И РЕМОНТ _____	70
• ПРИМЕНЕНИЕ ВИХРЕТОКОВОГО МЕТОДА ДЛЯ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ТЕПЛООБМЕННИКОВ	70

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК № 7/2005

ТЕХНОЛОГИИ _____	72
• ГИДРОМАГНИТНАЯ СИСТЕМА – УСТРОЙСТВО ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ НАКИПИ И ТОЧЕЧНОЙ КОРРОЗИИ БЕЗ ХИМИКАТОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСТВА	72
ОБМЕН ОПЫТОМ _____	74
• СОЗДАНИЕ АСКУЭ ДЛЯ ГРУППЫ МДМ	74
ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ _____	78
• ПРИМЕНЕНИЕ ЗАЩИТНЫХ МЕР, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ АДМИНИСТРАТИВНО- ХОЗЯЙСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА (АХК)	78
ОХРАНА ТРУДА _____	82
• КАК НОРМИРУЮТСЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ПОЛЯ?	82
ОТДЕЛ КАДРОВ _____	87
• НОРМАТИВЫ ЧИСЛЕННОСТИ ИНЖЕНЕРНО- ТЕХНИЧЕСКИХ РАБОТНИКОВ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЦЕХОВ	87
ВОПРОС-ОТВЕТ _____	90
КНИЖНАЯ ПОЛКА _____	94
• СПРАВОЧНАЯ КНИГА ЭЛЕКТРИКА	94
НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ _____	95
• МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГОЕМКОСТИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАНИИ УСЛУГ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ	95
• О ПОРЯДКЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ УТВЕРЖДЕНИЯ ПЛАТЫ ЗА ПРИСОЕДИНЕНИЕ	110

ЖУРНАЛ

«ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК» № 7/2005

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

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

Редакционная коллегия

В.В. Жуков – д.т.н., профессор, член-корр.
Академии электротехнических наук РФ,
директор Института электроэнергетики
Э.А. Киреева – профессор кафедры
электрооснащение 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 электрических станций, МЭИ
Н.Д. Торопцев – д.т.н., профессор кафедры
электрооснащения, Карачаево-Черкесской
государственной технологической академии
А.Н. Чохонелидзе – д.т.н., профессор
Тверского государственного технического
университета

Главный редактор

С.А. Леонов

Выпускающий редактор

Н.А. Пунтус

Верстка

А.Я. Богданов

Корректор

А.Г. Свиридова

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 25.06.05

Формат 60x88/8, Бумага
офсетная. Усл. печ. л. 14
Печать офсетная
Тираж экз.
Заказ №

РОССИЙСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА УТРАТИЛА ЗАПАС ПРОЧНОСТИ

Ситуаций, подобных той, что произошла 25 мая, когда без электроэнергии оказались сразу несколько районов столицы и ряд близлежащих городов и областей, московский регион не знал никогда. В свое время к жизни без электричества довелось приобщиться жителям Дальнего Востока и некоторых не самых близких к столице областей, Москву же подобная участь постигла впервые.

Подсчет экономических, экологических и социальных потерь, понесенных регионом из-за аварии энергосистемы, займет немало времени. Нет сомнений, что сумма, в которую будет оценен урон, нанесенный аварией, окажется астрономической. Однако все это будет потом. Пока же хотелось бы найти ответы на более актуальные вопросы, главный из которых – почему? Почему смогла произойти авария, вероятность которой, по справедливому замечанию экспертов, была крайне невелика?

Совершим небольшой экскурс в историю: в 2003 г. на восточном побережье США произошла перегрузка энергосетей с последующим их лавинообразным отключением. Комментируя американскую аварию, представители РАО «ЕЭС России» не без гордости заявляли о том, что повторение подобного сценария в нашей стране практически невозможно. И, по крайней мере в теории, были правы. Российская и американская энергосистемы на самом деле принципиально отличаются по своей структуре, причем считалось, что это отличие отнюдь не в пользу американцев. Доставшаяся РФ в наследство от СССР Единая энергетическая система действительно по-

зволяет перебрасывать дополнительную энергию с избыточных участков системы в кризисные, о чем не без гордости заявляли представители РАО.

Но произошедшее ЧП поставило под вопрос все российские достижения, включая главное – пресловутую мобильность переброски энергии. И первый вывод, напрашивающийся из произошедшего, сводится к тому, что российская энергосистема не так уж и едина, как это следует из аббревиатуры названия энергохолдинга. Переброска энергии в кризисные участки началась с большим запозданием, причем не везде, где это было необходимо, и явно не в автоматическом режиме. Второй вывод в чем-то созвучен с заявлением Президента РФ и касается состояния энергетического оборудования. Да, оно старое, но основная проблема вряд ли заключается в одной лишь его ветхости. Произведенные в 60-е годы трансформаторы и распределительные станции, возможно, преспокойно работали бы еще не один десяток лет, если б нагрузка на них соответствовала расчетной. Однако резкий рост потребления электроэнергии в последние годы привел к возрастанию нагрузки на оборудование, что во многом и послужило причиной недавней аварии. В дальнейшем развитие ситуации уже шло по цепочке: с выбытием одного звена автоматически увеличивалась нагрузка на остальные, которые также не выдерживали и выходили из строя.

В настоящее время рано делать из случившегося далеко идущие выводы и поспешно называть виновных. Разобраться в ситуации поможет лишь



доскональное расследование, которое займет не один месяц. Пока ясно только одно: запас прочности Единой энергетической системы России оказался заметно ниже того, о котором говорили энергетики. Немаловажен и тот факт, что продолжающаяся который год структурная реформа РАО «ЕЭС» практически никак не повлияла на повышение физической устойчивости системы. Скорей наоборот...

Учитывая крайнюю неоднозначность оценок проводимых в электроэнергетике реформ, есть все основания ожидать лавинообразного роста нападков на ее главного автора и идейного вдохновителя – Анатолия Чубайса. Нет ни малейшего сомнения в том, что энергетическая карта будет разыграна в политической борьбе, о чем свидетельствуют заявления ряда политических деятелей. Характерно, что практически все они не имеют к энергетике ни малейшего отношения и вряд ли вправе давать оценки тому, в чем пока не могут разобраться даже эксперты.

Утро.ru

МЭРТ РАССЧИТЫВАЕТ, ЧТО К 2008 ГОДУ БУДЕТ РЕШЕНА ПРОБЛЕМА ПЕРЕКРЕСТНОГО СУБСИДИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Минэкономразвития РФ рассчитывает, что к 2008 году будет решена проблема перекрестного субсидирования электроэнергетики, заявил директор департамента МЭРТ Кирилл Андросов.

«Для решения этой проблемы потребуется переходный период, который займет 2006–2007 годы, – сказал К. Андросов, выступая на конференции «Рынок электроэнергии: преобразования в условиях реформы». – Надеюсь, в 2008 году мы сможем сказать, что проблема перекрестного субсидирования не будет больше лежать на плечах участников оптового рынка».

Владимир Путин на встрече с коллективом газеты «Комсомольская правда» заявил, что энергокомпании России должны уходить от перекрестного субсидирования внутри страны. По словам Президента РФ, это приведет к росту тарифов, «но это нужно делать при понимании, что адекватно должны расти доходы населения». Кроме того, представи-

тель МЭРТ отметил, что в настоящее время обсуждаются основные механизмы продолжения реформы электроэнергетики, в том числе механизм защиты гарантирующего поставщика. По словам К. Андросова, необходимо решить проблему оплаты со стороны местных бюджетов. От этого будет зависеть платежеспособность вновь создаваемых хозяйствующих субъектов в электроэнергетике, отметил чиновник.

«Любую компанию 2–3 месяца неплатежей в январе–феврале могут поставить на грань неплатежеспособности», – сказал К. Андросов. Он также назвал 2005 год «самым важным этапом» в реформе электроэнергетики. «Вопросы, которые накопились, очень существенны. Их нерешение может поставить под удар флаг преобразований в электроэнергетике», – отметил чиновник. Кроме того, по его словам, «необходимо сформировать большое количество частных собственников генерирующих мощностей и снизить долю участия государства

в генерирующих мощностях ниже контрольной». Представитель МЭРТ отметил, что процесс слияния и формирования территориальных генерирующих компаний (ТГК) не успеет завершиться к концу 2006 года, т.е. к моменту расформирования РАО «ЕЭС России». «Мы считаем, что подготовкой решения при приватизации ТГК мы должны заниматься весь 2006 год», – отметил К. Андросов. Говоря о ситуации с распределительными сетями, представитель Минэкономразвития отметил, что «износ сети 6–8 килвольт стал большой проблемой для многих городов». «Любой проект малого бизнеса с учетом такого износа распределительных сетей становится нерентабельным», – сказал К. Андросов. По его словам, «необходимо взимать плату за присоединение к распределительным сетям, и до конца 2005 года мы должны разрешить этот вопрос».

РИА-«Новости»

ПРЕДПРИЯТИЯ РАО «ЕЭС РОССИИ» ПРИНЯЛИ УЧАСТИЕ В ПЕРВЫХ ТОРГАХ В КОНКУРЕНТНОМ СЕКТОРЕ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ СИБИРИ

14 дочерних компаний РАО «ЕЭС России» приняли участие в первых торгах в конкурентном секторе оптового рынка электроэнергии на территории Сибири. Среди них – ОАО Бурятэнерго, Кузбассэнерго, Омскэнерго, Саяно-Шушенская ГЭС и др.

Конкурентный сектор оптового рынка электроэнергии в Сибири запущен 1 мая 2005 г. в соответствии с Постановлением Правительства Российс-

кой Федерации от 15 апреля 2005 г. № 219 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643.

Оператором конкурентного сектора оптового рынка электроэнергии в Сибири является Некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы» (НП «АТС»). В первый день торгов в НП «АТС» поступило 38 заявок, из них 13 на

покупку и 25 на продажу электроэнергии. За первые сутки суммарный объем спроса на покупку электроэнергии в секторе свободной торговли в Сибири составил 29110 МВт·ч, суммарный объем предложения на продажу – 7645 МВт·ч. Средневзвешенная цена на покупку электроэнергии в секторе свободной торговли рынка Сибири составила 312,43 руб./МВт·ч.

ЭНЕРГОРЕФОРМА ХОРОША ТОЛЬКО НА БУМАГЕ

ЧП на подстанции «Чагино» показало, что реформа в энергетической отрасли развивается не так, как хочет правительство

Авария сильно испортила впечатление о докладе министра промышленности и энергетики Виктора Христенко на парламентском часе, в Госдуме. Даже лояльно настроенная к правительству фракция «Единая Россия» и то немного покритиковала ход реформирования энергетической отрасли, о котором отчитывался министр. Не говоря уже о депутатах других фракций, которые, не жалея слов, ругали то руководство страны, то саму реформу. В итоге решили встретиться через полгода в том же составе.

Основной задачей реформы электроэнергетики является разделение отрасли на естественные монополии и конкурентные виды деятельности. К естественным монопольным видам деятельности принято относить передачу, распределение и диспетчеризацию электроэнергии, к конкурентным – производство, сбыт и ремонтно-сервисные работы. В результате преобразований ожидается, что в конкурентных секторах электроэнергии произойдут либерализация цен и увеличение доли негосударственного сектора. А в естественно-монопольных – увеличение доли государственного контроля, централизация управления и консолидация активов. Как отметил министр, структура отрасли поделится на три части. Первая – это инфраструктура рынка, включающая Федеральную сетевую компанию (ФСК), ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление единой энергосистемы», межрегиональные сетевые компании и некоммерческое партнерство

администратора торговой системы. Вторая – генерация, включающая 14 территориальных генерирующих компаний, 6 тепловых ОГК, 1 гидрогенерирующую компанию (гидро-ОГК), «Росэнергоатом» и других независимых производителей. И третья – сбыт, куда входят гарантирующие поставщики и коммерческие сбытовые компании. Кроме того, в отрасли будут представлены изолированные АО-энерго, которые имеются сегодня, ремонтные предприятия и другие предприятия сервиса.

Напомнив основные цели и ожидаемые результаты реформирования отрасли, Виктор Христенко перешел к промежуточным итогам, рассказав депутатам, что уже удалось достичь за 1,5 года функционирования модели рынка переходного периода. «Во исполнение федеральных законов была принята программа реформирования отрасли, которая включала 49 пунктов, – отметил министр. – К концу 2004 г. в рамках этой программы 41 пункт был выполнен. Мы приняли 16 постановлений правительства, 8 распоряжений, 6 приказов тарифной службы, которой утверждены соответствующие нормативные документы для электроэнергетики. Кроме того, разработана концепция технических заданий для ряда новых законов. Более того, 15 апреля этого года утвержден план реформирования электроэнергетики на 2005–2006 гг. – основной акт правительства, который определяет перечень, сроки и ответственных исполнителей по реализации реформы». Основной расчет в ближайшей перспективе реформирования отрасли сделан уже на то, что к концу 2006 г. закончатся все структурные преобразования в РАО

«ЕЭС России». Пока же текущие итоги реформирования электроэнергетики выглядят следующим образом. Уже зарегистрированы 6 ОГК и 1 гидро-ОГК. Создано 56 региональных диспетчерских управлений, которые все стали филиалами «Системного оператора». Зарегистрированы 8 из 14 территориальных генерирующих компаний и 161 ремонтная.

Несколько минут министр промышленности и энергетики уделил и работе сектора свободной торговли, который начал функционировать 1 ноября 2003 г. преимущественно в Центральном и Уральском федеральном округах. «Рынок достиг значительного масштаба, его доля составляет около 10%, объем сделок – более 3 млрд долл., – гордился итогами Виктор Христенко. – Сейчас на этой площадке работают 135 участников, которые подписали соответствующие договоры о присоединении, из которых 62 – независимые от РАО «ЕЭС» компании. За 2004 г. цены на электроэнергию на свободном сегменте были на 6% ниже, чем в регулируемом секторе, и его доля составила 24% в общем объеме продажи электроэнергии». А с 1 мая 2005 г. сектор свободной торговли заработал и в Сибири, где планируется занять долю рынка в 15%.

Подводя итоги реформирования отрасли, министр особо отметил, что «проходящие процессы реформирования не вызывают ни технических, ни ценовых сбоев». Ценами однако депутаты были крайне недовольны, но еще больше они оказались возмущены последствиями аварии в «Чагино», обрушив на г-на Христенко весь свой гнев. Так, депутат от фракции КПРФ Валентин Романов не упустил возможности обратиться

ся к печальному опыту зарубежных государств. «За последние 25–30 лет в крупных промышленных странах произошло 20 серьезных аварий с суммарной потерей мощностей 200 ГВт, – рассказал депутат-коммунист. – В августе 2003 г. в США и Канаде отключилось 10 мегаполисов, сотни тысяч человек ощутили на себе эти «удовольствия», а ущерб был оценен в 300 млрд долл.». Упомянул г-н Романов и недавнюю аварию в Калифорнии, стоившую государственной казне 80 млн долл. После этого, по его словам, в США признали, что реформа энергетики по разделению по функциям производства, передачи и сбыта потерпела крах.

«Сегодня реформа энергетики показывает, что на данном этапе она является сдерживающим фактором экономики», – в свою очередь заметил депутат от ЛДПР Владимир Овсянников. По его словам, в 2004 г. по сравнению с 2003 г. производство электроэнергии выросло на 0,3%, а рост промышленности увеличился на 6,1%. А это в оценке парламентария говорит о том, что электроэнергетика не успевает за развитием промышленных отраслей. Депутат от фракции «Родина» Юрий Савельев и вовсе уверен, что реформа направлена на то, «чтобы разрушить единую энергетическую сеть России». И снова указал в качестве наглядного при-

мера на аварию в «Чагино». Даже лояльная к правительству фракция «Единая Россия» не смогла удержаться от критики хода реформирования отрасли. «Недостаточны меры по формированию нормативной базы, – сокрушался депутат Юрий Липатов. – Правительство отстает от требований реформы. До сих пор не решены вопросы, обеспечивающие минимизацию социальных рисков реформы, перекрестного субсидирования, хотя о срочности их решений говорилось еще на прошлой встрече в декабре прошлого года».

Виктор Христенко пообещал прислушаться к словам депутатов.

Елена Шестернина, RBCdaily

РЕФОРМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ: ФРАДКОВ ПОСТАВИЛ ТОЧКУ В ЭЛЕКТРОРЕФОРМЕ

28 апреля было 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» по Анатолию Чубайсу 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 дестабилизирую-

щего влияния на рынок. Заинтересованные 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» Анатолию Чубайсу 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 Чубайс, даже если государство не откажется 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» останутся 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».

«Коммерсант»

В 2008 ГОДУ В СТРАНЕ МОЖЕТ НАСТУПИТЬ ЭНЕРГОДЕФИЦИТ

По оценке РАО «ЕЭС», объем капитальных вложений в российскую электроэнергетику по сравнению с 1990 годом уменьшился в 3 раза, ввод мощностей в 4 раза. При существующих темпах реновации с учетом прогнозируемого роста потребления уже в 2008 году Россия может стать энергодефицитной страной. Такая перспектива выглядит вполне реальной. Воспроизводство основных фондов отрасли резко снизилось. Как результат, в последние годы неуклонно обостряется проблема физического и морального старения оборудования электростанций, тепловых и электрических сетей. К 2015 году выработают парковый ресурс 62% генерирующих мощностей.

Однако очевидно, что без привлечения частных инвестиций задачу не решить. В связи с этим Минпромэнерго разработало проект постановления правительства «Об определении условий и порядка привлечения инвестиций в создание генерирующих мощностей в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности».

Документ определяет условия и порядок привлечения инвестиций, необходимых для поддержания перспективного технологического резерва мощностей в условиях прогнозируемого дефицита в Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах. Высокопоставленный источник в Минпромэнерго отметил, что постановление формулирует солидарную позицию по этому вопросу министерства и руководства РАО «ЕЭС». Ожидается, что после выполнения всех



формальностей, связанных в том числе с обязательной процедурой согласования документа с заинтересованными министерствами и ведомствами, он уже летом может быть рассмотрен и принят правительством.

Как пояснил заместитель директора департамента структурной и инвестиционной политики в промышленности и энергетике Минпромэнерго Вячеслав Кравченко, инвестиции могут направляться не только на строительство новых электростанций, но и на создание дополнительных энергоблоков на существующих станциях. Проект также предусматривает механизмы возврата инвесторам средств, направленных на создание новых генерирующих объектов.

«Компания, – заявила начальник департамента по взаимодействию со СМИ РАО «ЕЭС» Маргарита Нагога, – давно выступает за принятие подобного документа, регламентирующего механизм гарантирования возврата частных инвестиций в строительство генерирующих

мощностей. Его действие должно распространяться только на переходный период, пока не заработают рыночные механизмы, и только для тех энергозон, где прогнозируется дефицит энергомощностей».

Председатель комиссии Совета Федерации по естественным монополиям Виктор Одинцов позитивно оценивает предложения Минпромэнерго. Российская электроэнергетика нуждается в стабильном финансировании, но прежде следует создать предпосылки для привлечения бизнеса, подчеркнул сенатор. Предлагаемые правила игры, считает Виктор Одинцов, окажутся в достаточной мере интересны для частных инвесторов – и своих, и иностранных. Это тем более актуально, что после завершения реорганизации РАО «ЕЭС», которое произойдет в конце 2006 или в начале 2007 года, у нас уже не будет централизованного источника финансирования строительства новых объектов электроэнергетики.

«Независимая газета»

ПЕРЕДЕЛ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СОБСТВЕННОСТИ РАО «ЕЭС» ПРИСТУПИЛО КО 2-МУ ЭТАПУ РЕФОРМИРОВАНИЯ ХОЛДИНГА



Слово «реформирование» не вызывает у нормального человека аллергии, наверное, только тогда, когда говорят об электроэнергетике. Потому что реформа РАО «ЕЭС» идет своим ходом, и на конечных потребителях никак не отражается. Кстати, этот факт руководители холдинга на встрече с журналистами, подводя итоги года, отметили как одно из главных достижений реформы («Тарифы растут по объективным обстоятельствам, а не из-за издержек, связанных с реформированием», утверждают в РАО «ЕЭС».)

И все же у тех самых конечных потребителей время от времени все же возникают сомнения: а не заденет ли этот или следующий этап реформы их частные интересы? Чтобы развеять эти сомнения, РАО «ЕЭС» регулярно собирает региональных журналистов, что-

бы рассказать о ходе реформирования. Апрель 2005 года для энергохолдинга имел особенное значение: именно в этом месяце компания завершила первый этап реформирования – разделение АО-энерго на дочерние компании, и перешла ко второму – объединению АО-энерго в территориальные генерирующие компании (ТГК). Напомним, что суть первого этапов в том, чтобы отделить производство электроэнергии от сбыта. По мнению руководителей холдинга, это позволит сделать компанию более управляемой, а обеспечение потребителей электроэнергией – более надежным. Успешная реализация первого и второго этапа реформирования позволит сдержать рост тарифов на электроэнергию для населения и предприятий.

Кстати, некоторые эксперты сильно сомневались в том, что процесс разделения будет безоблачным. Электростанции должны передаваться из состава региональных дочерних структур РАО, для чего требуется согласие 75% акционеров. А у многих дочерних предприятий РАО есть частные акционеры, владеющие блокирующими пакетами и имеющие конкретные интересы в регионах. Из-за этих интересов, по прогнозам экспертов, РАО предстояло выдержать большой торг, чтобы получить согласие нужного числа акционеров.

Опыт создания Приокской ТГК показал, что в РАО «ЕЭС» умеют искать и находить компромиссы. «Группа МДМ», которая владеет блокирующими пакетами Тулаэнерго и Калугаэнерго, в течение месяца не давала согласия на объединение. Оно было получено после

того, как из состава Тулаэнерго исключили Новомосковскую ГРЭС – основного поставщика для одного из предприятий «группы МДМ»).

В г. Иванове подобных проблем, к счастью, не возникало. Акционеры согласились и с разделением, и с объединением. В начале января были зарегистрированы ОАО «Ивановская генерирующая компания» и ОАО «Ивановская энергосбытовая компания». 1 апреля из состава Ивэнерго выделена магистральная сетевая компания – ОАО «Ивановские магистральные сети». А в сентябре начнет работу межрегиональная распределительная сетевая компания «Центр-Юг», в состав которой войдут «Ивановские магистральные сети». После этого процесс разделения Ивэнерго можно будет считать завершенным.

Добавим, что 27 апреля 2005 года зарегистрирована ТГК № 6, в которую входит «Ивановская генерирующая компания», уже 1 августа эта ТГК, согласно плану, начнет операционную деятельность. В ее состав, кроме ивановской, войдут владимирская, нижегородская, пензенская и мордовская генерирующие компании. Генеральным директором ТГК № 6 РАО «ЕЭС» назначен Владимир Привалов, бывший гендиректор Чувашэнерго.

По словам руководителя Центра по реализации проектов реформирования АО-энерго Александра Чикунова, если в прошлом году в РАО говорили лишь о пилотных проектах реформирования местных АО-энерго, то сейчас можно сказать, что процесс успешно развивается и близится к завершению.

РАО «ЕЭС» ПУБЛИКУЕТ ОБНОВЛЕННЫЙ ПЛАН-ГРАФИК РЕОРГАНИЗАЦИИ

РАО «ЕЭС России» опубликовало обновленный план-график дальнейших действий по реформированию электроэнергетики.

Этот план включает в себя график реорганизации АО-энерго, а также формирования оптовых и территориальных генерирующих компаний (ОГК и ТГК), межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК).

Базовый вариант реорганизации АО-энерго предполагает

их разделение по видам бизнеса на генерирующую, сбытовую и сетевые компании с сохранением структуры акционерного капитала.

Почти все межрегиональные компании учреждаются как 100%-ные дочерние предприятия РАО «ЕЭС». ОГК создаются на базе крупнейших электростанций холдинга. Всего учреждено семь ОГК, в том числе шесть на базе ГРЭС и одна на базе ГЭС.

Переход тепло-ОГК на еди-

ную акцию с АО-станциями, входящими в их состав, планируется, а «ГидроОГК» – обсуждается.

ТГК создаются на базе электростанций региональных АО-энерго (за исключением дальневосточных). Всего планируется создать 14 ТГК; большая часть из них уже учреждена.

МРСК объединят распределительные электросети АО-энерго. Всего будет четыре таких компании.

РАО «ЕЭС» СЧИТАЕТ ВОЗМОЖНЫМ ЗАПУСК СИСТЕМЫ ДВУСТОРОННИХ ДОГОВОРОВ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С 1 ЯНВАРЯ 2006 ГОДА

В РАО «ЕЭС России» считают возможным запуск системы двусторонних договоров на оптовом рынке электроэнергии с 1 января 2006 года, заявил член правления энергохолдинга Юрий Удальцов.

«Пока все шансы сохраняются. Понятно, что чем дальше мы двигаемся, тем сложнее. Но пока шансы есть», – сказал Ю.Удальцов.

По его словам, «все принципиальные решения на уровне правительства должны быть приняты летом». «Если летом они будут приняты, то мы успеем к 1 января», – считает представитель холдинга.

«Мы (РАО «ЕЭС») всю подготовительную работу ведем и будем готовы», – добавил он.

Основной документ, который должен быть принят, – это новые правила рынка, отметил Ю. Удальцов.

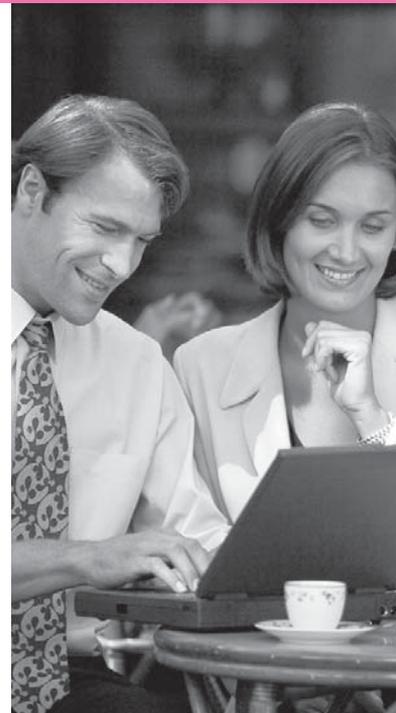
Эти правила будут определять не только механизм заключения договоров, но и долю энергокомпаний и порядок их функционирования на рынке. «Потому что рынок тоже поменяется», – уточнил собеседник агентства.

По мнению РАО «ЕЭС», новые правила должны также предусматривать возможность досрочного расторжения договоров, если потребитель сочтет более выгодным купить электроэнергию на свободном рынке. «Мы считаем, что у потребителя должно быть право выхода из пакета, который ему будет предложен», – сказал Ю.Удальцов.

Ранее глава Минпромэнерго Виктор Христенко заявлял, что в 2006 году будет запущена новая модель оптового рынка электроэнергии.

«Есть возможность и намерение, и это наверняка, с 1 января 2006 года запустить модернизированную модель оптового рынка, основанную на двусторонних договорах (между поставщиками и потребителями), в том числе долгосрочных», – сказал В. Христенко на заседании Совета по конкурентоспособности и предпринимательству в конце прошлого года.

Речь идет о модернизации действующего в настоящее время федерального оптового рынка (ФОРЭМ), где электро-



энергия продается потребителям по фиксированной, регулируемой государством цене.

Министр отметил, что система двусторонних договоров внесет ясность в общее функционирование рынка электроэнергии.

РИА «Новости»

ДОЛОЙ ДЕФИЦИТ

Минпромэнерго решило возродить уже, казалось, «похороненную идею» о гарантировании инвестиций в электроэнергетику. По замыслу чиновников ведомства Виктора Христенко, таким образом удастся избежать энергодефицита и привлечь инвесторов к строительству новых станций в период реформы.

В ближайшие годы, по прогнозу РАО «ЕЭС России», в ряде регионов России может возникнуть дефицит электроэнергии. Но до конца 2007 г. энергохолдинг прекратит свое существование, а его преемники только начнут задумываться о строительстве новых электростанций. Чтобы не допустить дефицита, РАО предложило разработать механизм гарантирования инвестиций. Каким он должен быть, обсуждается уже несколько лет. Но пока ни один из предложенных вариантов – от введения акциза на продажу электроэнергии до создания Агентства гарантирования инвестиций – так и не был принят.

Как стало известно, недавно Минпромэнерго разработало свой вариант гарантирования инвестиций. На днях ведомство Христенко направило коллегам на согласование проект соответствующего постановления правительства, рассказали в пресс-службе министерства.

Сначала Минпромэнерго предлагает определить, сколько мощностей и в каких регионах надо построить для покрытия энергодефицита. На каждый объект будет объявляться конкурс для инвесторов, основным критерием которого будет наименьшая стоимость проекта.

Новые станции инвестор будет строить за свой счет, но

после их ввода он будет получать не только плату за электроэнергию (тариф установит тарифная служба для каждого объекта), но и «плату за услуги по формированию перспективного технологического резерва». Она должна обеспечить возврат инвестиций и норму доходности, которую чиновники обещают сделать единой для всех проектов. Желаемую плату инвестор укажет в своем проекте, и выиграет тот, чьи аппетиты будут меньше. Расходы на плату будут включаться в тариф на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению. Все эти параметры планируется прописать в договоре инвестора с Системным оператором, который и будет проводить конкурсы. В конкурсную комиссию войдут чиновники и сотрудники РАО.

Новые станции станут субъектами оптового рынка, но не смогут продавать электроэнергию дороже установленных тарифов. Также им запретят заключать двусторонние договоры по свободным ценам. В таких условиях станции будут работать в период действия договора (он будет определен в проекте, по оценкам чиновников, ориентировочно до 10 лет), а потом станут «обычными субъектами рынка». Так планируется построить от 3300 до 9800 МВт до 2010 г. – такой дефицит, по мнению чиновников Минпромэнерго, может возникнуть.

Минэкономразвития и Федеральная антимонопольная служба поддержали инициативу коллег, рассказали сотрудники этих ведомств. При этом Минэкономразвития предлагает ограничить гарантии строительством 5000 МВт.

В РАО «ЕЭС России» до-

вольны инициативой чиновников. «Мы долго отстаивали идею гарантирования, – напоминает представитель энергохолдинга. – На переходный период это наиболее реальный механизм привлечения инвестиций для избежания локального дефицита».

Для реализации проектов чиновники предлагают заключать долгосрочные договоры на поставку газа новым станциям на весь срок действия механизма. Это привлечет инвесторов, уверен вице-президент инветбанка «Траст» Андрей Зубков. Представители Е. ОН не раз говорили, что готовы вкладывать деньги в строительство электростанций в России при наличии механизма гарантирования инвестиций и долгосрочных контрактов на поставку газа. Но для этого надо получить согласие «Газпрома», а это непросто, добавляет А.Зубков. «Наши предложения по либерализации цен на газ для промышленных потребителей как раз предусматривают долгосрочные договоры, – парирует представитель «Газпрома» Сергей Куприянов. – Так что если правительство их примет, проблем не будет».

Многие международные энергетические компании захотят участвовать в этих проектах, уверен А. Зубков. По его словам, подобные механизмы применялись во многих странах – в США, на Филиппинах, в Индии и Пакистане. Но желающие участвовать есть и среди российских компаний. «Мы не раз обращались в правительство с просьбой разработать такой механизм и рады, что чиновники взялись за это», – говорит представитель Евросибэнерго.

«Ведомости»

ФЬЮЧЕРСЫ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Создание конкурентного рынка электроэнергии с полноценными финансовыми инструментами (фьючерсами, опционами, форвардными операциями) на 70% решит все проблемы монопольных цен. Вмешательство государства потребует только в исключительных случаях.

Об этом на конференции «Производные финансовые инструменты конкурентного рынка электроэнергии» заявил начальник управления контроля, надзора в ТЭК Федеральной антимонопольной службы Дмитрий Корякин. Однако полный переход к свободному рынку электроэнергии дает условия для возникновения картельных сговоров. «И чтобы в будущем избегать и пресекать таковые, мы уже сейчас готовим соответствующие законы», – добавил Д.Корякин.

На сегодняшний день на конкурентном рынке продается примерно 9% электроэнергии, вырабатываемой в России (доля импортной электроэнергии в общей структуре продаж не превышает 2%). Все операции проводит НП «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы» (НП «АТС»), которое 1 января 2005 г. «поглотило» ЗАО «ЦДР ФОРЭМ», после чего стало крупнейшим организатором торговли электроэнергией в мире, объединяющим функции управления как регулируемым сектором оптового рынка, так и конкурентным. Аукционная торговля электроэнергией идет по принципу «на сутки вперед» – это единственный пока производный финансовый инструмент данного конкурентного рынка.

Остальные 90% электро-



энергии, поступающей на оптовый рынок электроэнергии (ОРЭ) европейской части и Урала (примерно треть от производства в регионе), продаются в соответствии с договорами (цены по которым регулируются Федеральной службой по тарифам), заключаемым АТС с поставщиками и оптовыми потребителями.

На сегодняшний день конкурентные отношения охватывают лишь европейскую часть России и Урала, но уже на 29 апреля запланирован запуск системы в Сибири. «С Дальним Востоком все несколько сложнее», – сказал зампредела правления НП «АТС» Владимир Шкатов. – Из-за территориальной разобщенности местных энергосистем, а также финансовых факторов, дизайн рынка, который придется создавать для дальневосточного региона, будет отличаться от дизайна европейского и сибирского».

С 1 января 2006 г., после принятия соответствующей законодательной базы («О производных финансовых инструмен-

тах», «О биржах и организаторах торговли» и «О клиринге»), свободный рынок электроэнергии начнет обслуживать всю территорию РФ. Однако первоначально львиную долю на нем будут занимать регулируемые двусторонние договоры между поставщиками и потребителями на срок от 1 до 5 лет по фиксированной цене (или по формуле, учитывающей топливную конъюнктуру). «Это позволит сохранить приемлемый уровень тарифов и обеспечить всех участников договорами, с тем чтобы потом отпустить в свободное плавание», – отметил В. Шкатов.

В целом же конкурентный рынок электроэнергии в России только формируется, и ему не избежать болезней роста. Существует множество нюансов (например, участие в рыночных отношениях объектов, являющихся и производителями, и потребителями электроэнергии), которые требуют длительного и многостороннего обсуждения.

*Аналитический журнал
«Мировая энергетика»*



КАДРЫ РЕШАЮТ ВСЕ, ИЛИ ПОЧТИ ВСЕ

По номенклатуре выпускаемой продукции «106-й экспериментальный оптико-механический завод» – уникальное предприятие: подвижные полиграфические комплексы, астрономо-геодезические приборы, мобильные средства медицинского назначения не выпускает практически никто. Предприятие освоило выпуск современной полиграфической техники, работающей с использованием цифровой технологии Computer-To-Plate. А лазерный офсетный автомат «Гранат 630» и листовая офсетная печатная машина ОП-3М-2 представляют законченную технологическую цепочку для типографий районного и областного уровня. На заводе внедрена система менеджмента качества, проведена сертификация производства – все это означает, что выпускаемая продукция полностью соответствует требованиям российских и мировых стандартов. В предлагаемом вашему вниманию интервью о работе энергослужбы предприятия рассказывает его главный энергетик Сергей Евгеньевич Козаревский.

– Сергей Евгеньевич, какие изменения в системе энергообеспечения завода произошли за последнее время?

– Наш завод введен в эксплуатацию в начале 70-х годов. С тех пор значительная часть инженерного оборудования выработала свой ресурс, и мы вынуждены постоянно проводить его модернизацию. Так в 1999–2000 гг. мы провели реконструкцию теплового пункта. Заменяли старый бойлер горячей воды, установили КИП и блок автоматики «Трансформер» московской фирмы «Электротехническая компания». Сейчас он управляет всем оборудованием. Помимо автоматического регулирования параметров ТП, автоматика позволяет передавать необходимые данные о работе устройств на диспетчерский пункт. Все это сокращает расход тепла и затраты на обслуживание теплового пункта и увеличивает срок службы техни-

ки. Далее, в 2001 г. произведена реконструкция трансформаторной подстанции с полной заменой оборудования. На подстанции установлено щитовое оборудование ЦО-70 владимирской фирмы «Электрощит», силовой трансформатор мощностью 630 кВА белорусского производства.

– Как при этом осуществлялся выбор нового оборудования?

– Мы выбирали только тип оборудования, а изготовителя и марку предлагали монтажные организации. Им была дана установка: минимальная цена – максимальное качество. Они давали нам рекомендации, учитывая свой опыт, свои наработки. Нами ставились только глобальные задачи: бойлер такой-то, задвижки такие-то, и указывался не производитель, а только принцип работы устройств. Например, мы выбирали какой

бойлер – пластинчатый или кожухотрубный – поставить. Преимущества пластинчатых бойлеров хорошо известны: высокий коэффициент теплопередачи, небольшой вес и объем, легкость технического обслуживания. И несмотря на это, их стоимость и эксплуатационные затраты значительно превышают аналогичные статьи расходов для кожухотрубных агрегатов той же тепловой мощности. Мы остановили свой выбор на кожухотрубных бойлерах московской фирмы «Сатекс».

– Как вы проводите обслуживание оборудования?

– На установленное оборудование есть гарантия производителей. Мы непосредственно осуществляем только эксплуатацию и текущее обслуживание. Изначально, при выборе оборудования, мы решили максимально использовать российскую технику. Так, большая часть электрооборудования у нас отечественного производства: трансформаторы, силовые выключатели, кабели. Это выгодно и по цене и по запчастям. Когда же у нас возникли проблемы со щитовым оборудованием на подстанции, то к нам практически сразу же приехали представители завода-изготовителя и устранили все неполадки. Если возникает необходимость в использовании специального оборудования для проведения ремонта или диагностики и приобретать его нам не выгодно, то мы приглашаем сторонние организации, имеющие лицензии на проведение таких работ. Хотя некоторые возможности есть и у нас самих. Вот, например, для электроустановок приобретен пирометр Raytek, который позволяет бесконтактным способом, по температуре, оценить состояние контактной пары. Кроме того, поскольку оборудование у нас в основном отечественное, то проблем с контролирующими организациями значительно меньше, ведь оно уже имеет российские сертификаты.

– Проводили ли вы энергоаудит на предприятии, и какие меры по энергосбережению вами предпринимаются?

– Конечно энергоаудит очень полезное мероприятие, особенно в нашем случае, так как наши производственные корпуса имеют большую площадь остекления. Интересно было бы понять, что же мы отапливаем – предприятие или улицу, и насколько у нас эффективно работает система теплоснабжения? Зимой эксплуатируем ее на пределе, при максимальной температуре, которая возможна по графику. Но заключить договор с организацией, проводящей энергетическое обследование, для нас весьма накладно, а для того, чтобы провести съемку предприятия своими силами, нужен довольно дорогостоящий тепловизор. Тем не менее мероприятия по энергосбережению про-

водятся, хотя не так активно, как хотелось бы. Например, иногда покраска крупногабаритных изделий происходит не в малярном участке, а в других местах: на улице или в заготовительном цехе. Мы вынуждены использовать основной сетевой компрессор, который потребляет 70 кВт·ч, для работы обычного краскопульта. Сейчас запланирована покупка компактного компрессора на 50 литров, что даст возможность при проведении таких работ экономить около 60 кВт·ч.

– Можете рассказать, какие еще мероприятия по модернизации энергохозяйства завода у вас намечены?

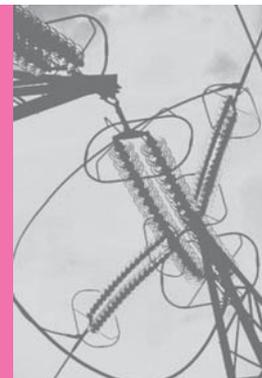
– В этом году собираемся провести реконструкцию другой трансформаторной подстанции с заменой всего оборудования. Установим электрощиты ЩО-90 того же производителя что и на первой подстанции. В последнее время мы стараемся активнее внедрять системы автоматизации. Планируем провести замену установок компенсации реактивной мощности – перейти с ручных на автоматические. Они более эффективны, поскольку позволяют максимально уравнивать потребляемую и вырабатываемую реактивную мощность в системе. Прорабатывается также вопрос автоматизации устройств поддержания давления сетевой воды, получаемой от города.

– Сергей Евгеньевич, и последний вопрос: с какими основными проблемами вам приходится сталкиваться в работе службы главного энергетика?

– Проблемы у нас конечно разные – и технические, и организационные. Например, к кому обратиться, если необходимо отремонтировать силовой трансформатор и получить заключение о его пригодности к эксплуатации? Или провести анализ трансформаторного масла с выдачей протокола, где указаны качественные характеристики анализа и выводы о состоянии трансформатора? Это сложные испытания, требующие специального оборудования, и не каждая организация в состоянии их провести.

Но самая основная проблема сейчас – это кадры. Привлечь людей сегодня можно только одним – хорошей заработной платой. Зарплата же наших рабочих не превышает среднюю для промышленных предприятий Москвы, а для высококлассных специалистов этого явно мало. Поэтому мы стараемся найти дополнительные возможности для ее увеличения. Большая надежда в этом плане на увеличение номенклатуры выпускаемой продукции и объемов производства.

Подготовил Сергей Леонов



ПРИШЛО ВРЕМЯ ЗАЩИЩАТЬ ПРАВИЛЬНО

Все потребители электроэнергии сталкиваются с проблемами аварий в электросети. Сгоревшее оборудование или электроприборы – это только «цветочки» по сравнению с «ягодками», которые могут появиться вследствие этих аварий: пожары, взрывы, техногенные катастрофы, – далеко не полный перечень трагических последствий. По данным МЧС РФ, более трети всех пожаров имеют электротехническое происхождение. Трудно оценить материальный ущерб, даже если не произошло трагедии. Стоимость сгоревшего оборудования порой ничтожно мала по сравнению с потерями, связанными с остановкой производства, простоем технологических процессов, демонтажом-монтажом, ремонтом или заменой вышедшей из строя установки.

1. Что такое – защита электрооборудования

Совершенно очевидно, что электрооборудование необходимо защищать. Вот, например, как трактует **ПУЭ (редакция 2002 года), раздел 3, глава 3.1 «Защита электрических сетей напряжением до 1 кВ»**, это понятие: «3.1.8. Электрические сети должны иметь защиту от токов короткого замыкания, обеспечивающую по возможности наименьшее время отключения и требования селективности.

Кроме того, должны быть защищены от перегрузки осветительные сети в жилых и общественных зданиях, в торговых помещениях, служебно-бытовых помещениях промышленных пред-

приятий, включая сети для бытовых и переносных электроприемников (утюгов, чайников, плиток, комнатных холодильников, пылесосов, стиральных и швейных машин и т. п.), а также в пожароопасных зонах;

силовые сети на промышленных предприятиях, в жилых и общественных зданиях, торговых помещениях – только в случаях, когда, по условиям технологического процесса или по режиму работы сети, может возникнуть длительная перегрузка проводников».

Как видим, в понятие «защита электрооборудования», прежде всего, вкладывается смысл защиты последнего от токов короткого замыкания (КЗ) и перегруза, которые могут появиться в электрических сетях. Это связано с тем, что при возникновении короткого замыкания в сети протекают токи, намного превышающие допустимые и приводящие к серьезным повреждениям. По сути, задачей защиты является локализация поврежденного («закоротившего») оборудования и исключение его из сети. В общем случае защита от короткого замыкания защищает неповрежденное оборудование, в котором к.з. не произошло. Таким образом, если уж произошло к.з., необходимо сохранить оставшихся потребителей и питающие сети, а «закоротившее» оборудование вывести из схемы и отправить в ремонт.

Возникает вопрос: можно ли предвидеть к.з., предвосхитить его появление, защитив оборудование от причин возникновения к.з., т.е., защитить оборудование до появления к.з.? Иными сло-



вами, можно ли защитить оборудование так, чтобы к.з. не возникало? В общем случае ответ отрицательный. Причины, вызывающих к.з., очень много, и всех их предвидеть и предусмотреть невозможно.

Однако если проанализировать причины появления к.з. в электрооборудовании, можно сказать, что большинство их – следствие некачественного сетевого напряжения. Например, для асинхронных электродвигателей более 80% внутренних повреждений связано напрямую или косвенно с некачественным сетевым напряжением. Под некачественным напряжением будем понимать отклонения его параметров от строго установленных ГОСТами. Попробуем подробнее разобраться в этом вопросе.

2. Показатели качества электроэнергии

Электроприборы и оборудование предназначены для работы в определенной электромагнитной среде. Электромагнитной средой принято считать систему электроснабжения и присоединенные к ней электрические аппараты и оборудование, связанные кондуктивно и создающие в той или иной мере помехи, отрицательно влияющие на работу друг друга. При возможности нормальной работы оборудования в существующей электромагнитной среде говорят об электромагнитной совместимости технических средств.

Единые требования к электромагнитной среде закрепляют стандартами, что позволяет создавать оборудование и гарантировать его работоспособность в условиях, соответствующих этим требованиям. Стандарты устанавливают допустимые уровни помех в электрической сети, которые характеризуют качество электроэнергии (КЭ) и называются показателями качества электроэнергии (ПКЭ).

Требования к качеству электрической энергии на территории РФ определяет **Межгосудар-**

ственный стандарт: «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» ГОСТ 13109-97. К основным показателям качества электрической энергии, определяемым этим ГОСТом, относятся:

- отклонения напряжения, связанные с графиком работы нагрузки;

- колебания напряжения при резкопеременном характере нагрузки;

- несимметрия напряжений в трехфазной системе при несимметричном распределении нагрузки по фазам;

- несинусоидальность формы кривой напряжения при нелинейной нагрузке;

- отклонение фактической частоты переменного напряжения от номинального значения в установившемся режиме работы системы электроснабжения;

- провалы напряжения – внезапное и значительное снижение напряжения (менее 90 % $U_{ном}$) длительностью от нескольких периодов до нескольких десятков секунд с последующим восстановлением напряжения;

- временные перенапряжения – внезапное и значительное повышение напряжения (более 110 % $U_{ном}$) длительностью более 10 миллисекунд;

- импульсные перенапряжения – резкое повышение напряжения длительностью менее 10 миллисекунд, достигающие тысяч вольт.

Причин, вызывающих ухудшение КЭ, множество. Назовем лишь некоторые: аварии на подающей подстанции; к.з. в распределительной сети; грозовые и коммутационные возмущения; неравномерность распределения нагрузки по фазам; резкие сбросы электроэнергии; срабатывание средств защиты и автоматики; электромагнитные и сетевые возмущения, связанные с работой мощной нагрузки и др.

ГОСТ устанавливает два вида норм для ПКЭ: нормально-допустимые и предельно-допустимые. Рассмотрим на примере отклонения напряжения от номинальных значений, чем грозит электрооборудованию выход за допустимые значения (табл. 1)

ГОСТ устанавливает нормально- и предельно-допустимые значения установившегося отклонения напряжения на зажимах электроприемников в пределах соответственно $dU_{нор} = \pm 5\%$ и $dU_{пред} = \pm 10\%$ номинального напряжения сети.

Очевидно, что работа электрооборудования даже на пределах допустимых значений не только значительно сокращает срок его службы и снижает эффективность работы, но зачастую приводит к выходу его из строя. А если учесть, что в наших отечественных сетях, по выражению одного ответственного энергетика, настоящий «винегрет»,

Влияние отклонения напряжения на электрооборудование

Электрооборудование	Снижение на 10% от U_n	Превышение на 10% от U_n
Асинхронные электродвигатели	Момент двигателя изменяется пропорционально квадрату напряжения	
	Момент двигателя снижается на 19%. Температура повышается на 7°С. Увеличивается время пуска. Скольжение повышается на 27,5%, ток ротора – на 14%, ток статора – на 10%.	Увеличенный момент двигателя, служит причиной перегрузки валов, ременных передач, увеличивается пусковой удар. Пусковой ток повышается на 12%, вращающий момент – на 21%, коэффициент мощности снижается на 5%.
Осветительные приборы (лампы накаливания, люминесцентные, инфракрасные, ртутные, газонаполненные, балластные сопротивления, стартеры, конденсаторы)	Срок службы ламп накаливания изменяется пропорционально напряжению в степени 13,1, светоотдача – 3,4, светоотдача на 1 кВт•час – в степени 1,8	
	Для нормального освещения потребуются на 30% больше ламп накаливания, на 15% – люминесцентных. Световой поток снижается на 10%	Срок службы ламп накаливания снижается в 2,5 раза. Возрастает температура балластных сопротивлений, инфракрасные источники света увеличивают выделение тепла на 21 %
Электронная аппаратура	Срок службы электронных компонентов сокращается в 4 раза. Возникают ошибки цифровой техники. Выходит из строя программное обеспечение	
	Тиратроны выходят из строя в течение нескольких минут	Сгорают сетевые фильтры, блоки питания, адаптеры

то выход ПКЭ за допустимые пределы, к сожалению, повседневная реальность.

Не будем подробно останавливаться на том, какие конкретно повреждения возникают при тех либо других отклонениях ПКЭ от допустимых значений.

В конечном итоге все сводится к пробую изоляции – по причине ее ускоренного старения, связанного с нагревом, вызванным пониженным напряжением, нарушением симметричности и полнофазности; к пробую, связанным с резким и значительным повышением напряжения и т.д.

Несомненно, что применение устройств, защищающих оборудование от некачественного напряжения, позволит резко увеличить срок эксплуатации электрооборудования, во многом устранить причины, вызывающие короткие замыкания, а значит, порчу электроприборов.

3. Два вечных русских вопроса: кто виноват и что делать?

Международной электротехнической комиссией (МЭК) разработаны стандарты по обеспечению защиты от сетевых аварий. Это, в первую очередь:

- IEC 60364-4-44 (2001). Электрические устройства зданий. Ч. 4-44. Защита для обеспечения безопасности. Защита от резких отклонений напряжения и электромагнитных возмущений;
- IEC/TR 62066 (2002). Перенапряжения и защита от выбросов напряжения в низковольтных системах питания переменного тока. Общая основная информация.

Эти материалы устанавливают единые нормы и правила при проектировании, устройстве и эксплуатации электрических сетей. Но это – международная практика, предписывающая защищать



потребителей даже в их сетях, с более жесткими требованиями к ПКЭ. А что же у нас? К сожалению, в действующих отечественных директивных материалах (ГОСТ, ПУЭ, ПТЭ и т.д.) на сегодняшний день применительно к электроустановкам до 1000 В отсутствуют предписания об обязательной установке защитных устройств от некачественного сетевого напряжения. В последних редакциях ПУЭ появились, правда, требования по установке защит от грозовых и импульсных перенапряжений. Но как быть с напряжением сетевым, не выдерживающим никакой критики по качеству?

Ответ подсказала жизнь. Требовать от энергопоставляющих компаний выдерживать качество напряжения – путь бесперспективный. Хотя бы потому, что доказать факт наличия некачественного напряжения очень трудно, если не сказать невозможно. Кроме того, аварийные режимы по напряжению не всегда связаны с энергопоставляющей организацией. Те потребители, которым важно сохранить собственное оборудование, те, которым не нужны тягбы с энергопоставляющими организациями по поводу плохого, не соответствующего ГОСТу напряжения, давно по своему усмотрению применяют различные устройства, не являющиеся обязательными с точки зрения ПУЭ, но которые полностью соответствуют всем требованиям для применения в электроустановках и обеспечивают сохранность оборудования от следствия плохого напряжения.

Речь идет о всевозможных реле напряжения, реле контроля фаз, мониторах напряжения, пр. Такие приборы должны наиболее достоверно сигнализировать об отклонениях питающего сетевого напряжения и/или самостоятельно управлять коммутационными аппаратами, которые, в свою очередь, включают/отключают электрооборудование. С помощью таких устройств также организо-

ваны схемы АВР. Кстати, применение полноценных мониторов напряжения в схемах АВР дает наиболее правильный алгоритм работы АВР (в отличие от «слепых» АВР на магнитных пускателях).

Итак, устройства, изначально предназначенные для сигнализации о параметрах напряжения, потребители начали применять для защиты своего оборудования от некачественного напряжения.

4. Немного истории

Самым простейшим устройством для этих целей был блок контроля с маломощным трехфазным трансформатором, подключаемым к соответствующим фазам сети. К выходу трансформатора подсоединялся выпрямитель, собранный по схеме А.Н. Ларионова, между плюсовым и минусовым выводами его включалось реле. При обрыве любой фазы сети указанное реле отключало потребителя от сети.

Им на смену пришли устройства с так называемой сетевой логикой действия. Анализ ПКЭ распределительных сетей 0,4 кВ показал, что наиболее частым видом аварии сетевого напряжения, помимо указанного выше обрыва фаз, являются изменения последовательности, слипания фаз, вызванные авариями на подстанциях или в самой сети, перекос фаз, отклонения, скачки и провалы напряжения. Для контроля за этими видами аварий стали применять реле, используемые в цепях автоматики высоковольтных сетей, работающими по схожему алгоритму. Но функционально реле, изначально созданные для установки на распределительных подстанциях, не совсем подходили для полноценной защиты по напряжению. Потребителю приходилось мириться с тем, что есть, или устанавливать не одно, а несколько устройств. Например, известная всем ЕЛ-11 (12) разработки Киевского НПО «Реле и автоматика» и предназначенная, в основном, для сетевых АВР, не реагирует на перекос напряжения (срабатывать по перекосу напряжения в сетевом АВР в общем случае не требуется), а только на полное исчезновение одной из фаз. С этим приходилось мириться, так как другого не было. Можно было для защиты применить несколько устройств, каждое из которых реагировало бы на отдельный вид отклонения напряжения, но зачастую такой подход неоправданно удорожал установку. Актуальной стала задача создания защитных устройств, устанавливаемых непосредственно у потребителя с набором функций, обеспечивающих полноценную и достоверную защиту.

5. Пики, или действующие значения

Задача понятная, но не очень простая. К примеру, по какому уровню напряжения надо срабатывать? Из теории электротехники всем известно, что самое правильное срабатывание по дей-

ствующему значению напряжения. Тут первая проблема. Если бы напряжение было строго синусоидальным, то действующее значение определяется очень просто: максимум, деленный на корень из 2. Но где вы видели в сети синусоиду? (Кстати, еще одно отклонение от ГОСТ.) Действующее значение периодической функции можно определить только с помощью применения сложного математического расчета. На заре создания первых реле напряжений дешевое устройство на аналоговых элементах, определяющее действующее значение напряжения, создать было практически невозможно. Поэтому стали применять разные компромиссные методы: срабатывание по длительным пикам, фильтрации высших гармоник и т.д. Но достоверной защиты не получалось. Каждый компромисс тянул за собой цепочку недостатков. Например, если процент высших гармоник высок, то их уже надо учитывать, т.к. действующее напряжение при этом будет меняться, и т.д. Работа по пикам только в некоторых случаях может оказаться достоверной – когда этот пик достаточно продолжительный. Но как на аналоговой пороговой схеме отстроиться от кратковременных пиков, не опасных для большинства электрооборудования?

Далее. Кроме уровня напряжения, устройство должно реагировать на перекося. Но если напряжение определено не достоверно, то и перекося будут определяться недостоверно. Вывод – не можем мерить – не будем мерить. Поэтому и ЕЛ не меряет перекося. Кстати, к функциям ЕЛ настолько привыкли, что считают их безоговорочно правильными и под их функции принято создавать алгоритмы сетевых устройств (в частности, АВР), а не наоборот.

Теперь о временах срабатывания. Они должны быть, с одной стороны, как можно меньше, с другой – есть виды отклонений по напряжению, возникающие достаточно часто, но действующие кратковременно и не оказывающие ощутимого вредного воздействия. Например, коммутационные перенапряжения, длящиеся несколько периодов (20–100 мсек.), или кратковременные посадки напряжения, связанные с пуском электродвигателей и включением нагрузки. А тяжелые аварии, такие, как обрыв фаз, нужно отключать как можно быстрее. То есть возникла задача различать виды аварии и по каждому из них принимать соответствующее решение. К сожалению, в большинстве существующих на сегодняшний день защитных устройствах эта задача не решена. В преимущественном большинстве существующих реле для отстройки от пусковых посадок выполнена принудительная задержка на срабатывание, причем в связи с тем, что невозможно различить вид аварии, эта задержка, предназначенная для отстройки только от пусковых посадок, распространяет-



ся на все виды аварий, в том числе и на те, которые надо отключать быстро. А если учесть, что задержку надо выполнить не менее 10 с, то понятно, почему такие приборы нельзя назвать полноценной и достоверной защитой.

6. Цифра или аналог?

Сейчас эра аналоговых устройств если не закончилась полностью, то в стадии окончания. Дело даже не в том, что невозможно организовать сложную логику действия. В принципе все можно, но какое же сложное схематически будет это устройство! Отсюда – надежность. Но, главное, – точность аналоговой схемы очень сильно зависит от окружающей среды, в первую очередь, от температуры, а также от характеристик самого измеряемого напряжения. Не говоря уже о том, что изменение любого параметра – фактически новая схема.

Взамен аналоговым приборам приходят на смену цифровые микропроцессорные. Сегодня стало возможно на базе микропроцессоров создавать приборы практически с логикой любой сложности. О преимуществах цифровой технологии, в том числе применительно к защитным устройствам, сказано много и ни у кого не вызывают сомнения явные преимущества техники нового поколения перед аналоговыми приборами. Но дешевые изделия пока производить не всем под силу. Даже такие гиганты, как АВВ, Шнайдер, Мюллер, Сименс и другие, цифровую технику со сложной логикой действия начали применять в защитных устройствах высокого напряжения, где цена не всегда имеет большое значение. А в устройствах до 1000 В снова компромисс. Изделие электронное, вроде бы цифровое, но пороговое! То есть выполненное на компараторах, принимающих решение «да» или «нет». Фактически сохраняется узкая логика аналогового прибора, только нет зависимости от внешних условий.



По-настоящему цифровые микропроцессорные устройства с широким набором защитных функций и сложной логикой действия для широкого потребления, т.е. низкие по цене, создать под силу немногим. Доказательством этому могут служить экспозиция любой специализированной выставки, каталоги зарубежных и отечественных производителей, пр.

7. «Наш ответ Чемберлену»

В эпоху рыночной экономики, несмотря даже на «прорехи» в ПУЭ, нет недостатка в предложении реле контроля сетевого напряжения. Причем на рынке представлены как иностранные, так и отечественные производители. Перед потребителем неизбежно встает вопрос: по каким параметрам следует выбирать реле? С одной стороны, оно должно стать надежным заслоном на пути недоброкачественной энергии от электросети к нагрузке, с другой – быть надежным и недорогим.

Для объективного анализа нами была сделана репрезентативная выборка: иностранные производители – ABB, Siemens, Schneider, которые, несомненно, являются лидерами отрасли, и отечественные производители из Санкт-Петербурга – Меандр, Новатек-Электро, наиболее активно конкурирующие с иностранцами в данном секторе производства.

Мы сознательно не включили в перечень отечественных патриархов приборостроения Киевское НПО «Реле и Автоматика» и ОАО «ВНИИР» г. Чебоксары, производящих печально известные реле серии ЕЛ и их модификации реле РСН и РОФ. Несмотря на то, что в этих изделиях стали использовать современную элементную базу, они по-прежнему сохраняют все недостатки аналоговых приборов, указанные выше. А если к этому добавить еще низкое качество сборки и высокий процент отказов (до 60% в некоторых

партиях), то, безусловно, они могут претендовать только на почетное место в техническом музее. И можно лишь сожалеть о том, что многие конструкторы закладывают в проекты, энергетики и электрики предприятий заказывают, используют и по-прежнему... «мучаются» с неработающими ЕЛ-ками.

Оговоримся, что принятое до сих пор деление реле на группы по совокупности тех или иных параметров было связано не столько с потребностью самого потребителя в некотором наборе функций, сколько в невозможности провести полноценный мониторинг за напряжением в одном малогабаритном устройстве. Получив в свои руки мощный инструмент контроля, потребитель сам сможет выбрать необходимый ему набор контролируемых параметров, исключая из измерения ненужные. Поэтому для сравнения были выбраны приборы, которые больше всего подходят под термин «мониторы» напряжения (универсальные реле напряжения, по принятой классификации), одно 3-фазное и одно 1-фазное реле от каждого из производителей.

Основными критериями, характеризующими работу реле, должны служить их **универсальность и функциональность**.

Реле должны быть **цифровыми**, т. к. реализовать сложную логику действий, точность и надежность возможно лишь на базе микропроцессорной техники.

Принятие решений о выходе за контролируемые параметры должно осуществляться по **действующему** или близкому к нему **среднему** за период **значению напряжения**. Работа по пиковым значениям напряжения приводит к ложным срабатываниям.

Наличие широкого диапазона **регулируемых уставок** тоже является несомненным преимуществом реле.

Схема питания реле должна быть организована от самого измеряемого напряжения, от 3 фаз одновременно для 3-фазного реле, чтобы сохранить информативность при наличии хотя бы одной фазы.

Наличие простой и логичной **индикации, степени защищенности и климатика**, вот, пожалуй, и весь перечень основных параметров, по которым можно произвести сравнительный анализ реле напряжения.

Анализ табл. 2 со всей очевидностью показывает все недостатки и достоинства отдельных производителей.

Все **иностранные** производители проводят контроль по пиковым значениям напряжения, что сужает возможность использования их продукции в энергонасыщенных производствах, где электрические сети изобилуют «лишними» гармониками, коммутационными возмущениями, длитель-

Таблица 2

Сравнительная характеристика реле напряжения

Параметры реле		Иностранные производители						Отечественные производители						
		ABB (АББ)		Siemens (Сименс)			Schneider (Шнайдер)		Меандр			«Новатек-Электро»		
		СМ-МПС	СМ-ЕFN (С5 53)	3UG30		3UG35	RM4-TR3	RM4-UA3	РКН 3-01	ЕЛ 12М -6-01	РКН -1-220 В	РНП П-301	РН-311	РН-111
U_n , В перем.	220	+			+		+			+			+	
	380	+		+	+		+		+	+		+	+	
Контроль U	линейного			+	+		+					+		
	фазного	+							+	+		+	+	
	Значение	сред. за период											+	+
		действующее											+	+
	пиковое	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+			
	U_{max} , В	120-280	220-300			220-275	420-580	50-500	167-260	286	176-286	399-475	165-209	230 - 280
	U_{min} , В	90-220	160-220		320-460	65-220	300-430	30-300	161-253	154	154-176	285-361	231-275	160 - 210
	амплитудный перекос, %	2-15		5-20						5-20		5-20	27	
	обрыв	+		+	+		+		+	+		+	+	
последовательность	+		+	+		+		+	+		+	+		
слипание								+	+		+	+		
Задержки, t , сек	срабат. по всем авариям	0,1-10	0,1-3	0,5-10	0,2-10	0,1-3	0,1-10	0,05-30	0-240	0,1-10	0,1-10	0-10	1,5(0,1)	0,1
	по U_{min} (от пуск. токов)											0-20	12	12
	время АПВ (авт. повт. вкл.)	0,1-10	0,1-3	1	0,5	0	0	0	0-240	360	6	0-600	5-250	5-250
Количество регулируемых параметров		4	3	2	2	3	3	3	3	2	3	6	2	3

Продолжение таблицы 2

Параметры реле		Иностранные производители						Отечественные производители						
		ABB (АББ)		Siemens (Сименс)			Schneider (Шнайдер)		Меандр			«Новатек-Электро»		
		СМ-МПС	СМ-ЕFN	3UG30		3UG35	RM4-TR32	RM4-UA33	РКН 3-01	ЕЛ 12М-1-	РКН-1-	РНПП-301	РНПП-311	РН-111
Количество выходных контактов; I_{max} , А		2; 4	1; 8	1; 8	2; 8	1; 8	2	2	1; 10	2; 5	1; 8	2; 5	2; 2	2; 16
Питание	от измеряемого U (1-3 фаз)	+(3)	+	+(2)	+(2)	+	+(3)	+	+(3)	+(3)		+(3)	+(3)	+
	от отдельного источника U													
Индикация	раздельная на все аварии					+	+		+		+			
	совмещенная	+	+	+	+				+			+		+
Степень защиты, климатика (диапазон раб. $t^{\circ}C$)		IP50, -20+50	IP50, -20+60	IP50, -20+60	IP50, -20+60	IP50, -20+60	IP40, -30+70	IP40, -30+70	IP40, -20+60	IP40, -20+55	IP40, -25+60	IP40, -35+55	IP40, -35+55	IP40, -35+55
Работоспособность при U , в % от $U_{ном}$			30-120	80-120	85-120	25-125	80-150	25-150	75-120	50-140	70-180	30-150	30-150	30-200
Цена, долл. США		155	150	125	130	180	170	46	38	38	55	30	30	30

ными переходными процессами, мощными электромагнитными помехами. Во всех представленных реле (а для анализа были выбраны лучшие) функции мониторинга разнесены на несколько реле. В результате потребителю приходится переплачивать вдвое, а иногда и втрое (см. АББ – контроль только фазных напряжений, Сименс-2 реле + придется брать третье для измерения U_{max} , Шнайдер – не хватает измерения перекоса фаз,

придется брать второе, однофазное реле измеряет только U_{max} или U_{min} и т.д.). Неизвестно, как эти несколько реле будут согласованы друг с другом по тактовой частоте. Нет отдельной регулировки задержки по U_{min} , введена принудительная задержка на все виды аварий, чтобы отстроиться от пусковых токов. А это значит, что если во время пуска произойдет тяжелая авария, например, обрыв фаз, то реле будет «ждать» и тем самым



погубит нагрузку. Нет отдельной регулировки времени АПВ, как правило, задержка на срабатывание является задержкой на включение, что сужает возможность их использования для управления электрооборудованием с длительными переходными процессами (например, компрессорным и холодильным оборудованием). Неясно, как реагируют указанные реле на такую тяжелую аварию, как «слипание» фаз. Скорее всего, никак, т. к. для западных сетей такая ситуация нонсенс, а для наших – обычная реальность. Невысокий уровень работоспособности при перенапряжениях – для наших сетей необходим не менее 1,5–2-кратный запас по напряжению. Нижняя граница рабочих температур -20°C слишком мало для наших суровых условий. Ни один производитель не торгует напрямую, а только через своих дилеров. А это значит, что будут проблемы с информационным обеспечением и с поставками. Например, описание реле CM-MPS фирмы ABB, которое является достаточно новым изделием, удалось добыть с трудом и то только на английском языке. Ни один сайт иностранных производителей не дает исчерпывающую техническую информацию. Практически ни одного реле нет в наличии на складе, только под заказ (от двух недель). Цена изделий необоснованно завышена, – нет ни одного реле дешевле 100 долл., как бы мало оно не могло делать.

Реле двух **отечественных** производителей наглядно показывают две тенденции, сложившиеся в отечественном приборостроении в подходе к данному вопросу.

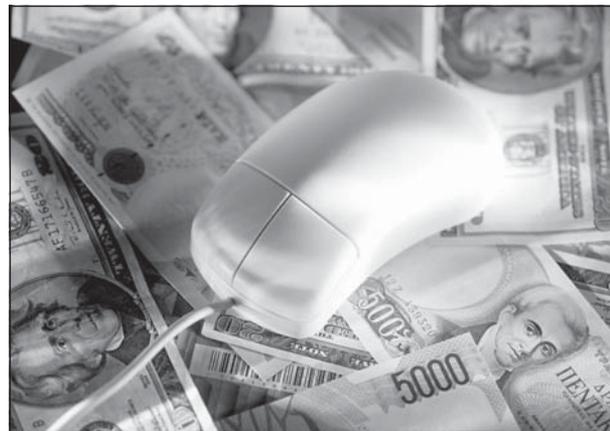
Одни, в данном случае Меандр, пошли по пути дальнейшей модификации реле серии ЕЛ. Можно сказать, что в этом движении они ушли от некоторых недостатков, присущих данным изделиям. Но в целом сохранились узкая логика аналоговых устройств, низкая надежность, зависи-

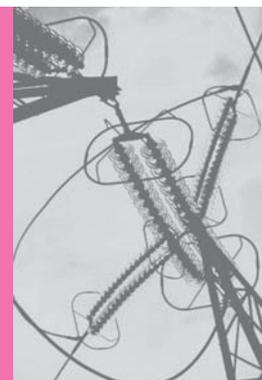
мость от температуры окружающей среды и характеристик самого питающего напряжения.

Другие, такие, как «Новатек-Электро», не только взяли на вооружение все лучшее от западных производителей, но и ушли далеко вперед. Возможность работы в двух типах сетей, контроль действующих и средних значений, наличие логики в принятии решений и большого количества регулировок в широком диапазоне – все это указывает на присутствие достаточно мощного процессора, поддерживаемого продуманным программным обеспечением. Реле лишены практически всех недостатков, которыми наделены изделия других производителей. Они изначально создавались для тяжелых условий отечественных сетей, жестких, порой экстремальных, условий эксплуатации. Тщательнейший подбор элементной базы, контроль качества сборки на каждом этапе и на выходе позволили достичь высочайшей надежности, не более двух отказов на тысячу изделий.

8. Выводы

Время защищать правильно действительно пришло. Растущее энергопотребление предприятий, энергонасыщенность бытового потребителя приводят к увеличению числа сетевых аварий. Остро назрела необходимость привести ПУЭ к нормам международного права в данной области. Эти правила должны не только регламентировать необходимость, место и способы защиты, но и ввести общие требования к приборам, защищающим от аварий сетевого напряжения. Это положит конец волюнтаризму в этой сфере, когда каждый производитель навязывает потребителю свое видение проблемы, которое, зачастую, очень далеко от идеала. Такая постановка вопроса позволит, во-первых, расчистить рынок от завалов электронного хлама «лжезащит», а во-вторых, освободит дорогу устройствам, способным надежно, качественно, а главное – **правильно** защитить потребителя.





ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ. ПОНИМАНИЕ ПРОЦЕССА

ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЕННОГО ЭЛЕКТРОДА

(Метод 62%)

Метод 62% был принят после изучения графиков и практических проверок. Этот метод обеспечивает наибольшую точность при условии однородности грунта. Он применяется, если проверяемое устройство заземления и два вспомогательных электрода можно расположить в линию и когда проверяемое устройство заземления состоит из одного штыря, одной трубы, одной пластины и т.д. (рис. 14).

Зоны эффективного сопротивления (группа концентрических поверхностей вокруг штырей) проверяемого электрода X и вспомогательного электрода тока Z перекрываются (рис. 15). Если переместить электрод потенциала Y по направлению к электроду X или Z и повторить измерение, то показания будут сильно различаться и измеренное значение будет неприемлемо далеко от

Окончание. Начало в № 6/05.

истинного сопротивления заземления. Области эффективного сопротивления пересекаются и это приводит к тому, что измеренное значение сопротивления возрастает по мере удаления электрода X от проверяемого электрода Y.

Теперь рассмотрим рис. 16, на котором электроды X и Z удалены на расстояние достаточное, чтобы зоны эффективного сопротивления электродов не пересекались. Если мы теперь построим график сопротивления в зависимости от расстояния между электродами X и Y, увидим, что разница между сопротивлением слева и справа от точки 62% (относительное расстояние от Y X) приемлемо мала. Обычно эта разница измеряется в процентах от измеренной величины: $\pm 2\%$, $\pm 5\%$, $\pm 10\%$ и т.д.

УДАЛЕННОСТЬ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОДА

Нельзя назвать одно на все случаи значение расстояния от вспомогательного электрода тока Z до проверяемого электрода X, поскольку оно за-

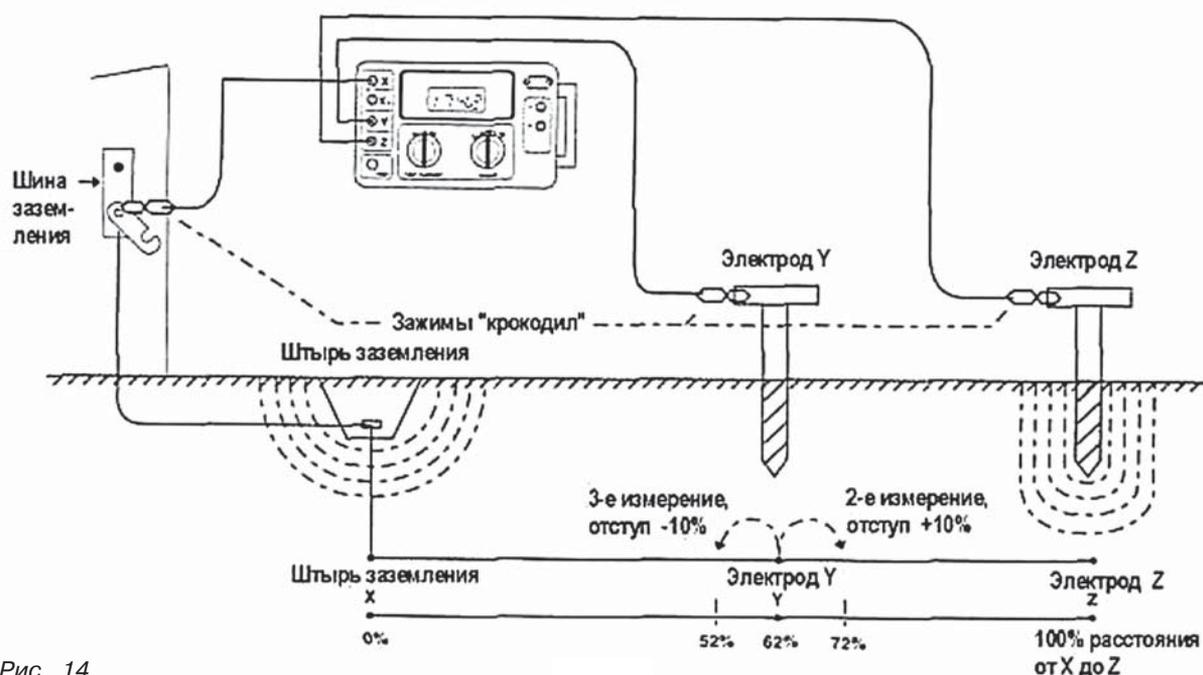


Рис. 14

висит от длины и диаметра проверяемого электрода, однородности грунта, и особенно от размеров эффективных областей сопротивления электродов. Однако в данном параграфе дано приблизительное значение этого расстояния для электрода диаметром 1 дюйм при однородном грунте (для диаметра 0,5 дюйма уменьшите расстояние на 10%, для диаметра 2 дюйма увеличьте расстояние на 10%).

ИЗМЕРЕНИЕ ПРОВОДИМОСТИ

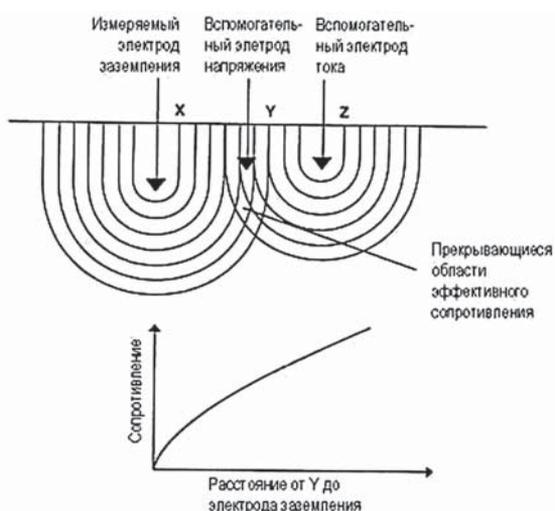


Рис. 15

Приблизительное расстояние до вспомогательных электродов для метода 62%

Глубина заземления проверяемого электрода, футов	Расстояние до электрода Y, футов	Расстояние до электрода Z, футов
6	45	72
8	50	80
10	55	88
12	60	96
18	71	115
20	74	120
30	86	140

ПРОВОДНИКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Проводимость проводника заземления можно измерить, включив его между двумя входами измерительного прибора (рис. 17).

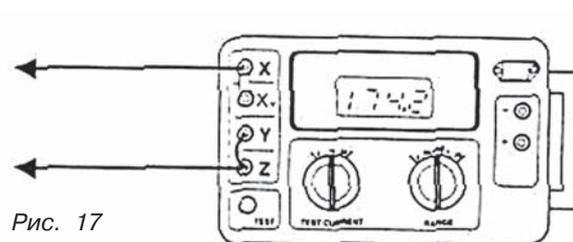


Рис. 17

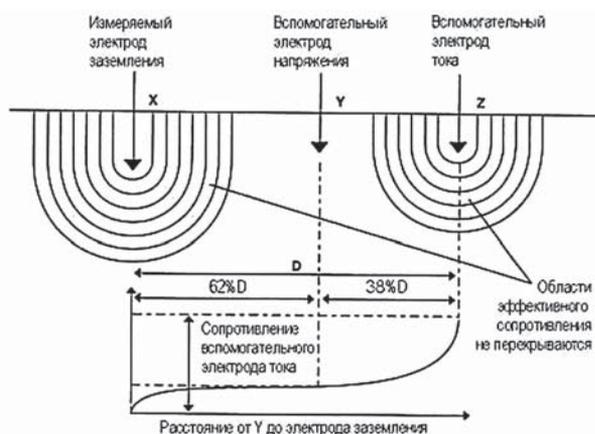


Рис. 16

ДВУХТОЧЕЧНЫЙ МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ

(Упрощенный метод)

Этот альтернативный способ применяется, когда доступно другое очень хорошее заземление, кроме измеряемого.

В густонаселенных районах, где трудно найти места для установки двух вспомогательных электродов, можно применить 2-точечный метод. Измерение показывает сопротивление двух устройств заземления, включенных последовательно. Поэтому второе заземление должно быть очень хорошим, настолько, чтобы его сопротивлением можно было пренебречь. Необходимо также измерить сопротивление провода и вычесть его из полученного измерения.

Двухточечный метод не такой точный, как 3-точечный метод (метод 62%), поскольку зависит от расстояния между измеряемым электродом и вспомогательным заземлением (неиспользуемое заземление или водопроводная труба). Этот метод нельзя использовать как стандартный. Скорее, – это выход из положения в густонаселенных районах (рис. 18).

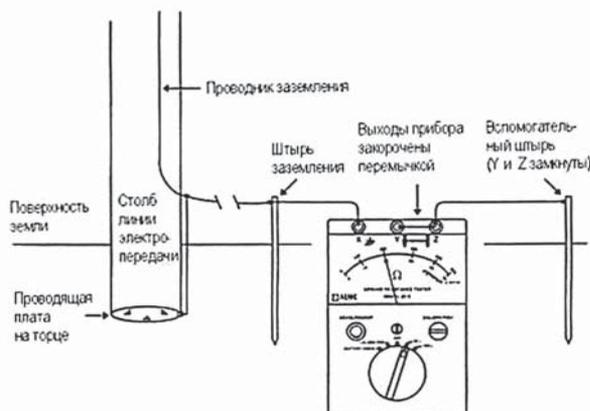


Рис. 18

ИЗМЕРЕНИЕ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГРУНТА

(4-точечный метод)

Почему так важно измерять сопротивление грунта?

Измерение сопротивления грунта преследует тройную цель. Во-первых, эти данные используются для геофизического изучения залегающих пород с целью определения зон и глубины залегания руд и для изучения других геофизических феноменов. Во-вторых, сопротивление грунта оказывает непосредственное влияние на степень коррозии подземных трубопроводов. Уменьшение сопротивления грунта приводит к усилению процесса коррозии и, следовательно, заставляет проводить специальную защитную обработку труб. В-третьих, сопротивление грунта непосредственно влияет на конструкцию устройств заземления. И именно поэтому здесь обсуждается вопрос о сопротивлении грунта. При разработке систем заземления большого размера разумно определить области наименьшего сопротивления грунта, чтобы сконструировать наиболее экономичную установку.

Измерять сопротивление можно двумя методами: 2-точечным или 3-точечным. 2-точечный метод заключается просто в измерении сопротивления между двумя точками. В большинстве случаев наиболее точным является 4-точечный метод, который применен в тестере заземления модели 4500.

Как следует из названия, 4-точечный метод (рис. 19 и 20) на измеряемом участке требуется установить в линию четыре равноудаленных электрода. Между крайними электродами протекает ток известной величины, созданный генератором тока. Между внутренними электродами измеряется падение напряжения. Модель 4500 показывает непосредственно значение сопротивления в Ом:

$$= 4AR / (1 + 2A/(A^2 + 4B^2) - 2A/(4A^2 + 4B^2)),$$

A – расстояние между электродами в см;
B – глубина заземления электродов в см.
Если $A > 20 B$, то формула такова:

$$= 2AR \text{ (если } A \text{ – в см);}$$

$$= 191,5AR \text{ (если } A \text{ – в футах);}$$

$$= \text{сопротивление грунта (в Ом}\cdot\text{см)}.$$

Это значение есть среднее удельное сопротивление грунта на глубине равной расстоянию A между электродами.

ИЗМЕРЕНИЕ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГРУНТА ПРИБОРОМ ТЕРСА 2

Имеется обширный участок земли, на котором надо определить место с наилучшим удельным сопротивлением. Немного интуиции не помешает. Поскольку наша цель найти место с наименьшим сопротивлением, сухой песчаной почве мы предпочтем влажный суглинок. Также следует оценить глубину залегания слоя с наименьшим удельным сопротивлением.

Пример

После обследования зона поиска сократилась приблизительно до 75 квадратных футов (22,5 м²). Допустим, необходимо определить сопротивление на глубине 15 футов (450 см). Расстояние между крайними штырями заземления равно глубине, на которой необходимо измерить среднее удельное сопротивление (15 футов, или 450 см). Чтобы применить более простую формулу Венера ($r = 2\pi AR$), необходимо заземлять электрод на глубину равную 1/20 расстояния между электродами или на 8 7/8 футов (22,5 см).

Устанавливайте электроды по сетке (рис. 19), и подключайте тестер заземления модели 4500 по схеме (рис. 20).

Выполните следующие действия:

- снимите перемычку, замыкающую выводы X и X V (C1 и P1) прибора;
- подключите прибор ко всем четырем штырям (см. рис. 20).

Например, пусть измерено сопротивление $R = 15$,

(удельное сопротивление) = $2 RA$

A (расстояние между электродами) = 450 см.

Тогда :

$$= 6,28 \times 15 \times 450 = 42\,390 \text{ Ом}\cdot\text{см.}$$

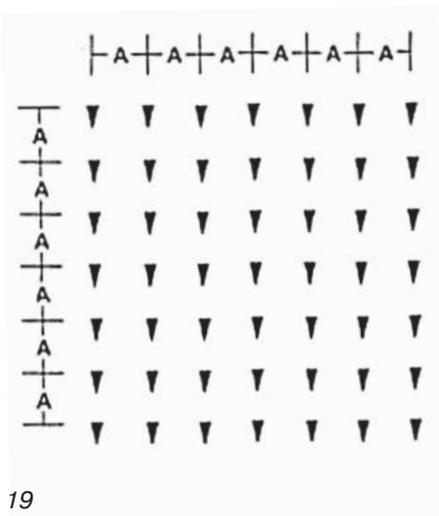


Рис. 19

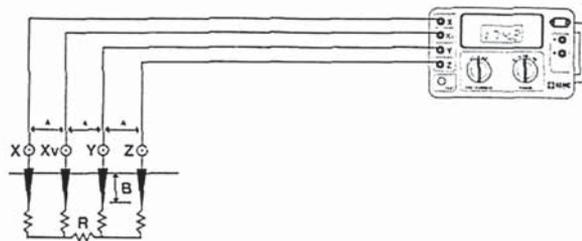


Рис. 20

ИЗМЕРЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИКОСНОВЕНИЯ

Первой причиной для измерения напряжения прикосновения является необходимость оценить безопасность персонала и защиту оборудования от высокого напряжения. Однако в некоторых случаях степень электрической безопасности можно оценивать с различных точек зрения.

Периодические измерения сопротивления устройства заземления в виде электрода или решетки электродов рекомендуются в следующих случаях:

1. Когда устройство заземления в виде электрода или решетки относительно мало и его удобно отключать.

2. Когда есть подозрение, что идет коррозия электрода, вызванная низким сопротивлением грунта и гальваническими процессами.

3. Когда пробой на землю поблизости от проверяемого устройства заземления маловероятен.

Измерение напряжения прикосновения является альтернативным способом определения безопасности. Он рекомендуется в следующих случаях:

1. Когда невозможно физически или по экономическим соображениям отключать заземление для того, чтобы произвести измерение.

2. Когда можно ожидать пробоев на землю рядом с проверяемым заземлением или рядом с оборудованием, которое подключено к проверяемому заземлению.

3. Когда «след» оборудования сравним с размером заземления, которое подлежит проверке.

(«След» – контур той части оборудования, которая соприкасается с землей.)

Ни измерение сопротивления заземления методом падения потенциала, ни измерение напряжения прикосновения не говорят о способности проводника заземления выдержать большие токи утечки с проводника фазы на проводник заземления. Требуется другой тест с использованием большого тока, для того чтобы это проверить.

Для измерения напряжения прикосновения применяется 4-точечный тестер заземления.

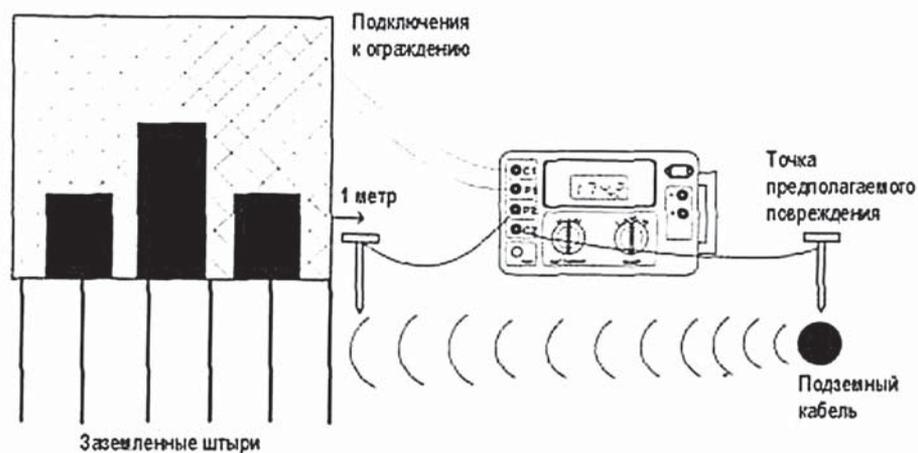


Рис. 21

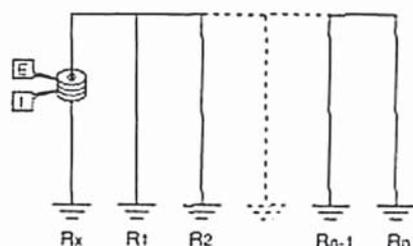


Рис. 22

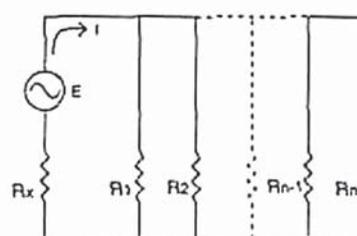


Рис. 23

В процессе измерения прибор генерирует в земле небольшое напряжение, имитирующее напряжение неисправности неподалеку от проверяемой точки на земле. Прибор показывает значение в вольтах на ампер тока, протекающего при этом в цепи заземления. Отображенное на экране значение затем умножается на максимальную величину тока, ожидаемого в земле, чтобы вычислить напряжение прикосновения данной установки для худшего случая.

Например, если при проверке системы с максимальным ожидаемым током неисправности 5000 А, прибор показал значение 0,100, то напряжение прикосновения будет равно 500 В.

Измерение напряжения прикосновения похоже на метод падения потенциала тем, что так же требует установки вспомогательных электродов в землю или на ее поверхность. Но расстояние между вспомогательными электродами будет другое (рис. 21).

Рассмотрим следующий пример. Пусть изоляция (см. рис. 21) подземного кабеля была пробита недалеко от изображенной подстанции. В земле появятся токи, вызванные аварией, которые потекут к устройству заземления подстанции, создавая разность потенциалов. Это напряжение может быть опасным для здоровья и даже для

жизни персонала, который находится на данном участке земли.

Чтобы приблизительно измерить напряжение прикосновения для данной ситуации, выполните следующие действия. Включите кабели между ограждением подстанции и точками С1 и Р1 4-точечного тестера заземления. Установите электрод в земле в точке, где можно ожидать пробой кабеля, и подключите электрод к выводу С2 прибора. Установите в землю еще один электрод на линии между первым электродом и точкой подключения к ограждению на расстоянии одного метра (или вытянутой руки) от места подключения к ограждению и подключите этот электрод к точке Р2 прибора. Включите прибор, выберите диапазон 10 мА и снимите измерение. Умножьте его на максимальный возможный в случае аварии ток.

Устанавливая электрод, подключенный к выводу Р2 прибора, в различные места вокруг ограждения, примыкающие к неисправной линии, можно получить карту изменения потенциала.

ИЗМЕРЕНИЕ ПРИБОРОМ С.А 6415 С ПРИМЕНЕНИЕМ ТОКОВЫХ КЛЕЩЕЙ

Это новый уникальный метод измерения сопротивления заземления. Он позволяет проводить

измерение без отключения цепи заземления. Кроме того, преимущество метода в том, что он позволяет измерять общее сопротивление устройства заземления, включая сопротивление соединений в цепи заземления.

ПРИНЦИП РАБОТЫ



Рис. 22

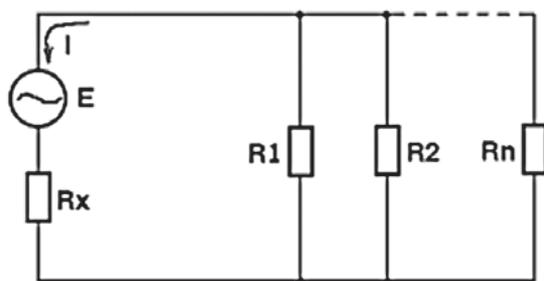


Рис. 23

Обычно, проводник заземления электросети общего назначения можно представить схемой (рис. 22) или эквивалентной схемой (рис. 23). Если в какой-нибудь ветви с сопротивлением R_X с помощью трансформатора создать напряжение E , через цепь потечет ток I .

Описанные величины связаны соотношением $E / I = R_X$. При известном неизменном напряжении E сопротивление R_X можно получить, измерив ток I .

Ток создается специальным трансформатором, подключенным через усилитель мощности к источнику напряжения с постоянной амплитудой и частотой 1,6 кГц (см. рис. 22 и 23). Этот ток регистрируется в образующемся контуре. Измеряемый сигнал регистрируется синхронным детектором, усиливается избирательным усилителем, преобразуется аналогово-цифровым преобразователем и отображается на ЖК-дисплее.

Избирательный усилитель применяется для очищения полезного сигнала от сигналов с частотой сети и от высокочастотных шумов. Напряжение регистрируется катушками, охватывающи-

ми проводник в возбуждаемом контуре, затем усиливается и очищается, когда сравнивается в компараторе с опорным сигналом. Если клещи тока неправильно закрыты, на дисплее появляется сообщение «open jaws» («клещи открыты»).

ПРИМЕРЫ ИЗМЕРЕНИЙ НА МЕСТНОСТИ

Ниже следуют примеры измерения сопротивления заземления на местности в типовых ситуациях.

ИЗМЕРЕНИЕ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА, СМОНТИРОВАННОГО НА СТОЛБЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Снимите защитную крышку с провода заземления и обеспечьте достаточно свободного места

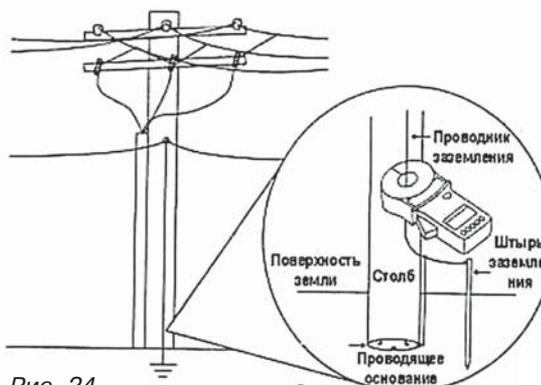


Рис. 24

для захвата проводника клещами тока. Клещи должны свободно охватывать проводник заземления. Клещами можно захватить и непосредственно штырь заземления.

Примечание. Клещи должны находиться на электрическом пути от нейтрали системы или проводника заземления к штырю или штырям (в зависимости от исполнения)

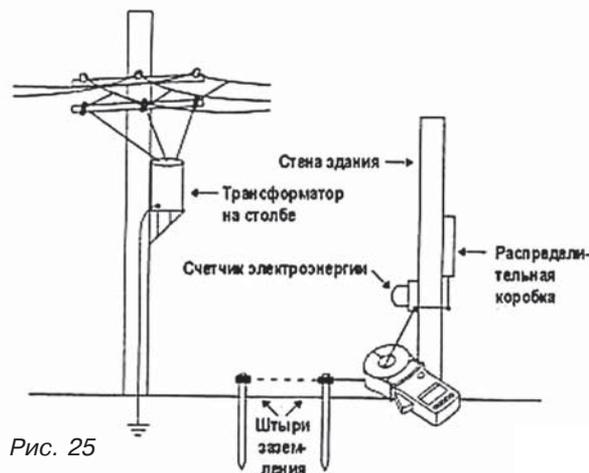


Рис. 25

Выберите измерение тока «А». Захватите клещами проводник заземления и измерьте ток в проводнике. Максимальное значение равно 30 А. Если значение тока превышает 30 А, измерение сопротивления заземления невозможно. Прекратите измерение. Снимите прибор С.А 6415 с данной точки и продолжите измерение в других точках.

Если измеренный в цепи заземления ток не превышает допустимого, выберите режим «?» прибора и прочитайте результат измерения в Ом. Измеренное значение соответствует не только сопротивлению системы заземления, но и включает сопротивление контакта нейтрали со штырем и всех соединений между нейтралью и штырем.

Заметьте, что (рис. 24) заземление обеспечивается торцом столба и заземленным штырем. Необходимо подключить клещи выше точки соединения проводников от торца столба и от штыря, чтобы измерить общее сопротивление заземления обоих заземлителей. Для последующих обращений к результату запишите дату, ток, сопротивление заземления в Омах и номер столба.

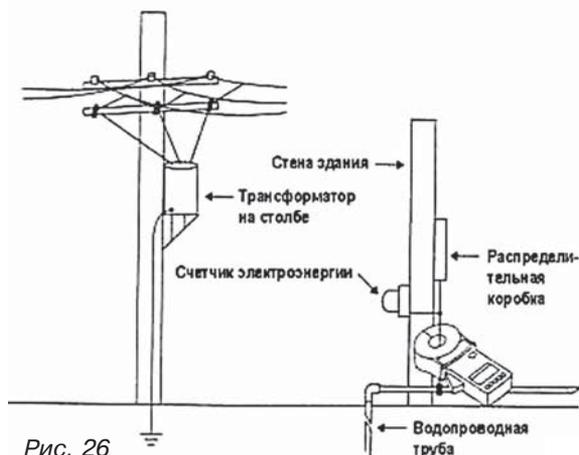
Примечание.

Большое значение сопротивления может быть вызвано:

- А) плохим заземлением штыря;
- Б) отключенным проводником заземления;
- В) большим сопротивлением контактов или мест сращивания проводника; осмотрите клещи, соединение на конце штыря, нет ли заглубленных трещин на стыках.

ИЗМЕРЕНИЕ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ КОРОБКЕ ИЛИ НА СЧЕТЧИКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Следуйте в основном описанной выше методике. Заметьте (рис. 25), что заземление может быть исполнено в виде группы штырей или (рис. 26) в качестве заземления может быть исполь-



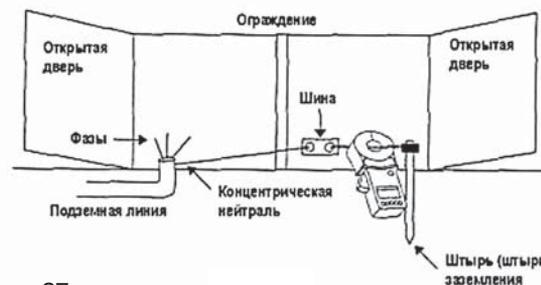
зована выходящая из земли водопроводная труба. Можно использовать одновременно оба вида заземления. В этом случае следует выбирать точку измерения на нейтрали так, чтобы измерить общее сопротивление заземления системы.

ИЗМЕРЕНИЕ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НА ТРАНСФОРМАТОРЕ, УСТАНОВЛЕННОМ НА ПЛОЩАДКЕ

- **Замечание.** Никогда не открывайте ограждение трансформатора. Это – имущество коммунальной службы. Данное измерение может выполнять только специалист.

- Соблюдайте все необходимые меры безопасности.

- Присутствует опасное напряжение. Определите и посчитайте все штыри заземления (обычно имеется единственный штырь). Если они находятся внутри ограждения, обратитесь к рис. 27, а если за пределами ограждения – к рис. 28. Если имеется единственный штырь за-



земления и он находится внутри ограждения, то для измерения следует подключиться к проводнику сразу после контакта проводника со штырем. Часто от зажима на штыре возвращается к нейтрали или внутри ограждения несколько проводников.

Во многих случаях наилучшее измерение можно получить при помощи клещей 3710 или 3730, подключенных непосредственно к заземленному штырю. При этом измеряется исключительно сопротивление устройства заземления. Подключайте клещи только в той точке, где имеется единственный путь для тока, текущего в нейтраль.

Обычно если вы получили очень низкое значение сопротивления, то это означает, что вы подключились к петле и вам следует переместить точку измерения ближе к штырю. Штырь заземления вне ограждения (см. рис. 28). Чтобы получить правильный результат, выберите точку подключения клещей (см. рис. 28). Если внутри ограждения имеется несколько штырей в разных углах, надо определить, как они подключены, что-

**ОАО ПЭМИ
ПРИСТУПИЛО
К ПРОИЗВОДСТВУ
КАБЕЛЬНЫХ
ТЕРМОУСАЖИВАЕМЫХ
МУФТ НОВОЙ
КОНСТРУКЦИИ**

ОАО ПЭМИ приступило к производству муфт, разработанных ОАО «Компания «Электромонтаж», которые имеют характеристики, направленные на повышение надежности и качества эксплуатации кабельных сетей 1–10 кВ. Муфты СТпнг и КВТпнг и при всех прочих равных условиях имеют преимущества в технических характеристиках по сравнению с аналогичными муфтами, выпускаемыми Подольским и Михневским заводами, и не уступают по всем параметрам муфтам фирмы «Райхем».

Преимущества заключаются в следующем.

Термоусаживаемые элементы конструкции муфт, изготавливаемые Канадско-Американской фирмой «Canusa», одним из мировых лидеров в этой области, получают методом химической сшивки перчаток и трубок, что абсолютно исключает брак при монтаже (перчатки и трубки не лопаются в процессе монтажа).

Коэффициент усадки – 6, что позволяет провести широкую унификацию макроразмеров муфт по сечениям проверяемых кабелей.

Высокая тепло- и холодоустойчивость могут эксплуатироваться при температуре окружающей среды в диапазоне -55°С – +120 °С.

Изделия фирмы «Canusa» не поддерживают горения, что является принципиально новым в области их применения для кабельной арматуры, и воз-

>> 36

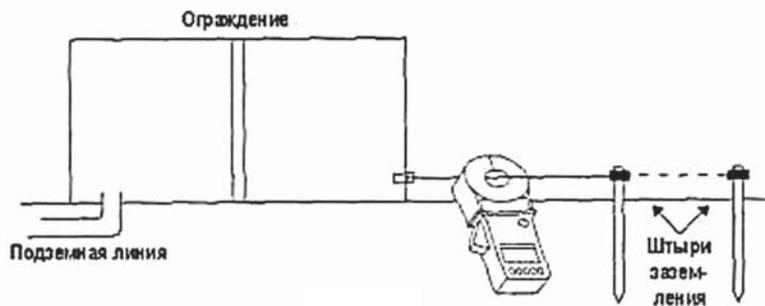


Рис. 28

бы правильно выбрать точку измерения.

ПЕРЕДАЮЩИЕ СТОЙКИ

Соблюдайте все необходимые меры безопасности.

Присутствует опасное напряжение.

Найдите проводник заземления около фундамента стойки. Заметьте, что существует много конфигураций. Будьте осторожны при определении проводников заземления. На рис. 29 по-

казана одна стойка на бетонном фундаменте с внешним проводником заземления. Точка подключения клещей должна находиться выше места электрического соединения частей системы заземления, которая может быть выполнена в виде группы штырей, пластин, витков или элементов фундамента.

*По материалам: ЗАО «МП
Диагност»*

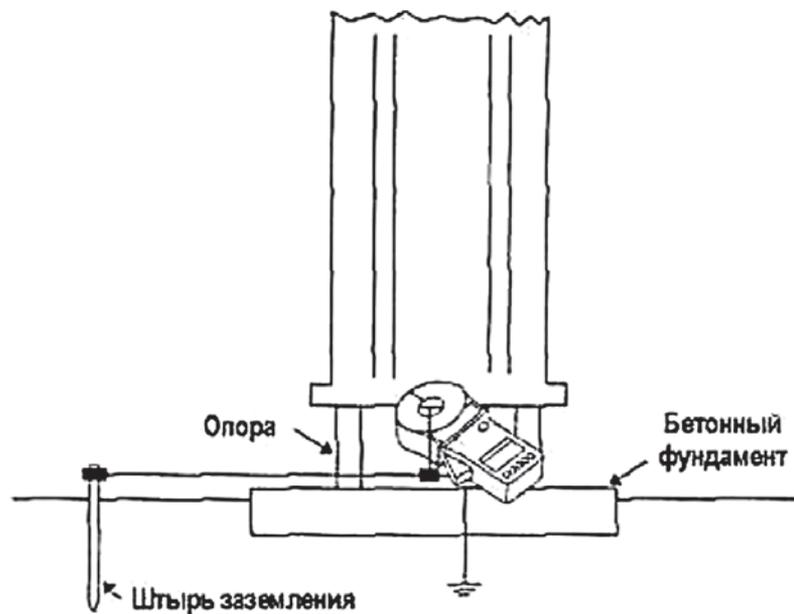
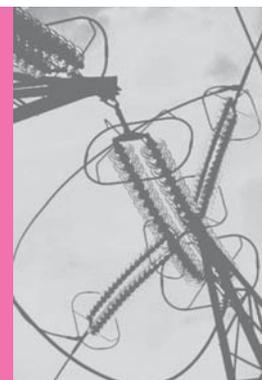


Рис. 29



МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ТЕПЛОВИЗИОННОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТАНОВОК

СИСТЕМАТИЧЕСКИЙ ПОДХОД

Тепловизионное обследование на подстанции следует проводить от устройства к устройству систематическим образом. Таким образом можно добиться диагностики всего оборудования без исключения.

Наружные подстанции обычно состоят из нескольких схем. При проведении ИК-осмотра рекомендуется проверять одну схему после другой. То есть начинать осмотр надо от подводящей линии, далее последовательно проходить изоляторы, разъединители, выключатели, трансформаторы и так далее до выходящей линии или кабеля.

РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИК-АППАРАТУРЫ

Воспринятое тепловое изображение элементов оборудования подстанции может показывать высокие температурные отличия. Современная ИК-аппаратура также может работать в широком температурном диапазоне, не теряя при этом на температурном изображении объекта никакой информации ни в верхней, ни в нижней частях температурной шкалы. В качестве примера рассмотрим три термограммы, отображающие температурное состояние печатной платы (рис. 1).

На верхней термограмме (см. рис. 1 а) мак-

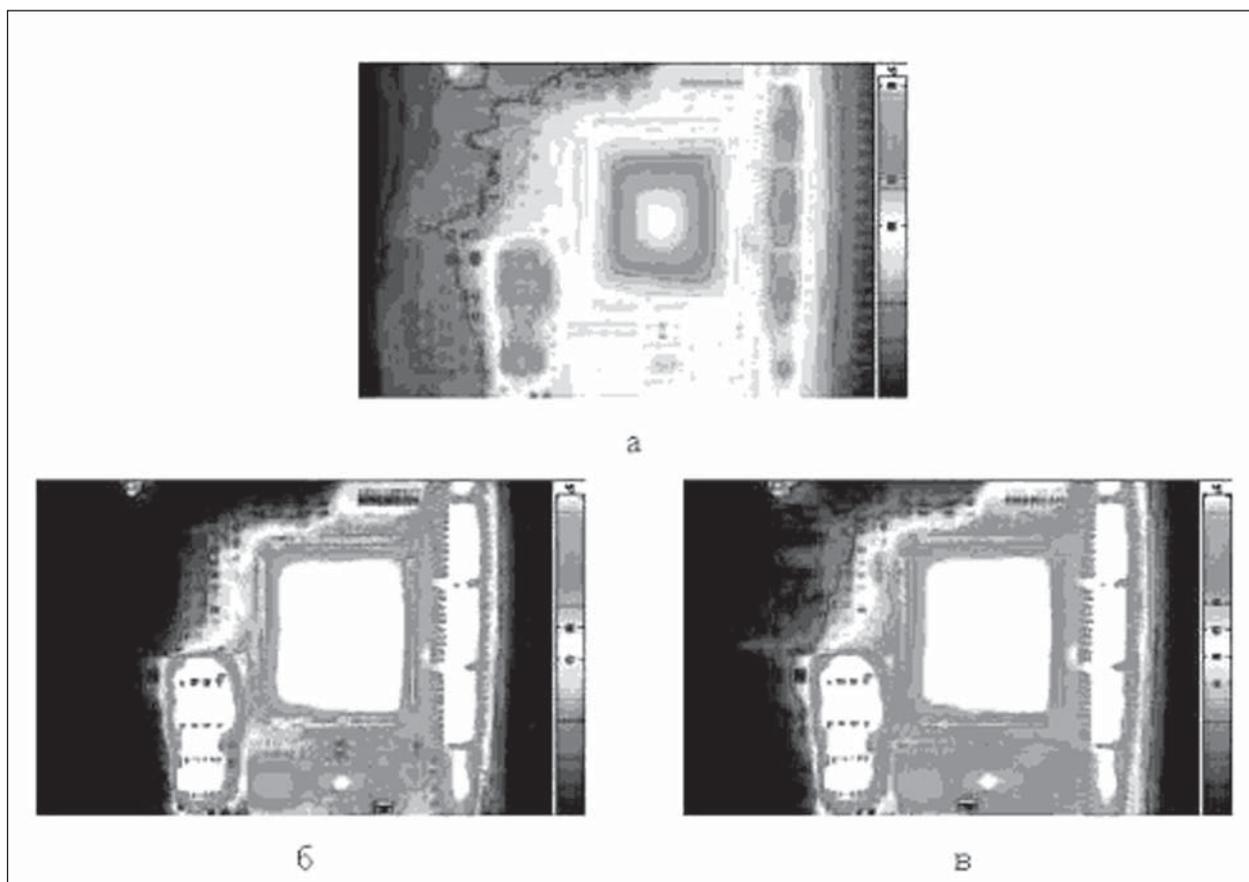


Рис. 1. Пример выбора температурного диапазона

симальная температура (указана на температурной шкале справа) равна 66 °С. На изображении слева (см. рис. 1 б) температурный диапазон выбран от +42,16 до +52,16 °С. При этом контрастнее стала видна микросхема, расположенная внизу под основной (микросхема, отмеченная прямоугольной областью R02). Самая горячая микросхема стала насыщенной, т.е. белый цвет указывает, что ее температура выше +52,16 °С, являющейся верхним порогом выбранной шкалы. Аналогично на изображении справа (см. рис. 1 в) температурный диапазон выбран так, чтобы сделать контрастной микросхему, расположенную левее описанной ранее микросхемы (микросхема, отмеченная прямоугольной областью R03). Три представленные термограммы различны, и на каждой из них только одна из микросхем попадает под весь температурный диапазон, указанный на температурной шкале рядом. Однако на всех трех термограммах – одно и то же изображение. Белые области на двух нижних термограммах указывают на то, что они являются более горячими, чем установленная шкала температур.

Сегодня современные камеры, подобно

VarioCAM, способны в нормальных условиях эксплуатации измерять температуры в диапазоне от -40 и почти до +1200 °С. Этот диапазон вполне достаточен для большинства обследуемых объектов.

Камеры сегодня могут автоматически находить самую высокую температуру в изображении. Полученная термограмма может быть легко сохранена в памяти камеры. К ней может быть добавлен голосовой комментарий. Сообщение будет следовать совместно с термограммой.

Правильное температурное измерение зависит не только от возможностей программного обеспечения или самой камеры. Ошибка может появиться тогда, когда реальное место нагрева, например, подключение, скрыто от оператора. Такое возможно при измерении теплоты, которая передалась от источника нагрева через расстояние другому элементу. Реальное место нагрева может быть недоступно.

Когда нет точной уверенности в экспозиции, необходимо попытаться навести камеру на обследуемый объект под различными углами и удостовериться, что нагретая область замечена и опре-

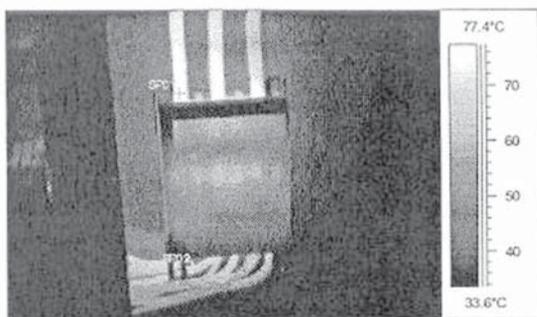


Рис. 2. Пример скрытого нагрева

делена в максимальном ее размере. То есть надо быть уверенным, что какой-то элемент или часть конструкции не скрывают самое горячее пятно.

На термограмме (рис. 2) самое горячее пятно, определяемое камерой, с температурой 83 °С – это выходы кабелей из блока. Рабочая температура кабелей под блоком 60 °С. Однако, самое горячее место скрыто за блоком. Разница в 23 °С – это температура мнимого дефекта, так как кабели над блоком имеют высокий нагрев от переносимого тепла. Этот тепловой источник находится ниже нагретых кабелей внутри блока и имеет существенно более высокую температуру.

Другая причина неверного определения температуры на обследуемом объекте – это плохо выбранный фокус съемки (рис. 3).

На левом изображении представлен кабельный канал в фокусе. Температура в отмеченной точке равна 25,90 °С. На правом изображении кабельный канал не в фокусе и температура в точке равна 31,56 °С.

Для тепловизионного обследования электрических установок используется специальный метод, который достаточно прост и основан на сравнении однотипных объектов – так называемое измерение со ссылкой. Данный метод предполагает систематический просмотр однотипных элемен-

тов параллельно, чтобы оценить степень нагрева одного из них в сравнении с элементом, предположительно находящимся в нормальном состоянии.

Нормальным состоянием элемента считается такое, когда электрический ток, проходящий в нем, создает рабочую температуру, выраженную на термограмме некоторым цветом (или серым тоном), который является обычно, идентичным, например, для всех трех фаз при симметричной нагрузке. Незначительные изменения в цвете могут быть на фоне электрического проводника, например, в соединении двух различных материалов, при увеличении или уменьшении области (сечения) проводника, где имеется некоторое сопротивление электрическому току.

Некоторое отличие цветов – обычный результат, если фазы несут несимметричную нагрузку. Подобное различие в цветах не представляет собой перегревание, так как это не происходит в местном масштабе (т.е. в локальной области), а распространяется по всей фазе. Реальный нагрев, представляется тепловым пятном с явным спадом температуры за пределами пятна.

Температурное измерение методом термографии обычно дает абсолютную температуру объекта. Чтобы правильно оценить, является ли компонент слишком горячим или нет, необходимо знать его рабочую температуру, которую он обычно имеет с учетом нагрузки на нем и температуры окружающей среды.

Поскольку прямое измерение дает абсолютную температуру, то необходимо учитывать то, что большинство компонентов имеет верхний предел их абсолютных температур. Также важно знать ожидаемую рабочую температуру при определенной нагрузке и температуре окружающей среды. Рассмотрим следующие определения.

Рабочая температура – это абсолютная температура компонента, которая зависит от текущей нагрузки и окружающей среды. Рабочая температура всегда выше, чем окружающая темпе-



Рис. 3. Зависимость измеренной температуры от фокусировки

ратура. Температура превышения (или перегрев) – это температурное различие между компонентом с нормальной рабочей температурой и дефектным компонентом.

Таким образом, температура перегрева определяется как разница между температурой подготавливаемого элемента и температурой аналогичного элемента, расположенного рядом, т.е. другой фазы или другого однотипного элемента с такой же электрической нагрузкой. Также немаловажно сравнить те же самые точки на различных фазах.

Практически нормальная рабочая температура компонента принимается как температура компонентов, по крайней мере, двух из трех фаз, при условии, что измерения проводятся при обычных рабочих условиях. В большинстве нормальных ситуаций однотипные компоненты всех фаз имеют одинаковую или почти одинаковую температуру. Рабочая температура компонентов открытых площадок подстанций или линий электропередач обычно на 1–2 °С превышает наружную температуру воздуха. В помещениях подстанций рабочие температуры компонентов могут иметь пределы намного больше, что и подтверждается (рис. 4). Температура левой фазы явно повышена. Рабочая температура на двух «холодных» фазах равна 66 °С. На дефектной фазе температура 127 °С, что указывает на наличие дефекта и требует незамедлительного ремонта.

Как только дефектное соединение обнаружено, необходимо применение корректирующих мер, для чего должны быть оценены следующие критерии:

- нагрузка в период измерения;
- переменность нагрузки;
- местоположение дефектной части в электрической установке;
- ожидаемая нагрузка в будущем;
- температура превышения, измеренная непосредственно на дефектном пятне или косвенно че-

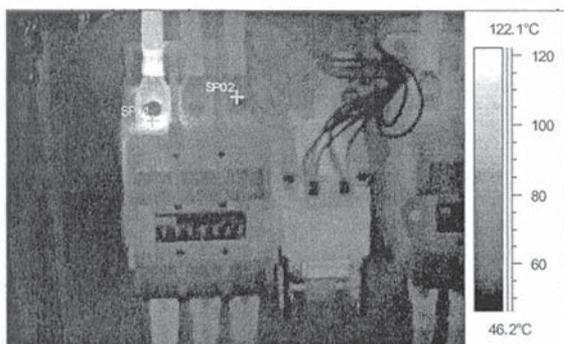


Рис. 4. Пример теплового пятна на термограмме

рез проводимую теплоту, вызванную некоторым дефектом внутри узла.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕГРЕВА

Температуры превышения, измеренные непосредственно на дефектных частях, обычно подразделяются на три категории в приложении к 100%-ной нагрузке:

< 5 °С – начинающийся перегрев (должен быть под контролем);

(5 – 30) °С – явный перегрев (необходимо принять меры при первой возможности, а также проанализировать возможные нагрузочные режимы);

> 30 °С – сильный перегрев (необходимо принять меры неотложно, но с учетом анализа нагрузочной ситуации).

ОТЧЕТ О РЕЗУЛЬТАТАХ ТЕПЛОВИЗИОННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Результатом тепловизионных осмотров электрических установок, проводящихся в настоящее время, является, как правило, печатный отчет, возможность создания которого обеспечивается программой подготовки сообщений. Эти программы, отличающиеся у разных производителей, обычно непосредственно адаптируются на камеры, что создает условия для простой и быстрой подготовки отчетов.

Камеры типа VarioCAM имеют возможность легко записать голосовой комментарий и, работая с ними, едва ли возникает потребность вести письменный протокол во время осмотра. Вместо такого неудобства, как ведение письменного протокола, кадры этих камер во время осмотра записываются на жесткий диск вместе с голосовым комментарием к каждому кадру. В печатный отчет иногда помещается фотография, отображающая «нормальным» способом дефектное место.

Программа, используемая для создания отчетов, входит в комплект программного обеспечения IRBIS. Она адаптирована к нескольким типам инфракрасных камер.

ТЕПЛОВЫЕ АНОМАЛИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

ОТРАЖЕНИЕ

Тепловизионная камера в зависимости от типа и рабочего диапазона длин волн может называться коротковолновой, то есть воспринимающей инфракрасное излучение в диапазоне 3,6–5,0 мкм (SW диапазон), и длинноволновой камерой, воспринимающей излучение в диапазоне 8–14 мкм (LW диапазон). Это предопределяет некоторое

различие в методиках измерений главным образом при наружных осмотрах. Причина этому то, что солнце излучает не только в видимом спектре 0,4–0,7 мкм, но также и в инфракрасном спектре приблизительно до 4 мкм. Поскольку камера чувствительна к солнечным отражениям, иногда называемым солнечными бликами, оператор камеры должен рассматривать и этот эффект. Важно не принять излучение солнечного отражения за излучение перегретого элемента установки.

Это различие между SW и LW не подразумевает, что использование SW оборудования при наружных обследованиях исключено только из-за солнечных бликов. Фактически большинство камер, используемых для этой цели во всем мире, это SW. Однако это вопрос принятой или доступной технологии изготовителей. Более важными являются другие факторы, такие, как мобильность, легкость использования, современность интерфейса пользователя.

СОЛНЕЧНОЕ НАГРЕВАНИЕ

Поверхность компонента с высокой излучательной способностью, например, окрашенная сторона трансформатора, может в жаркий летний день быть нагретой солнцем до весьма значительных температур.

Вихревые токи могут нагревать металлические детали до значительных температур. В случае образования больших токов могут возникнуть даже пожары. Этот тип нагревания происходит в магнитном материале вдоль токового пути, например, металлические пластины основания изоляторов.

ИЗМЕНЕНИЕ НАГРУЗКИ

Стандартом в распределении нагрузки считаются 3-фазные системы. При обследовании таких объектов просто сравниваются компоненты трех фаз непосредственно друг с другом, например, кабели, разъединители, изоляторы. Одинаковая нагрузка на фазах должна проявиться на контролируемых элементах температурой примерно одинакового значения. Дефект может предполагаться в том случае, если температура элементов одной фазы значительно отличается от температуры элементов других двух фаз. Однако необходимо быть уверенным, что нагрузка на фазах действительно распределена равномерно. Это можно, в большинстве случаев, уточнить с помощью стационарных приборов или подсоединяемого амперметра (до 600 А).

ВЛИЯНИЕ ОХЛАЖДАЮЩИХ УСЛОВИЙ

Другой пример: ряд кабелей связан в жгут.

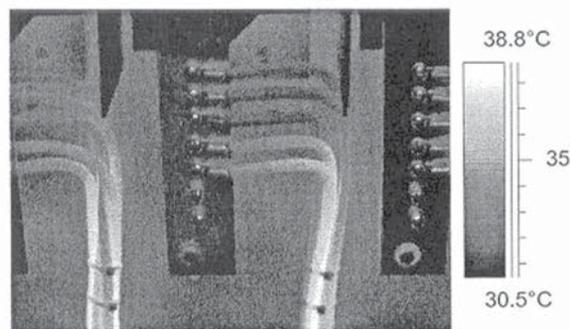


Рис. 5. Пример влияния охлаждающих условий

В этом случае при плохом охлаждении кабелей внутри жгута температура может повыситься очень значительно. Кабели, расположенные в верхней части болтовой колодки, идущие горизонтально и разнесенные на некоторое расстояние друг от друга, не нагреты. В вертикальной же части прокладки кабели скреплены в плотный жгут и охлаждение их плохое. На рис. 5 видно, что в жгуте температура превышения составляет 5 °C по отношению к холодной части кабелей.

ИЗМЕНЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ

Перегрев элементов электрической установки может иметь много разных причин. Некоторые типичные из них описаны ниже. Так, например, слабое сжатие контакта может произойти уже при начальном монтаже установки.

Так как плохой контакт имеет небольшие размеры, то перегрев локализуется только в районе головки болта, от которого тепло распространяется равномерно вдоль кабеля. Более низкая излучательная способность болта создает впечатление, что он более холодный, чем изолированный провод. Очевидно, что изоляция провода имеет более высокую излучательную способность.

ПЕРЕГРЕВ ОДНОГО ЭЛЕМЕНТА В РЕЗУЛЬТАТЕ ДЕФЕКТА В ДРУГОМ ЭЛЕМЕНТЕ

Иногда температура превышения может регистрироваться и на исправном элементе. Причина может быть в следующем: например, электрическая мощность передается через два параллельных проводника. Один из них имеет увеличенное (ненормальное) сопротивление, а другой – нормальное. В этом случае дефектный, с увеличенным сопротивлением, проводник несет меньшую нагрузку, а проводник без дефекта – повышенную нагрузку и может значительно перегреваться.

возможность применения в любых кабельных сооружениях: городских, коммуникационных коллекторах, где наряду с силовыми кабелями могут быть положены кабели связи с изоляцией из горючего полиэтилена, в кабельных полуэтажах ТЭЦ, ГРЭС и ГЭС, кабельных каналах РП и ТП, максимальных залах и т.п.

Химический состав антипиренов – веществ, обеспечивающих нераспространение горения, входящих в рецептуру материалов изделий, не имеет галогеносодержащих составляющих (хлор, фтор), то есть не выделяет токсичного дыма.

Применение выравнивающего конуса в месте обреза оболочки снижает напряженность диэлектрического поля не менее чем на 20% и, как следствие, увеличивает электрическую прочность не менее чем в 2 раза.

У муфт фирмы «Райхем», Михневского и Подольского заводов процесс начала ионизации и видимой короны зафиксирован при 24 кВ, у муфт ОАО «Компания «Электромонтаж» этот процесс начинается при 30 кВ.

Значительный коэффициент усадки позволяет получить необходимую нормированную толщину изоляционного слоя манжет и труб (6–8) мм, что обеспечивает высокую электрическую прочность таких основных узлов, как, например, место контактного соединения жил с помощью гильз со срывными болтами у соединительных муфт. Слой изоляции труб большой толщины для наружных оболочек обеспечивает также мощную механическую защиту муфт.

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

ФАКТОРЫ, ТРЕБУЮЩИЕ ОСОБОГО ВНИМАНИЯ ПРИ ТЕПЛОВИЗИОННОМ ОБСЛЕДОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Во время тепловизионного обследования различных типов электрических установок такие факторы, как ветер, расстояние до объекта, дождь или снег, часто влияют на результат измерений.

ВЕТЕР

Во время наружного осмотра охлаждающий эффект ветра должен быть принят во внимание. Температура превышения, измеренная при скорости ветра 5 м/с, будет приблизительно вдвое ниже, чем измеренная при скорости ветра 1 м/с. Температура превышения, измеренная при скорости ветра 8 м/с, будет в 2,5 раза ниже, чем при ветре 1 м/с.

Однако бывают случаи, что приходится проводить осмотр, когда скорость ветра более

8 м/с. Такие случаи довольно часто имеют место в горах на островах и т. д. Но важно знать, что найденные перегретые элементы при ветре более 8 м/с, будут значительно более перегреты при слабом ветре.

ДОЖДЬ И СНЕГ

Дождь и снег также производят охлаждающий эффект при обследовании электрического оборудования. Тепловизионное обследование может проводиться с удовлетворительными результатами в период слабого (редкого) снегопада с сухим снегом или при слабом дожде. Качество изображения при сильном снегопаде или дожде ухудшается и достоверность измерения становится невозможной. Главным образом это будет потому, что плотный снегопад, так же как и сильный дождь, непроницаемы для инфракрасного излучения. В таких условиях в большей степени будет измеряться температура снежинок или больших капель дождя.

По материалам компании «Мир диагностики»



*В. Харечко,
Ю. Харечко*



РЕКОМЕНДАЦИИ СВОДА ПРАВИЛ СП 31-110 ПО ПРИМЕНЕНИЮ УСТРОЙСТВ ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ

Свод правил СП31-110 [1] одобрен и рекомендован к применению в качестве нормативно-документа «Системы нормативных документов в строительстве» постановлением Госстроя России от 26 октября 2003 г. №194 взамен ВСН59-88 «Электрооборудование жилых и общественных зданий. Нормы проектирования». СП31-110 содержит рекомендации по проектированию и монтажу электроустановок жилых и общественных зданий. В СП31-110 также изложены рекомендации по обеспечению защиты от поражения электрическим током, которые предусматривают широкое использование устройств защитного отключения в электроустановках жилых и общественных зданий. Эти рекомендации, как правило, представляют собой слегка измененные требования Правил устройства электроустановок седьмого издания [2] и поэтому содержат ошибки и недостатки, которые были указаны в статье

[3]. Ниже представлен критический анализ рекомендаций по применению УЗО, большая часть которых содержится в Приложении «А» СП31-110 «Рекомендации по применению устройств защитного отключения в электроустановках жилых зданий».

В п. 9.2 СП31-110 имеется следующая неопределенная рекомендация: «... При наличии розетки в зоне 3 ванной комнаты должна предусматриваться установка УЗО на ток до 30 мА ...», которая, однако, не предусматривает защиту устройством защитного отключения именно указанной штепсельной розетки. Рекомендация содержит также грубую терминологическую ошибку – вместо характеристики «номинальный отключающий дифференциальный ток» в ней указан термин «ток».

Рассматриваемая рекомендация некорректно дублирует требования, изложенные в п. 701.53

ГОСТР50571.11 [4] и в п. 7.1.48 ПУЭ, а также частично повторяет п. 14.40 СПЗ1-110. Ее можно исключить из СПЗ1-110, так как, кроме ошибок, она не содержит никакой новой информации. При этом следует учитывать, что требованиями п. 1.7.151, 1.7.176, 1.7.79 ПУЭ и другими предписаниями с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,03 А все групповые электрические цепи штепсельных розеток в электроустановке здания.

В п. 14.36 СПЗ1-110 сказано: «В кабинетах и лабораториях школ розетки на столах учеников, а также лабораторные щитки должны быть подключены через аппарат управления, установленный на столе преподавателя. Линии питания розеток следует подключать через разделительный трансформатор или защищать устройством защитного отключения на ток до 30 мА». Прочитанные рекомендации содержат терминологические ошибки. В них идет речь о защите линий питания розеток, хотя нужно говорить о защите групповых электрических цепей штепсельных розеток. Кроме того, в рекомендациях вместо характеристики УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток» неправомерно использован термин «ток».

В п. 14.40 СПЗ1-110 имеется следующая рекомендация: «В ванных комнатах квартир, в умывальных, душевых, ванных комнатах и преддверных общежитий и гостиниц допускается установка штепсельных розеток в зоне 3 по ГОСТ Р 50571.11, присоединенных к сети через разделяющий трансформатор или защищенных УЗО на ток до 30 мА». В рассматриваемых рекомендациях имеются многочисленные терминологические ошибки. Вместо термина «сеть» в них следует использовать термин «электрическая цепь», а вместо термина «ток» – характеристику УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток». Разделительный трансформатор ошибочно назван разделяющим трансформатором.

Рассматриваемые рекомендации так же, как рекомендация п. 9.2 СПЗ1-110, некорректно дублируют требования п. 701.53 ГОСТ Р 50571.11. Поэтому рекомендацию п. 14.40 можно исключить из СПЗ1-110.

Пункт А.1.1 СПЗ1-110 гласит: «Для защиты от поражения электрическим током УЗО, как правило, должно применяться в отдельных групповых линиях. Допускается присоединение к одному УЗО нескольких групповых линий через отдельные автоматические выключатели (предохранители)». В этих рекомендациях вместо термина «групповая электрическая цепь» неправомерно использовано словосочетание «групповая линия». Реко-

мендация заимствована из п. 7.1.79 ПУЭ. Поэтому ее можно исключить из СПЗ1-110.

Рекомендации п. А.1.2 СПЗ1-110 – «Суммарное значение тока утечки сети с учетом присоединяемых стационарных и переносных электроприемников в нормальном режиме работы не должно превосходить 1/3 номинального тока УЗО. При отсутствии данных о токах утечки электроприемников его следует принимать из расчета 0,4 мА на 1 А тока нагрузки, а ток утечки сети – из расчета 10 мкА на 1 м длины фазного проводника» содержат следующие ошибки.

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

Во-вторых, в процитированных рекомендациях имеется грубая ошибка – вместо характеристики УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток», которая измеряется сотыми или десятными долями ампера, использована другая характеристика – «номинальный ток», измеряемая десятками ампер. Любое устройство защитного отключения типов АС и А 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. Поэтому при токе утечки в электрической цепи, равном 1/3 номинального тока, устройство защитного отключения общего применения срабатывает мгновенно – за время не более 0,04 с (см. требования к УЗО, изложенные в стандартах [5–8]).

Указанная грубая ошибка была допущена еще в п. 1.5 Временных указаний по применению устройств защитного отключения в электроустановках жилых зданий [9], на что мы обратили внимание сотрудников государственного энергетического надзора и других специалистов в статье [10], 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 Правил устройства электроустановок, а затем в виде рекомендаций – в п. А.1.2 СПЗ1-110, в очередной раз красноречиво иллюстрируя низкое качество ПУЭ, СПЗ1-110 и других нормативных документов, разработанных в течение последних десяти лет.

В п. А.1.3 СПЗ1-110 содержится рекомендация: «При выборе уставки УЗО необходимо учитывать, что в соответствии с ГОСТ Р 50807 значение отключающего дифференциального тока

находится в зоне от 0,5–1 номинального тока уставки», имеющая большое число ошибок.

Во-первых, процитированная рекомендация справедлива только для синусоидального тока. Если в главной цепи УЗО появляется пульсирующий постоянный ток, диапазон минимального отключающего дифференциального тока возрастает от 0,11 до 1,4 (2,0) номинального отключающего дифференциального тока УЗО. Об этом прямо сказано в п. 5.4 и п. 8.3.6.1.1 ГОСТ Р 50807 [5].

Во-вторых, в рекомендации дана ссылка на ГОСТ Р 50807. Однако устройства защитного отключения, применяемые в электроустановках зданий, выпускают в соответствии с требованиями стандартов ГОСТ Р 51326.1 [6] и ГОСТ Р 51327.1 [7], а также ГОСТ Р 50030.2 [8]. Поэтому ссылка на ГОСТ Р 50807 здесь неуместна.

В-третьих, в рассматриваемой рекомендации вместо характеристики УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток» неправомерно использовано слово «уставка».

В-четвертых, эта рекомендация содержит информацию, которая нужна лишь для формулирования п. А.1.2 СПЗ1-110. Поэтому ее можно исключить из СПЗ1-110.

Пункт А.1.4 СПЗ1-110 гласит: «Рекомендуется использовать УЗО, при срабатывании которых происходит отключение всех рабочих проводников, в том числе и нулевого рабочего, при этом наличие защиты от сверхтока в нулевом полюсе не требуется». Эта рекомендация сформулирована еще более неопределенно, чем требование п. 7.1.86 ПУЭ. В рассматриваемой рекомендации целесообразно сказать о том, что в электроустановках жилых зданий нельзя применять однополюсные УЗО с двумя токовыми путями и трехполюсные УЗО с четырьмя токовыми путями, главные контакты которых разрывают только цепи линейных проводников.

Пункт А.1.5 СПЗ1-110 содержит следующие рекомендации: «Применяемые типы УЗО функционально должны предусматривать возможность проверки их работоспособности, проверка УЗО (тестирование) для жилых объектов должна проводиться не реже одного раза в три месяца, о чем должна быть запись в инструкции по эксплуатации завода-изготовителя», которые можно исключить из СПЗ1-110. Устройства защитного отключения, выпускаемые в соответствии с требованиями стандартов комплекса ГОСТ Р 51326, комплекса ГОСТ Р 51327 и ГОСТ Р 50030.2, имеют контрольные устройства, предназначенные для выполнения периодической проверки их работоспособности. В инструкциях производителей указывается периодичность проверки работоспособности УЗО.

Рекомендации п. А.1.6 СПЗ1-110 – «Необхо-

димость применения УЗО определяется проектной организацией исходя из обеспечения безопасности в соответствии с требованиями заказчика и утвержденными в установленном порядке стандартами и нормативными документами. Применение УЗО должно быть обязательным для групповых линий, питающих штепсельные соединители наружной установки в соответствии с ГОСТ Р 50571.8, или для защиты штепсельных розеток ванных и душевых помещений, если они не подключены к индивидуальному разделяющему трансформатору в соответствии с ГОСТ Р 50571.11» – также могут быть исключены из СПЗ1-110. Эти рекомендации не содержат никакой дополнительной информации, которая необходима проектировщикам, электромонтажникам или эксплуатационному персоналу для грамотного применения УЗО в электроустановках зданий. Обязательная защита устройствами защитного отключения всех групповых электрических цепей штепсельных розеток в электроустановке здания в помещениях с повышенной опасностью предписана требованиями п. 1.7.151 и п. 1.7.176 ПУЭ и другими.

Пункт А.1.7 СПЗ1-110 рекомендует применять устройства защитного отключения в существующих электроустановках зданий для повышения уровня защиты от поражения электрическим током: «Использование УЗО для объектов действующего жилого фонда с двухпроводными сетями, где электроприемники не имеют защитного заземления, является эффективным средством в части повышения электробезопасности. Срабатывание УЗО при замыкании на корпус в таких сетях происходит только при появлении дифференциального тока, то есть при непосредственном прикосновении к корпусу (соединении с «землей»). В соответствии с этим установка УЗО может быть рекомендована как временная мера повышения безопасности до проведения полной реконструкции. Решение об установке УЗО должно приниматься в каждом конкретном случае после получения объективных данных о состоянии электропроводок и приведения оборудования в исправное состояние».

Следующие рекомендации СПЗ1-110 представляют собой неудачную попытку разъяснения особенностей применения устройств защитного отключения для защиты от косвенного прикосновения:

«А.2.1 Устройства защитного отключения, управляемые дифференциальным током, наряду с устройствами защиты от сверхтока относятся к основным видам защиты от косвенного прикосновения, обеспечивающим автоматическое отключение питания.

А.2.2 Защита от сверхтока обеспечивает за-

щиту от косвенного прикосновения путем отключения поврежденного участка цепи при глухом замыкании на корпус. При малых токах замыкания, снижении уровня изоляции, а также при обрыве нулевого защитного проводника УЗО является, по сути дела, единственным средством защиты».

В процитированных рекомендациях необходимо сказать о том, что для обеспечения автоматического отключения питания в электроустановках зданий, соответствующих типу заземления системы ТТ, следует применять устройства защитного отключения. В электроустановках зданий, которые соответствуют типам заземления систем TN-C, TN-S и TN-C-S, для автоматического отключения питания обычно используют устройства защиты от сверхтока. Однако в системах TN в некоторых случаях из-за малых токов замыкания на землю обеспечить отключение аварийных электрических цепей в нормируемое время можно только с помощью УЗО.

В п. А.3.1 СП31-110 изложены общие рекомендации по применению устройств защитного отключения для защиты при прямом прикосновении – «Основными видами защиты от прямого прикосновения являются изоляция токоведущих частей и мероприятия по предотвращению доступа к ним. Установка УЗО с номинальным током срабатывания до 30 мА считается дополнительной мерой защиты от прямого прикосновения в случае недостаточности или отказа основных видов защиты. То есть применение УЗО не может являться заменой основных видов защиты, а может их дополнять и обеспечивать более высокий уровень защиты при неисправностях основных видов защиты».

Прочитанные рекомендации нуждаются в следующей корректировке. В рекомендациях следует говорить о мерах защиты, а не о видах защиты, а также о том, что УЗО используют для защиты **при** прямом прикосновении человека (животного) к находящейся под напряжением опасной токоведущей части. Устройство защитного отключения не может предотвратить прямое прикосновение, то есть оно не может быть использовано для защиты **от** прямого прикосновения.

Рекомендации, изложенные в п. А.4.1 СП31-110 – «При выборе конкретных типов УЗО необходимо руководствоваться следующим: устройства должны быть сертифицированы в России в установленном порядке; технические условия должны быть согласованы с Госэнергонадзором России», вторгаются в область, которая регулируется законом РФ «О техническом регулировании» [11]. Поэтому их следует исключить из СП31-110.

Рекомендации п. А.4.2 СП31-110 – «При установке УЗО последовательно должны выполняться требования селективности. При двух- и многоступенчатой схемах УЗО, расположенное ближе к источнику питания, должно иметь уставки тока срабатывания и время срабатывания не менее чем в три раза большие, чем у УЗО, расположенного ближе к потребителю. Для УЗО, установленных на вводе осветительных (квартирных) щитков, в соответствии с 7.1.72 и 7.1.84 ПУЭ требования селективности по времени срабатывания могут не выполняться» – содержат много ошибок.

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

Во-вторых, нельзя выполнить рекомендацию 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 применения. 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. Поэтому запись о трехкратном превышении времени отключения у первого УЗО следует исключить из рекомендации.

Рассматриваемая рекомендация сначала была сформулирована в виде требований п. 4.2 Временных указаний по применению УЗО. Затем эти требования были переписаны из п. 4.2 Временных указаний в п. 7.1.73 Правил устройства электроустановок. Иными словами, с 1997 г. в национальных нормативных документах и в СП31-110 содержится требование (рекомендация) об обеспечении трехкратного соотношения времени отключения у последовательно включенных УЗО, которое не может быть выполнено.

В-третьих, селективная работа двух и более последовательно включенных устройств защитного отключения должна быть обеспечена во всех случаях и тем более в тех частях электроустановок зданий, которые эксплуатируют обычные лица. Поэтому вторую рекомендацию, допускающую неселективную работу УЗО, следует исключить из п. А.4.2 СП31-110.

Рекомендация п. А.4.3 СП31-110 – «В зоне действия УЗО нулевой рабочий проводник не дол-

жен иметь соединений с заземленными элементами и нулевым защитным проводником» – частично соответствует требованию п. 413.1.3.2 ГОСТ Р 50571.3, которое запрещает электрическое соединение нулевого рабочего и нулевого защитного проводников за точкой разделения 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 электроустановке здания, соответствующей типам заземления системы TN, УЗО в указанных условиях будет срабатывать без надлежащей причины. Рассматриваемая рекомендация переписана из п. 7.1.74 ПУЭ. Поэтому ее можно исключить из СП31-110.

СП31-110 содержит следующие рекомендации, ограничивающие использование УЗО, которые функционально зависят от напряжения:

«А.4.4 УЗО должно сохранять работоспособность при снижении напряжения до 50% номинального.

А.4.9 В жилых зданиях не допускается применять УЗО, автоматически отключающие потребителя от сети при исчезновении или недопустимом снижении напряжения сети».

В рекомендациях вместо термина «электрическая цепь» необоснованно использован термин «сеть», а вместо термина «электроприемник» – слово «потребитель». Цитированные рекомендации заимствованы из п. 7.1.77 ПУЭ. Поэтому их можно исключить из СП31-110.

Рекомендация п. А.4.5 СП31-110 – «Во всех случаях применения УЗО должно обеспечивать надежную коммутацию цепей нагрузки с учетом возможных перегрузок» – предполагает согласовывать характеристики устройства защитного отключения и, прежде всего, его номинальный ток с электрическими токами, протекающими в главной цепи УЗО. Номинальный ток УЗО должен быть больше суммарного рабочего тока подключенных к нему электрических цепей. Эта рекомендация заимствована из п. 7.1.75 ПУЭ. Поэтому ее можно исключить из СП31-110.

Следующие рекомендации представляют собой требования п. 7.1.76 ПУЭ, в которые были внесены незначительные изменения:

«А.4.6 По наличию расцепителей УЗО выпускаются как имеющими, так и не имеющими защиту от сверхтока. Преимущественно должны использоваться УЗО, представляющие единый аппарат с автоматическим выключателем, обеспечивающим защиту от сверхтока.

А.4.7 Использовать УЗО в групповых линиях, не имеющих защиты от сверхтока, без дополни-

тельного аппарата, обеспечивающего эту защиту, недопустимо.

А.4.8 При использовании УЗО, не имеющих максимальных расцепителей, должна быть проведена расчетная проверка УЗО в режимах сверхтока с учетом защитных характеристик аппарата, обеспечивающего максимальную токовую защиту».

Указанные рекомендации имеют терминологические ошибки. В них вместо термина «групповая электрическая цепь» необоснованно использовано словосочетание «групповая линия», а вместо понятия «защита от сверхтока» – «максимальная токовая защита».

Первая из процитированных рекомендаций предполагает 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.

Вторая рекомендация не имеет смысла и поэтому должна быть исключена из СП31-110. Любая групповая электрическая цепь в электроустановке жилого здания должна иметь защиту от сверхтока, в том числе выполненную с помощью УЗО со встроенной защитой от сверхтока.

Третья рекомендация 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 ее нельзя, так как отсутствует утвержденная методика проведения указанной проверки.

Рекомендации п. А.4.6 и А.4.8 повторяют требования п. 7.1.76 ПУЭ. Поэтому их можно исключить из СП31-110.

Пункт А.4.10 СП31-110 содержит следующую рекомендацию: «В жилых зданиях могут применяться УЗО типа «А», реагирующие не только на переменные, но и на пульсирующие токи поврежденных, или УЗО типа «АС», реагирующие только на переменные токи утечки», частично заимствованную из требований п. 7.1.78 ПУЭ.

Цитированная рекомендация устанавливает своеобразную «специализацию» устройств защитного отключения: УЗО типа А реагируют только на токи повреждения, а УЗО типа АС – только на токи утечки. То есть в рекомендации термин «ток утечки» неправильно использован вместо термина «ток повреждения» (если гово-

рить точнее – вместо термина «ток замыкания на землю»). Для устранения этой терминологической ошибки в рекомендации следует говорить о синусоидальных переменных и пульсирующих постоянных токах вообще, а даже не о токах замыкания на землю.

Однако и после внесения исправлений рассматриваемая рекомендация не дает ответа на главный вопрос – устройства защитного отключения какого типа (типа А или типа АС) предпочтительно применять в электроустановках жилых зданий? Поэтому рассматриваемая рекомендация не имеет никакого смысла и может быть исключена из СП31-110.

Учитывая использование большого числа современных 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.

Рекомендации п. А.4.11 СП31-110 – «УЗО, как правило, следует устанавливать в групповых сетях, питающих штепсельные розетки. Установка УЗО в линиях, питающих стационарно установленное оборудование и светильники, а также в общедомовых осветительных сетях, как правило, не требуется» – имеют следующие терминологические ошибки – вместо термина «групповая электрическая цепь» здесь использован термин «групповая сеть», а вместо термина «электрическая цепь» – слово «линия».

Рассматриваемые рекомендации допускают 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 течение нормируемого времени электрических цепей с аварийным электрооборудованием класса I, когда на их открытых проводящих частях появляется напряжение, превышающее 50 или 25 В. 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. Процитированные рекомендации заимствованы из п. 7.1.79 ПУЭ. Поэтому их можно исключить из СП31-110.

Рекомендация п. А.4.12 СП31-110 – «УЗО рекомендуется устанавливать на квартирных щитках, допускается их установка на этажных щитках» – переписана из п. 7.1.80 ПУЭ. Похожее требование содержится также в п. 1.7.153 ПУЭ.

Устройства защитного отключения размещают в низковольтных распределительных устройствах, типы которых и место установки определяют в проекте электроустановки жилого 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 установить 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. Так как рассматриваемая рекомендация заимствована из п. 7.1.80 ПУЭ ее можно исключить из СП31-110.

Рекомендация п. А.4.13 СП31-110 следующим образом ограничивает использование УЗО в низковольтных электроустановках: «Установка УЗО, действующих на отключение, запрещается для электроприемников, отключение которых может привести к опасным последствиям: созданию непосредственной угрозы для жизни людей, возникновению взрывов, пожаров и т.п.». Процитированная рекомендация с небольшими изменениями заимствована из п. 7.1.81 ПУЭ, поэтому ее можно исключить из СП31-110.

Рекомендация, приведенная в п. А.4.14 СП31-110, сформулирована недостаточно определенно: «В зданиях для защиты от прямого прикосновения могут использоваться УЗО по способу действия как зависимые от внешнего источника питания (электронные), так и независимые (электромеханические)». Подразделение устройств защитного отключения на устройства зависимые от внешнего источника питания (электронные) и независимые от внешнего источника питания (электромеханические) не предусмотрено требованиями стандартов комплексов ГОСТ Р 51326 и ГОСТ Р 51327. Поэтому непонятно о каких УЗО здесь идет речь. Кроме того, рассматриваемая рекомендация не устанавливает предельную применимость УЗО. Ее следует исключить из СП31-110.

Пункт А.4.15 СП31-110 содержит следующую

рекомендацию: «Для сантехкабин, ванн и душевых рекомендуется устанавливать УЗО с номинальным дифференциальным отключающим током до 10 мА, если на них выделена отдельная линия, в остальных случаях, например при использовании одной линии для сантехкабины, кухни и коридора, следует использовать УЗО с номинальным дифференциальным током до 30 мА», которая имеет многочисленные недостатки.

Во-первых, рекомендация содержит терминологические ошибки. Вместо характеристики УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток» в ней использованы словосочетания «номинальный дифференциальный отключающий ток» и «номинальный дифференциальный ток». Кроме того, словом «линия» необоснованно заменен термин «электрическая цепь».

Во-вторых, область применения устройства защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током 0,01 А существенно ограничена токами утечки доброкачественного электрооборудования. Такое УЗО может сработать уже при протекании через его главную цепь пульсирующего постоянного тока утечки, равного, например 0,0012 А. Поэтому использовать это УЗО нужно, как правило, для защиты одного электроприемника, а не групповой электрической цепи, к которой подключают несколько электроприемников.

Рекомендацию п. А.4.16 СП31-110 – «УЗО должно соответствовать требованиям подключения в части сечения проводников, количества жил и материала проводников» – можно исключить из СП31-110.

В СП31-110 изложены следующие рекомендации, учитывающие особенности применения УЗО в электроустановках индивидуальных жилых домов:

«А.5.1 К многоквартирным, дачным и садовым домам должны предъявляться повышенные требования электробезопасности, что связано с их высокой энергонасыщенностью, разветвленностью электрических сетей и спецификой эксплуатации как самих объектов, так и электрооборудования, поскольку в большинстве случаев электрооборудование не закреплено за квалифицированными, постоянно действующими службами эксплуатации.

А.5.2 При выборе схемы электроснабжения, распределительных щитков и собственно типов УЗО следует обратить внимание на диапазон рабочих температур.

А.5.3 Ограничители перенапряжений или вентильные разрядники следует устанавливать до УЗО.

А.5.4 Для многоквартирных домов УЗО с номинальным током до 30 мА рекомендуется пре-

дусматривать для групповых линий, питающих штепсельные розетки внутри дома, включая подвалы, встроенные и пристроенные гаражи, а также в групповых сетях, питающих ванные комнаты, душевые и сауны. Для устанавливаемых снаружи штепсельных розеток установка УЗО с номинальным током до 30 мА обязательна».

Процитированные рекомендации содержат большое число терминологических ошибок. В них вместо термина «электрическая цепь» необоснованно использован термин «сеть», а вместо термина «групповая электрическая цепь» – термин «групповая сеть» и словосочетание «групповая линия». В рекомендациях характеристика УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток», значения которого установлены в ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 равными от 0,006 А до 0,5 А, также ошибочно заменена характеристикой «номинальный ток», значения которого могут быть равными от 16 до 125 А.

В п. А.5.1 СП31-110 следует говорить об электроустановках зданий, а не о зданиях. Кроме того, электроустановки индивидуальных жилых домов по энергонасыщенности, разветвленности электрических цепей и условиям эксплуатации ничем не отличаются от электроустановок квартир в многоквартирных жилых зданиях. Поэтому п. А.5.1 можно исключить из СП31-110. Рекомендации п. А.5.2 также можно исключить из СП31-110.

Рекомендации п. А.5.3 СП31-110 следует уточнить. Ограничители перенапряжений и разрядники можно устанавливать после УЗО типа S. УЗО общего применения должны устанавливаться, как правило, после ограничителей перенапряжения и разрядников. Однако при этом необходимо иметь в виду также следующее обстоятельство – в групповых электрических цепях электроустановок зданий ограничители перенапряжений последней ступени защиты от импульсных перенапряжений обычно устанавливают в штепсельных розетках, которые подключены к УЗО общего применения.

Рекомендации п. А.5.4 СП31-110 следует исключить, так как они дублируют требования п. 1.7.151, 1.7.176, 7.1.79 ПУЭ и других, которые предписывают выполнять защиту групповых электрических цепей штепсельных розеток УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,03 А.

Выводы. Представленный анализ рекомендаций по применению устройств защитного отключения в электроустановках жилых зданий, содержащихся в СП31-110, неопровержимо указывает на их низкое качество. Подобные «рекомендации» могут лишь запутать специалистов, проектирующих, монтирующих и эксплуатирующих

**ОАО «ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬ»
КОЛЬЧУГИНСКИЙ
ЗАВОД»: НОВИНКИ
ПРОИЗВОДСТВА**

Завод «Электрокабель» считается универсальным производителем кабельно-проводниковой продукции. Внутренняя номенклатура – более 15 000 маркоразмеров – позволяет нашему потребителю найти именно тот кабель, который ему нужен.

Наряду с кабелями марки NYM по стандарту немецких электротехников DIN VDE, завод приступил к выпуску кабелей силовых марок NYM-J и NYM-O семижильных, номинальными сечениями 1,5 и 2,5 мм² по ТУ 16.K01-28-2001.

В настоящее время специалистами завода ведутся работы по постановке на производство:

проводов с пластмассовой изоляцией для термообработки бетона марок ПНПЖ 2x1,2 и ПНВЖ 2x1,2 по ТУ 16.K01-45-2004. Провода предназначены для прогрева бетона при производстве строительных работ.

Провода могут эксплуатироваться в фиксированном состоянии при температуре окружающей среды до минус 40 °С.

Максимально допустимая температура нагрева токопроводящих жил – 70 °С. Основное преимущество проводов марок ПНПЖ и ПНВЖ по сравнению с аналогичными проводами марки ПНСВ – удобство работ при прокладке проводов и уменьшение в два раза длины прокладываемых проводов;

кабелей силовых с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридного пластика на напряжение 0,6/1 кВ марок NYU-O, NYU-J, NAYU-O, NAYU-J по ТУ 16.K01-47-2004.

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

электроустановки зданий. Они не содержат никакой новой информации, отличной от требований нормативных документов, которую следовало бы включить в состав СПЗ1-110. Поэтому п. 9.2 и п. 14.40 следует исключить из СПЗ1-110, п. 14.36 исправить, а Приложение А полностью переработать, исключив из него большинство рекомендаций, заимствованных из других нормативных документов.

Литература

1. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. СПЗ1-110-2003. М.: Госстрой России, ФГУП ЦПП, 2004.
2. 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. Разд. 6. Электрическое освещение. Разд. 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.
3. Харечко В.Н., Харечко Ю.В. Требования Правил устройства электроустановок по применению устройств защитного отключения // Главный энергетик. 2005. № 6.
4. ГОСТ Р 50571.11-96 (МЭК 364-7-701-84). Электроустановки зданий. Ч.7. Требования к специальным электроустановкам. Разд. 701. Ванн и душевые помещения. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1996.
5. ГОСТ Р 50807-95 (МЭК 755-83). Устройства защитные, управляемые дифференциальным (остаточным) током. Общие требования и методы испытаний. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1996.
6. ГОСТ Р 51326.1-99 (МЭК 61008-1-96). 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.
7. ГОСТ Р 51327.1-99 (МЭК 61009-1-96). 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.
8. ГОСТ Р 50030.2-99 (МЭК 60947-2-98). Аппаратура распределения и управления низковольтная. Ч.2. Автоматические выключатели. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000.
9. Временные указания по применению устройств защитного отключения в электроустановках жилых зданий // Вестник Главгосэнергонадзора России. 1997. № 2.
10. Харечко В.Н., Харечко Ю.В. Особенности применения устройств защитного отключения в электроустановках зданий, выполненных из металла // Вестник Госэнергонадзора. 1999. № 3.
11. Федеральный закон «О техническом регулировании». – М.: ЗАО «Энергосервис», 2003.

**В. Барон,
К.Т.Н.,
директор
ООО «Теплообмен»**



ЛЕГЕНДЫ И МИФЫ СОВРЕМЕННОЙ ТЕПЛОТЕХНИКИ

ПЛАСТИНЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ И КОЖУХОТРУБНЫЕ АППАРАТЫ ТТАИ

В настоящей статье предпринята очередная попытка осуществить объективное, без передергиваний и эмоциональной окраски, сравнение двух наиболее известных типов теплообменных аппаратов – пластинчатых и кожухотрубных. За последнее десятилетие благодаря массивной, причем зачастую необъективной, рекламе пластинчатых аппаратов, в среде сотрудников, работающих в сфере теплотехники, в том числе коммунальной, сформировалось ложное мнение об абсолютном превосходстве пластинчатых теплообменников на кожухотрубными. Впрочем этому не стоит удивляться, т.к. рекламная кампания пластинчатых аппаратов осуществлялась по всем правилам воздействия на человеческую психику – она была обширнейшей, постоянной и либо бездоказательной, на уровне заклинаний (например, встречались статьи с названием «Пластинчатые теплообменники – альтернативы нет»), либо псевдодоказательной, рассчитанной в этом случае на

недостаток узкоспециальных знаний у специалистов-теплотехников широкого профиля. В статье предпринимается попытка восполнить пробел в доказательном ряду сравнений пластинчатых и кожухотрубных теплообменников.

Перечисляя преимущества пластинчатых аппаратов, их апологеты, как правило, выделяют следующие преимущества: небольшой вес, небольшой габаритный объем, тонкостенность теплопередающих пластин и высокий коэффициент теплопередачи, повышенный срок службы, легкость технического обслуживания. О цене предпочитают умалчивать, т.к. она, как правило, в несколько раз превышает цену кожухотрубных аппаратов (здесь и далее речь идет о разборных пластинчатых теплообменниках, т.к. неразборные в условиях СНГ, как правило, предпочитают не применять и, кроме того, они, имея меньшую стоимость, одновременно теряют ряд преимуществ разборных аппаратов).

ЛЕГЕНДА № 1 – НЕБОЛЬШОЙ ВЕС

Тезис о незначительном весе пластинчатых теплообменников сформировался в начале 90-х годов прошлого столетия, когда западноевропейские фирмы, придя на рынок стран СНГ, в массовом порядке столкнулись с кожухотрубными аппаратами, использовавшимися в коммунальном хозяйстве Советского Союза и разработанными более полувека тому назад. Грешно было не использовать такой козырь. Но продолжать эксплуатировать эту легенду в настоящее время представляется просто непорядочным (ведь нельзя всерьез предположить, что абсолютно все представители фирм-поставщиков пластинчатых теплообменников совершенно не следят за событиями, происходящими на соответствующем сегменте научно-технического рынка). А в настоящее время на рынке есть кожухотрубные теплообменники фирмы САТЭКС [1], сравнение с которыми по весу уже не дает столь ошеломляющих преимуществ пластинчатым аппаратам, есть также теплообменники, разработанные ЦКТИ [2–3], по сравнению с которыми выигрыш по массе у пластинчатых аппаратов становится еще более скромным, и, наконец, есть аппараты ТТАИ предприятия «Теплообмен» [4–5], сравнивать с которыми пластинчатые аппараты по массе никогда не возьмется ни один представитель фирм-поставщиков пластинчатых теплообменников, т.к. вес пластинчатых аппаратов будет выглядеть просто пугающе большим.

Для примера приведем конкретные данные по одному из объектов, для комплектации которого были даны предложения по западноевропейским пластинчатым теплообменникам и аппаратам ТТАИ предприятия «Теплообмен».

Для нагрева воды в бассейне требовался теплообменник. Заказчик, выбирая наиболее устраивающий его вариант, выдал исходные данные различным поставщикам (в обоих случаях предусматривалось титановое исполнение): требуется нагревать морскую воду с расходом 9,4 т/ч от 4 °С до 27 °С пресной водой с расходом 10,8 т/ч и температурой на входе в теплообменник 70 °С. Предложенный для решения этой задачи пластинчатый теплообменник имел сухой вес, равный 120 кг, а теплообменник ТТАИ имел вес, равный 5 кг. Комментарии, наверное, излишни.

Таким образом, становится очевидным, что малый вес пластинчатых аппаратов по сравнению с кожухотрубными не более чем легенда.

ЛЕГЕНДА № 2 – НЕБОЛЬШОЙ ГАБАРИТНЫЙ ОБЪЕМ

Рекламируя преимущества пластинчатых теплообменников, почти всегда подчеркивают такое

их достоинство, как небольшой габаритный объем, что позволяет радикальным образом экономить площади, необходимые для размещения теплообменного оборудования и высвободить их для использования по другому назначению. Для крупных городов, где каждый квадратный метр офисной или торговой площади в центре города стоит немалых денег, это действительно важное качество. Но всегда ли слово «пластинчатый» обеспечивает преимущество по этому показателю по сравнению со словом «кожухотрубный»? Или честнее было бы писать «современный пластинчатый по сравнению с устаревшим, без малого вековой давности разработки, кожухотрубным». Представляется, что последняя формулировка была бы намного точнее. Впрочем, читатель может судить сам на основании нижеприведенных данных.

Требуется осуществить 2-ступенчатый нагрев воды горячего водоснабжения, при этом расход нагреваемой воды – 8,4 т/ч, температуры нагреваемой воды (последовательно по ступеням) – 5 °С, 43 и 55 °С. По греющей среде были заданы следующие параметры: расход через 2-ю и 1-ю ступени соответственно 5,6 и 15,2 т/ч, температуры греющей среды на входе во 2-ю и 1-ю ступени соответственно – 70 и 52 °С.

Для решения стоящей задачи был предложен пластинчатый теплообменник одной из западноевропейских фирм, имеющий габаритный объем, равный 0,19 м³. Решение этой же задачи (при тех же потерях напора) с помощью теплообменников ТТАИ потребовало применения для 1-й ступени аппарата с габаритным объемом 0,03 м³, а для 2-й – 0,007 м³. Как видно, суммарный габаритный объем двух аппаратов ТТАИ в 5,1 раза меньше габаритного объема одного пластинчатого аппарата. Следует обратить внимание на то обстоятельство, что в данном случае осуществлено заведомо невыигрышное сравнение для аппаратов ТТАИ, т.к. 2-ступенчатый нагрев конструктивно может быть выполнен в одном пластинчатом аппарате, но на данный момент требует двух аппаратов ТТАИ (сейчас разрабатывается модификация, позволяющая выполнять 2-ступенчатый нагрев в одном корпусе теплообменника ТТАИ). В тех случаях, где не требуется 2-ступенчатого нагрева, выигрыш по габаритному объему в случае применения кожухотрубных теплообменников ТТАИ достигает 10 и более раз. И при этом надо еще учесть, что аппараты типа ТТАИ зачастую удобнее komponуются в помещении, что также создает выигрыш по производственным площадям.

Чтобы наглядно представить соотношение габаритных объемов пластинчатых аппаратов и аппаратов ТТАИ приведены две фотографии, сделанные в одном из цехов объединения «АвтоВАЗ».

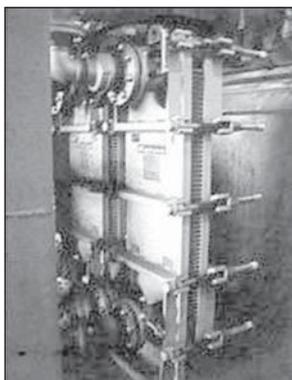


Фото 1



Фото 2



Фото 3

На фото 1 показан пластинчатый теплообменник, а на фото 2 – теплообменник ТТАИ, установленный взамен показанного (Фото 1) пластинчатого аппарата (аппарат ТТАИ установлен под углом к горизонту, т.к. требовалось не менять пространственное положение 2 патрубков, ранее подводивших и отводивших агрессивную рабочую среду к пластинчатому теплообменнику).

И еще об экономии площадей. Совсем недавно удалось выделить дополнительно 63 м² торговых площадей в одном из крупнейших торговых центров Киева только благодаря переходу к теплообменникам ТТАИ от предварительно предполагавшихся к установке пластинчатых аппаратов.

Исключительно малый габаритный объем аппаратов ТТАИ, т.е. их псевдооднородность, открывает неожиданные возможности по радикальной экономии производственных площадей при создании индивидуальных тепловых пунктов (ИТП). Использование аппаратов ТТАИ позволило применить принципиально новую идеологию создания ИТП, так называемые «планшетные» ИТП. Такие ИТП вообще не занимают места в плане, а распределены по ограждающим конструкциям. Такая идеология по определению недоступна при использовании даже самых современных пластинчатых теплообменников. Для примера (фото 3) показан ИТП Киевской областной дирекции Укрсоцбанка, и ИТП одного из промышленных объектов в Воронеже (здесь аппараты ТТАИ – две серебристые горизонтальные трубы)(фото 4). «Планшетные» ИТП обеспечивают возможность их расположения в весьма затесненных помещениях. ИТП с теми же характеристиками, но созданные на базе современных пластинчатых аппаратов, потребовали бы для своего размещения более просторных, а значит, и более ценных помещений.

Приведенные цифровые и визуальные данные подтверждают, что небольшой габаритный объем пластинчатых аппаратов тоже относится к области пусть красивых, но все же легенд.



Фото 4

ЛЕГЕНДА № 3 – ТОНКОСТЕННОСТЬ ТЕПЛОПЕРЕДАЮЩИХ ПЛАСТИН И ВЫСОКИЙ КОЭФФИЦИЕНТ ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ

Описывая положительные потребительские свойства пластинчатых аппаратов, практически всегда отмечают их более высокий коэффициент теплопередачи, обосновывая это развитой турбулизацией потока и тонкостенностью теплопередающих пластин.

Здесь мы вообще сталкиваемся с подменной понятием. Действительно, какое дело потребителю до того, за счет чего необходимый ему предмет (в данном случае теплообменник) имеет те или иные выдающиеся свойства. Ведь покупая автомобиль, мы не интересуемся, например, степенью сжатия рабочей смеси в цилиндре двигателя. Нам важно, чтобы двигатель имел необходимую мощность, потреблял меньше горючего, был более экологически чистым и т.д. и т.п. А за счет чего этого удалось добиться, нас не интересует. Зачем же навязывать потребителю теплообменников информацию о том, за счет чего удалось добиться столь малых массогабаритных характеристик пластинчатых теплообменников? Не

для создания ли псевдонаучного обоснования недостижимости этих аппаратов другими типами теплообменников?

Впрочем, раз уж тема обозначена и активно обыгрывается, есть необходимость осуществить ее предметный анализ. Итак, главный технический (подчеркнем еще раз – не потребительский) показатель – коэффициент теплопередачи. Сопоставительный анализ этого показателя для современных пластинчатых аппаратов и современных же кожухотрубных аппаратов, выпускаемых различными производителями (кроме аппаратов ТТАИ), уже не дает основания излишне оптимистично оценивать соответствующие значения для пластинчатых аппаратов [6].

Они, как правило, у пластинчатых аппаратов больше, но не настолько, чтобы придавать этому столь большое звучание. Но если же провести сравнение этого показателя пластинчатых теплообменников с теплообменниками ТТАИ, то ситуация и вовсе меняется на противоположную – коэффициенты теплопередачи пластинчатых аппаратов оказываются заметно меньше соответствующих величин аппаратов ТТАИ. Для наполнения этого утверждения конкретикой, приведем в качестве примера коэффициенты теплопередачи, характеризующие теплообменные аппараты для первого описанного в данной статье случая – с подогревом морской воды. Предложенный пластинчатый теплообменник имел значение 5854 Вт/(м²·°С), а аппарат ТТАИ имел значение 8397 Вт/(м²·°С).

Превышение почти в 1,5 раза у аппаратов ТТАИ не оставляет никакого морального права говорить о более высоких коэффициентах теплопередачи пластинчатых теплообменников.

Что касается рассуждений о высокой степени турбулизации и малой толщине пластин, то это совсем уж очевидно искусственный прием набора положительных качеств. Во-первых, это еще более узкоспециальные вопросы, чем даже коэффициент теплопередачи, и поэтому никак не должны выходить на уровень потребителя. Во-вторых, специалистам известно, что на сегодня методы турбулизации для труб разработаны не хуже, а даже лучше для пластин. Поэтому, в частности, в теплообменниках ТТАИ осуществляется оптимальная турбулизация потока, не уступающая турбулизации в современных пластинчатых аппаратах.

Говорить же об исключительно малой толщине пластин (к слову сказать, почти не влияющей в абсолютном большинстве случаев на коэффициент теплопередачи), достигающей 0,5 мм и даже в пределе 0,4 мм [7], тут же упоминая о достаточно высоких давлениях рабочих сред (на уровне 1,6 МПа), представляется не достаточно профес-

сиональным. Ведь известно, что цилиндрическая оболочка лучше противостоит избыточным давлениям, чем плоская стенка. И действительно, аппараты ТТАИ уже более 10 лет выпускаются с трубками, имеющими толщину стенки 0,3 мм. Очевидно, что это меньше, чем 0,5 мм и даже чем 0,4 мм.

Таким образом, становится ясно, что мнение о высоком коэффициенте теплопередачи пластинчатых теплообменников и об исключительно малых толщинах пластин вероятнее всего осознанно формировалось, как научно-техническая легенда.

ЛЕГЕНДА № 4 – ПОВЫШЕННЫЙ СРОК СЛУЖБЫ

К существенным преимуществам пластинчатых теплообменников относят их повышенный срок службы. В качестве аргументации используются в основном ссылки на то, что, во-первых, пластины изготавливают из специальной нержавеющей стали, благодаря чему они не корродируют, во-вторых, пластины имеют соответствующий профиль, турбулизирующий поток, что предотвращает образование отложений, и, в-третьих, аппараты снабжаются резиновыми уплотнительными прокладками из резины EPDM, способной выдерживать достаточно высокие температуры [8]. Но предприятием «Теплообмен», как было отмечено выше, уже более 10 лет выпускаются кожухотрубные теплообменники ТТАИ, в которых, во-первых, трубки изготавливаются тоже из нержавеющей стали, причем точно тех же марок, что и пластины в пластинчатых аппаратах, во-вторых, трубки имеют специальный профиль, обеспечивающий такой же эффект турбулизации и предотвращения образования отложений и, в-третьих, для уплотнения используется идентичная по составу силиконовая резина, работоспособная в том же температурном диапазоне. Информация об этом уже много лет дается на многочисленных выставках, семинарах, конференциях и т.д., где принимают участие представители ООО «Теплообмен», а также публикуется в научно-технической периодике [9,10,11].

Следовательно, активно распространяемая информация о повышенном сроке службы пластинчатых аппаратов по сравнению с кожухотрубными тоже не более чем легенда.

ЛЕГЕНДА № 5 – ЛЕГКОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

В качестве одного из существенных преимуществ пластинчатых теплообменников выделяется такое его свойство, как легкость технического обслуживания. Это действительно важный пока-

затель назначения теплообменников, т.к. не существует техники, которую не требовалось бы обслуживать, а обслуживание на месте эксплуатации, в условиях котельной или энергетического цеха, всегда создает дополнительные сложности.

Поэтому возможность разобрать пластинчатый теплообменник и доставить пластины, например, в мастерскую, чтобы их там очистить или заменить, дает этим аппаратам преимущество по сравнению с кожухотрубными, но опять же необходимо подчеркнуть, более полувекковой давности, аппаратами.

Если не лукавить и осуществлять сравнение с современными кожухотрубными теплообменниками, в частности с аппаратами ТТАИ (кстати, тоже разборными вплоть до извлечения трубного пучка из корпуса [12]), то это преимущество пластинчатых аппаратов также из разряда конкретных переходит в разряд легенд. Дело в том, что при разборке и сборке пластинчатых теплообменников, которые приходится выполнять на месте их эксплуатации, зачастую (а применительно к варианту использования клеевых уплотнительных прокладок – всегда) страдают многочисленные резиновые уплотнительные прокладки, имеющие сложную форму, и их требуется заменять.

Однако стоимость комплекта таких прокладок сопоставима с ценой нового теплообменника (состяет порядка 30% полной стоимости нового пластинчатого теплообменника). В то же время в теплообменниках ТТАИ резиновые прокладки имеют исключительно простую кольцевую форму, их всего две штуки, да и менять их (если в том возникнет необходимость) придется не на месте эксплуатации, а в приспособленном для техобслуживания помещении.

Обеспечивается это тем, что, как отмечалось выше, теплообменники ТТАИ в среднем в 10 раз легче современных пластинчатых аппаратов. Поэтому всегда, когда возникает необходимость выполнить техобслуживание аппарата, имеется легко реализуемая возможность теплообменник ТТАИ целиком, не разбирая на месте, доставить в специально приспособленное для этого помещение (мастерскую, ремонтный участок и пр.). В соответствующих условиях осуществить необходимые работы и вернуть аппарат на место.

Ведь самый тяжелый теплообменник ТТАИ, используемый уже не в ИТП, а в крупных ЦТП, весит порядка 60 кг. Очевидно, что такой теплообменник легко демонтирует и доставит к месту обслуживания бригада из трех и даже двух человек. Чего уж никак не скажешь про пластинчатый теплообменник весом более полутонны.

Значит, его придется все же разбирать, а

главное, потом собирать на месте. Это удастся успешно сделать далеко не всегда даже специалистам, а штатному персоналу котельных тем более.

Таким образом, информация о легкости выполнения технического обслуживания пластинчатых теплообменников на поверку является тоже легендой.

Вышеперечисленные и ряд не названных, менее популярных легенд, активно пропагандируемых в течение последнего десятилетия, создали миф о выдающихся свойствах зарубежных пластинчатых теплообменников, породивший, с одной стороны, мнение о необходимости применения только таких аппаратов, а с другой стороны, вызвавший к жизни бум по организации сборочных или даже почти полномасштабных производств таких аппаратов.

На самом же деле это действительно высокоэффективные и высококачественные теплообменные аппараты, но они не являются панацеей. В ряде случаев их применение оправданно и на сегодня является наиболее оптимальным. Но в большинстве случаев им есть достойная альтернатива и даже больше – зачастую современные кожухотрубные аппараты, например, выпускающиеся серийно уже более 10 лет теплообменники ТТАИ, превосходят современные пластинчатые теплообменники по всему комплексу потребительских свойств.

Проведение беспристрастного и на должном профессиональном уровне анализа позволяет выявлять это. Десятилетний опыт эксплуатации в условиях СНГ почти 2 тысяч теплообменников ТТАИ, выпущенных за это время, позволяет с уверенностью сказать, что утверждение о безальтернативности пластинчатых аппаратов (такие пассажи доводилось встречать в научно-технической периодике) не более чем миф.

Располагая достоверной информацией о состоянии дел в этой области, хочется подчеркнуть, что если бы за минувшее десятилетие хотя бы 10% финансовых средств, ушедших в адрес западно-европейских фирм в оплату за пластинчатые аппараты, были адресованы фирмам, работающим в этом направлении и использующим задел еще советских научных исследований оборонного комплекса, то, может быть, и не родился бы тот миф, развенчанию которого посвящена настоящая статья, и на сегодня массово применялись бы и высокоэффективные пластинчатые, и не менее высокоэффективные кожухотрубные аппараты отечественной разработки. Впрочем, еще не все потеряно.

44 >>

Кабели по конструкции, техническим характеристикам и эксплуатационным свойствам соответствуют стандартам Германии DIN VDE 0276 ч. 603 и DIN VDE 0276 ч. 627.

Кабели предназначены для передачи и распределения электрической энергии в стационарных электротехнических установках на номинальное переменное до 0,6/1 кВ номинальной частотой до 50 Гц. Могут применяться для прокладки на открытом воздухе, в земле, внутри помещений и в кабельных каналах;

кабелей силовых и контрольных кабелей, не распространяющих горение, не содержащих галогенов по ТУ16.К71-304-2001;

кабелей местной связи марок КСППт и КСПЗПт по ТУ 16.К71-061-89, предназначенных для подвески на опорах воздушных линий связи, с системами передачи с временным делением каналов и импульсно-кодовой модуляцией со скоростью передачи до 2048 кБит/с при напряжении дистанционного питания до 500 В постоянного тока.

Идет освоение проводов гибких с поливинилхлоридной изоляцией для электрических установок марок Н07V-K и Н07V-Км, номинальными сечениями 1,5–240 мм², соответствующих требованиям стандарта Германии DIN VDE 0281 ч. 3.

Применение проводов

Для электрических установок при стационарной прокладке в осветительных силовых цепях, а также для монтажа электрооборудования, машин, механизмов и станков на номинальное переменное напряжение до 450 В (для сетей 450/750 В) номинальной частотой до 400 Гц или постоянное напряжение до 1000В.

Провода предназначены

>> 59

Литература

1. Пермяков В.А. и др., К вопросу выбора типа водо-водяных подогревателей для систем теплоснабжения // Промышленная энергетика, М., 2000. № 4. С. 37–44.
2. Балуев Б.Ф. и др. Результаты испытаний головных образцов водоводяных подогревателей для систем теплоснабжения // Труды НПО ЦКТИ. СПб., 2002. С. 163–175.
3. Пермяков В.А. и др., Теплообменные аппараты ОПТО для систем снабжения теплом и горячей водой // Тр. НПО ЦКТИ. СПб., 2002. С. 147–162.
4. Барон В.Г. Тонкостенные кожухотрубные аппараты // Вентиляция, отопление кондиционирование (АВОК). М., 2000. № 3. С. 62–64.
5. Барон В.Г. Тонкостенные теплообменные аппараты интенсифицированные (ТТАИ). Общий анализ ситуации // Энергосбережение. Донецк, 2002. № 7. С. 20–22.
6. Дрейцер Г.А. О некоторых проблемах создания высокоэффективных трубчатых теплообменных аппаратов // Тр. междунар. симпозиума по тепломассообмену. Минск, 2004.
7. Пластинчатые теплообменники Альфа Лаваль. Есть ли предел совершенству? // Теплоэнергоэффективные технологии, СПб., 2003. № 1. С. 40–44.
8. Баранов В.В. Некоторые вопросы проектирования автоматизированных тепловых пунктов // Теплоэнергоэффективные технологии. СПб., 2002. № 2. С. 44–47.
9. Барон В.Г. Кожухотрубные теплообменные аппараты конца XX века // Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии, Одесса, 2000. № 2(5). С. 34–36.
10. Барон В.Г. Теплообменные аппараты типа ТТАИ и специфические особенности индивидуальных тепловых пунктов // Новости теплоснабжения». М. 2000. октябрь. С. 24–27.
11. Барон В.Г. Тонкостенные теплообменные интенсифицированные аппараты – альтернатива пластинчатым теплообменникам // Теплоэнергоэффективные технологии». СПб. 2003. № 4. С. 52–55.
12. Барон В.Г. Непривычные особенности привычных кожухотрубных теплообменных аппаратов // Холодильный бизнес. М. 1999г. № 6. С. 27–29.



Ю. Путилин,
*к.т.н., с.н.с., Институт теплофизики
 УрО РАН (г. Екатеринбург);*
В. Подберезный, *к.т.н., с.н.с.,*
НПП «Машпром» (г. Екатеринбург);
В. Никулин, *к.т.н., доц.,*
УГТУ-УПИ (г. Екатеринбург)



ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГОРИЗОНТАЛЬНО-ТРУБНЫХ ПЛЕНОЧНЫХ АППАРАТОВ

Обеспечение эффективной работы тепло- и массообменного оборудования (испарителей, парогенераторов, конденсаторов, деаэраторов, подогревателей, охладителей) тепловых электростанций, котельных, тепловых пунктов промышленных предприятий и жилищно-коммунального хозяйства, особенно входящего в состав систем водоподготовки, тепло- и водоснабжения и непосредственно влияющего на качество приготовляемой воды, остается важной задачей и сегодня.

Актуальность ее решения возрастает в настоящий период, характеризующийся постоянным ростом стоимости энергоносителей, аппаратуры, а также повышенным вниманием к вопросам энерго- и ресурсосбережения. Существенное повышение эффективности оборудования, обеспечивающее значительное снижение металлоемкости и энергопотребления на производство продукции, возможно в первую очередь за счет интенсификации процессов теплообмена.



Весьма перспективным в этом отношении может быть применение в теплоэнергетике технологии горизонтально-трубных пленочных аппаратов (ГТПА). Характерной особенностью их является гравитационное течение пленки жидкости по наружной поверхности горизонтальных теплообменных труб. В классическом исполнении ГТПА создавались как пароводяные теплообменники, внутри трубных пучков которых происходит конденсация греющего пара.

Наибольшее распространение эти аппараты получили в технике термического опреснения воды. Благодаря преимуществам ГТПА, заключающимся в высокой интенсивности теплопередачи, низкой потребности в энергоресурсах, компактности, малой металлоемкости, простоте конструкции и надежности, оснащаемые ими дистилляционные опреснительные установки признаны соответствующими международными организациями наиболее перспективными в настоящее время [1]. Причем ГТПА используются не только в качестве испарителей – основного оборудования таких установок, но и как конденсаторы и деаэраторы.

Накопленный в этой отрасли опыт, в том числе и российский, показывает, что применение технологии ГТПА в различном теплоэнергетическом оборудовании позволит повысить тепловую эффективность аппаратов, использующих в качестве теплоносителя водяной пар, примерно в 2 раза по сравнению с традиционными конструкциями. В последних, как правило, реализуется конденсация пара на наружной поверхности длиннотрубных горизонтальных или вертикальных пучков и принудительное течение жидкости внутри труб.

Физической основой происходящей в ГТПА интенсификации теплопередачи является перенос процесса из области стабилизированного теплообмена в начальный участок формирования

пограничного слоя, что обеспечивается малой протяженностью поверхности (половина периметра горизонтальной трубы) в направлении движения рабочих сред. Эта модель реализуется также и при поперечном обтекании горизонтальных труб сплошным потоком жидкости, хотя интенсивность процесса теплообмена несколько ниже, чем при пленочном течении среды. Поэтому в тех случаях, когда обеспечение разрыва потока теплоносителя для организации пленочного режима течения жидкости оказывается проблематичным (например, при реконструкции действующего оборудования), целесообразно использование схемы поперечного обтекания труб потоком жидкости.

Заметим, что в ГТПА фактором интенсификации теплоотдачи со стороны конденсации является также сокращение общего термического сопротивления ламинарной пленки конденсата из-за уменьшения ее средней толщины по сравнению с таковой на длинных вертикальных трубах или на горизонтальных пучках труб (когда толщина пленки возрастает от верхнего ряда труб к нижнему). При этом величина коэффициента теплоотдачи для водяного пара может достигать значений 20–25 кВт/(м²·К), что намного превышает таковые в конденсаторах, сетевых и регенеративных (низкого давления) подогревателях паротурбинных установок, где, согласно [2], именно конденсационная стадия процесса теплопереноса является в большинстве случаев лимитирующей.

В качестве примера целесообразности применения предлагаемой технологии может служить выполненная в УГТУ-УПИ проработка варианта модернизации регенеративного тракта турбоустановки К-200/130 энергоблока с реактором БН-600. Показано, что при замене только четырех подогревателей низкого давления на аппараты за счет повышения интенсивности теплопередачи в 1,4 – 2,1 раза обеспечивается:

- сокращение недогрева питательной воды в 1,7 раза;
- увеличение электрической мощности на одну турбоустановку на 612 кВт;
- дополнительная выработка электроэнергии энергоблоком на 11000 МВт·ч/год;
- сокращение расхода ядерного топлива на 11,5 кг/год (0,3%).

При этом модернизированный подогреватель имеет гидравлическое сопротивление по воде в 10 раз меньше, чем установленный, а также меньшую поверхность теплообмена (300 м² против 350 м²), металлоемкость (в 1,4 раза) и габаритные размеры.

Особенно перспективно использование ГТПА в качестве испарителей и конденсаторов тепловых насосов (ТН), находящихся сегодня все боль-

шее применение в системах теплоснабжения России. Как в отечественных, так и в зарубежных ТН применяются недостаточно эффективные схемы проведения процессов теплопереноса – кипение хладагента (как правило, фреона) на поверхности затопленных трубных пучков испарителя (в большом объеме) и конденсация его паров на наружной поверхности труб конденсатора. При этом в испарителе необходимо обеспечивать значительный перегрев жидкости у стенки для создания режима пузырькового кипения хладагента. Для интенсификации парообразования применяются трубы с металлическим пористым покрытием, технология изготовления которых сложна и дорогостоящая. Это во многом определяет высокую стоимость ТН в целом и ограничивает их распространение.

Применение технологии ГТПА в оборудовании ТН позволит улучшить массогабаритные и ценовые характеристики оборудования, повысить его компактность. Кроме того, данная технология обеспечит работу испарителей с высокой интенсивностью теплообмена даже при малых температурных напорах, то есть в режиме испарения с поверхности пленки хладагента без развития пузырькового кипения. Величина коэффициента теплоотдачи при этом в 2–4 раза выше, чем при кипении в большом объеме на гладких трубах и соизмерима с интенсивностью теплоотдачи при кипении на трубах с металлической капиллярно-пористой структурой. Существенным положительным фактором является сокращение общего количества хладагента, находящегося в ТН, по сравнению с аппаратами с затопленными трубными пучками.

Технология ГТПА обладает преимуществом и для однофазных теплообменников «жидкость-жидкость», поскольку сохраняются принципы организации движения среды в межтрубном пространстве, обеспечивающие реализацию модели теплообмена на начальном участке. Такие аппараты с успехом могут быть применены, например, в схемах отопления и горячего водоснабжения (ГВС) вместо секционных «скоростных» подогревателей или недостаточно надежных в эксплуатации пластинчатых теплообменников, а также в системах водяного охлаждения электротехнического оборудования (в частности, тиристорных преобразователей) и в других случаях.

Наиболее широко применяемые в этих схемах теплообменники типовой конструкции представляют собой кожухотрубные аппараты с 1–2 ходами по трубному пространству и продольным омыванием, которое, как известно, уступает по эффективности поперечному, длинного трубного пучка в межтрубном пространстве. Интенсивность теплообмена в них невысока – значения ко-



эффициента теплопередачи в водоводяных аппаратах составляют около 1000 Вт/(м²·К). Хотя такие теплообменники разработаны достаточно давно, например, секционные одноходовые подогреватели типа ПВ по ГОСТ 27590-88 для систем теплоснабжения – более 40 лет тому назад (Госстроем СССР), подобные аппараты производятся и сейчас.

Модернизация этих теплообменников, предлагаемая некоторыми предприятиями на основе разработанных НПО ЦКТИ (г.Санкт-Петербург) подогревателей ПВРУ и ПВМР, заключается в организации нескольких (от 2 до 6) ходов по трубному пространству и установке по длине аппарата поперечных перегородок в межтрубном пространстве, обеспечивающих обтекание пучка, приближающееся в определенной мере к поперечному. Однако при этом не удастся обеспечить согласования направлений движения теплоносителей для реализации принципа противотока, что приводит к снижению температурного напора процесса теплообмена и, как следствие, к необходимости увеличения теплообменной поверхности.

Известны также предложения по использованию в таких подогревателях профилированных теплообменных труб (накатанных и оребренных проволокой), например разработка «Промэнерго» (г. Москва). Пока широкого практического внедрения это направление не получило, так как не затрагивает принципиальных изменений в конструктивно-технологической схеме теплообменника, которая соответствует принятой в аппаратах по ГОСТ 27590-88.

Применение же в типовых условиях эксплуатации российских систем теплоснабжения широко рекламируемых в последние годы пластинчатых теплообменников является, по нашему мнению, не вполне обоснованным, несмотря на то, что по тепловым показателям (величина коэффициентов теплопередачи достигает 2000–3000

Вт/(м²·К)) и массогабаритным характеристикам они имеют значительные преимущества перед секционными ГОСТовскими подогревателями. Главную проблему создают предъявляемые аппаратами данного типа повышенные требования к чистоте теплоносителей, что обусловлено малыми проходными сечениями каналов между пластинами. Поэтому необходима качественная постоянная фильтрация загрязненных (как правило) рабочих сред систем отопления и ГВС, а также проведение периодической очистки теплообменных поверхностей пластин от отложений взвесей, неулавливаемых фильтрами, и от накипи, образующейся в процессе эксплуатации. Очистка пластин сопряжена с многократными в течение срока службы разборками и сборками аппаратов – достаточно трудоемкими операциями из-за большого количества разъемных соединений, особенно в теплообменниках с клеевыми прокладками.

Кроме того, следует отметить, что для профилированных теплообменных поверхностей пластин высокая интенсивность теплопередачи при приемлемом уровне гидравлического сопротивления достигается в достаточно узком диапазоне изменения расходов (скоростей) рабочих сред, для которого и оптимизирована конкретная форма профиля. А поскольку для условий работы систем теплоснабжения характерна значительная неравномерность тепловых нагрузок и расходов теплоносителей (в течение суток, сезона), могут возникнуть проблемы с обеспечением номинальных теплотехнических показателей подогревателей.

Вывод о нецелесообразности применения аппаратов пластинчатого типа даже в системах индивидуального теплоснабжения подтверждают приведенные в [3] технико-экономические оценки ряда отечественных и зарубежных организаций, показывающие, что как их стоимость, так и эксплуатационные затраты значительно превышают аналогичные статьи расходов для кожухотрубных подогревателей той же тепловой мощности. Согласно этим оценкам, такие теплообменники могут успешно использоваться только в системах со стабильными режимами и чистыми средами.

Данное состояние вопроса выдвигает задачу разработки водоводяных аппаратов, не уступающих по тепловой эффективности пластинчатым теплообменникам, но не имеющих присущих последним недостатков. Предлагаются новые теплообменники кожухотрубного типа, с тем отличием, что в трубном пространстве, разделенном на несколько (4-12) ходов, движется греющая или нагреваемая вода. В межтрубном пространстве так же, как и в пароводяных аппаратах, осуществляется чисто поперечное обтека-

ние горизонтального трубного пучка пленкой или сплошным потоком жидкости. Такая конструкция, наряду с ее простотой, позволяет получить достаточные для достижения высокой тепловой эффективности значения скорости движения теплоносителей.

Компоновка ходов обеспечивает согласование направлений движения рабочих сред по трубному и межтрубному пространствам для реализации принципа противотока, при котором, как известно, достигается максимальное значение температурного напора по всей поверхности теплообмена.

На основании накопленного опыта создания теплообменного оборудования на базе ГТПА для системы теплоснабжения разработаны принципиальные технологические схемы и основные конструктивные решения подогревателей обоих описанных выше типов (пленочных и «поточных») различной тепловой мощности (0,1–1,0 Гкал/ч) и исполнения.

В таких теплообменниках по сравнению с типовыми достигается:

- улучшение теплотехнических, массогабаритных и стоимостных характеристик оборудования;
- существенное (не менее чем в 10 раз) уменьшение гидравлического сопротивления по межтрубному пространству в «поточных» аппаратах, либо полное отсутствие такового в пленочных теплообменниках;
- снижение энерго- и ресурсопотребления;
- повышение эксплуатационной надежности из-за меньшей склонности к образованию отложений и накипи;
- упрощение изготовления, обслуживания и ремонта.

Так, предлагаемые аппараты по отношению к кожухотрубным секционным подогревателям по ГОСТ 27590-88 имеют значительное преимущество как по требуемой площади поверхности теплообмена (в 1,5–2 раза), так и по массе (в 2–4 раза). Они в целом соответствуют пластинчатым теплообменникам по интенсивности теплопередачи, но имеют при этом лучшие гидравлические и массогабаритные показатели и более высокую эксплуатационную надежность.

Причем пленочные теплообменники по всем основным характеристикам обладают преимуществом перед «поточными» (в среднем в 1,4–1,5 раза). В этих аппаратах достигается также упрощение конструкции и снижение металлоемкости ввиду отсутствия необходимости укрепления корпуса по межтрубному пространству, поскольку в нем нет избыточного давления. Их и рекомендуется использовать во всех случаях, когда возможна организация пленочного режима течения теплоносителя.

Кроме того, наличие в подогревателях данного типа развитой свободной поверхности стекающей пленки жидкости обеспечивает возможность высокоэффективной деаэрации, что недостижимо в теплообменниках других типов (включая пластинчатые) и особенно актуально для оборудования систем ГВС, работающего на сырой водопроводной воде в условиях ускоренной коррозии всех элементов этих систем.

Такие однофазные теплообменники могут применяться не только в качестве водоводяных аппаратов, но и для других теплоносителей. Особенно перспективно их использование в качестве маслоохладителей, широко применяемых в системах маслоснабжения паровых турбин, трансформаторных и компрессорных установках, технологических системах охлаждения различного оборудования и т.д. Стандартная конструкция серийных маслоохладителей отличается большой сложностью и трудоемкостью изготовления из-за значительного количества перегородок типа «диск-кольцо» или сегментных в межтрубном пространстве аппарата и жестких требований к обеспечению определенной величины зазоров между перегородками и поверхностью корпуса. Холостые протечки масла через зазоры существенно снижают тепловую эффективность этих охладителей, которая и так невысока – номинальные значения коэффициента теплопередачи для большинства гладкотрубных модификаций не превышают величины 200 Вт/(м²·К) [4].

Выполненное сопоставление основных расчетных характеристик маслоохладителей предлагаемых типов (для двух вариантов поперечного обтекания трубного пучка – пленкой или сплошным потоком масла) и серийного маслоохладителя МО-10 производства Калужского турбинного завода показало существенные преимущества новых аппаратов. Так, достигаемая в них интенсивность теплопередачи не менее чем вдвое превышает ее уровень в МО-10 (для пленочного охладителя расчетное значение коэффициента теплопередачи составляет 500 Вт/(м²·К), для «поточного» – 450 Вт/(м²·К), а металлоемкость их меньше в 2–2,5 раза.

Маслоохладители пленочного типа, кроме того, характеризуются простотой включения их в схему маслоснабжения путем монтажа над сборным масляным баком, либо непосредственно в нем, а также повышенной экологической безопасностью ввиду невозможности протечек масла в тракт охлаждающей воды (трубное пространство аппарата, находящееся при работе оборудования под избыточным давлением), а следовательно, в природные источники водоснабжения. В серийных же маслоохладителях проблема герметизации масляного тракта экономически оправданными

методами не решена до сих пор и на современном этапе привлекает особое внимание [5].

Следует также обратить внимание на отработанную концепцию конструирования горизонтально-трубных аппаратов (различного назначения) в виде плоскостенных теплообменников, что обеспечивает рациональную организацию движения рабочих сред, отсутствие «мертвых» зон в межтрубном пространстве, компактность и возможность простой компоновки в блоки необходимой тепловой мощности из отдельных модулей определенного типоразмера.

Целесообразность использования технологии ГТПА при создании нового оборудования и реконструкции действующего еще более увеличивается благодаря недавно разработанному методу интенсификации теплообмена при течении пленки жидкости по горизонтальным орошаемым трубам. Применительно к таким аппаратам он не имеет аналогов и основан на использовании определенного типа профилирования наружной поверхности труб, параметры которого обеспечивают интенсификацию теплоотдачи от стенки к пленке жидкости в 1,4–1,9 раза [6]. Испытания головных образцов пленочных маслоохладителей и подогревателей-деаэраторов, разработанных и изготовленных НПП «Машпром», полностью подтвердили верность изложенных в данной статье положений.

Литература

1. Technical and economical evaluation of potable water production through desalination of seawater by using nuclear energy and other means // IAEA – TECDOC – 666, Vienna. 1992.
2. Бродов Ю.М., Рябчиков А.Ю., Арансон К.Э. Перспективные разработки по интенсификации теплообмена в теплообменных аппаратах // Тр. 2-й Российской конференции по теплообмену. М.: МЭИ, 1998. Т. 6. С. 54–57.
3. Пермяков В.А., Пермяков К.В., Якименко А.Н. Выбор типа водоводяных подогревателей для систем теплоснабжения // Тяжелое машиностроение. 2000. № 3. С. 37–40.
4. Маслоохладители в системах маслоснабжения паровых турбин. Учебн. пособие / Ю.М. Бродов, К.Э. Арансон, А.Ю. Рябчиков. Екатеринбург: УГТУ, 1996. 103 с.
5. Трояновский Б.М., Трухний Л.Д. Улучшение экологических показателей электростанций путем совершенствования турбинного оборудования // Тяжелое машиностроение. 1996. № 1. С. 19 – 26.
6. Путилин Ю.В., Подберезный В.Л. Разработка метода интенсификации конвективного теплообмена в горизонтально-трубных пленочных аппаратах // Тепломассообмен ММФ-2000: Мат-лы IV Минского междунар. форума. Минск, 2000. Т. 10. С. 142–150.



**О. Цаканян, в.н.с., к.т.н.,
Институт проблем машиностроения
НАН Украины (Харьков);
Н. Томин,
директор НПП «Термокабель» (Харьков),;
А. Шейко,
директор НПФ «Бусол» (Харьков)**

ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОТОПЛЕНИЕ ПОМЕЩЕНИЙ: ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ

Из всех видов обогрева помещений электрическое отопление является самым энергоемким видом промышленного нагрева. К его преимуществам относятся: децентрализация системы отопления, позволяющая не отапливать или почти не отапливать помещения, когда в них нет людей; возможность локального, быстрого нагрева; простота обслуживания; возможность широкого регулирования температуры.

Электроотопление целесообразно применять главным образом в районах с дешевой электроэнергией, с большими ночными провалами графика нагрузки энергосистемы, в южных районах, а также для отопления небольших производственных объектов (кабин башенных кранов, в городском электротранспорте, палаток, и т. п.), где применение иных способов обогрева затруднительно или опасно, и в помещениях, где нужно

поддерживать температуру выше той, которая обеспечивается системой основного отопления (для локального обогрева некоторых рабочих мест).

По принципу работы электроотопительные приборы делятся на приборы сопротивления, компрессионные тепловые насосы и полупроводниковые тепловые насосы.

Наиболее распространены приборы омического сопротивления, которые могут быть без аккумуляции тепла, полуаккумуляционными и аккумуляционными. Приборы без аккумуляции тепла делятся на теплоизлучающие, конвекционные и приборы с искусственной циркуляцией воздуха.

Электроотопительные приборы различают переносные и стационарные. В электроотопительных приборах в качестве нагревательных элементов в основном используются ТЭН (трубчатый

электрический нагреватель), нагреватели из голой проволоки на керамических держателях, кварцевые трубчатые нагреватели, керамические, металлокерамические, стеклокерамические, нагреватели на позисторной керамике и другие. Каждый из перечисленных нагревательных элементов имеет определенные достоинства и недостатки, а также свои области применения. Поэтому стоимостную оценку самого нагревательного элемента проводить не принято. Для этого существует оценка стоимости 1 кВт мощности в составе нагревательного блока, поскольку конструкция блока в основном определяет технические характеристики изделия, которые, помимо режимных характеристик, должны удовлетворять требованиям электробезопасности, пожаробезопасности, сроку службы, температуре на поверхности нагревательного элемента и энергозатратам в случае организации искусственной циркуляции воздуха через нагревательный блок.

Самый быстрый способ нагрева воздуха в помещении – это организация его искусственной циркуляции вентилятором через нагревательный блок, калорифер или теплообменник.

Отопительные приборы – это приборы длительного пользования и поэтому должны обладать высокой надежностью, безопасностью, эффективностью, экологичностью и экономичностью, которая реализуется путем поддержания заданной температуры воздуха в помещении.

Безопасность электрического отопительного оборудования связана с электроизоляцией, обеспечивающей минимальные токи утечки, и пожаробезопасностью, что становится возможным при низких величинах температуры нагревательных элементов – не более 250 °С – не сгорает органическая пыль.

Надежность оборудования в основном зависит от надежности нагревательного элемента, которая тем выше, чем ниже температура на его поверхности.

Эффективность обогрева определяется возможностью равномерного прогрева помещения в течение незначительного временного периода.

Экологичность оборудования (обогрева) определяется его воздействием на окружающую среду. При низких температурах нагревательных элементов – не более 250 °С – не сгорает органическая пыль.

В последнее время для нагрева воздуха стали использовать (в качестве нагревательного элемента) гибкий термокабель (Патенты: № 2199836 – Российская Федерация и № 51678 – Украина), который позволяет решить задачу нагрева со свойствами, недоступными при применении стандартных ТЭНов. Термокабель представляет собой нагревостойкий провод омического сопротивления в жаростойкой изоляционной оболочке. От меха-

нических воздействий термокабель защищен броней из тонкой металлической проволоки.

Технология изготовления термокабеля позволяет получать гибкие нагреватели в диапазоне мощности от 0,1 до 50 кВт с температурой на поверхности от 50 до 900 °С. Толщина изоляции 1,0±0,1 мм, электрическая прочность не менее 1,25 кВ, ток утечки при 450 °С не более 0,75 мА/кВт. Коэффициент теплопроводности изоляционной оболочки термокабеля в диапазоне температуры от 200 до 500 °С практически постоянен и для базальтовой основы равен 0,21 Вт/м²ЧК, для кремнеземной – 0,255 Вт/м²ЧК, для кварцевой – 0,24 Вт/м²ЧК. В сухом состоянии электрическое сопротивление оболочки для всех видов изоляции при температуре 20 °С не менее 500 Ом. После 48-часового пребывания термокабеля в камере с относительной влажностью воздуха 93±3% при температуре 25°+3 °С сопротивление изоляции резко уменьшается до величины: для базальтовой основы – 6,3 кОм, для кремнеземной – 15,3, для кварцевой – 23 кОм, при этом токи утечки между поверхностью термокабеля и жилой превышают 20 мА, при этом все образцы выдерживают пробивное напряжение 1,25 кВ. С момента включения термокабелей в электрическую сеть сопротивление изоляции восстанавливается, а токи утечки становятся меньшими 5 мА, т.е. нагревательный элемент быстро высушивается и восстанавливает свои характеристики. Подобные испытания для ТЭНов являются опасными. Если сопротивление изоляции ТЭНа после испытания во влажном воздухе уменьшилось в 10 раз относительно его сухого состояния, то при включении в электрическую сеть может произойти сопровождаемое взрывом разрушение, вызванное резким увеличением давления водяных паров. Поэтому перед включением ТЭНов их несколько часов высушивают в печи при температуре, не превышающей 180 °С, до восстановления сопротивления изоляции.

Если при эксплуатации кабеля во влажной среде токи утечки при его включении могут превышать 5 мА, то для полной электробезопасности необходимо ставить дополнительную изоляцию между металлическим носителем термокабеля и корпусом нагревательного блока.

С ростом температуры оболочки термокабеля растут токи утечки, поэтому максимальной рабочей температурой базальтовой оболочки является 500 °С, кремнеземной – 650, кварцевой – 800 °С. Из-за того, что изоляция толщиной 1 мм не является герметичной, то при высоких температурах нихромовая жила может окисляться. Процесс окисления уменьшает срок службы нагревательного элемента. Пределом разрушения нихромовой жилы считается момент достижения тол-

щины окисной пленки, равной 20% диаметра проволоки. Срок службы термокабеля в основном зависит от температуры нихромовой жилы для заданного режима его эксплуатации.

В воздухонагревателях из термокабеля оптимальным шагом его расположения является относительный шаг, равный 2,5 (относительно диаметра кабеля). В цилиндрических нагревательных блоках НПФ «Бусол» размещение термокабеля на металлических носителях реализовано таким образом, что температура поверхности нагревательных элементов отличается друг от друга не более 1%, т. е. обеспечено равномерное распределение температуры. Это свойство обеспечивает увеличение надежности нагревательных элементов.

Всем вышеперечисленным требованиям отвечают электрические нагреватели воздуха (тепловентиляторы, тепловые завесы, каналные нагреватели, трамвайные воздухонагреватели (заявка № 2002124749 от 17.09.2002 г. – Российская Федерация, заявка № 2001096550 от 25.09.2001 г. – Украина), разработанные ИПМаш им. А.Н. Подгорного НАН Украины и НПФ «Бусол», и выпускаемые НПФ «Бусол», у которых в качестве нагревательного элемента используется гибкий термокабель. Низкая температура на поверхности термокабеля (100–200 °С) при обдуве его потоком воздуха (5–2 м/с) позволяет не только увеличить срок службы, но и обеспечивать высокие санитарно-гигиенические характеристики нагревательного прибора, которых сложно достичь при использовании традиционных нагревателей типа ТЭН (без оребрения), использующих температуру на поверхности элемента выше температуры воспламенения органических материалов (250 °С). Тепловые вентиляторы, выпускаемые на ТЭНах (без оребрения), обеспечивают нагрев воздуха относительно температуры на его входе, как правило, на 30–35 °С. Этого явно недостаточно для климатических регионов России, Украины и Казахстана, где разность температур должна быть не менее 40 °С.

Если реализовать подобную разность температур на ТЭНах в тех же габаритах, то придется снизить расход воздуха или увеличить тепловыделения на единицу поверхности. Это приведет к повышению температуры на поверхности нагревателя до 600 °С, что сократит их срок службы и ухудшит безопасность. Модели тепловых вентиляторов могут быть использованы не только для обогрева промышленных помещений, но и для офисных, где уровень звукового давления, создаваемый вентилятором, не должен превышать 53 дБ, а эффективное перемешивание теплого воздуха с холодным в зоне обитания человека (1,7 м от уровня пола) не должно вызывать чрезмерное подсосывание холодного воздуха и образо-

вание сквозняка, т.е. человек должен ощущать легкий теплый бриз. Модели тепловентиляторов ТВЭ 3,0 – 9,0 кВт имеют низкий уровень звукового давления, в диапазоне от 43 до 53 дБ, различные варианты производительности и увеличенную дальность, в 1,5 раза превышающую известные модели других производителей. Кроме того, температура корпуса тепловентиляторов практически не отличается от температуры окружающей среды, это означает, что вся тепловая энергия уносится потоком воздуха через канал нагревательного блока. У тепловентиляторов на ТЭНах корпус часто имеет температуру 50 °С и выше.

Отличительными особенностями электрических нагревателей воздуха с использованием термокабеля являются:

- большой срок службы;
- эффективный теплосъем с поверхности нагрева при малом аэродинамическом сопротивлении и равномерном распределении температуры на поверхности;
- адаптация к геометрической форме сечения воздушного канала.

В НПФ «Бусол» разработаны следующие виды изделий теплотехники:

– тепловентиляторы ТВЭ 3 – 12 кВт.

Все модели могут быть установлены на стене с помощью специального кронштейна, что позволяет более эффективно осуществлять обогрев, учитывая их дальность. В ТВЭ 3 конструктивно предусмотрена возможность изменения направления воздушного потока, что используется при локальном обогреве;

– тепловые пушки ТВЭ-П 9–15 кВт.

Предназначены как для обогрева производственных помещений, так и для сушки строительных работ;

– тепловые завесы горизонтальные на тангенциальных вентиляторах ТЗЭ 2–6 кВт и на радиальных вентиляторах.

Все тепловые завесы обладают теми же положительными свойствами, что и тепловентиляторы. Изготавливаются воздушные завесы и под конкретные размеры проемов как с электрическими нагревательными блоками, так и с теплообменниками «вода–воздух» или «пар–воздух».

Эффективность разработанных теплообменников в 1,5 раза превосходит эффективность хорошо известных пластинчатых теплообменников (медь–алюминий), используемых в системах кондиционирования воздуха. Малое аэродинамическое сопротивление позволяет экономить электроэнергию, потребляемую электродвигателем вентилятора. Эти теплообменники встраиваются в тепловые завесы и вентиляторы.

Использование погонного метра одного теплообменного элемента в качестве конвектора по-

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

звоняет отдавать воздуху мощность 373 Вт, при этом вес элемента 0,97 кг, объем воды 0,056 л, температура воды на входе 90 °С, ширина конвектора 52 мм, минимальная высота 100 мм. Конвекторы могут быть подвешены на кронштейнах вдоль стены или внутри оконного проема. Применение этих конвекторов, с экономической точки зрения, гораздо эффективнее существующих радиаторов отечественных и зарубежных производителей.

Электрические конвекторы имеют те же габариты, что и жидкостные, их мощность от 200 до 400 Вт на погонный метр. Если жидкостные конвекторы могут использоваться в качестве основного отопления, то электрические пока что использовались в оконных проемах в качестве дополнительного отопителя (нагревательный элемент термокабель).

Помимо электрических тепловых вентиляторов и завес разработаны и изготавливаются канальные нагреватели, используемые в приточной вентиляции.

Канальные нагреватели предназначены для встраивания в каналы прямоугольного сечения КНП, квадратного КНК и цилиндрического КНЦ.

Канальные нагреватели имеют встроенное устройство защиты от перегрева. Тепловая мощность регулируется с помощью термостата. Максимальная температура перегрева воздуха 60 °С. Автоматическая защита от перегрева воздуха – 40 °С и от пожара – 100 °С.

Для отопления городского электротранспорта разработаны и производятся тепловентиляторы, которые могут быть использованы для обогрева салона водителя и обеспечения безопасности движения путем быстрого высушивания лобовых стекол кабины от конденсата или инея.

В воздухонагревателе предусмотрено автоматическое отключение агрегата при перегреве нагревательных элементов ($t_{\text{доп}} = 140 \text{ }^\circ\text{C}$ – защита от пожара) и перегреве температуры воздуха свыше 100 °С. Это обеспечивает высокий уровень безопасности.



НОВОСТИ КОМПАНИЙ

50 >>

для монтажа участков электрических цепей, где возможны частые изгибы проводов. Провода предназначены для эксплуатации при пониженной температуре окружающей среды.

КОМПАНИЯ WEISHAUPТ ЗАНЯЛА ПЕРВОЕ МЕСТО В РЕЙТИНГЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ЖИДКОТОПЛИВНЫХ И ГАЗОВЫХ ГОРЕЛОК НЕМЕЦКОГО ЖУРНАЛА «МАРКТ ИНТЕРН»

Независимое немецкое издание «Markt intern» (Дюссельдорф) раз в два года, накануне открытия выставки ISH Frankfurt, публикует рейтинги изготовителей отопительного и другого оборудования по тематике выставки. Для наглядного сравнения динамики публикуются и результаты аналогичного исследования двухлетней давности. В февральском номере помещен рейтинг изготовителей газовых и жидкотопливных горелок.

Рейтинг составлен на основе результатов опроса сотрудников монтажных фирм. Компания Weishaupt заняла первое место и получила высшие оценки по всем трем категориям.

Первая категория – «Качество продукции». Оборудование Weishaupt было признано лучшим. Компания имеет собственный центр исследований и развития, постоянно совершенствует качество выпускаемой продукции. В этой категории превышение оценки Weishaupt над средней оценкой всех участников рейтинга выросло за 2 года на 1,4 пункта (30,0 против 28,6%).

Вторая категория – «Простота монтажа/Обучение». Weishaupt уже несколько лет

>> 66

*С. Самохин*

КАК РАССЧИТАТЬ ОПТИМАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПРЕССОРА

Данная статья посвящена поршневым компрессорам, используемым в автосервисе, и может быть полезна с точки зрения общих подходов к выбору компрессорного оборудования и организации пневмосетей.

На первый взгляд, тема выбора источника сжатого воздуха для автомастерской не кажется достаточно интересной. Однако не зря говорят, что первое впечатление бывает обманчивым. Более близкое знакомство с проблемой озадачивает и вызывает массу вопросов. Как правильно определить потребность в сжатом воздухе? Как на основании полученных данных рассчитать оптимальные характеристики компрессора? Может ли компрессор малой производительности, оснащенный большим ресивером, заменить компрессор большей производительности с меньшим ресивером? Чем различаются входные и выходные параметры компрессора и как это учитывают в расчетах? Для ответа на эти и другие вопросы пришлось изучить массу специальной литературы, провести не одну беседу с продавцами и специ-

алистами по ремонту. Вот что удалось выяснить...

Сжатый воздух в условиях автосервисного предприятия находит применение не только для подкачки колес – это известно. Различное авторемонтное оборудование – шиномонтажные станки, окрасочно-сушильные камеры, некоторые типы автомоек – используют пневмопривод. Окрасочные работы выполняются только с использованием сжатого воздуха, профессиональных окрасочных пистолетов с электроприводом нет в программе ни у одного производителя. Это те случаи, когда без сжатого воздуха просто не обойтись.

Что еще может заставить авторемонтника задуматься о приобретении компрессора? Конечно же, желание механизировать наиболее трудоемкие виды работ с использованием разнообразно-

го пневмоинструмента. Его преимущества в сравнении с традиционно применяющимся электроинструментом не для всех очевидны, но тем не менее бесспорны.

Пневмоинструменты существенно превосходят своих электроконкурентов по надежности и ресурсу, и почти вдвое – по энерговооруженности – отношению мощности к единице веса. Именно поэтому они как нельзя лучше приспособлены для напряженной профессиональной работы, в условиях которой их применение наиболее экономически выгодно.

Неважно, какая из указанных причин привела вас к мысли приобрести компрессор, важно, как это сделать грамотно.

С ЧЕГО НАЧАТЬ

«Скажите, у вас есть компрессор с пятилитровым ресивером?» – нередко с такого или подобного вопроса начинается беседа покупателя с менеджером. После этого продавцу приходится тратить много времени на то, чтобы объяснить, что задать такой вопрос – все равно что спросить, есть ли в продаже автомобиль с четырьмя колесами и что объем ресивера никак не может являться отправной точкой при выборе компрессора. Из чего же нужно исходить, делая выбор?

Исходить нужно из потребностей. Мысль не очень оригинальная, но справедливая, причем справедливая при выборе любого оборудования. Поскольку лучше всего о своих потребностях осведомлены мы сами – за нами и первое слово. Перед тем как нанести визит к продавцу гаражного оборудования, нужно по возможности более точно подсчитать количество потребителей сжатого воздуха, определить их рабочие параметры (давление и номинальный расход воздуха) и предполагаемый режим работы.

Рабочие параметры пневмоинструмента или пневмооборудования указываются в паспорте. Если по каким-либо причинам эта информация отсутствует, можно у своих коллег или у любого продавца пневмооборудования выяснить характеристики аналогичных устройств. Как правило, возможная небольшая ошибка не будет роковой. Для справки мы приводим параметры наиболее часто применяемого в автосервисной практике инструмента.

Понятно, что пневмоинструмент используется в работе не непрерывно, а время от времени, соответственно, изменяется текущее воздухопотребление. Для определения характеристик компрессора ориентируются на усредненное значение потребности в сжатом воздухе. Чтобы ее рассчитать, нужно, исходя из опыта эксплуатации и знания технологии планируемых работ, представить,

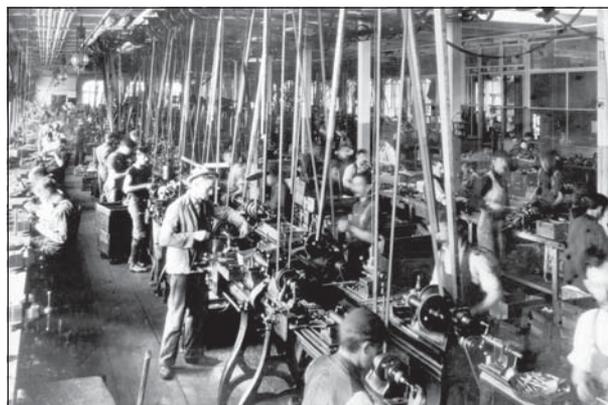
каковы будут продолжительность и периодичность между включениями инструмента, возможна ли одновременная работа нескольких устройств и каких.

Сказанное касается тех, кто впервые приобретает компрессор. Если вы уже используете источник сжатого воздуха, который по каким-либо соображениям не соответствует потребностям вашего предприятия, например, в связи с ростом количества потребителей или увеличившейся интенсивностью работ, нужно знать технические характеристики используемого компрессора, включая объем ресивера, а также сформулировать конкретные претензии к его работе. Например, если компрессор не обеспечивает требуемый расход воздуха, что часто приводит к перерывам в работе, следует экспериментально установить, за какой период времени давление в ресивере падает ниже допустимого уровня.

Вооружившись этими сведениями, можно смело идти в хороший магазин, где опытный менеджер (а в хороших магазинах – именно такие менеджеры) на основании этих данных поможет вам подобрать оптимальную, с точки зрения соотношения надежности и цены, покупку.

Более того, в хорошем магазине вам дадут возможность в течение 2–3 дней опробовать покупку на практике и в случае, если она вас не устраивает, – обменять на другую модель. При этом продавцы действуют исходя и из своих интересов: неправильно подобранный компрессор не отработает гарантийного срока, который для различных видов компрессорного оборудования может составлять от 6 до 12 месяцев.

Если у вас на примете есть такой магазин, менеджером которого вы доверяете, если вы не любознательны и не хотите узнать ответы на вопросы, поставленные в начале статьи, на этом можно закончить чтение. Если же вы хотите более осознанно подойти к вопросу приобретения источника сжатого воздуха, – двигайтесь с нами дальше.



ГАРАЖНЫЙ КОМПРЕССОР

Существуют различные типы компрессоров, используемые в технике в качестве источников сжатого воздуха. В настоящее время в автосервисной практике находят применение в основном поршневые устройства. В компрессорах этого типа воздух сжимается в замкнутом пространстве цилиндра в результате возвратно-поступательного движения поршня. Конструктивно они представляют собой агрегат, включающий компрессорную головку, электропривод, ресивер и устройство автоматического регулирования давления (прессостат).

Популярность поршневых компрессоров среди работников автосервиса определяется их невысокой стоимостью, приемлемыми массогабаритными показателями, простотой в эксплуатации и обслуживании и выходными характеристиками, способными удовлетворить потребности практически любого авторемонтного предприятия.

К основным характеристикам компрессора относятся два параметра – максимальное давление (P_{max}) и объемная производительность или подача (Q).

Большинство предлагаемых сегодня на рынке компрессоров развивает давление, превышающее потребности стандартного пневмооборудования и инструмента, используемого при авторемонте. На рынке представлены компрессоры с максимальным давлением 6, 8, 10, 13 бар.

Напомним, что номинальное рабочее давление окрасочных пистолетов – 3–4 бар (табл. 1), пневмоинструмента – до 6,5 бар. Исключение составляет пневмопривод шиномонтажных станков, для которого многие производители рекомендуют использовать сжатый воздух при давлении 8–10 бар. Впрочем, практика показывает, что пневматика шиномонтажного оборудования надежно работает и при использовании 8-барного компрессора.



ЧТО ЕЩЕ НУЖНО УЧИТЫВАТЬ, ОПРЕДЕЛЯЯ МАКСИМАЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ, РАЗВИВАЕМОЕ КОМПРЕССОРОМ?

Во-первых, следует иметь в виду, что система автоматического регулирования давления всех компрессоров настроена таким образом, что обеспечивает поддержание давления в ресивере с допуском 2 бар от максимального значения. Это означает, что в процессе работы компрессора с $P_{max} = 8$ бар давление на выходе может изменяться в диапазоне от 6 до 8 бар, у 10-барного – соответственно, от 8 до 10 бар. Заводские регулировки прессостата могут быть изменены пользователем только в сторону уменьшения минимального давления.

Во-вторых, необходимо учитывать, что наличие протяженных пневмомагистралей до потребителей сжатого воздуха вызывает падение давления в линии. При ошибках в проектировании пневмосети (применении труб малого диаметра, использовании водопроводных запорных устройств, нерациональной прокладке магистралей и т. д.) оно может достигать существенной величины и стать причиной неэффективной работы пневмооборудования. Чтобы избежать возможных неприятностей в таких случаях, нужно отдать предпочтение компрессору с более высоким максимальным давлением.

Из сказанного следует, что в качестве универсального гаражного источника сжатого воздуха можно использовать компрессор с максимальным давлением 8 бар. Если компрессор будет использоваться исключительно для окрасочных работ, можно обойтись и 6-барным, а в случае разветвленных пневмосетей надежнее использовать компрессор, развивающий давление до 10 бар.

Некоторый запас по давлению полезен и с другой точки зрения. Чем выше давление, развиваемое компрессором, тем большую массу воздуха он может закачать в ресивер и тем большее время последний будет опорожняться до минимально допустимого давления, обеспечивая компрессору время для отдыха.

Кстати, об отдыхе: а нужен ли он железному компрессору? В ответе на этот вопрос кроется ключ к пониманию особенности рабочего процесса в поршневом компрессоре. Учитывая ее, определяют важнейшую характеристику компрессора – производительность.

РЕЖИМ РАБОТЫ ПОРШНЕВОГО КОМПРЕССОРА

Сжимаясь в цилиндре поршневого компрессора, воздух нагревается. На выходе из односту-

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

пенчатого компрессора его температура превышает 150 °С. При этом часть тепла поглощается деталями и элементами конструкции головки компрессора, что приводит к повышению их температуры и изменению тепловых зазоров в узлах трения.

Если не обеспечить отвод тепла, головка не успевает охлаждаться. Последствия представить несложно: температура смазываемых узлов возрастает выше допустимого уровня, полностью выбираются тепловые зазоры, горячее масло, подаваемое к парам трения разбрызгиванием, не держит «масляный клин». В лучшем случае это грозит ускоренным износом механизма компрессора, в худшем – немедленным выходом из строя в результате заклинивания.

Это учитывается при проектировании компрессора. Для обеспечения теплосъема применяют принудительное охлаждение компрессорной головки – обдув воздухом. В качестве нагнетателя обычно используется вентилятор электродвигателя или шкив коленчатого вала компрессора. Чтобы повысить эффективность охлаждения, корпус головки изготавливают из сплавов с высокой теплопроводностью и делают ребренным.

Такие меры наиболее просты и дешевы, но недостаточны для того, чтобы обеспечить продолжительную непрерывную работу поршневого компрессора. Поэтому поршневой компрессор изначально рассчитывается на эксплуатацию со строго определенной скважностью, что предполагает обязательное наличие перерывов, необходимых для нормализации теплового режима головки.

Количественно режим эксплуатации оценивается коэффициентом внутрисменного использования ($K_{ви}$), показывающим, какую часть времени компрессор способен работать непрерывно. Отечественный стандарт определяет три вида режимов работы компрессора: кратковременный ($K_{ви} = 0,15$), непродолжительный ($K_{ви} = 0,5$) и продолжительный ($K_{ви} = 0,75$).

Способность дольше работать в непрерывном режиме означает в конечном счете большую надежность и ресурс техники. Она достигается использованием более совершенных материалов и схемных решений, больших запасов прочности конструктивных элементов, что, естественно, отражается на стоимости продукции.

В зависимости от допустимого режима эксплуатации, а также выходных характеристик зарубежные производители подразделяют свою продукцию на несколько серий: хобби (полупрофессиональную), профессиональную и промышленную. О том, чем они принципиально отличаются, мы расскажем далее.

Как обеспечивается требуемый режим эксплуатации компрессора? Прежде всего, рассчиты-

вая его объемную производительность, нужно соблюсти правильный баланс между этой важнейшей характеристикой и средним воздухопотреблением. Эти параметры связаны между собой через коэффициент, зависящий от класса компрессора, который больше единицы для компрессоров всех серий.

Это означает, что подача компрессора должна быть всегда больше, чем среднее воздухопотребление. Производя сжатого воздуха больше, чем расходуется, компрессор сам создает для себя задел, позволяющий ему время от времени «расслабляться». Величина запаса по производительности тем больше, чем ниже положение, занимаемое компрессором в «табели о рангах». Отдав предпочтение более дешевой технике (например, полупрофессиональной серии), необходимо заложить в расчеты больший запас по производительности.

Функцию хранения запасенного сжатого воздуха выполняет ресивер, а в случае разветвленной пневмосети – также и внутренний объем магистралей.

В этом заключается наиважнейшая роль ресивера наряду с демпфированием пиковых нагрузок, сглаживанием пульсаций давления и охлаждением сжатого воздуха.

Может сложиться мнение, что чем больше емкость ресивера, тем легче для компрессора. Это мнение ошибочно. Дело в том, что для наполнения ресивера до максимального давления, когда автоматика прессостата отключает компрессор, требуется время, и немалое. При необоснованном увеличении объема ресивера компрессор будет трудиться непрерывно на его восполнение, выходя из допустимого режима работы.

Объем ресивера связан как с производительностью компрессора, так и с характером воздухопотребления. По этой причине компрессорная головка одной производительности может комплектоваться ресиверами нескольких типоразме-



ров, объем которых отличается в несколько раз. В среднем объем ресивера таков, что компрессор способен наполнить его за 3–4 мин. Если потребности в сжатом воздухе примерно равномерные по времени, то в целях экономии средств можно ограничиться минимальным ресивером. Если возможны пиковые нагрузки, лучше предпочесть больший.

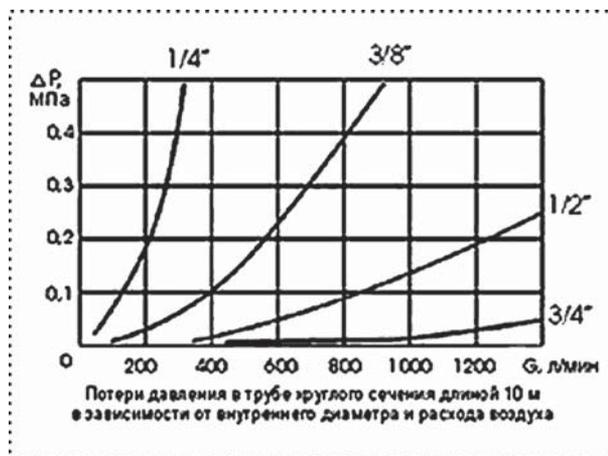
Итак, грамотно выбрать компрессор для заданного воздухопотребления означает определить его производительность и объем ресивера таким образом, чтобы при эксплуатации данный компрессор работал в режиме внутрисменного использования, на который он рассчитан. Несоответствие режима работы паспортному значению приводит либо к неэффективному использованию компрессора, либо к сокращению его ресурса и преждевременному выходу из строя.

Как упоминалось, поршневых компрессоров, имеющих $K_{ви} = 1$, в природе не существует. Поэтому, если ваш компрессор на протяжении смены «молотит» без перекуров – это верный признак того, что он подобран неправильно и вскоре выйдет из строя.

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА

Приступая к расчету характеристик компрессора, полезно знать следующее. Масса воздуха, перекачиваемая компрессором в единицу времени, – величина постоянная и зависит от его конструктивных особенностей. Однако производительность принято определять не в массовых, а в объемных величинах, что часто приводит к путанице и ошибкам в расчетах.

Дело в том, что воздух, как и другие газы, сжимаем. Это означает, что одна и та же масса воздуха может занимать разный объем в зависимости от давления и температуры. Точная взаи-



мосвязь между этими величинами описывается сложной степенной зависимостью или уравнением политропы. В случае компрессора, наполняющего ресивер, это означает, что с ростом давления в ресивере (на выходе компрессора) его объемная производительность уменьшается. Если объемная подача компрессора – переменная по времени, – какая же цифра указывается в технических характеристиках? Согласно ГОСТу, производительность компрессора – это объем воздуха, выходящий из него, пересчитанный на физические условия всасывания. В большинстве случаев физические условия на входе в компрессор соответствуют нормальным: температура – 20 °С, давление – 1 бар. ГОСТ также допускает возможность отклонения реальных характеристик компрессора от указанных в паспортных данных на величину $\pm 5\%$.

Кстати, на нормальные условия пересчитывают и параметры потребителей сжатого воздуха, чтобы привести их к общему знаменателю с характеристиками источника. Поэтому номиналь-

Таблица 1

Номинальные параметры пневмооборудования

Инструмент	Давление, Р (бар)	Расход воздуха, G (л/мин)	Коэффициент использования ($K_{и}$)
Окрасочный пистолет	3–4	300–400	0,6–0,7
Машинка шлифовальная, полировальная	6,5	350–450	0,6–0,7
Отрезная машинка	—	800–1200	0,5
Обдувочный пистолет	—	150–250	0,2
Пневмозубило	—	150–250	0,3
Угловой гайковерт	—	150–200	0,3
Ударный гайковерт 1/2'	—	400–500	0,2

ный расход 100 л/мин означает, что при рабочем давлении пневмоинструмент за минуту потребляет такое количество воздуха, которое при нормальных условиях заняло бы объем, равный 100 литрам.

Зарубежные производители, не знакомые с содержанием наших ГОСТов, определяют производительность своей продукции иначе, что порой приводит к ошибкам. В паспортных данных на импортную технику указывается теоретическая производительность компрессора (производительность по всасыванию).

Теоретическая производительность определяется геометрическим объемом воздуха, который поместится в рабочей полости компрессора за один цикл всасывания, умноженный на количество циклов в единицу времени. Она отличается от реальной, выходной, в большую сторону. Отличие учитывается коэффициентом производительности ($K_{пр}$), зависящим от условий всасывания и конструктивных особенностей поршневого компрессора – потерь во всасывающих и нагнетательных клапанах, наличия недовытесненного, «мертвого», объема, приводящих к уменьшению наполнения цилиндра. Для компрессоров профессиональной серии коэффициент производительности может составлять величину от 0,6 до 0,7, причем большие значения соответствуют большей подаче (см. табл. 1).

Различия характеристик, рассчитанных по входу и на выходе, могут достигать существенной величины. Может, это и является причиной того, что лукавые иностранные производители указывают данные по всасыванию, – выглядят они значительно солиднее. В хороших магазинах продавцы, как правило, имеют данные как по входным, так и по выходным характеристикам профессиональных импортных компрессоров. Для



производства бытовой серии таких данных не приводит никто, хотя из практики известно, что реальный «выход» бытовых компрессоров едва ли превышает 50% от заявляемой теоретической производительности.

Точный расчет характеристик поршневого компрессора сложен и связан с решением степенных уравнений. Приводимая методика выбора компрессора содержит упрощенные соотношения, которые тем не менее дают небольшую погрешность, и позволяет правильно определить его параметры.

Обратите внимание, что в ней определяется теоретическая производительность компрессора (по входу). Чтобы пересчитать полученные данные на «выход» (в случае расчета отечественного гаражного компрессора), нужно результат уменьшить на 30–40%.

Итак, правильно определив исходные данные и выполнив несколько математических вычислений, можно понять, какими характеристиками должен обладать компрессор. Однако выбирать нужно конкретную технику, а не характеристики.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ХАРАКТЕРИСТИК КОМПРЕССОРА

Шаг 1. Расчет воздухопотребления

Определяется состав потребителей сжатого воздуха и их номинальный расход воздуха (G_i). Периодичность работы учитывается применением в расчетах полученного опытным путем коэффициента использования пневмооборудования ($K_{и,i}$), равного отношению длительности их работы к продолжительности смены:

$$G(\text{л/мин}) = G_1 \cdot K_{и,1} + G_2 \cdot K_{и,2} + \dots$$

Шаг 2. Расчет теоретической производительности компрессора (по входу):

$$Q_{вх}(\text{л/мин}) = G \cdot b,$$

где:

b – коэффициент запаса производительности, зависящий от класса компрессора и макси-

Таблица 2

Максимальное давление P_{max} (бар)

Класс компрессора	10	8	6
Полупрофессиональный	1,7	1,6	1,5
Профессиональный	1,6	1,5	1,4
Промышленный	1,4	1,3	1,2

является признанным лидером в этой категории. Компания всегда представляет монтажным организациям подробную информацию об особенностях продукции и рекомендации по монтажу, поэтому проблем в этой области не возникает. Превышение оценки Weishaupt над средней оценкой всех участников рейтинга выросло за два года на 3 пункта (23,0 против 20,0%).

Третья категория – «Обслуживание в филиалах». Weishaupt и в этой категории занимает лидирующую позицию, поскольку филиалы являются визитной карточкой компании, а их сеть постоянно расширяется по всему миру. Например, в России работают 47 бюро Weishaupt, расположенные в крупных городах страны. Видимо, поэтому превышение оценки Weishaupt над средней оценкой всех участников рейтинга в этой категории выросло наиболее заметно – на 9,3 пункта (20,6 против 11,3%).

Опубликованный рейтинг в очередной раз подтверждает, что Max Weishaupt GmbH является ведущей мировой фирмой по производству горелочного оборудования, которое пользуется доверием во всем мире.

«Продукция дорогая, однако стоит таких денег» – журнал цитирует одно из писем на тему «жидкотопливные/газовые горелки».

О компании Weishaupt

Max Weishaupt GmbH уже более 50 лет является одной из ведущих мировых фирм по производству горелочного оборудования. Программа производства Weishaupt включает в себя газовые, жидкотопливные и комбинированные горелки мощностью от 12,5 до 17500 кВт, измерительную технику, устройства управления и регулирования, компактные ко-

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

мального давления, определяемый по табл. 2:

Чтобы получить значение выходной производительности (необходимо при выборе отечественного компрессора), полученные данные нужно уменьшить на 30–40 %.

Шаг 3. Определение объема ресивера:

$$V(\text{л}) = GtK_{np} / 60 DP,$$

где:

DP – диапазон регулировки давления в ресивере (мин. значение – 2 бар);

t – допустимое время (с), за которое давление в ресивере падает от максимального до минимального (рекомендуется от 30 с и более в зависимости от требований к пневмосети);

K_{np} – коэффициент производительности компрессорной головки (для одноступенчатых – 0,65, для двухступенчатых – 0,75).

ЕСЛИ У ВАС УЖЕ ЕСТЬ КОМПРЕССОР, КОТОРЫЙ НЕ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ВАШИ ПОТРЕБНОСТИ

Шаг 1. Хронометрированием экспериментально определяем наименьшее значение t – время (с), за которое давление в ресивере падает от максимального до минимального (время между остановом и включением компрессора).

Шаг 2. Рассчитываем реальное воздухопотребление по формуле:

$$G = 60 VDP / (tK_{np}),$$

где:

V – объем ресивера (л);

DP – диапазон регулировки давления в ресивере (минимальное значение – 2 бар);

K_{np} – коэффициент производительности компрессорной головки (для одноступенчатых – 0,65, для двухступенчатых – 0,75).

Шаг 3. Используя полученные данные, пересчитываем характеристики компрессора согласно методике.

ОДНО ИЗ ДВУХ (ЗАДАЧКА НА СООБРАЗИТЕЛЬНОСТЬ)

Определите, за какое время импортный компрессор профессиональной серии с $P_{max} = 8$ бар и производительностью $Q_{вх} = 200$ л/мин накачает ресивер, объемом 100 л, до давления 8 бар.

Вариант 1.

Если вы не читали статью или делали это невнимательно, вы получите такой, казалось бы, очевидный, но абсолютно неправильный ответ:

$$t = V / Q_{вх} = 100 / 200 = 0,5 \text{ (мин)}.$$

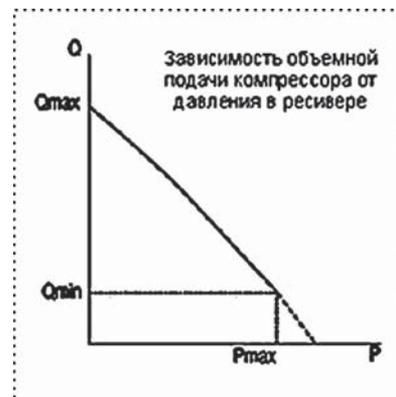
Вариант 2.

Если вы усвоили кое-что из прочитанного, то, пересчитав формулу, использовавшуюся для определения объема ресивера, относительно t , получите:

$$t = 60 VDP / (Q K_{np}) = 60 \cdot 100 \cdot 8 / 200 \cdot 0,6 = 400 \text{ (сек)} = 6,7 \text{ (мин)}$$

(K_{np} принят равным 0,6, так как производительность низкая).

Как видите, игнорирование теории может привести к ошибке более чем в 13 раз!



Е. Шляпкиова



ЗАРУБЕЖНЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ПНЕВМАТИКИ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ

Российский рынок пневматики сегодня, как говорится, стоит на трех китах – представителях немецкой фирмы Festo, итальянской Camozzi и японской SMC Corporation. Всего в России работает около десятка зарубежных поставщиков пневматики, но именно эти три компании, скажем так, делают погоду на рынке.

Официальных статистических данных по российскому рынку пневматики нет, т. к. в стране нет профессиональной ассоциации или организации, занимающейся изучением этой специфической отрасли. Сами участники рынка оценивают его объем примерно в 50 млн долл. США. Плюс к этому потенциальная потребность рынка, по их мнению, составляет так же порядка 50 млн долл. США. Объемы продаж растут на 25–30% ежегодно.

Сразу оговоримся, что мы не включили в опрос, проведенный RakkoGraff, российские компании – производители пневматики по той простой причине, что они находятся «в разных весовых категориях» с зарубежными фирмами. Как констатировал руководитель отдела маркетинга «Фе-

сто-РФ» Сергей Сулига, «отечественные производители пневматики и по сей день не могут конкурировать с иностранными ни по номенклатуре, ни по качеству, ни по объемам производства».

По собственным оценкам ведущих игроков российского рынка пневматики, их доли по объему продаж сегодня таковы: Festo – около 40%, Camozzi – около 20, SMC – 12–17%. Как видим, распределение долей соответствует времени прихода компаний на российский рынок.

Компания Festo, интересы которой в России сегодня представляет ООО «Фесто-РФ», начала работать еще в Советском Союзе: первые поставки относятся к 1970 г., а в 1988 г. были открыты совместные предприятия по основным направлениям деятельности Festo; пневматике,



электронике, дидактике (1989), тултехнике (1995). Фактически в течение достаточно долгого времени Festo была монополистом на российском рынке пневматики. Ситуация изменилась с приходом новых сильных игроков.

В 1990 г. компания Samozzi открывает подразделение в Симферополе («Камоцци-Пневматик»), а через два года – представительство в Москве (ООО «Камоцци-Пневматика»). Важным шагом в освоении рынка стало создание в 2000 г. в Симферополе собственного производства. Здесь на итальянском оборудовании и из итальянских комплектующих изготавливаются и собираются специальные типы пневмоцилиндров. Сложные изделия (основной ассортимент цилиндров, распределители, фитинги) поставляются из Италии. В прошлом году симферопольский завод вышел на проектную мощность. В планах компании – создание предприятия в Москве и второго завода в Симферополе.

Проводя наступательную рыночную политику, Samozzi активно увеличивает свою долю рынка. По итогам I квартала 2004 г. продажи увеличились на 50% по отношению к аналогичному периоду прошлого года. «Конечно, отчасти этот рост связан с тем, что мы продаем пневматику в развивающиеся отрасли. Однако рост промышленности по секторам не превышает 10%, – отмечает менеджер компании Егор Козлов. – Главные причины нашего роста – опыт, накопленный за 12 лет работы в России, и активная рыночная позиция. В Украине Samozzi является безусловным лидером рынка. Для тех из нас, кто работает на территории бывшего СССР, – это знаковое обстоятельство».

SMC Corporation, открывшая представительство в России в 1996 г., также претендует на лидерство. «Пока Festo на российском рынке впереди, но, учитывая качество продукции и сервиса

нашей компании, а также лидерство в мире, где SMC более чем вдвое опережает конкурентов, мы надеемся изменить это соотношение в свою пользу», – говорит Анна Адель, менеджер SMC по маркетингу.

Компании, задержавшиеся с приходом на российский рынок пневматики, сегодня не оказывают на него серьезного влияния, не теряя, однако, надежды со временем усилить свои позиции. В их числе – ASCO/Joucomatic, заключившая в 1997 г. дистрибьюторский договор с фирмой ФДЛ. «Если на рынке соленоидных клапанов ASCO/Joucomatic занимает одну из лидирующих позиций, то с рынком пневматического оборудования ситуация несколько хуже, – отмечает Артем Бобкин, начальник отдела КИПиА в АДЛ. – ASCO/Joucomatic изначально не ориентировалась на рынки розничных поставок оборудования, а производила оборудования для крупных заказчиков – Renault, Peugeot, Michelin, Danone. Поэтому время для завоевания российского рынка было потеряно. Сейчас компании АДЛ и ASCO/Joucomatic наверстывают упущенное».

ВСЕ ДЛЯ КЛИЕНТА

В целом российский рынок пневматики можно назвать сложившимся. Подтверждение тому – переход конкуренции из области цен в область условий поставки и сервиса. Лидеры рынка имеют дистрибьюторские сети в промышленных центрах страны и собираются развивать их в дальнейшем: скорость поставки порой играет определяющую роль.

Второй, не менее важный момент, – техническая поддержка, консультации. Отсюда – потребность в высококвалифицированных кадрах. В этом вопросе есть приятная сторона: благо отечественные вузы выпускали и выпускают достаточное количество «технарей». Вместе с тем специфика отрасли требует соответствующих знаний и опыта. «Не каждая компания-клиент может позволить себе иметь в штате специалиста, разбирающегося в пневматике, – говорит Егор Козлов («Камоцци-Пневматика»). – Тем не менее мы должны достигнуть взаимопонимания. Поэтому в отделах продаж работают сотрудники с высшим техническим образованием. Они помогают донести до компании-клиента технологическое знание о товаре, о том или ином решении, наконец, просто выразить проблему пользователя на технически правильном языке. Мы гордимся и своим отделом технической поддержки. Это специалисты высшего класса с огромным опытом разработки и внедрения технических решений в российских условиях. Специалисты здесь воспитываются «с нуля», «для Камоцци», и обладают активнос-

тью и способностью эффективной работы в нескольких проектах одновременно».

Большое внимание компании уделяют и обучению самих клиентов. Как отмечают производители, современная пневматика, несмотря на огромное количество используемых технологических решений, не требует особенных фундаментальных познаний. Но знать общие принципы, законы и разделяемые инженерным сообществом представления, т. е. быть знакомым с культурой производства, действительно необходимо для правильного использования и долговечной работы пневматики.

Подразделения компании Festo «Дидактика» активно сотрудничают с техническими вузами и занимаются переподготовкой специалистов. На базе симферопольского и московского филиалов Samozzi действуют учебные центры «Камоцци-Академия», ориентированные преимущественно на специалистов-практиков. Аналогичная программа существует и в SMC: «К услугам заказчиков – учебный центр, который предлагает стандартные курсы различного уровня подготовки – от эксплуатации до проектирования, а также семинары, разработанные под нужды конкретных предприятий, – рассказывает Анна Адель. – В целом работа построена по региональному и отраслевому принципам. Некоторые отрасли, например, пищевая и упаковочная, выделены в отдельные проекты, и для них SMC разрабатывает специальную продукцию, готовит отраслевые каталоги, обучает персонал и т. д.».

И Festo, и Comozzi, и SMC делают пневматику высшего класса «А». Но как у любой серьезной компании, у каждой из них есть своя «изюминка». Так, например, особая гордость Samozzi – фитинги – соединения, изготавливаемые из латуни с последующим никелированием. Именно с фитингов начинался 40 лет назад бизнес компании, и сегодня, благодаря отточенной за десятилетия технологии, она является одним из мировых лидеров в этой сфере. Естественно, фитинги производятся только на родине компании, в Италии. «Качество изготовления фитингов должно быть очень высоким, чтобы они действительно обеспечивали полную герметичность, – подчеркивают в Samozzi. – При давлении, на котором работает пневматика, малейший зазор может привести к колоссальной утечке воздуха и серьезно увеличить производственные затраты: сжатый воздух, по данным TACIS, в разы дороже электричества».

Вопросы качества и снижения энергоемкости оборудования в не меньшей степени волнуют и SMC: «Сейчас (если сравнивать, например, с рынком пятилетней давности) требования клиентов к надежности и эффективности пневматичес-

ких компонентов возрастают, – говорит Анна Адель. – Это касается в первую очередь пищевой и упаковочной отрасли, где качеству комплектующих уделяется все больше внимания, что оправданно, ведь надежные и быстродействующие устройства позволяют увеличить производительность оборудования, сократить простои, снизить издержки на ремонт и энергопотребление. Кстати говоря, SMC уделяет особое внимание сокращению энергопотребления как в рамках всемирной экологической программы, так и в целях затраты наших заказчиков».

В общем, вопрос «где взять?» означает сегодня для российского покупателя пневматики не лишнюю нервозность, как не в столь далеком прошлом, а приятное и полезное общение с мастерами своего дела. Выбор остается за вами.

РЕВОЛЮЦИИ НЕ БУДЕТ

«Пневматика – достаточно консервативная отрасль, – говорит генеральный директор ООО «Камоцци-Пневматика» Алексей Кистиченко. – Революционных прорывов, как, например, в микроэлектронике или средствах связи, здесь ожидать не приходится. Но застоя в отрасли нет, развитие идет – эволюционным путем, в первую очередь, в направлении снижения стоимости за счет совершенствования технологий, повышения функциональных и потребительских характеристик техники. Еще одно направление – расширение связей пневматики с электроникой, разработка комплексных модулей, пневмоостровов, систем удаленного управления».

Ведущие мировые производители пневматики готовы поставлять свои новейшие разработки в Россию. Вопрос в том, насколько они востребованы здесь, готовы ли к работе с такой техникой отечественные предприятия.

«Перспективы рынка пневмоавтоматики напрямую зависят от ситуации в российской промышленности, в частности, в машиностроении, – говорит Анна Адель, SMC. – Количественный и качественный рост в этой отрасли присутствует, что предполагает и увеличение рынка средств автоматизации. Проблемы рынка известны – недостаточное развитие высокотехнологичных отраслей промышленности, таких, как производство микроэлектроники, оптики, общий слабый уровень автоматизации российских заводов, в некоторых случаях – недостаточная квалификация технического персонала предприятий».

Как бы то ни было, все участники опроса представят новые цилиндры, системы позиционирования, устройства подготовки воздуха, пневмоострова и еще много чего интересного. Эволюция продолжается!



*Р. Олейник,
«Пергам-Инжиниринг»*

ПРИМЕНЕНИЕ ВИХРЕТОКОВОГО МЕТОДА ДЛЯ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ТЕПЛООБМЕННИКОВ

Вихретоковый метод – наиболее бурно развивающаяся группа методов неразрушающего контроля, хорошо зарекомендовавшая себя на практике. Эти методы безопасны, надежны и приемлемы для производств, где предъявляются высокие требования к качеству контроля состояния оборудования в рамках жестких ограничений технических норм и условий.

Как в нашей стране, так и за рубежом, в технологических процессах химических, фармацевтических и других предприятий широко применяются теплообменные аппараты с большим количеством труб и трубных пуч-

ков. В настоящее время контроль состояния трубных пучков, как правило, производится путем гидравлических испытаний, когда под большим давлением в трубы нагнетается вода, а затем оператор фиксирует утечки с наружной стороны труб. Другой способ заключается в тестировании труб с наружной стороны с помощью портативных ультразвуковых или вихретоковых дефектоскопов. В обоих случаях процедура тестирования требует значительного времени и обычно не дает полной и достоверной картины состояния труб.

Эффективное решение этой

проблемы может быть получено при реализации вихретокового метода с использованием датчиков, движущихся внутри трубы. Так в ядерной промышленности достаточно давно применяют вихретоковый способ контроля с внутренним перемещающимся датчиком фирмы ZETEC Inc. (США). Такое оборудование установлено на Кольской, Запорожской, Нововоронежской АЭС, Гидропрессе и на других предприятиях.

В этом случае датчик вводится в трубу с помощью толкателя, позволяющего развивать скорость до 8 м/с. В приборе

ДИАГНОСТИКА И РЕМОНТ

реализуется технология, согласно которой осуществляется последовательная генерация различных частот. Контроль состояния труб на нескольких частотах значительно расширяет разрешающую способность и диапазон использования метода, обеспечивая возможность обнаружения самых разнообразных дефектов – от поверхностных трещин до неоднородностей материала в более глубоких областях – с высокой скоростью и надежностью. Микширование частот позволяет усилить сигнал-отклик и существенно снизить влияние неинформативных параметров при проведении контроля.

Вихретоковый метод позволяет контролировать не только немагнитные, но и магнитные материалы! В этом случае используется технология RFT, для реализации которой требуется специальный датчик с катушкой-источником, удаленной от катушки-приемника на расстояние 2–3 диаметра трубы. Такой способ одинаково чувствителен при контроле как на внешней, так и на внутренней поверхности трубы. В отличие от других технологий, данный способ позволяет контролировать объекты из ферромагнитных материалов

без очистки их поверхности и нанесения на нее контактного вещества. На сигналы не оказывают влияния влажность, давление, загрязненность газовой среды и радиоактивное излучение.

ОПИСАНИЕ ПРИБОРА

Прибор имеет 16 каналов обработки сигнала с возможностью предупреждения о подозрительных сигналах, форма которых может быть легко оптимизирована. Состояние трубы быстро оценивается путем измерения сигнала и построения кривой по трем точкам, а также – фазовой кривой по нескольким точкам. Данные для конкретной трубы могут быть отмаркированы для последующего анализа.

Настройка прибора для решения конкретной задачи достаточно проста. А его универсальность обеспечивает возможность выбора индивидуальных параметров контроля для каждого из каналов. Каждый набор параметров может быть сохранен и вызван из памяти для быстрой последующей настройки прибора, как минимум, на 23 наиболее часто встречающихся набора параметров.



НОВОСТИ КОМПАНИЙ

66 >>

тельные установки, а также газовые конденсационные котлы.

В РОССИИ ВНЕДРЯЕТСЯ СИСТЕМА КЛАССИФИКАЦИИ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

С апреля 2005 г. в России одновременно со странами Европейского союза начался процесс распространения и адаптации существующей в ЕС классификации по энергопотреблению на циркуляционные насосы.

Первой эту работу начала компания GRUNDFOS – ведущий мировой производитель насосного оборудования. Концерном было подписано соглашение о добровольной классификации своей продукции.

Насосами, по отношению к которым впервые применена классификация, стали циркуляционные насосы. Теперь они снабжаются специальным знаком «Energy», определяющим класс оборудования. Классы А и В соответствуют насосам с самым экономичным расходом электроэнергии. Оборудование классов С и D имеют средние показатели энергопотребления. Наименее энергоэффективными являются насосы классов Е, F и G. Для справки: такая маркировка циркуляционных насосов идентична ярлыкам на стиральных машинах, холодильниках, осветительных лампах и автомобилях.

По оценке специалистов, в настоящий момент среднее энергопотребление для циркуляционных насосов, представленных на рынке России и Европы, соответствует классу «D».

В соответствии с новыми

>> 76



ГИДРОМАГНИТНАЯ СИСТЕМА – УСТРОЙСТВО ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ НАКИПИ И ТОЧЕЧНОЙ КОРРОЗИИ БЕЗ ХИМИКАТОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСТВА

Отложения на стенках теплообменных устройств осадка в виде твердого и трудноудаляемого слоя (накипи) из-за содержания в воде минеральных солей (преимущественно магния и кальция) – наиболее распространенная проблема, с которой сталкиваются в промышленности. В результате сужения внутреннего диаметра труб и уменьшения теплопроводности ухудшаются условия теплообмена. С течением времени энергетические потери могут составлять 60%.

Магнитную обработку воды (МОВ) для предотвращения накипеобразования впервые начали применять около 50 лет в Бельгии. Затем этот метод начал широко использоваться во многих странах мира, том числе в Японии, США, Германии и др. В СССР состоялись четыре научно-практические конференции по использованию этого метода в различных отраслях народного хозяйства, причем не только для предотвращения накипи. До перестроечного периода Московским заводом им. Вой-

кова было выпущено более 500 000 аппаратов для магнитной обработки воды. Последние 10–15 лет применение данного метода существенно сократилось из-за отсутствия финансирования и закрытия завода по экологическим причинам. Однако в настоящее время наметилось оживление в этом направлении, связанное с ростом производства в стране, существенным повышением цен на химические реагенты, которые используются для умягчения воды, созданием высокоэнергетических магнитов, на порядок превосходящих по своим свойствам ранее применявшиеся для этих целей.

Разработанная гидромагнитная система (ГМС) основана на циклическом воздействии на воду, подаваемую в теплообменные аппараты, магнитным полем заданной конфигурации, создаваемым высокоэнергетическими магнитами типа Sm-Zr-Fe-Co-Cu (до 600 К) и Nd-R-Fe-Co-Cu (до 450 К). Конструктивно ГМС состоит, как правило, из корпуса на основе магнитного материала, служащего магнитопроводом, и магнитного элемента. Магнитный элемент представляет собой тонкостенную трубу из стали, внутри которой определенным образом расположены ориентированные постоянные магниты и полюсные элементы. На концах трубы имеются конусные наконечники, снабженные центрирующими элементами, соединенные с помощью аргоннодуговой сварки. Наконечники и центрирующие элементы также выполнены из нержавеющей стали.

Исполнение магнитного элемента с использованием высокоэнергетических магнитов, которые сохраняют свои магнитные свойства неограниченно долгое время, если их не перегревать выше допустимой температуры (120 °С max), и оболочку из нержавеющей стали позволяет увеличить ресурс работы до 20 и более лет.

Магнитный элемент расположен внутри, как правило, цилиндрического корпуса с кольцевым зазором, площадь поперечного сечения которого не меньше площади проходного сечения подводящего и отводящего трубопроводов, что не приводит к сколь-нибудь существенному падению давления воды на выходе ГМС.

Под действием магнитного поля в рабочем объеме изменяются физические свойства воды, протекающей через гидромагнитную систему: содержащиеся в ней силикаты, магниевые и кальциевые соли теряют способность формироваться в виде плотного камня и выделяются (особенно после подогрева) в виде шлама, обычно легко удаляемого потоком воды и скапливающегося в грязевиках или отстойниках. Кроме того, обработанная таким образом вода разбивает и удаляет уже отложившуюся накипь и препятствует в дальнейшем ее образованию. Оптимальный интервал скоростей движения потока для ГМС составляет 0,5–4,0 м/с.

ГМС могут быть установлены как в промышленных, так и бытовых условиях: в магистралях,

подающих воду в водопроводные сети горячей и холодной воды, бойлеры, проточные водонагреватели, паровые и водяные котлы, системы охлаждения различного технологического оборудования (компрессорные станции, мощные электрические машины, термическое оборудование), рассчитаны на расход воды от 0,08 до 2700 м³/ч соответственно на трубопроводы диаметром 15–500 мм.

ГМС выгодно отличаются от подобных устройств на основе электромагнитов и магнитотвердых ферритов: отсутствуют потребление электроэнергии и проблемы, связанные с ремонтом при электрическом пробое обмоток электромагнита, просты в установке и обслуживании, высоко надежны и долговечны, нет потребности в химикатах, отсутствуют сменные элементы. Это экологически чистый метод.

Гидромагнитная система применяется:

- для предотвращения накипи, в этом случае аппараты устанавливаются за несколько метров до теплообменника;

- для осветления воды (например, после хлорирования), в этом случае скорость осаждения примесей увеличивается в 3–4 раза, а значит, требуются отстойники в 3–4 раза меньшей емкости;

- на линии химводоподготовки перед фильтрами – фильтроцикл увеличивается в 1,5–2 раза, соответственно, существенно уменьшается потребление реагентов;

- для очистки теплообменных агрегатов без химических реагентов.

Таким образом, ГМС обеспечивает:

- уменьшение образования твердых отложений;

- удаление существующей накипи;
- сокращение затрат на контроль и обслуживание до 40–50%;

- снижение перерыва в работе оборудования;

- увеличение срока службы оборудования на 30–60%;

- улучшение теплопередачи более 25%;

- защиту от точечной коррозии;

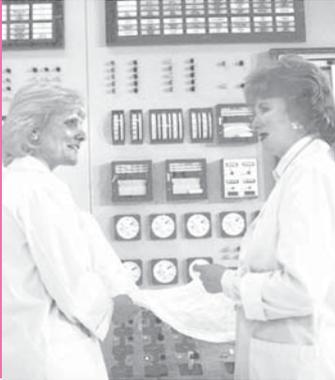
- снижение потерь в производстве;

- экономию моющих средств более чем на 10%;

- сохранение ценных для здоровья элементов.

На гидромагнитные системы имеются положительные отзывы предприятий, где ГМС уже установлены и успешно работают. Это: ТЭЦ-26 Мосэнерго, гостиница «Варшава», музей-усадьба Л.Н.Толстого «Ясная Поляна», ОАО Царицынский мясокомбинат, Ульяновска (более 15 котельных), Йошкар-Олы (более 8 котельных), Саратова (элитный многоквартирный дом), Энгельса (котельный завод РАДОН и К², комплектация котельных – более 40 единиц).

По материалам компании «Энирис-СГ».



СОЗДАНИЕ АСКУЭ ДЛЯ ГРУППЫ МДМ

«Новомосковский азот» и «Невинномысский азот» являются одними из ведущих предприятий в России по производству минеральных удобрений и входят в состав компании «ЕвроХим» – дочерней компании финансово-промышленной группы МДМ. С целью минимизации энергозатрат и вывода предприятий на ФОРЭМ руководство компании приняло решение о создании на этих комбинатах современных систем АСКУЭ. В этой статье рассказывается о создании системы АСКУЭ на «Невинномысском азоте».

В настоящее время руководство группы МДМ уделяет значительное внимание проблемам сокращения затрат на энергопотребление на своих предприятиях, одной из задач при этом является их вывод на ФОРЭМ. Так как одним из основных требований работы на ФОРЭМ является наличие сертифицированной и созданной по требованиям оператора рынка ФОРЭМ системы АСКУЭ, на «Невинномысском азоте» была внедрена современная система АСКУЭ Альфа ЦЕНТР, созданная на базе оборудования компании «Эльстер Метроника» (АББ ВЭИ Метроника).

Проект был реализован в рекордные сроки с опережением графика на два месяца, система была сдана в промышленную эксплуатацию.

ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ И ФУНКЦИИ СИСТЕМЫ АСКУЭ

Система АСКУЭ предназначена для получения точной, достоверной и полной информации об электроэнергии и мощности, потребляемой предприятием и его субабонентами.

Совместной командой специалистов «Невинномысского азота» и «Эльстер Метроника» были определены следующие цели создания системы АСКУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- оперативный контроль и повышение надежности работы энергетических объектов;
- точный учет потерь электроэнергии;
- повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию;
- обеспечение точной, привязанной к единому астрономическому времени информацией о потребленной и переданной электроэнергии и мощности для расчетов по многоставочным дифференцированным тарифам на оптовом рынке электроэнергии.

При построении системы АСКУЭ «Невинномысского азота» были использованы основные достоинства и преимущества системы Альфа ЦЕНТР:

- измерения на базе цифровых методов;
- цифровые интерфейсы передачи измеренных параметров;

ОБМЕН ОПЫТОМ

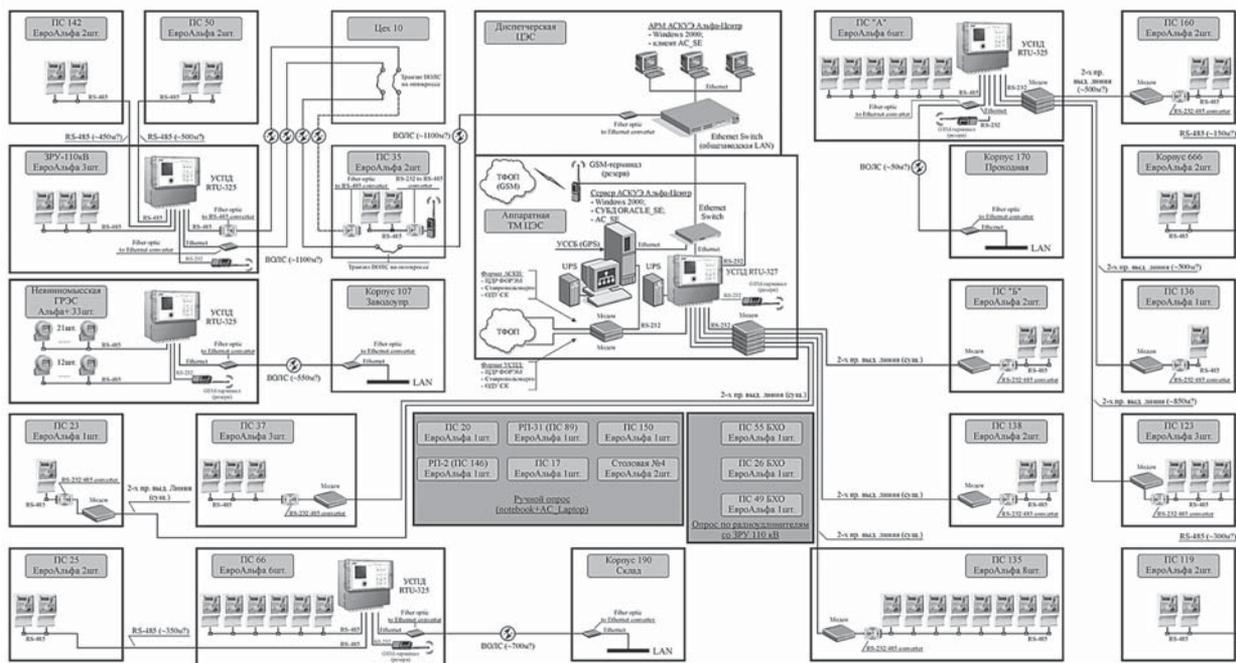


Рис. 1. Структурная схема АСКУЭ ОАО «Невинномысский азот»

- глубокое архивирование основных измерений в счетчике;
- контроль достоверности и полноты данных на всех уровнях системы;
- диагностика работоспособности системы;
- резервирование каналов связи;
- параллельная синхронно-асинхронная обработка данных;
- иерархическое построение системы;
- защита информации на всех системных уровнях;
- использование проверенных и стандартных компонентов системы и инструментальных средств.

Основными функциями системы являются:

- измерение энергии по заданным тарифам на заданном интервале времени;
- измерение средних мощностей на 30-минутном интервале усреднения;
- поиск максимальных мощностей за сутки и по тарифным зонам;
- ведение архивов заданной структуры;
- формирование и печать отчетных документов;
- поддержание единого системного времени с целью обеспечения синхронных измерений;
- защита измерительной информации и метрологических характеристик системы от несанкционированного доступа и изменения;

- контроль работоспособности и конфигурирование системы;
- передача коммерческой информации на верхний уровень (в ЗАО «ЦДР ФОРЭМ», ОДУ Северного Кавказа, Энергосбыт Ставропольэнерго).

ОРГАНИЗАЦИЯ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И СТРУКТУРА АСКУЭ

В общей сложности в систему включено 92 активно-реактивные точки коммерческого учета. В состав системы входят: счетчики ЕвроАЛЬФА (59 шт.) и счетчики АЛЬФА Плюс (33 шт.), УСПД RTU-325 (4 шт.) и RTU-327 (1 шт.), 3 автоматизированных рабочих места (АРМ) энергетика с программным пакетом АСКУЭ Альфа ЦЕНТР SE (многопользовательская версия) и сервер базы данных АСКУЭ (на СУБД ORACLE), коммуникационное оборудование.

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА АСКУЭ

Система имеет трехуровневую структуру (Рис.1). Нижний уровень – уровень подстанций. Здесь установлены счетчики электроэнергии, которые являются первичными средствами учета, а также шкафы связи АСКУЭ для передачи информации на средний уровень – уровень локальных

требованиями GRUNDFOS в 2005 г. проводит усовершенствование моделей уже существующего оборудования и представляет новый модельный ряд циркуляционных насосов. Наибольшую долю среди выпускаемых концерном циркуляционных насосов будут занимать насосы классов А и В.

Комментирует Сергей Стерлюхин, руководитель направления «Насосы инженерных систем зданий» компании: «Введение классов энергоэкономичности сможет четко показать потребителю преимущества оборудования и позволит ему легче сориентироваться в выборе. В свою очередь, производителей это заставит постоянно совершенствовать свои технологии и достигать высоких классов энергосбережения, что не может не сказаться на благополучии потребителей».

УЛЬЯНОВСКИЙ ЗАВОД «КОНТАКТОР» СОЗДАЛ СЛУЖБУ ПРОВЕРКИ ДАТЫ ИЗГОТОВЛЕНИЯ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, ПРОИЗВЕДЕННЫХ НАЧИНАЯ С 1995 г.

Руководство предприятия принимает все возможные меры по пресечению торговли контрафактной продукцией под маркой «Контактор». Вся новая продукция Ульяновского завода «Контактор» имеет голографическую защиту. Для покупателей автоматических выключателей бывших в употреблении, восстановленных, со складов создана служба проверки даты производства по серийному номеру. Это даст возможность для потребителей данного сегмента рынка обезопасить себя от покупки заведомо более ста-

центров сбора. На среднем уровне расположены УСПД RTU-325, имеющие в своем составе модули обмена информацией со счетчиками и с УСПД верхнего уровня RTU-327. На верхнем уровне – в главном центре сбора и обработки информации – RTU-327 взаимодействует с сервером базы данных, автоматизированными рабочими местами (АРМ) пользователей и внешней системой (ЦДР ФОРЭМ, Ставропольэнерго, ОДУ Северного Кавказа).

На нижнем уровне объектами сбора первичной учетной информации являются подстанции, распределительные пункты и распределительные устройства. Локальные центры сбора расположены в ЗРУ-110 кВ, щите управления Невинномысской ГРЭС и на двух подстанциях. Главный центр сбора информации располагается в помещении аппаратной телемеханики ЦЭС.

СБОР ДАННЫХ

Функционирование системы АСКУЭ организовано следующим образом. Измерительная информация о потребленной (выданной) активной и реактивной энергии и мощности обрабатывается, накапливается, хранится и отображается счетчиками электроэнергии. Измерения, полученные со счетчиков, объединяются на УСПД в единые групповые измерения, соответствующие конкретным объектам, а затем считываются с УСПД параллельно по нескольким независимым направлениям. Обработанная накопленная информация хранится и отображается в базе данных на сервере АСКУЭ и затем передается на верхний уровень.

На уровне объектов (подстанций) все счетчики имеют плату хранения графика нагрузки и запрограммированы на 30-минутное усреднение мощности.

УСПД локальных центров сбора опрашивают счетчики в 30-минутном цикле, осуществляют хранение и передачу информации на верхний уровень. Для сбора информации со счетчиков используются различные каналы связи:

- выделенные 2-проводные телефонные линии;
- каналы цифрового интерфейса RS-485;
- волоконно-оптические линии связи (волоконно-оптическая пара с использованием преобразователей RS-232(485)/FO);
- радиоканалы.

Передача информации со счетчиков на модемные шкафы НКУ осуществляется по цифровому интерфейсу RS-485 или RS-232. Модемные шкафы состоят из преобразователя интерфейса RS-485/RS-232, модема, термостата с нагревательным блоком, устройства защиты телефонной линии. Для передачи информации по волоконно-оптическим каналам устанавливаются шкафы, состоящие из преобразователя интерфейса RS-485/FO и термостата с нагревательным блоком. Для организации радиоканала устанавливаются шкафы радиоудлинителей.

УСПД локальных центров сбора взаимодействуют с центральным УСПД по волоконно-оптической (основной канал) и сотовой связи (резервный канал). Для ускорения работ было решено на начальном этапе в первую очередь организовать сотовые каналы связи, которые затем после прокладки волоконно-оптических линий стали резервным каналом.

Кроме того, с части подстанций сбор информации осуществляется посредством переносного инженерного пульта на базе портативного компьютера с программным обеспечением АС-Л. При этом данные вносятся в базу данных на сервер АСКУЭ.

ОБМЕН ОПЫТОМ

ВЕРХНИЙ УРОВЕНЬ

Основными компонентами структуры главного центра сбора являются: центральное УСПД, сервер базы данных с ПО Альфа ЦЕНТР SE, АРМы пользователей, устройство синхронизации системного времени, стационарный GSM-терминал, источник бесперебойного питания. Устройство синхронизации системного времени имеет в своем составе GPS-приемник и подключено к серверу базы данных. Главное УСПД, стационарный GSM-терминал, модем и преобразователи интерфейса RS-232/FO установлены в шкафу НКУ АСКУЭ. Центральное УСПД осуществляет опрос локальных центров сбора, хранение коммерческих данных и их передачу на сервер базы данных и вышестоящие уровни. АРМы пользователей выполняют функции отображения и документирования параметров учета и информации о текущем состоянии системы в виде отчетных форм, обеспечения настройки параметров системы, разграничения полномочий пользователей и организации доступа к системе на основе системы паролей.

В ЗАО «ЦДР ФОРЭМ», ОДУ Северного Кавказа и энергосбыт Ставропольэнерго передаются суточные графики получасовых активных и реактивных мощностей потребления предприятия, а также данные о потреблении активной и реактивной электро-

энергии в целом по предприятию и отдельно по его подразделениям и субабонентам. Передача информации осуществляется по выделенному (основной) и сотовому (резервный) каналам связи один раз в сутки.

Система АСКУЭ имеет возможность расширения и модернизации: установки дополнительных счетчиков и увеличения количества автоматизированных рабочих мест пользователей.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТА

Компанией «Эльстер Метроника» было проведено предпроектное обследование, затем разработан технический проект и осуществлена поставка оборудования. Монтаж и пусконаладка осуществлялись при участии специалистов «Электроцентрналадки» и НПО «Союз». Система была сдана в промышленную эксплуатацию с опережением графика на 2 месяца.

Выход на ФОРЭМ, автоматизация, повышение точности и достоверности учета электроэнергии позволят «Невинномысскому азоту» снизить потери электроэнергии и получить значительную экономию.

Кроме того, созданная система позволит оперативно управлять режимами энергопотребления всего предприятия и ограничить потребление мощности в часы максимума энергосистемы.

«Измерение.RU»



НОВОСТИ КОМПАНИЙ

76 >>

рых и непригодных к использованию автоматических выключателей, а также позволит избежать случаев приобретения изделий с перебитыми серийными номерами.

Данная служба организована при Торговом доме «Контактор».

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ОХЛАЖДЕНИЕМ ГАЗОВОГО КОМПРЕССОРА.

Специалисты НПФ «Ракурс» произвели пусконаладку и сдали в эксплуатацию «Систему управления охлаждением газового компрессора» для ООО «Пивоварня Хейнекен». Задачами данной системы являются автоматический контроль температуры охлаждающей жидкости компрессора и управление охлаждающими вентиляторами.

Система управления реализована на двух преобразователях частоты Danfoss VLT6000, которые осуществляют управление вентиляторами с обратной связью по температуре. К основным особенностям системы управления охлаждением газового компрессора следует отнести следующее:

- управление системой может осуществляться дистанционно, с входящих в комплект преобразователей частоты панелей управления (LCP), которые удалены от шкафа системы управления на дистанцию 350 метров и расположены в помещении операторов;
- система имеет как автоматическое, так и ручное включение схемы обхода частотных преобразователей, в случае их аварии;
- система управления разработана для эксплуатации при температурах от -35 до +40

>> 92



**Э. Киреева,
К.Т.Н.,
А. Ильяков,
инженер,
Московский энергетический
институт (ТУ)**

ПРИМЕНЕНИЕ ЗАЩИТНЫХ МЕР, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ АДМИНИСТРАТИВНО- ХОЗЯЙСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА (АХК)

Анализ потенциальных опасностей поражения электрическим током в электроустановках

Широкое использование электроэнергии во всех отраслях промышленности, на транспорте, в сельском хозяйстве и в быту привело к значительному расширению круга лиц, связанных с эксплуатацией электроустановок.

В связи с этим вопросы безопасности труда при обслуживании электрооборудования приобретают особое значение. Обеспечению безопасных, здоровых и высокопроизводительных условий труда на производстве уделяется большое внимание. Проблемы повышения электробезопасности решаются не только улучшением условий труда, но и совершенствованием мер и средств

защиты персонала и других лиц, занимающихся эксплуатацией электроустановок, от опасности поражения током. Создаются новые принципы и методы защиты с учетом достижений науки и практики в области электробезопасности.

Анализ несчастных случаев в промышленности, сопровождающихся временной утратой трудоспособности пострадавших, показывает, что количество травм, вызванных электрическим током, сравнительно невелико и составляет 0,5–1% от общего количества несчастных случаев на производстве. В энергетике, где большая часть работающих связана с эксплуатацией электрооборудования, удельный вес электротравм в общем количестве несчастных случаев несколько выше и составляет 3–3,5%. Совершенно другая картина будет иметь место, если рассматривать только смертельные несчастные случаи. Оказывается, что из общего количества несчастных случаев со смертельным исходом на производстве 20–40% (а в энергетике до 60%) и более происходит в результате поражения электрическим током.

При рассмотрении причин поражения электрическим током при эксплуатации электроустановок можно выделить следующие:

- непосредственное прикосновение человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- прикосновение к корпусу электроустановки и другим нетоковедущим металлическим частям, оказавшимся под напряжением вследствие замыкания на корпус;
- снижение сопротивления изоляции сети ниже определенного предела;
- несоблюдение правил техники безопасности и правил ПТЭ и ПТБ.

Опыт эксплуатации показывает, что для обеспечения безопасной, безаварийной и высокопроизводительной работы электроустановок необходимо, наряду с совершенным их исполнением и оснащением средствами защиты, так организовать их эксплуатацию, чтобы была исключена возможность ошибок со стороны обслуживающего персонала.

Выбор и обоснование основной и дополнительной защит от поражения электрическим током

В рассматриваемом административно-хозяйственном комплексе применяется система TN-C-S, в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники согласно ПУЭ п. 1.7.3.

Электробезопасность обеспечивается следующими мерами:

- при прямом прикосновении – выбором электрооборудования и проводниковых материалов с изоляцией соответствующей необходимым стандартам, применением оболочек, размеще-

нием токоведущих частей вне зоны досягаемости, а также испытанием изоляции электрических аппаратов и электрических проводок при монтаже в соответствии с ПУЭ (п.1.8.34);

- при косвенном прикосновении – автоматическим отключением питания при повреждении изоляции, применением автоматических выключателей и устройств защитного отключения.

В данном случае предусмотрено защитное зануление (автоматическое отключение питания) – преднамеренное соединение металлических нетоковедущих частей, которые вследствие замыкания на корпус могут оказаться под напряжением, в целях электробезопасности (ПУЭ п. 1.7.24).

В качестве дополнительной защиты применено устройство защитного отключения (УЗО), если автоматический выключатель не обеспечит время автоматического отключения 0,4 с при номинальном напряжении 220 В (ПУЭ п. 7.1.72).

Кроме того, предусмотрены, основная и дополнительная системы уравнивания потенциалов (ПУЭ п. 7.1.87 и п. 7.1.88).

Расчет элементов защиты

Нужно рассчитать зануление и проверить, обеспечена ли отключающая «способность» зануления в сети (рис.1). Линия с медными проводниками ВВГнг 5 x 35 мм² питается от трансформатора мощностью 1000 кВА, напряжением 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток Δ/Y-11. Схема замещения сети представлена на (рис. 2).

Определяем сечение проводника исходя из термической стойкости току КЗ:

$$s = \frac{I_k^{(3)} \sqrt{t}}{k}, \quad (1)$$

где $I_k^{(3)}$ – ток 3-х фазного КЗ;
 t – время срабатывания защитного аппарата;

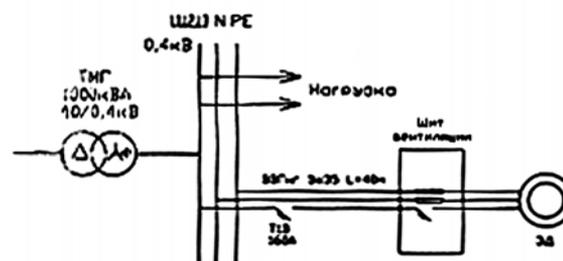


Рис. 1
 Схема сети для расчета элементов защиты

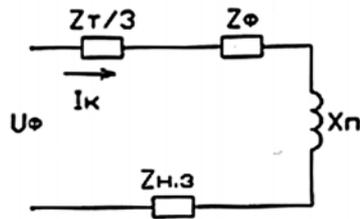


Рис. 2
Схема замещения сети для расчета зануления на отключающую способность

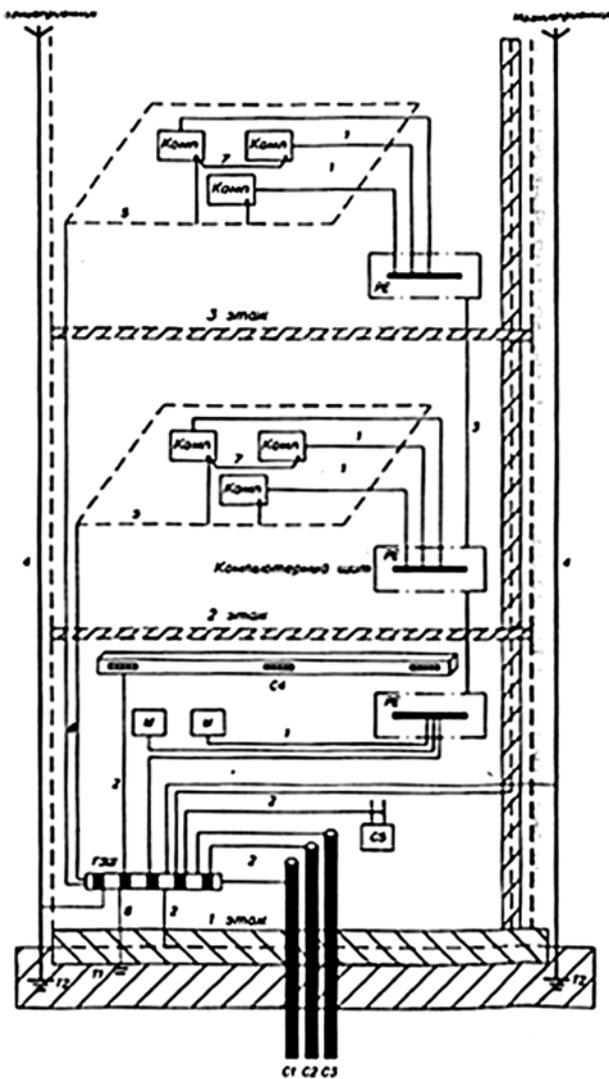


Рис. 3
Система уравнивания потенциалов в АХК

k – коэффициент, значение которого зависит от материала защитного проводника, его изоляции, начальной и конечной температур.

Подставляя в формулу (1) числовые значения, получаем:

$$s = \frac{5220 \sqrt{0,2}}{141} = 16,3 \text{ мм}^2.$$

Принимаем стандартное ближайшее значение сечения проводника $s = 16 \text{ мм}^2$. Однако в конечном итоге сечение жилы кабеля выбираем исходя из расчетного значения тока $I_p = 123,5 \text{ А}$, $s = 35 \text{ мм}^2$.

Значение I_k зависит от фазного напряжения сети U_ϕ и сопротивлений цепи, в том числе полных сопротивлений трансформатора Z_t , фазного проводника Z_ϕ , нулевого защитного проводника $Z_{н.з}$ и внешнего индуктивного сопротивления петли фазный проводник – нулевой защитный проводник X_π . Схема для расчета зануления на отключающую способность приведена на рис. 3

Расчетная формула для I_k :

$$I_k = \frac{U_\phi}{Z_t / 3 + Z_n}$$

Из справочника находим полное сопротивление трансформатора, оно равно $Z_t = 27 \text{ мОм}$. В нашем случае $Z_\phi = Z_{н.з}$ (т.к. сечение фазного и нулевого защитного проводников одинаковы).

Определяем активное сопротивление проводников:

$$R = \frac{\rho l}{s}$$

где s – удельное сопротивление проводника, равное для меди – $0,018 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$, т.е.:

$$R_\phi = R_{н.з} = 0,018 \frac{40}{35} = 20,6 \text{ мОм}.$$

Определяем индуктивное сопротивление проводников:

$$X = X_0 l,$$

где X_0 – удельное индуктивное сопротивление, $\text{Ом}/\text{км}$, т.е.:

$$X_\phi = X_{н.з} = 40 \cdot 0,068 = 2,72 \text{ мОм}.$$

Приняв внешнее индуктивное сопротивление 1 км петли фаза–нуль

$X_n = 0,6 \text{ Ом/км}$, находим:

$X_n = 40 \cdot 0,6 = 24 \text{ мОм}$.

Определим I_k по формуле (2):

$$I_k = \frac{220}{27,13 + \sqrt{(20,6 + 20,6)^2 + (2,72 + 2,72 + 24)^2}} = 3690 \text{ А}$$

В системе TN время автоматического отключения питания не должно превышать $t = 0,4 \text{ с}$ (при фазном напряжении сети $U_\phi = 220 \text{ В}$). В данном случае вычисленный ток КЗ будет отключаться автоматическим выключателем с номинальным током $I_{ном} = 160 \text{ А}$ (Т1В) за время $t = 0,2 \text{ с}$. Время срабатывания автоматического выключателя меньше допустимого времени защитного автоматического отключения. Следовательно, нулевой защитный проводник выбран правильно, т.е. отключающая «способность» системы зануления обеспечена.

В данном случае установка УЗО является обязательной, т.к. автоматический выключатель обеспечивает время автоматического отключения менее 0,4 с при номинальном напряжении сети

220 В и установка (двигатель) охвачена системой уравнивания потенциалов (ПУЭ п. 7.1.72).

В рассматриваемом административно-хозяйственном комплексе предусмотрена система уравнивания потенциалов. В помещении РУ-0,4 кВ установлена главная шина заземления (ГШЗ, медь 4 x 40 x 1000), смонтирована полоса заземления (на стене на высоте 1 м от пола, 4 x 40), которая соединена с контуром заземления.

Система уравнивания потенциалов выполнена путем объединения следующих проводящих конструкций (ПУЭ п. 7.1.87):

- основной (магистральный) защитный проводник;
- основной (магистральный) заземляющий проводник или основной заземляющий зажим;
- стальные трубы коммуникаций зданий и между зданиями;
- металлические части строительных конструкций, молниезащиты, систем центрального отопления, вентиляции и кондиционирования.

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

К дополнительной системе уравнивания потенциалов (ПУЭ п.7.1.88) должны быть подключены все доступные открытые проводящие части стационарных электроустановок, сторонние проводящие части и нулевые защитные проводники всего электрооборудования.

На рис. 3 приведена система уравнивания потенциалов в рассматриваемом здании.





КАК НОРМИРУЮТСЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ПОЛЯ?

ОСНОВЫ СИСТЕМЫ САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКОГО НОРМИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ В РОССИИ

Национальные системы стандартов являются основой для реализации принципов электромагнитной безопасности. Как правило, системы стандартов включают в себя нормативы, ограничивающие уровни электрических полей (ЭП), магнитных полей (МП) и электромагнитных полей (ЭМП) различных частотных диапазонов путем введения предельно допустимых уровней воздействия (ПДУ) для различных условий облучения и различных контингентов.

В России система стандартов по электромагнитной безопасности складывается из Государственных стандартов (ГОСТ) и Санитарных правил и норм (СанПиН). Это взаимосвязанные документы, являющиеся обязательными для исполнения на всей территории России.

Государственные стандарты по нормированию допустимых уровней воздействия электромагнитных полей входят в группу Системы стандартов безопасности труда – комплекс стандартов, содержащих требования, нормы и правила, направленных на обеспечение безопасности, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда. Они являются наиболее общими документами и содержат:

- требования по видам соответствующих опасных и вредных факторов;
- предельно допустимые значения параметров и характеристик;
- общие подходы к методам контроля нормируемых параметров и методы защиты работающих;

Государственные стандарты России в области электромагнитной безопасности по состоянию на 1 июня 1999 г. приведены в табл. 1.

Таблица 1

Государственные стандарты России в области электромагнитной безопасности

Обозначение	Наименование
ГОСТ 12.1.002-84	Система стандартов безопасности труда. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля
ГОСТ 12.1.006-84	Система стандартов безопасности труда. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля
ГОСТ 12.1.045-84	Система стандартов безопасности труда. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля

ОХРАНА ТРУДА

ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ РФ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Санитарные правила и нормы регламентируют гигиенические требования более подробно и в более конкретных ситуациях облучения, а также к отдельным видам продукции. По своей структуре включают те же основные пункты, что и Государственные стандарты (Табл. 1), однако излагают их более подробно. Как правило, санитарные нормы сопровождаются методическими указаниями по проведению контроля электромагнитной обстановки и проведению защитных мероприятий.

В зависимости от отношения подвергающегося воздействию ЭМП человека к источнику излучения в условиях производства в стандартах России различаются два вида воздействия: профессиональное и непрофессиональное. Для условий профессионального воздействия характер-

но многообразие режимов генерации и вариантов воздействия. В частности для облучения в ближней зоне обычно характерно сочетание общего и местного облучения. Для непрофессионального облучения типичным является общее облучение. ПДУ для профессионального и непрофессионального воздействия различны.

Перечень Санитарных правил и норм РФ для различных категорий облучаемых по состоянию на 1 июня 1999 г. приведен в табл. 2 и 3.

В основе установления ПДУ лежит принцип пороговости вредного действия ЭМП.

В качестве ПДУ ЭМП принимаются такие значения, которые при ежедневном облучении в свойственном для данного источника излучения режимах, не вызывают у населения без ограничения пола и возраста заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследования в период облучения или в отдаленные сроки после его прекращения.

Таблица 2

**Санитарные нормы и правила для условий профессионального облучения
электромагнитными полями**

Обозначение	Наименование	Примечание
СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96	Санитарные правила и нормы. Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)	Утв.08.05.96. ГКСЭН
СанПиН 2.2.2.542-96	Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы	Утв.14.07.96. ГКСЭН
ГН 2.1.8./2.2.4.019-94	Гигиенические нормативы. Временные допустимые уровни (ВДУ) воздействия электромагнитных излучений, создаваемых системами сотовой связи	Утв.27.12.94. ГКСЭН
ОБУВ 5060-89	Ориентировочные безопасные уровни воздействия переменных магнитных полей частотой 50 Гц при производстве работ под напряжением на воздушных линиях (ВЛ) электропередачи напряжением 220–1150 кВ	Утв.28.09.89. МЗ СССР
СН 5802-91	Санитарные нормы и правила выполнения работ в условиях воздействия электрических полей промышленной частоты (50 Гц)	Утв.31.06.91. МЗ СССР
СанПиН 2.2.4.723-98	Переменные магнитные поля промышленной частоты (50 Гц) в производственных условиях	Утв.13.11.98. МЗ РФ
ПДУ 3206-85	Предельно-допустимые уровни магнитных полей частотой 50 Гц	Утв.17.01.85. МЗ СССР
ПДУ 1742-77	Предельно-допустимые уровни воздействия постоянных магнитных полей при работе с магнитными устройствами и магнитными материалами	Утв.16.08.77. МЗ СССР

Таблица 3

Санитарные нормы и правила для условий непрофессионального облучения (население)

Обозначение	Наименование	Примечание
ГН 2.1.8./2.2.4.019-94	Гигиенические нормативы. Временные допустимые уровни (ВДУ) воздействия электромагнитных излучений, создаваемых системами сотовой связи	Утв.27.12.94. ГКСЭН
СН 2971-84	Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты	Утв.28.02.84. МЗ СССР
СанПиН 2.2.2.542-96	Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы	Утв.14.07.96. ГКСЭН
МСанПиН 001-96	Межгосударственные санитарные нормы допустимых уровней физических факторов при применении товаров народного потребления в бытовых условиях	Утв.19.01.96. ГКСЭН
СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96	Санитарные правила и нормы. Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)	Утв.08.05.96. ГКСЭН
СН 2666-83	Предельно допустимые уровни плотности потока энергии, создаваемой микроволновыми печами	1983 г.
СН 2550-82	Предельно допустимые нормы напряженности электромагнитного поля, создаваемого индукционными бытовыми печами, работающими на частоте 20–22 кГц	1982 г.

Основной критерий определения уровня воздействия ЭМП как предельно допустимого – воздействие не должно вызывать у человека даже временного нарушения гомеостаза (включая репродуктивную функцию), а также напряжения защитных и адаптационно-компенсаторных механизмов ни в ближайшем, ни в отдаленном периоде времени. Это означает, что в качестве ПДУ принимается дробная величина от минимального уровня электромагнитного поля, способного вызвать какую-либо реакцию.

В зависимости от места нахождения человека относительно источника ЭМП он может подвергаться воздействию электрической или магнитной составляющей поля или их сочетанию, а в случае пребывания в волновой зоне – воздействию сформированной электромагнитной волны. По этому признаку определяется необходимый критерий контроля безопасности.

В части требований ГОСТов и СанПиН по проведению контроля записано, что контроль уровней ЭП осуществляется по значению напряженности ЭП – Е, В/м. Контроль уровней МП осуществляется по значению напряженности МП – Н, А/м или значению магнитной индукции – В, Тл. В зоне

сформированной волны контроль осуществляется по плотности потока энергии (ППЭ), Вт/м².

НОРМИРОВАНИЕ ЭМП ДЛЯ НАСЕЛЕНИЯ

В России установлены самые жесткие в мире предельно допустимые уровни облучения населения электромагнитными полями.

Система Санитарно-гигиенического нормирования ПДУ ЭМП для населения в России исходит из принципа введения ограничений для конкретных случаев облучения.

Можно выделить следующие виды условий облучения, на которые для населения установлены специально разработанные Санитарно-гигиенические нормы: элементы систем сотовой связи и других видов подвижной связи, все типы стационарных радиотехнических объектов (включая радиопередатчики, радио- и телевизионные станции, радиолокационные и радиорелейные станции, земные станции спутниковой связи, объекты транспорта с базированием мобильных передающих радиотехнических средств при их работе в штатном режиме в местах базирования), видеодисплейные терминалы и мониторы персональных

Таблица 4

Предельно допустимые уровни электромагнитного поля для потребительской продукции, являющейся источником ЭМП

Источник	Диапазон	Значение ПДУ	Примечание
Индукционные печи	20 – 22 кГц	500 В/м 4 А/м	Условия измерения: расстояние 0,3 м от корпуса
СВЧ печи	2,45 ГГц	10 мкВт/см ²	Условия измерения: расстояние 0,50 0,05 м от любой точки при нагрузке 1 литр воды
Видеодисплейный терминал ПЭВМ	5 Гц – 2 кГц	Е _{пду} = 25 В/м В _{пду} = 250 нТл	Условия измерения: расстояние 0,50 0,05 м от любой точки при нагрузке 1 литр воды
	2 – 400 кГц	Е _{пду} = 2,5 В/м В _{пду} = 25 нТл	
	Поверхностный электростатический потенциал	V = 500 В	Условия измерения: расстояние 0,1 м от экрана монитора ПЭВМ
Прочая продукция	50 Гц	E = 500 В/м	Условия измерения: расстояние 0,5 м от корпуса изделия
	0,3 – 300 кГц	E = 25 В/м	
	0,3 – 3 МГц	E = 15 В/м	
	3 – 30 МГц	E = 10 В/м	
	30 – 300 МГц	E = 3 В/м	
	0,3 – 30 ГГц	ППЭ = 10 мкВт/см ²	

Таблица 5

Временно допустимые уровни (ВДУ) воздействия электромагнитных излучений, создаваемых системами сотовой радиосвязи, непрофессиональное воздействие

Категория облучения	Величина ВДУ ЭМИ	Примечание
Облучение населения, проживающего на прилегающей селитебной территории, от антенн базовых станций	ППЭ _{пд} = 10 мкВт/см ²	
Облучение пользователей радиотелефонов	ППЭ _{пдв} = 100 мкВт/см ²	Условия измерения: Измерения ППЭ следует производить на расстоянии от источника ЭМИ, соответствующего расположению головы человека, подвергающегося облучению

Таблица 6

**Предельно допустимые уровни воздействия ЭМП,
создаваемых радиотехническими объектами для основного населения**

Источник	Диапазон частот	Значение ПДУ	Примечание
Радиотехнические объекты	30 – 300 кГц	25 В/м	Для всех случаев облучения
	0,3 – 3 МГц	15 В/м	
	3 – 30 МГц	10 В/м	
	30 – 300 МГц	3 В/м	
	300 МГц – 300 ГГц	10 мкВт/см ²	

Таблица 7

Допустимые уровни воздействия ЭП ПЧ на население от ЛЭП

ПДУ ЭП ПЧ, кВ/м	Условия облучения
0,5	Внутри жилых зданий
1,0	На территории зоны жилой застройки
5,0	В населенной местности вне зоны жилой застройки (земли городов в пределах городской черты в границах их перспективного развития на 10 лет, пригородные и зеленые зоны, курорты, земли поселков городского типа в пределах поселковой черты и сельских населенных пунктов в пределах черты этих пунктов), а также на территории огородов и садов
10,0	На участках пересечения воздушных линий электропередачи с автомобильными дорогами I-IV категорий
15,0	В ненаселенной местности (незастроенные местности, хотя бы и часто посещаемые людьми, доступные для транспорта, и сельскохозяйственные угодья)
20,0	В труднодоступной местности (недоступной для транспорта и сельскохозяйственных машин) и на участках, специально выгороженных для исключения доступа населения

компьютеров, СВЧ печи, индукционные печи.

На иные условия облучения, где в качестве источников выступает бытовая потребительская техника, включая телевизоры, в настоящее время используются межгосударственные российско-белорусские санитарные нормы, устанавливающие требования только к электрической составляющей диапазона 50 Гц и уровню электростатического поля.

При определении конкретного значения уровня ПДУ разработчики руководствуются либо результатами специально выполненных работ (н.р. печи СВЧ и индукционные печи) (табл. 4), либо результатами общих медико-биологических исследова-

ний (системы сотовой связи, радиотехнические объекты, ПК) (табл. 5–6).

В случае отсутствия на конкретный вид продукции отдельного норматива, санитарно-гигиенические требования к этой продукции предъявляются на основе ПДУ, установленного в общих стандартах.

Для населения отдельно нормируется предельно допустимая напряженность электрического поля, создаваемого ЛЭП, значения ПДУ для разных условий облучения приведены в табл. 7.

*По материалам сайта
«Электромагнитные поля и здоровье»*

И. ОМЕЛЬЧЕНКО,
К.Э.Н.,
генеральный директор
Института труда и
экономического
анализа



НОРМАТИВЫ ЧИСЛЕННОСТИ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РАБОТНИКОВ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЦЕХОВ

На любом производственном предприятии существуют две категории служащих: *управленцы*, работающие в отрыве от производства и выполняющие функции управления производством, и *производственные служащие*, обслуживающие непосредственно производство.

Рассмотрим вторую категорию служащих.

Методики расчета численности мастеров, начальников смен (участков), механиков и других существовали и ранее, однако они основывались на нормах управляемости или на нормах времени. Мы предлагаем иной подход, который, возможно, заинтересует наших читателей.

В основу построения нормативов численно-

сти инженерно-технических работников (ИТР) производственных цехов положены нормативные зависимости между численностью производственно-промышленного персонала и организационно-технологическими факторами производства.

Методика расчета нормативов, основанная на установлении зависимости численности от частных факторов с использованием метода вероятностной оценки трудоемкости работ по цехам сводится к тому, чтобы путем статистической обработки собранных сведений о значениях основных факторов и численности найти нормативную формулу зависимости между численностью и факторами.

Предположим, что t – число инженерно-технических работников, которые обслуживают цех, в котором n рабочих. В процессе производства у каждого рабочего возникают ситуации, требующие участия инженерно-технических работников.

Если M – общее количество таких участий за смену, то на одного рабочего приходится M/n случаев за смену. Если инженерно-технические работники справляются со своими обязанностями, то исправляют все возникающие проблемы, каждая из которых требует t/M_1 времени за рабочий период, где M_1 – максимально возможное число участий инженерно-технических работников за рабочий период.

Обозначим через R_o – среднее число необходимых вмешательств со стороны инженерно-технических работников в производственно-технологический процесс, приходящийся на одного рабочего за среднее время обслуживания одной заявки со стороны рабочего.

Если $M_1 = M$, то $R_{o \text{ MAX}} = (M/n) \times (m/M_1) = m/n$.

Эта величина характеризует производственный процесс без сбоев при условии, что каждое

вмешательство со стороны инженерно-технических работников длится в среднем m/M смены. Если же каждое вмешательство длится в среднем m/M_1 , где $M_1 \neq M$, то $R_o = (m/n) \times a$, где $a = M/M_1$.

Обозначим через N фактическую численность инженерно-технических работников, а через $Ч$ – теоретическую численность работников этой категории. Тогда формула для расчета нормативной численности инженерно-технических работников приобретает следующий вид:

$$Ч_n = 1 + Ч \times K_{\text{попр}}$$

где 1 – начальник цеха (участка);

$Ч$ – теоретическая численность, которая определяется: $Ч = m - R_o \times m$,

где m – фактическая численность ИТР по цеху (участку);

R_o – дискретная величина, отражающая норматив управляемости одного ИТР по отношению к рабочим цеха, т.е. отношение численности ИТР (без должности начальника) к общей численности рабочих по цеху (участку).

Таблица 1

Время участия ИТР, связанного с авариями, сбоями и изменениями технологического процесса (час)*	Удельный вес изменений в производственно-технологическом процессе (%)	$K_{\text{попр}}$
1	2	3
До 50	0,5	1,005
51-80	1	1,0
81-100	1,1	1,011
101-130	1,5	1,015
131-150	1,7	1,017
151-170	1,9	1,019
171-200	2,2	1,022
201-250	2,8	1,028
251-300	3,4	1,034
301-400	4,5	1,045
401-600	6,5	1,065
601-800	9,0	1,09
801-1000	11,0	1,11
1001-1500	15,0	1,15
1501-2000	17,0	1,17
2001 и выше	20,0	1,20

* Данные изменения не связаны со временем пуска-остановки цехов, только если это не связано с изменением технологического процесса.



$$R_0 = \frac{m \times \Phi_{\text{ре итр}}}{n \times \Phi_{\text{ре р}}}$$

где m – фактическая численность ИТР;
 n – фактическая численность рабочих;
 $\Phi_{\text{ре итр}}$ – суммарный полезный фонд рабочего времени ИТР;

$\Phi_{\text{ре р}}$ – суммарный полезный фонд рабочего времени рабочих;

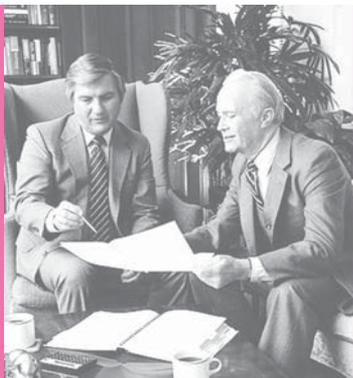
$K_{\text{попр}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий изменения в производственно-технологическом процессе, влекущие за собой не только остановки цеха, но и выход из строя установок, вынужденный отрыв инженерно-технических работников в процессе работы по обращениям рабочих из-за различных сбоев и нарушений, который определяется по табл. 1. Удельный вес изменений в производственно-технологическом процессе рассчитывается как отношение количества часов участия инженерно-технических работников в различных ситуациях при остановке и без остановки цеха при изменениях процесса (графа 1) к годовому фонду непрерывной работы производства – 8760 часов (графа 2).

В данном расчете $R_0 \times m$ – количество ежедневных участий каждого служащего во всех обращениях рабочих, то есть при условии, что каждый рабочий ежедневно обращается к служащим в связи с авариями или нарушениями технологического процесса, – это переменная величина, так как может изменяться под воздействием различных ситуаций на производстве.

Далее из фактического количества служащих вычитается это отношение и получается $Ч$ – теоретическая численность инженерно-технических работников, то есть предполагается, что рабочие вообще не обращаются к служащим, так как нет ни аварий, ни нарушений, ни сбоев в технологическом процессе. Другими словами, мы принимаем, что *все инженерно-технические работники цеха (участка) исполняют свои должностные обязанности (они же и являются нормативами) в соответствии с должностными инструкциями, инструкциями по охране труда, технике безопасности, промышленной, пожарной безопасности, федеральными законами и различными правилами, издаваемыми контролирующими органами, на 100 %* – это постоянная неизменная величина.

Затем для того чтобы определить переменную величину, необходимо теоретическую численность скорректировать на коэффициент участия инженерно-технических работников в различных ситуациях при остановке и без остановки цеха (участка) при изменениях технологического процесса, то есть умножить на $K_{\text{попр}}$.

На основании вышеизложенного сформулируем вывод: постоянная величина трудозатрат у инженерно-технических работников, связанная с исполнением своих прямых должностных обязанностей, составляет, как правило, от 70 до 95 % от фонда рабочего времени в зависимости от сложности, напряженности и условий труда; переменная величина зависит от фактических трудозатрат, связанных с участием инженерно-технических работников в незапланированных (т.е. неустановленных должностными обязанностями) работах.



Э. Киреева

В этом номере журнала на вопрос читателей отвечает профессор кафедры электроснабжения промышленных предприятий Московского энергетического института Эльвира Александровна Киреева.

Вопросы можно задавать по почтовому адресу редакции или электронной почте: glavenergo@mail.ru.

Из каких соображений выбирают аварийную перегрузку силового трансформатора?

Для двухтрансформаторной подстанции номинальная мощность каждого трансформатора определяется аварийным режимом работы, т. е. их мощность выбирается из условия: при выходе из строя одного трансформатора оставшийся в работе должен обеспечить нормальное электроснабжение потребителей с допустимой аварийной перегрузкой.

При аварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов на 40% на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 ч в течение не более 5 суток. В этом случае коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора в условиях его перегрузки должен быть не более 0,75, а коэффициент начальной нагрузки – не более 0,93.

При параллельной работе двух и более трансформаторов необходимо, чтобы при аварии с одним оставшиеся в работе трансформаторы приняли на себя его нагрузку. В этом случае аварийные перегрузки не зависят от предшествующего режима работы трансформаторов, являются кратковременными и должны обеспечивать прохождение максимума нагрузки. Значения кратковременных перегрузок масляных трансформаторов приведены в ПУЭ.

По какой схеме целесообразно включать батареи конденсаторов?

Батареи конденсаторов работают в системах электроснабжения как источники реактивной мощности, т. е. для компенсации реактивной мощности. При напряжении до 1 кВ батареи конденсаторов включают по схеме треугольника, так как в этом случае к конденсатору

приложено линейное напряжение, и в три раза увеличивается реактивная мощность по сравнению со схемой соединения их в звезду:

$$Q_{КБ}^r = I^2 X_{КБ} = \frac{U_{л}^2}{X_{КБ}} = U_{л}^2 \cdot WC;$$

$$Q_{КБУ} = \frac{(U_{л})^2}{\sqrt{3} X_{КБ}} = \frac{1}{3} U_{л}^2 WC;$$

где $U_{л}$ – линейное напряжение сети; C – емкость трех фаз батарей; W – угловая частота.

Какие существуют ограничения на прокладку кабелей в траншеях?

При прокладке кабелей в траншеях из-за их лучшего охлаждения увеличивается по сравнению с другими способами прокладки пропускная способность кабеля. Кроме того, прокладка кабелей в траншеях наиболее проста и дешева. Существуют следующие ограничения на прокладку кабеля в траншеях:

– при большом количестве кабелей и там, где возможен разлив горячего металла или жидкостей, действующих разрушающе;

– при большой насыщенности территории подземными и наземными технологическими и транспортными коммуникациями и другими сооружениями;

– в почвах, содержащих большое количество веществ, разрушающе действующих на оболочки кабелей;

– в местах, где блуждающие токи достигают опасных значений, большие механические нагрузки на поверхность земли, возможно частое разрытие грунта.

Для чего необходимо соблюдать баланс активных и реактивных мощностей в системе?

Особенностью производства и потребления электроэнергии является равенство (баланс) выработанной и израсходованной в единицу времени электроэнергии (мощности).

Нарушение баланса, например, активных мощностей, вследствие снижения генерирующей мощности или увеличения потребления активной мощности приводит к снижению частоты в системе. С увеличением мощности источников возрастает частота тока в любом узле электрической системы. Воздействовать на изменение частоты можно только изменением генерируемой активной мощности. Например, на тепловых электростанциях это достигается увеличением или уменьшением выпуска пара. Реактивная мощность существенно влияет на потери мощности и энергии и уровни напряжения в узлах сети.

В системе необходим резерв активной и реактивной мощности. Резерв активной мощности требуется для обеспечения проведения плановых ремонтов

электрооборудования, а также для покрытия дефицита активной мощности в системе при аварийном отключении генераторов и непредвиденном увеличении нагрузки.

Резерв реактивной мощности требуется для осуществления регулирования напряжения. Таким образом, изменение частоты в основном определяется нарушением баланса активной мощности; изменение напряжения является следствием нарушения баланса реактивной мощности.

В каких случаях рекомендуется прокладка кабелей в блоках?

Прокладка кабелей в блоках рекомендуется в следующих случаях:

– при большом числе других подземных коммуникаций и сооружений;

– в местах пересечения с железными и автомобильными дорогами;

– при возможном разливе металла или агрессивных жидкостей в местах прохождения кабельных трасс;

– при необходимости защиты кабелей от блуждающих токов;

– при прокладке кабельных линий в агрессивных по отношению к оболочке кабелей грунтах.

Прокладка кабелей в блоках надежна, но наименее экономична как по стоимости, так и по пропускной способности кабелей. Она применяется в тех случаях, когда по местным условиям недопустимы более простые способы прокладки. Тип кабельных блоков выбирается в зависимости от уровня грунтовых вод, их агрессивности и наличия блуждающих токов.

Каковы особенности использования изолирующих труб из полиэтилена и полипропилена при выполнении электропроводок?

Во-первых, в связи с тем, что полиэтилен и полипропилен деформируются под воздействием жиров, нефтепродуктов и длительного влияния дневного света, трубы из этих материалов используют в основном для скрытых проводок.

Во-вторых, обработку труб из полиэтилена и полипропилена при монтаже и ремонте ведут при температурах выше нуля, т. к. при минусовой температуре эти материалы становятся хрупкими.

В-третьих, для надежного соединения полиэтиленовых и полипропиленовых труб применяют сварку, которую выполняют специальным нагревательным инструментом.

В-четвертых, внутри полиэтиленовых и полипропиленовых труб недопустимы устройства соединений и ответвлений проводов. Для этого служат распаечные коробки из стали, негорючей пластмассы или силумина.

В-пятых, если не требуется герметичность соединений, то полиэтиленовые и полипропиленовые трубы соединяют гильзами из стали и резины, в которые без подогрева при тугой посадки вводят концы труб.

В-шестых, трасса полиэтиленовых труб не должна пересекаться или совпадать с горячими поверхностями. Между собой полиэтиленовые трубы соединяют полиэтиленовыми муфтами или муфтами из термоусаживающихся материалов.

Что из себя представляет схема блок-трансформатор – магистраль?

Одной из разновидностей магистральной схемы является схема блока трансформатор – магистраль (БТМ). Эта схема универсальна, обеспечивает достаточно высокую надежность, экономию в материале и аппаратуре. Упрощаются схе-

77 >>

градусов Цельсия. Шкаф управления со встроенной системой обогрева и охлаждения имеет степень защиты IP56, что позволило его установить под открытым небом в непосредственной близости от системы охлаждения компрессора.

НОВЫЙ ПОРТАТИВНЫЙ МИКРООММЕТР 5891

Новый портативный микроомметр 5891 производства английской фирмы Tinsley был разработан специально для нужд кабельной промышленности. Прибор реализован в удобном влагозащитном корпусе и имеет небольшие габариты и вес.

Используя четырехжачимное подключение по схеме Кельвина, микроомметр позволяет измерять сопротивление в диапазоне от 2 мОм до 20 кОм с разрешением до 0,1 мкОм и базовой точностью 0,03%. Измерительный ток устанавливается в диапазоне от 100 мкА до 10 А и может быть постоянным, переменным или в виде положительных импульсов.

Время автономной работы от встроенной батареи составляет 2–8 часов (зависит от измерительных токов).

Внутренняя память позволяет сохранять и обрабатывать до 1000 измерений.

Поддерживаемые интерфейсы – RS232 и IEEE-488.

Для компенсации влияния температуры окружающей среды на проводимые измерения к прибору подключается внешний прецизионный термометр 100-Ohm PRT. Используя температурные коэффициенты для алюминия или меди, микроомметр автоматически пересчитывает значение сопротивления, исключая температурную погрешность. Новинкой в 5891 является возможность вводить

ма и конструкция цеховой трансформаторной подстанции на стороне низкого напряжения.

В схеме блока трансформатор – магистраль токопровод присоединяют к трансформатору через рубильник и воздушный автоматический выключатель (автомат) или только через рубильник, если на стороне высшего напряжения непосредственно у трансформатора установлен выключатель, отключающий трансформатор при однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ. Рубильник на стороне 0,4 кВ устанавливают до автомата только в том случае, если от данного трансформатора питают и электрическое освещение.

Схему БТМ широко применяют для питания цеховых сетей механических цехов машиностроительных предприятий с поточным производством.

Каковы условия включения трансформаторов на параллельную работу?

Параллельная работа силовых трансформаторов разрешается при выполнении следующих условий:

- одинаковые группы соединения обмоток;
- отличие коэффициентов трансформации не более чем на $\pm 5\%$;
- отличие напряжений КЗ не более чем на $\pm 10\%$;
- произведена фазировка трансформаторов;
- соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3.

Кроме того, ни одна из обмоток не должна быть нагружена током, превышающим допустимый ток для данной обмотки.

Для выравнивания нагрузки между параллельно работающими трансформаторами с различными напряжениями КЗ допускаются в небольших пределах изменения коэффициента

трансформации путем переключения ответвлений; при этом ни один из трансформаторов не должен быть перегружен.

Что такое группа соединения обмоток трансформатора?

При подключении трансформатора к сети важными параметрами являются группа и схема соединения его обмоток. Группой соединений называют угловое (кратное 30°) смещение векторов между одноименными вторичными и первичными линейными напряжениями холостого хода трансформатора.

Возможны четыре схемы соединения обмоток силовых трансформаторов: звезда e , звезда с выведенной нейтрально Y_n , треугольник r , зигзаг Z . Группа соединений обмоток указывается числами от 0 до 12. Например, 11 соответствует углу 330° .

Наибольшее распространение получили следующие схемы и группы соединений обмоток двухобмоточных трансформаторов:

- а) звезда – звезда с выведенной нейтрально $Y/Y_n - 12$;
 - б) звезда – треугольник $Y/\Delta - 11$;
 - в) звезда с выведенной нейтрально – треугольник $Y_n/\Delta - 11$;
- В трехобмоточных трансформаторах наиболее часто применяются соединения: звезда – звезда с выведенной нейтрально – треугольник $Y/Y_n/\Delta - 11$; $Y/Y_n/\Delta - 12$.

В каких случаях при расчетах токов КЗ учитывают подпитку места КЗ от электродвигателей?

Подпитку мест КЗ от электродвигателей учитывают в том случае, если электродвигатели непосредственно связаны с точкой КЗ электрически и находятся в зоне малой удаленности. Токи КЗ от двигателей, отдаленных от точки КЗ ступенью

>> 93

трансформации или через обмотки сдвоенного реактора, как правило, не учитываются.

Каковы последствия снижения качества электроэнергии в системах электроснабжения?

Снижение качества электроэнергии имеет следующие последствия:

- увеличиваются потери во всех элементах электрической сети;
- перегреваются вращающиеся машины, ускоренно стареет изоляция, сокращается срок службы электрооборудования;
- в некоторых случаях имеет место выход его из строя;
- растет потребление электроэнергии и требуемой мощности электрооборудования;
- нарушается работа и ложно срабатывают устройства релейной защиты и автоматики;
- наблюдаются сбои в работе электронных систем управления, вычислительной техники и специфического оборудования;
- появляется вероятность возникновения однофазных КЗ из-за ускоренного старения изоляции машин и кабелей с последующим переходом однофазных КЗ в многофазные;
- появляются опасные уровни наведенных напряжений на проводах и трассах отключенных или строящихся высоковольтных линий электропередач и, находящихся вблизи действующих;
- появляются помехи в теле- и радиоаппаратуре, ошибочная работа рентгеновского оборудования;
- неправильно работают счетчики электрической энергии и др.

В каких случаях для защиты электрооборудования целесообразно применять плавкие предохранители?

Плавкие предохранители выполняют функцию автоматичес-

кого отключения цепи при превышении определенного значения тока. После срабатывания предохранителя необходимо сменить плавкую вставку или патрон, чтобы подготовить предохранитель для дальнейшей работы.

Ценными свойствами плавких предохранителей являются простота устройства, относительно малая стоимость, быстрое отключение цепи при КЗ (меньше одного периода), способность предохранителей типа ПК ограничивать ток в цепи при КЗ.

К недостаткам плавких предохранителей относятся: срабатывание при токе, значительно превышающем номинальный ток плавкой вставки, что не обеспечивает безопасность отдельных участков сети; отключение цепи связано обычно с перенапряжением; возможность однофазного отключения и последующая ненормальная работа установок.

Несмотря на недостатки, плавкие предохранители широко применяют для защиты силовых трансформаторов мощностью до 2500 кВ · А на напряжении 10 кВ, электродвигателей, распределителей и измерительных трансформаторов напряжения.

Плавкие предохранители применяют для защиты электроустановок от токов КЗ. Защита от перегрузки с помощью плавких предохранителей возможна только при условии, что их защитная характеристика располагается ниже тепловой характеристики защищаемого элемента.

Для обеспечения избирательности действия защиты плавкими предохранителями магистральной линии номинальные токи плавких вставок выбирают с возрастанием по мере приближения к источнику питания. При этом следует учитывать возможный разброс параметров плавких вставок.

вручную температурные коэффициенты различных материалов. Для измерения сопротивления провода, кабеля или полос металла на определенной длине в данной системе используются кабельные клеммы Tinsley 3218C. Инструмент состоит из двух клемм для тока и двух острых клемм напряжения, установленных на расстоянии ровно 1 метр для возможности точного измерения сопротивления образца на метр длины. В 5891 есть также возможность отображать значение сопротивления в виде Ом/км.

КОМПАНИЯ «ДКС» ПОЛУЧИЛА СЕРТИФИКАТ ISO 9001

Компания «ДКС», российский производитель систем и компонентов для качественной скрытой и наружной электропроводки, успешно реализовала проект по добровольной сертификации систем менеджмента качества на соответствие российскому (ГОСТ Р ИСО 9001-2001) и международному (ISO 9001:2000) стандартам качества. Комплексную проверку провели независимые эксперты ассоциации «Центросерт».

Сертификаты удостоверяют внедрение и применение компанией «ДКС» системы менеджмента качества в области производства:

жестких труб (компонент Систем «Экспресс 4»/«Экспресс 6»);

гибких гофрированных труб (компонент Системы «Октопус»);

коробов и миниканалов (компонент Системы «Инлайнер»);

гибких гофрированных труб из электроизоляционных материалов для автомобильной промышленности.

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.**





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

6. Основные элементы методики определения энергоемкости производства продукции и оказания услуг в технологических энергетических системах

6.1. Структура и смысловое наполнение элементов методики определения энергоемкости в технологических энергетических системах

6.1.1. Методика включает следующие составные элементы с их наполнением конкретными по-

ложениями при каждом отдельном применении:

а) идентификация назначения (с целью обеспечения энергосбережения с учетом обязательных мер по охране окружающей среды);

б) выбор методов (аналитический, инструментальный, расчетный, экспертный, аудиторский);

в) определение основных технических средств технологической энергетической системы (номенклатура основного технологического оборудования) и средств измерений;

г) определение вспомогательных технических

Продолжение. Начало в № 6/05

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ



Рис. 5.1. Структурирование термина «требования общества» (согласно ИСО 8402 [19]) внутри ядра информационно-графической модели стандартософии «ОКО ЗЕМНОЕ» [18, 20]

средств технологической энергетической системы (номенклатура вспомогательного оборудования и оснастки);

д) установление требований к квалификации кадров (обученность основам инструментального, организационно-технического и нормативно-методического обеспечения энергосбережения во взаимосвязи четырех обязательных аспектов деятельности: производственной, экологической, социальной и ресурсосберегающей);

е) установление последовательности и оценка весомости операций (процедур) выполнения работы по оценке и обеспечению технологической энергоёмкости производимой продукции и оказываемых услуг;

ж) выбор конкретного алгоритма получения (в т. ч. вычисления) результатов оценки технологической энергоёмкости (на основе общего алгоритма, установленного в настоящем стандарте);

з) определение порядка документирования (оформления) результатов оценки технологической энергоёмкости производимой продукции и оказываемых услуг;

и) решение проблемы метрологического обеспечения (с учетом возможных, имеющих место потерь энергоресурсов в технологических процессах изготовления, хранения, транспортирования, потребления оцениваемой продукции и ее ликвидации после использования по назначению);

к) оценка эколого-технологической и социально-экономической эффективности (применительно к конкретному технологическому процессу производства продукции, исполнения услуги).

6.1.2. При планировании и обеспечении снижения энергоёмкости технологических процессов необходимо учитывать и устранять возможные потери ТЭР, характер которых изложен в 6.2.

6.2. Характер возможных энергопотерь и направления их снижения на стадиях жизненного цикла продукции и исполнения услуги

6.2.1. Потери энергетических ресурсов с увеличением технологической энергоёмкости продукции и услуг возможны, как правило, по ряду следующих причин:

- неправильное применение и/или недогрузка основного технологического оборудования;
- нарушение персоналом технологических регламентов производства продукции, оказания услуг и другие бесхозяйственные потери [4];
- несоответствие среды внутри производственных помещений установленным технологическим требованиям по нормальным климатическим условиям функционирования основного оборудования;
- несоблюдение требований по сертификации качества электрической энергии [27] на соответствие ГОСТ 13109;
- методические погрешности расчетов энергобалансов в соответствии с ГОСТ 27322;
- нарушение требований нормативных документов по охране окружающей среды;
- нарушение требований нормативных документов по обеспечению единства измерений и проведению испытаний согласно ПР 50.2.009;
- неквалифицированное документирование результатов оценки технологической энергоёмкости;
- неиспользование или недоиспользование вторичных энергетических ресурсов.

6.2.1.1. Неправильное применение и/или недогрузка основного технологического оборудования приводят к потерям в технологических процессах, в особенности при производстве электроэнергии заданного качества [4].

6.2.1.2. Для уменьшения потерь ТЭР в технологическом цикле необходимо подавать их потребителям в строгом соответствии с действительными, а не расчетными нагрузками, что зависит от обученности (компетентности) и добросовестности обслуживающего персонала. Для уменьшения бесхозяйственности необходимо снижать потери ТЭР, скрывающиеся в допускаемом небалансе (погрешности) учета [4]. Эта погрешность должна быть четко установлена и подтверждена Государственным метрологическим органом в установленном порядке, т. е. бухгалтерские программы расчетов суммарной стоимости объема выпуска электроэнергии должны быть аттестованы в соответствии с ГОСТ Р 8.563 с учетом условий измерений в соответствии с ГОСТ 8.395.

6.2.1.3. К потерям от несоответствия среды внутри производственных помещений установленным технологическим требованиям по нормальным климатическим условиям функционирования основного оборудования относятся перегрузки оборудования и рост технологической энергоемкости.

6.2.1.4. Особое внимание должно быть уделено соблюдению требований к качеству электрической энергии (ГОСТ 13109) применительно к конкретным технологическим энергетическим системам, что должно подтверждаться сертификационными испытаниями.

6.2.1.5. Потери при расчетах энергобаланса ведут к снижению получения возможной эффективности использования энергетических ресурсов при существующем уровне развития техники, технологий и соблюдении требований к охране окружающей техногенной среды потребителем ТЭР (индивидуальным пользователем или юридическим лицом).

6.2.1.6. К потерям от нарушения требований нормативных документов по охране окружающей среды относятся штрафные санкции за превышение значений предельно допустимых выбросов и сбросов, предельного количества отходов, находящихся на территории предприятия, что установлено в действующих природоохранных нормативных документах и документах Госкомсанэпиднадзора России.

6.2.1.7. К потерям от нарушений метрологического характера относится отсутствие на входе и выходе технологических энергетических систем счетчиков ТЭР, а также превышение погрешностей от заданных в технической документации у имеющихся средств измерений, в т. ч. счетчиков электрической, тепловой энергии (в т. ч. горячей воды).

6.2.1.8. К потерям из-за методических погрешностей расчетов относятся ошибки в определении [4]:

– норм выработки, потребления электроэнергии, тепловой энергии, топлива для производства продукции и оказания услуг;

– норм потерь в технологии производства электроэнергии, тепловой энергии, топлива для производства продукции и оказания услуг;

– назначенных и измеренных общих объемов использования электроэнергии, тепловой энергии, топлива для производства продукции и оказания услуг.

Примечание. Для снижения потерь ТЭР и финансовых ресурсов необходимо следить, чтобы ошибки расчетов норм выработки и технологических потерь ТЭР были равны точности инженерных расчетов и не превышали суммарно 5 %.

6.2.1.9. К потерям от некачественного документирования результатов оценки энергоемкости относится недоучет расхода электроэнергии для собственных нужд ТЭЦ, поскольку их показания вычитаются из общего объема выпуска электроэнергии при вычислении общего коммерческого отпуска электроэнергии ТЭЦ потребителям через цепи передачи [4].

6.2.1.10. Потери от неиспользования или недоиспользования вторичных энергетических ресурсов, которые можно получить с применением современных высоких технологий, например из 1 т мусора, составляют:

– 620 кг топлива, по калорийности соответствующего 300 л мазута;

– 150 кг строительных материалов (песка, щебня, камня, измельченного стекла и др.);

– 20 кг цветных и черных металлов, с использованием которых энергоемкость вторичной продукции из них значительно снижается;

– 65 кг пластмасс;

– 100 кг макулатуры (без 20 % которой в США запрещен выпуск бумаги);

– 5 кг химических солей, используемых в промышленности и лабораториях.

6.3. *Обобщенный алгоритм получения результатов определения (оценки) технологической энергоемкости производства продукции и исполнения услуг*

6.3.1. Обобщенный алгоритм получения результатов оценки технологической энергоемкости в конкретных условиях производства продукции и исполнения услуг включает следующие процедуры:

1) определение (качественно и в процентах) структуры энергозатрат по каждому виду выпускаемой продукции и исполняемой услуги, учитывая, в частности:

– прямые затраты в основном производстве по видам ТЭР,

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

– косвенные энергозатраты, включая вспомогательное производство,

– долю энергозатрат ТЭС в общезаводских расходах,

– долю затрат ТЭС в общецеховых расходах,

– отчисления на амортизацию,

– отчисления на текущий ремонт и обслуживание оборудования,

– энергозатраты на транспортирование веществ, материалов, комплектующих изделий, составных частей при изготовлении продукции, оказании услуг,

– энергозатраты на создание нормальных условий работы в производственных помещениях (освещение, отопление, обеспечение горячей водой, транспортом и другими необходимыми жизненными услугами),

– природоохранные затраты;

2) замеры и/или соответствующее выявление (на основе анализа документации) энергозатрат с последующим определением фактической технологической энергоемкости для конкретного вида продукции и услуг производят службы главного технолога с участием лабораторий и энергослужб:

– в течение суток,

– ежемесячно,

– поквартально,

– в течение года,

сравнивая и усредняя (суммируя при экспертных оценках) результаты с обоснованием и их документированием;

3) переводят все размерные характеристики энергозатрат в условное топливо (6.3.2);

4) технологическую энергоемкость вычисляют по отдельности для продукции, услуги каждого вида, используя, например, расчетные формулы (6.3.3) [10, 11], учитывающие ресурсозатраты (на вещества, материалы, комплектующие), энергозатраты (в т. ч. на транспортирование и хранение продукции), трудозатраты различного рода;

5) оценивают существенность влияния энергетической нагрузки технологической энергетической системы на окружающую объект среду (раздел 7) и, только если окажется необходимо, при определении энергоемкости учитывают затраты на мероприятия по охране окружающей среды (экозатраты);

6) технологическую энергоемкость продукции, услуги ($\mathcal{E}_{пр,у}$) определяют в общем виде по формуле:

$$\mathcal{E}_{пр,у} = \frac{\text{Энергозатраты на доставку} + \text{Энергозатраты на техпроцесс} + \text{Энергозатраты на персонал} + \text{Энергозатраты на экологию}}{\text{Общая стоимость выпущенной продукции (стоимость оказанных услуг)}} \quad (1)$$

7) показатель технологической энергоемкости продукции и услуги может иметь различные размерности, в общем случае принимая вид:

– энергозатраты (ГДж, МДж, кДж)/натуральные единицы по видам продукции, услуг, в частности: МДж/(кВт·ч) и/или МДж/ккал (для ТЭР), МДж/кг,

– МДж/т, МДж/1000 единиц, (МДж/м², МДж/м³, МДж/тыс. руб. (для продукции, услуг), МДж/чел·ч, чел·ч/н.е (для услуг).

6.3.2. Для учета потребления всех видов ТЭР необходимо проводить перерасчет, ориентируясь на условное топливо.

6.3.2.1. Под условным топливом понимают топливо с теплотой сгорания 29300 кДж/кг.

6.3.2.2. Перерасчет натурального топлива на условное проводят по формуле

$$B_y = B_n \cdot Q_n / 29300, \quad (2)$$

где B_y – количество условного топлива, кг;

B_n – количество натурального топлива, кг;

Q_n – средняя теплота сгорания натурального топлива, кДж/кг.

6.3.2.3. Пересчет электрической, тепловой энергии и топлива на условное топливо должен производиться по их физическим (энергетическим) характеристикам на основании следующих соотношений [11, с.63]:

1 кг у.т. = 29,30 МДж = 7000 ккал;

$$1 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 3,6 \text{ МДж} = 0,12 \text{ кг у.т.}; \quad (3)$$

1 кг дизельного топлива равен 1,45 кг у.т.;

1 кг автомобильного бензина равен 1,52 кг у.т.;

1 ккал = 427 кг·м = 4,19 кДж = 1,163 Вт·ч;

1 л.с.ч = 2,65 МДж; 1 МДж = 0,278 кВт·ч.

6.3.2.4. При определении расхода автомобильного бензина (1 л на 100 км пробега) на транспортирование грузов линейные нормы увеличивают [11] (в %):

– при работе в зимнее время в южных районах – до 5;

– при работе в зимнее время в северных районах – до 15;

– при работе в горных условиях – от 5 до 20;

– на дорогах со сложным планом – до 10;

– в черте города – до 10;

– при перевозке грузов, требующих пониженной скорости, – до 10;

– при почасовой работе – до 10;

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

– при работе в карьерах, движении по полю – до 20.

6.3.3. Для определения технологической энергоёмкости продукции и услуг используют аналитические выражения (4–9) (I вариант);

1) полную энергоёмкость продукции или услуг ($\mathcal{E}_{пр,у}$) в мегаджоулях на натуральные единицы (МДж/н.е.) измерения (шт., тыс. руб., часов и др.) определяют по формуле [4]:

$$\mathcal{E}_{пр,у} = \mathcal{E}_e + \mathcal{E}_m + \mathcal{E}_\phi + \mathcal{E}_p + \mathcal{E}_o \quad (4)$$

где \mathcal{E}_e – полная энергоёмкость ТЭР, необходимых для производства продукции, исполнения услуг;

\mathcal{E}_m – полная энергоёмкость исходных сырья, веществ, материалов, комплектующих изделий, необходимых для производства продукции, исполнения услуг;

\mathcal{E}_ϕ – полная энергоёмкость основных производственных фондов (ОПФ), амортизированных при производстве продукции, исполнении услуг;

\mathcal{E}_p – полная энергоёмкость воспроизводства рабочей силы при производстве продукции, исполнении услуг;

\mathcal{E}_o – полная энергоёмкость мер по охране окружающей среды при производстве продукции, исполнении услуг;

2) \mathcal{E}_e определяют по формуле [5]:

$$\mathcal{E}_e = \mathcal{E}_n + \mathcal{E}_y + \mathcal{E}_r + \mathcal{E}_{и'} \quad (5)$$

где \mathcal{E}_n – полная энергоёмкость ТЭР, расходуемых непосредственно при производстве продукции, исполнении услуг;

\mathcal{E}_y – полная энергоёмкость ТЭР, расходуемых при транспортировании исходных сырья, веществ, материалов, комплектующих изделий;

\mathcal{E}_r – снижение полной энергоёмкости продукции и услуг за счет использования образованных при производстве продукции и исполнении услуг горючих отходов, сбросов и выбросов;

$\mathcal{E}_{и'}$ – приращение полной энергоёмкости, обусловленное импортом ТЭР (если он имеет место).

3) \mathcal{E}_m определяют по формуле [6]:

$$\mathcal{E}_m = \mathcal{E}_{мо} + \mathcal{E}_{ми} + \mathcal{E}_{и''} \quad (6)$$

где $\mathcal{E}_{мо}$ – полная энергоёмкость отечественных исходных сырья, веществ, материалов, комплектующих изделий, необходимых для производства одного изделия, исполнения одной услуги;

$\mathcal{E}_{ми}$ – полная энергоёмкость импортируемых исходных сырья, веществ, материалов, комплектующих изделий, необходимых для производства единицы продукции, исполнения одной услуги;

\mathcal{E}_n – снижение полной энергоёмкости продукции и услуг за счет использования образованных при производстве единицы продукции и исполнении одной услуги горючих отходов, сбросов и выбросов.

4) \mathcal{E}_ϕ определяют по формуле [7]:

$$\mathcal{E}_\phi = \sum_{i=1} a_{\phi i} \cdot \mathcal{E}_{\phi i} \quad (7)$$

где i – индекс вида ОПФ;

$a_{\phi i}$ – объем i -го вида ОПФ, амортизированных при производстве продукции, оказании услуг (в размерности натуральные единицы ОПФ/н.е. для продукции или услуги);

$\mathcal{E}_{\phi i}$ – полная энергоёмкость ОПФ i -го вида (МДж/н.е. для продукции или услуги);

5) \mathcal{E}_p определяют по формуле [8]:

$$\mathcal{E}_p = a_3 \cdot \mathcal{E}_3 \quad (8)$$

где a_3 – удельные трудозатраты на производство продукции или оказание услуги, с учетом оплаты труда в отрасли, чел-ч/н.е. для продукции или услуги;

\mathcal{E}_3 – полная энергоёмкость трудозатрат, МДж/н.е. для продукции или услуги;

6) \mathcal{E}_o определяют по формуле [9]:

$$\mathcal{E}_o = \sum_{i=1} a_{oi} \cdot \mathcal{E}_{oi} \quad (9)$$

где a_{oi} – коэффициент образования невозвратных (в данное производство) или удаляемых опасных отходов i -го вида, т/н.е. для продукции или услуги;

\mathcal{E}_{oi} – полная энергоёмкость устранения последствий отрицательного воздействия на окружающую среду 1 т невозвратных (в данное производство) или удаляемых опасных отходов i -го вида, МДж/т.

6.3.4. При определении технологической энергоёмкости пищевой, сельскохозяйственной продукции, строительных конструкций, зданий и сооружений, транспортных и других услуг целесообразно использовать формулы, приведенные в методике [11] с учетом энергетических эквивалентов (II вариант определения, стандартизуемый в отраслевых документах).

6.3.5. Значения энергетических эквивалентов для ТЭР и некоторых видов металлов, материалов, сооружений, транспортных средств, а также затрат живого труда для некоторых категорий работ приведены в табл. 6.1 [11].

6.4. *Формы документирования исходных данных и результатов*

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 6.1

Энергетические эквиваленты

Наименование объекта	Энергетический эквивалент	Энергосодержание ТЭР, Дж/кг
Топливо-энергетические ресурсы (МДж/кг)		
Топливо:		
- дизельное	10,0	42,7
- бензин авиационный	10,5	44,4
- бензин автомобильный	10,5	43,9
- керосин тракторный	10,0	43,9
- биогаз	—	36,2
Электроэнергия	8,7 МДж/(кВт·ч)	—
Тепловая энергия	0,0055 МДж/ккал	—
Продукция (МДж/кг)		
Тракторы, самолеты, вертолеты	120	—
Сельскохозяйственные машины, сцепки	104	—
Продукция машиностроения	144	—
Кирпич	8,5	—
Материалы (МДж/кг)		
Сталь (прокат)	45,5	—
Алюминий (из глинозема)	343	—
Медь	83,7	—
Цемент	7,0	—
Известковые материалы	3,8	—
Конструкции и сооружения (МДж/м²)		
Бетонные конструкции	8,3	—
Здания и сооружения (жилые)	4810	—
Производственные здания	5025	—
Административные и культурно-бытовые здания	5662	—
Подсобные помещения	4180	—
Ограждения	383	—
Овощные продукты растениеводства (МДж/кг)		
Картофель	8,0	—
Подсолнечник	5,0	—
Кукурузное зерно	5,0	—
Пшеница	6,8	—
Сахарная свекла	18,4	—
Затраты живого труда (МДж/(чел·ч) по категориям работы)		
Очень легкая	0,60	—
Легкая	0,90	—
Средняя	1,26	—
Тяжелая	1,86	—
Очень тяжелая	2,50	—

6.4.1. При документировании (оформлении) расчетов полной (технологической) энергоемкости продукции и услуг данные сводят в табл. 6.2 (форма для I варианта определения) и 6.3 (форма для II варианта определения).

7. Индексный метод учета влияния значительности воздействия технологической энер-

гетической системы на окружающую среду

7.1. При производстве продукции и оказании услуг в условиях, например конкретного цеха, учитывают его прямое или косвенное влияние как технологического энергетического объекта, управляемого людьми, на окружающую среду в виде энергетического индекса ($J_{\text{зоч}}$).

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 6.2

Вид ТЭР, других ресурсов и показателей энергосбережения	Единицы измерения, натуральные единицы (н.е)	Затраты ресурса, н.е./т.е.	Полная энергоемкость ресурса, МДж/н.е.	Полная энергоемкость продукции, МДж/т
1	2	3	4	5
<p>Примечания:</p> <p>1. В графе 1 указывают названия видов ресурсов, работ, затрат, которые определяют энергозатраты на производство продукции и исполнение услуг, а также соответствующих показателей энергосбережения.</p> <p>2. В графе 2 указывают абсолютные или удельные (на единицу данного вида продукции или услуги) значения расхода названного ресурса.</p> <p>3. В графе 4 указывают соответствующую величину составляющей полных энергозатрат (при заполнении графы 3 абсолютными значениями расхода ресурса) или полной энергоемкости (при заполнении графы 3 удельными значениями расхода ресурса), обусловленной затратами названного ресурса.</p> <p>4. Величину полных энергозатрат (в абсолютных единицах) или полной энергоемкости продукции или услуги (в удельных единицах) или полной энергоемкости продукции или услуги (в удельных единицах) определяют как сумму всех составляющих.</p> <p>5. В Приложении Г приведен пример расчета технологической энергоемкости выплавки чугуна без учета затрат на охрану окружающей среды</p>				

Таблица 6.3

Виды затрат ТЭР, материальных ресурсов, трудозатрат	Единицы измерения, натуральные единицы (н.е.)	Величины энергозатрат, ГДж/тыс. руб.	Структура энергозатрат, %	Примечания
Прямые затраты в основном производстве по видам ТЭР				
Косвенные энергозатраты				
Доля энергозатрат ТЭС в общезаводских расходах				
Доля затрат ТЭС в цеховых расходах				
Природоохранные				
Отчисления на амортизацию				
Отчисления на текущий ремонт, обслуживание оборудования				
Энергозатраты на транспортирование веществ, материалов, комплектующих изделий, составных частей, при изготовлении продукции, оказании услуг				
Энергозатраты на создание нормальных условий работы в производственных помещениях				
Полные энергозатраты, ГДж, ккал	Полная энергоемкость ГДж/т, ГДж/тыс. руб.			

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

7.2. Общецеховые энергозатраты (ОЦЭЗ) для изготовления заданного количества продукции за месяц, квартал, год и исполнения услуги за определенный период определяют как сумму расходов энергоресурсов на основные и вспомогательные технологические процессы, тем самым оценивая, во что обходится в энергетическом смысле выполнение, например, месячной производственной программы.

7.3. Как правило, имеет место следующий расход ТЭР на общецеховые нужды:

- 1) технологические процессы (основной и вспомогательные);
- 2) отопление;
- 3) освещение;
- 4) вентиляция (с улавливанием выбросов);
- 5) кондиционирование;
- 6) транспортирование готовой продукции;
- 7) транспортирование, хранение отходов;
- 8) поддержание пожарной системы;
- 9) перекачка сточных вод;
- 10) хранение готовой продукции.

Примечание

Перечисления 4), 5), 7), 9) относятся к мероприятиям по охране окружающей техногенной среды.

7.4. Определяют за выбранный период общецеховые энергозатраты, суммируя энергозатраты по перечислениям 1) – 10):

$$ОЦЭЗ = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_6 + \mathcal{E}_7 + \mathcal{E}_8 + \mathcal{E}_9 + \mathcal{E}_{10}. \quad (10)$$

7.5. Определяют фактическую долю (в безразмерной «индексной» форме) затрат ТЭР на управление защитой окружающей среды по формуле

$$J_{зос} = \frac{ОЦЭЗ}{\mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_7 + \mathcal{E}_8 + \mathcal{E}_9}. \quad (11)$$

7.6. При планировании программных мероприятий по энергосбережению устанавливают контрольные цифры по оптимизации значения этого индекса.

7.7. При оценке значительности и планировании допустимости воздействий энергетической нагрузки на окружающую среду с оценкой необходимости затрат финансовых средств на плановые или экстренные экологические мероприятия целесообразно использовать следующую эмпирическую зависимость для определения показателя энергетической нагрузки технологического объекта на окружающую среду:

$$ПЭНТО_{oc} = \left(\frac{Z}{J_{зос}} \cdot M(o) / \sum_{y=1}^{M(o)} KO_y \right) \leq 0,7, \quad (12)$$

где KO_y – класс опасности для потенциального загрязнителя (y);

$M(o)$ – общее количество загрязнителей, которые потенциально могут воздействовать на окружающую среду (классы опасности 2; 3; 4) в технологических процессах цеха;

Z – общее количество видов продукции, производимых цехом за рассматриваемый период.

7.8. Необходимо определить значения $ПЭНТО_{oc}$ за месяц, квартал, год работы анализируемого цеха и только на этой основе принимать окончательное решение о значительности воздействия технологической энергетической системы на окружающую среду за рассматриваемые периоды.

7.9. Если соблюдается условие (12), то энергетическую нагрузку на окружающую среду за рассматриваемый период следует признать допустимой. При этом специальные положения в экологической политике дополнительно не планируют, но действующие нормативные требования необходимо строго соблюдать.

7.10. Применительно к принятому критерию (12) любое воздействие, выводящее технологическую энергетическую систему за правый предел этого неравенства, должно считаться значительным и приводить к необходимости дополнительных затрат на мероприятия по охране окружающей среды, что должно сказываться на увеличении технологической энергоемкости соответствующих видов выпускаемой продукции и оказываемых услуг.

Примечания

1. Использование числа 0,7 в качестве критерияльного (опорного) при принятии решений в производимых оценках согласуется с международной и зарубежной практикой, например с практикой фирмы «Вольво», соответствует юридической практике ИСО, где решение принимается при количестве голосов «за проект» не менее 70% общего числа голосов, поданных при голосовании.

2. Этот критерий непосредственно вытекает также из анализа «функции желательности» (Харрингтона): при балльной оценке 0,7 имеет место точка перегиба «функции желательности» с необратимым сохранением позитивных изменений при оценивании свойств конкретного объекта.

3. Для экологических целей, при разработке методики комплексной оценки экологических решений используется тот же критерий [40].

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ПРИЛОЖЕНИЕ А (справочное)

Термины

А.1. Термины и определения из международного стандарта ИСО 13600

А.1.1. **энергоносители:** Вещество или явление, которое может быть использовано для производства механической работы или нагрева, или химических реакций, или физических процессов.

А.1.2. **энерготовар:** Готовый (годный к продаже, предназначенный для продажи) товар, используемый, главным образом, для производства механической работы или тепла, или химических реакций, или физических процессов и приведенный в Приложении Б настоящего стандарта.

Примечания

1. Термин «**energyware**» может быть переведен как «энерготовар», но в русском языке он, как правило, фигурирует как «**энергия**» не в философском, а в чисто техническом смысле. Для целей настоящего стандарта использованы адекватные термины «**энергоресурсный товар**», «**энергоресурсы**».

2. Энерготовар формально, в собственном смысле, относится (является частью) к энергоносителям. В общественном сознании положение энергоносителей является пока подчиненным по отношению к энергии в целом.

А.1.3. **система, расходующая энергоресурсы (система энергопотребления):** Техническая энергосистема, расходующая энергетические ресурсы, а также другие энергетические носители, и производящая продукцию, услуги.

А.1.4. **область потребностей в энергоресурсах (энергообеспечение):** Часть техносферы, цель которой – производить необходимое количество энергоресурсов и добывать природные ресурсы.

А.1.5. **система производства энергоресурсов:** Техническая энергосистема, которая преобразует природные ресурсы в энергоресурсы.

А.1.6. **система утилизации (возврата, восстановления) энергоресурсов:** Техническая энергосистема, которая трансформирует вторичные ресурсы (подлежащие возврату, возвращаемые отходы, сбросы и выбросы – биосферозагрязнители) в энергоресурсы.

А.1.7. **система хранения энергоресурсов (энергонакопители):** Техническая энергосистема, которая может получать и хранить энергоресурсы, освобождая их позже в том же виде.

А.1.8. **нагрузка на окружающую среду:** Истощение природных ресурсов, накопление отхо-

дов, сбросов и выбросов, эксплуатационные воздействия.

А.1.9. **природные ресурсы:** Вещества или явления, находящиеся в природе, которые могут использоваться в техносфере для потребления.

А.1.10. **продукт:** Преднамеренный реальный (материальный) выход (отдача) технической энергосистемы.

А.1.11. **услуга:** Преднамеренный и неосязаемый (неуловимый, не материальный) продукт технической энергетической системы или польза от применения продукта.

Примечание

Услуга, как правило, реализуется с участием людей (необходимое условие), хотя и не всегда при ее реализации непосредственно участвует энергосистема (достаточное условие), например при устном переводе текста с языка на язык, при обучении на воздухе (вне помещений), как это было, например в Академии Платона, и т. д.

А.1.12. **техническая энергетическая система:** Комбинация оборудования и предприятия (завода), взаимодействующих друг с другом для производства, потребления или, во многих случаях, преобразования, хранения, транспортирования или обработки энерготовара (как энергоресурса).

А.1.13. **техносфера:** Все технические энергетические системы и продукты, производимые ими, в том состоянии, при котором они не будут считаться выбросами (см. Приложение А.2).

А.2. Дополнительные основополагающие термины и понятия в техно- и биосфере

Для более полного понимания терминологического блока А.1 и в целом настоящего стандарта целесообразно использовать следующие термины:

А.2.1. **система** (греч.): Множество закономерно связанных между собой элементов (предметов, явлений, взглядов и т. д.), представляющих собой целостное образование, единство [28, с.121].

А.2.2. **система открытая (традиционно):** Система, состав, информация и энергия которой изменяются из-за обмена ими с внешней средой.

Примечания

1. Большинство природных систем – открытые [28, с.124].

2. В теории стандартософии [29] введено понятие «ноосферно-открытые системы», которые обмениваются веществом (в ресурсных стратегиях), энергией (в технологических стратегиях), информацией (в экологических стратегиях) и действиями субъектов (в социальных стратегиях).

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

А.2.3. **ноосфера:** Сфера разума, мыслящая оболочка, высшая стадия развития биосферы, связанная с возникновением и развитием в ней мыслящего человечества (по В. И. Вернадскому [28]).

Примечание

В системе понятий настоящего стандарта следует говорить о ноосфере как о высшей стадии развития экосферы.

А.2.4. **экосфера** (от греч. «ойкос» – дом и сфера – шар): Абиотическая среда Земли, создающая условия для жизни.

Примечания

1. Включает в себя тропо- и гидросферы, а также верхнюю часть литосферы [28, с. 98].

2. В экологии человека – среда развития хозяйства [28, с. 196].

3. Экосфера фактически является понятием, включающим техно- и биосферу.

А.2.5. **техносфера:** Стратегическое пространство взаимодействия ресурсов ресурсосферы, оборудования и людей социосферы, которые в технологических процессах преобразования сырья, материалов, комплектующих изделий в данное время и в данном месте реализуют заранее поставленные цели хозяйственного развития и выпуска продукции в производственной товаросфере с условием сохранения биосферы.

А.2.6. **биосфера** (от греч. «биос» – жизнь и сфера – шар): Область распространения жизни на Земле, включающая в себя нижнюю часть атмосферы, всю гидросферу, верхнюю часть литосферы и являющуюся самой крупной экосистемой Земли, населенной живыми организмами («областью существования живого вещества» – по В.И. Вернадскому) [30, 21, с. 8].

Примечания

1. Область обитания живых организмов: верхняя граница – до высоты озонового экрана (20–25 км), нижняя – опускается на 1–2 км ниже дна океана и в среднем 2–3 км суши [13, с. 51].

2. Оболочка Земли, состав, структура и энергетика которой определяются совокупной деятельностью живых организмов [31, с. 51].

3. Термин «биосфера» ввел Э. Зюсс в 1875 г. [31, с. 51].

4. Заслуга создания целостного учения о биосфере принадлежит В.И. Вернадскому, который изложил его в 1926 г. в книге «Биосфера» [31, с. 51].

5. Структуризация понятий приведена на рис. А. 1.

А.2.7. **социосфера:** Социальная общность людей, вступающих в различные производственные, культурные и родственные отношения друг с другом и окружающей средой.

А.2.8. **ресурсосфера:** Содержащиеся в Земле природные залежи полезных ископаемых, используемых для поддержания и развития цивилизации.

А.2.9. **ресурсы:** Любые используемые и потенциальные источники удовлетворения тех или иных потребностей общества [32].

А.2.10. **система управления окружающей средой:** Часть общей системы административного управления, которая включает в себя организационную структуру, планирование, ответственность, методы, процедуры, процессы и ресурсы, необходимые для разработки, внедрения, реализации, анализа и поддержания экологической политики (ГОСТ Р ИСО 14050).

А.2.11. **биосферозагрязнитель;** БСЗ: Электромагнитное излучение, твердые отходы, жидкие сбросы, газообразные выбросы или их сочетания, угнетающе действующие на биологическую и техногенную среды, а также на живые организмы.

Примечания

1. В международной и отечественной практике стандартизации давно применяют термин «загрязнитель». Но в связи с тем, что загрязнения приняли глобальный характер на уровне современной техногенной действительности, целесообразно ввести понятие БСЗ (по М.Б. Плущевскому, 1998 [41, 42]).

2. Разделение БСЗ на отходы, сбросы и выбросы произведено в соответствии со статьей 7 Закона РФ «Об охране окружающей природной среды». Расширение понятия «загрязнители» до уровня биосферы произведено в соответствии с современным состоянием и направлениями техногенеза [42, с. 28].

3. Возможны радиоактивное, шумовое, психотропное и другие виды излучений (БСЗ) в результате воздействия физических, химических, биологических, психофизиологических (ГОСТ 12.0.003), радиационных опасных и вредных факторов, в том числе информационных.

4. В настоящее время инертные техногенные БСЗ, имеющие ресурсную ценность, рассматриваются в качестве «второй геологии» (по В.А. Улицкому [42]).

5. Рассматривают витаопасные (для живых организмов) и экоопасные (для окружающей среды) воздействия загрязнителей, тормозящие процессы самоочищения биосферы или вовсе лишающие ее этой возможности.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ



Рис. А.1. – Стратегическая структуризация сфер жизнедеятельности общества во взаимодействии техносферы с биосферой. (Модель «HOMO-STRATEGIC» на основе ИСО 13600 [7])
*По А.В. Плотникову, 1998 [6].

А.2.12. стратегическое оценивание (энергетического объекта): Экспертная оценка энергетического объекта, включая техническое решение, производство, сооружение, энерготовар, процесс, работу, услугу, с учетом четырех групп «Требований общества» [19], в соответствии с которыми на основе теории стандартософии сформирована [20] «рамочная» технология анализа ограничений от четырех обязательных блоков аспектных стратегий [29] любой деятельности, в т. ч. по энергопотреблению, энергосбережению: производственных, экологических, социальных и ресурсных (рис. А.1), совместная, одновременно учитываемая совокупность которых определяет состоятельность, устойчивость хозяйственно-экономической, организационно-политической, познавательно-образовательной и любой иной деятельности на стадиях жизненного цикла энергетического объекта в настоящее время и в перспективе развития.

А.2.13. аспекты деятельности; аспектные стратегии стандартософии: Четыре обязатель-

ных вида деятельности, включая производственно-технологическую, технологическую, экологическую, социальную и ресурсную, обеспечивающие при одновременном учете и реализации надежность изделий, защиту окружающей среды, безопасность людей, сбережение материальных и энергетических ресурсов, что соответствует международным требованиям общества [19].

Примечания

1. Дополнительно к «рамке» аспектов деятельности, в теории стандартософии учитывают четыре группы регуляторов*: энерго-транспортных, товарно-финансовых, нормативно-метрологических, информационно-управляющих (ориентирующих).

2. Стандартософия является общей теорией [35, 43] идентификации, структурирования, систематизации, нацеливания, документирования и прогнозирования проявлений субъектов при обязательных стратегических ограничениях состояния и развития явления, объекта и/или субъекта «ра-

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

мочными» технологиями с учетом четырех аспектов деятельности, четырех дополнительных групп регуляторов и восьми функций документирования [18, 20].

3. Стандартософия может быть определена как стандартизованная (в прошлом и настоящем) и стандартизуемая (в будущем) мудрость, необходимая для достижения эффективных результатов, а в пределе – гармонии в любой области деятельности путем документируемого и подтверждаемого инструментального сопряжения процессов и результатов познания сущностей любых повторяющихся явлений природы и общества с деятельностью по нормативно-методическому обеспечению всех стадий жизненного цикла продукции, процессов (работ), услуг, подлежащих неоднократному воспроизведению с учетом ограничений – аспектных стратегий: производственных (маркетинга), экологических (ойкосинга), социальных (социуминга), ресурсных (обеспечивающих и сберегающих – таргетинга [43]).

4. Это целостная система «портретного» опи-

сания объекта в прямоугольной «рамке» из четырех блоков аспектных стратегий и последующего нацеливания субъекта в любой области человеческой деятельности для обоснованного нормативно-методического обеспечения качества образа жизни (духовности) и достижения (допустимого уровнем развития цивилизации и практики общества) уровня обеспеченности жизни (материальности) людей.

5. Принципы теории стандартософии заложены в ГОСТ Р 51387 (Приложение Б), а подход к структурированию – в терминологический словарь по отходам [42].

6. На основе теории стандартософии сформирован экологический императив [37].

7. Теория стандартософии поднимает стандартизацию [36] на уровень теории [43] и науки, а практика делает результаты общесистемными, логически совместимыми и значимыми в перспективе непрерывного совершенствования социумов и очищения биосферы, в т.ч. благодаря энерго-сбережению.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б (рекомендуемое)

Традиционные энергоресурсные продукты (энерготовары) согласно Приложению А ИСО 13600

Б.1. Твердое топливо

Энергетический уголь	Весь уголь, извлеченный из земли, за исключением металлургического угля для фильтров
Энергетический торф	Торф, энергетически отличающийся от торфа, используемого для усовершенствованной почвы (грунта) или других целей
Коммерческие дрова	Щепки дерева и тырса – подэлементы коммерческих дров, используемых как энергопродукт (энерготовар)
Другая биомасса	«Энергетические» лес, солома, тростник, высушенный коровий навоз, кустарник, стручки семян, используемые в качестве топлива
Топливные брикеты и гранулы	Горючее вещество ископаемого или биологического происхождения в форме порошка, зерен (гранул) и мелкой щепы, уплотненных в блоки для механизации погрузочно-разгрузочных работ
Древесный уголь	Твердый осадок деструктивной перегонки и пиролиза дерева, кроме древесного угля для фильтров
Кокс	Твердое топливо, полученное из угля путем нагрева в отсутствие воздуха
Б.2. Жидкое топливо	
Сырая нефть	Неизвлеченная нефть, не являющаяся энергопродуктом. Она становится энергопродуктом сразу, как только добывается (извлекается)

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Нефтепродукты:

- моторный газولين
- авиационный газولين
- другой керосин
- дизельное топливо
- газойль для отопления
- топливная нефть

LPG (сжиженный нефтяной газ)

Получистые продукты

Моторные спирты

NGL (газоконденсатные жидкости)

Топлива, производимые из растительных и животных масс

Б.3 Газообразное топливо

Топливо из природного газа:

- природный газ
- LNG (сжиженный природный газ)

Преобразование (конвертированное) газообразное топливо:

- газ, извлеченный из угля
- топочный газ
- газифицированная биомасса (или биомасса в газообразном состоянии)
- газ, получаемый при перегонке (нефтезаводской [неконденсирующийся])
- газ бытового назначения (коммунальный или городской)
- биогаз (биомасса)

Б.4 Водород

Б.5 Ядерное топливо

Б.6 Сетевое электричество (или электричество энергосистемы)

Б.7 Коммерческое тепло, районное тепло

Могут быть приведены в группах различных энергопродуктов. Любая из отдельных жидких смесей быстроиспаряющегося углеводородного бутана и пропана

Пребывает в газообразном состоянии при атмосферном давлении и становится жидким при 15 °С и под низким давлением от 0,17 до 0,75 МПа

Жидкие углеводороды, включаемые в список энергопродуктов независимо от того, используются ли они для производства топлива или как нефтехимическое исходное сырье. Нефтяной кокс — не энергопродукт, даже если значительное количество используется как топливо

Этиловый спирт, метиловый спирт с добавками и смесями из составов и групп органических кислородосодержащих составов (эфир и спирты) с легкими топливами

Жидкие части природного газа, которые восстановлены (регенерированы) в сепараторах, шахтном оборудовании и газогенераторных установках

Растительные и животные масла, извлеченные из различных растений и животных

Метан и газовые смеси

Природный газ, сжижаемый при низкой температуре для последующего хранения и транспортирования

Получаемый из угля

Получаемый из металлургического угля

Газ, производимый для общественного (коммунального) снабжения

Составленный главным образом из смеси метана и диоксида углерода, произведенной анаэробным вывариванием биомассы; метан, отделяемый вне этой смеси, назван «биометаном». Газ из жидкого навоза, болотный газ, газ от мусора (свалок) и т. д.

В газообразной или жидкой форме, получаемый из ископаемых или возобновляемых источников

Уран, торий и плутоний — расщепляющиеся и воспроизводящиеся материалы (элементы)

Энергопродукт, произведенный в силовых установках и распределенный по общественной или подобной сети

Горячая жидкость или пар, используемые в коммерческих тепловых распределительных системах, полученные из других энергопродуктов, возобновляемых ресурсов, включая такие, как солнечная радиация и геотермальное тепло

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(справочное)

Таблица В.1

Пример определения технологической энергоемкости выплавки чугуна

Вид ТЭР, других ресурсов и показателей энергосбережения	Единицы измерения, натуральные единицы (н. е.)	Затраты ресурса, емкость (н. е./т)	Полная энергоемкость ресурса (МДж/н. е.)	Полная энергоемкость чугуна (МДж/т)
1. Энергозатраты в основном производстве Всего В том числе:				20099
1.1. кокс	кг	500	32,71	16355
1.2. природный газ	м ³	110	34,0	3744
2. Энергозатраты во вспомогательном производстве Всего В том числе:				3461
2.1. котельно-печное топливо	кг у.т.	72,5	29,34	2127
2.2. электроэнергия	кВт·ч	97,2	10,68	1038
2.3. тепловая энергия	Мкал	60,0	4,93	296
3. Снижение полной энергоемкости за счет использования доменного газа	м ³	-1800	4,2	-7560
4. Полная энергоемкость исходной продукции Всего В том числе:				5328
4.1. агломерат	кг	1282	3,139	4024
4.2. окатыши	кг	424	2,934	1244
4.3. руда марганцевая	кг	22	1,364	30
4. известняк	кг	56	0,528	30
5. Снижение полной энергоемкости за счет использования образованных негорючих отходов Всего В том числе:				1056
5.1. черных металлов	кг	-7,3	24,47	-179
5.2. гранулированного шлака	кг	-597,0	1,22	-728
5.3. щебня	кг	-200,0	0,59	-118
5.4. пемзы	кг	-35,0	0,63	-22
5.5. высокоуглеродистого клинкера	кг	-1,7	5,87	-9
6. Полная энергоемкость основных производственных фондов				730
7. Полная энергоемкость транспортирования исходных материалов	т-км	55	0,244	13
8. Полная энергоемкость трудозатрат	чел.-ч	38	149,0	5662
ВСЕГО				26677

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(справочное)

Библиография

1. Федеральная целевая программа «Энергосбережение России» (1995–2000 гг.). Утверждена Постановлением Правительства РФ от 24 января 1998 г. № 80. – М.: Минтопэнерго РФ, 1998.
2. Закон РФ «Об энергосбережении» № 28-ФЗ от 3 апреля 1996 г.
3. Безруких П.П., Пашков Е.В., Церерин Ю.А., Плущевский М.Б. Стандартизация энергопотребления – основа энергосбережения // Стандарты и качество. – 1993. – № 11.
4. Мигачев Б.С. Электроэнергия – товар № 1. Учет, качество и сбережение энергоресурсов // Контрольно-измерительные приборы и системы. – 1998; – № 2, апр.
5. Алексеев В.В. Энерготовар и рынок // В сб. тр.: Энергосбережение в сельском хозяйстве. – М.: Изд-во ВИЭСХ, 2000. – 4.1. – С. 151.
6. Термины и определения в нормативных правовых актах Российской Федерации: Справочник. / Сост. А.В. Плотников, Г.К. Пискова – М.: Информпечать, 1998.
7. International Standard ISO 13600 Technical energi systems – Basic concepts. First edition 1997-11-15 (Международный стандарт ИСО 13600:1997. Энергосистемы технические. Основные понятия).
8. Тургиев А.К., Судник Ю.А., Тебнев В.В. Функционально-экологическое проектирование энергосберегающих систему / В сб. докл. Межд. науч.-техн. конф.: Энергосбережение в сельском хозяйстве (5–7 октября 1998 г.). – М.: Изд-во ВИЭСХ, 1998.
9. Терминология государственной системы стандартизации: Справочник. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – С. 22.
10. Документ МГС «Энергосбережение. Методика определения полной энергоемкости продукции, работ и услуг». (Технический секретариат Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации № 3229 от 19 марта 1999 г.)
11. Никифоров А.Н., Токарев В.А., Борзенков В. А., Севернев М.М., Клос В.А., Тихомиров А.В., Мурадов В.П., Маркелова Е.К. Методика энергетического анализа технологических процессов в сельскохозяйственном производстве. – М.: ВИМ, 1995.
12. РД 50-435–83. Методические указания. Порядок разработки государственных стандартов с перспективными требованиями в составе научно-исследовательских работ по определению перспектив развития групп однородной продукции. – М.: Изд-во стандартов, 1986.
13. Закон РФ «О государственном регулировании внешнеторговой деятельности» № 157-ФЗ от 13 октября 1995 г.
14. Руководство 2 ИСО/МЭК:1996. Стандартизация и смежные виды деятельности: Общий словарь (русская версия). М.: ВНИИКИ Госстандарта России, 1998.
15. Закон РФ «О связи» № 15-ФЗ от 13 января 1995 г.
16. Закон РФ «О почтовой связи» № 129-ФЗ от 9 августа 1995 г.
17. Захаров Б.В., Киреев В.С., Юдин Д.Л. Толковый словарь по машиностроению. Основные термины / Под ред. А.М. Бальского. М.: Рус. яз., 1987. – С. 143.
18. Плущевский М.Б. Око земное – образ стандартософии как науки наук XX века // Стандарты и качество. – 1993. – № 3. – С. 45.
19. ИСО 8402:1994 (E/F/R). Качество. Словарь // В сб. ИСО 9000. Международные стандарты, 1995. – Т. 2.
20. Плущевский М.Б. В защиту и в развитие стандартософии // Стандарты и качество. – 1996. – № 8. – С. 19.
21. Р 50-605-89–94. Рекомендации по стандартизации. Энергосбережение. Порядок установления показателей энергопотребления и энергосбережения в документации на продукцию и процессы. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1996.
22. ДСТУ 2339–94. Энергосбережения. Основные положения / Разраб. И.И. Стоянова, А.К. Шидловского, В.Е. Тонкаль, И.В. Волкова, М.И. Минц, М.Б. Плущевского, И.С. Соколовской, Е.Ю. Комаренко.
23. ДСТУ 3051–95 (ГОСТ 30166–95). Ресурсосбережение. Основные положения / Разраб. В.Ю. Тонкаль, И.И. Стоянова, П.П. Безруких, М.Б. Плущевского, Е.В. Пашкова, Ю.Я. Рыбальченко, И.С. Соколовской, Б.Л. Менделенко, Г.Г. Счастливого, В.О. Мушкало.
24. Гличев А.В., Плущевский М.Б., Федоров В.В. Универсальная методика стратегического оценивания состоятельности товаров // Стандарты и качество. – 1999. – № 11. – С. 54–58.
25. Киотский протокол. Киото (Япония). Декабрь 1997 г. Конвенция Организации Объединенных Наций «Об изменении климата». [Опубликовано (на русс. яз.) секретариатом Конвенции об изменении климата при поддержке Информационной группы для конвенций ЮНЕП]. – М.: Госстандарт России, 1999.
26. Белобрагин В.Я. Социальная ответственность предприятий – новый подход к их системам управления // Стандарты и качество. – 1999. – № 5. – С. 29.
27. Федеральная энергетическая комиссия. Совместное решение Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации, мет-

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

рологии и сертификации (Госстандарт России) и Министерства топлива и энергетики Российской Федерации (Минтопэнерго России) о порядке введения обязательной сертификации электрической энергии (выполнение Постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 1997 г. № 1013 // Вест. Главгосэнергонадзора России. – 1998. – № 3. – С. 8.

28. Экология: Школьный справочник / Сост. А.П. Ошмарин, В.И. Ошмарина. – Ярославль: Академия развития, 1998.

29. Литвиненко В.С., Плущевский М.Б., Солнцева Л.И. О формировании стратегий принятия решений в открытых системах // Стандарты и качество. – 1993. – № 8. – С. 59

30. Экологический словарь / Авт.-сост. С. Делятицкий, И. Зайонц, Л. Чертков, В. Экзарьян. – М.: Конкорд Лтд-Экопром, 1993.

31. Окружающая среда: Энциклопедический словарь-спр.: – М.: Изд. группа «Пангея», «Прогресс», 1993.

32. Популярный словарь / Авт.-сост. В.С. Рохлов, В.В. Беляев. – М.: Изд. центр «Академия» – ИЦ «Кафедра», 1997.

33. Директива Совета ЕЭС «Об отходах» (75/442/ЕЭС от 15 июля 1975 г.).

34. Академия проблем качества. / Плущевский М.Б. Устройство Плущевского для наглядного моделирования структурного содержания проблем и стратегий их решения. (Свидетельство на полезную модель № 10921 от 12 января 1999 г.). – М.: 1999.

35. Философский энциклопедический сло-

варь/Ред. кол. С.С. Аверинцев, Э.А. Араб-Оглы, Л.Ф. Ильичев и др. – 2-е изд. – М.: Сов. энциклопедия. 1989. – С. 428.

36. Плущевский М.Б. О подходе к развитию терминологии при нормативном обеспечении качества объектов // Стандарты и качество. – 1993. – № 2. – С. 43.

37. Плущевский М.Б. Судьбу России решают качество продукции и «человек стратегический» / Стандарты и качество. – 2000. – № 10. – С. 8.

38. Закон РФ «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24 июня 1998 г.

39. Закон РФ «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 4 мая 1999 г.

40. Шагарова Л.Б. Разработка методики комплексной оценки экологических решений для промышленных объектов нефтегазового комплекса. Автореф. дис. на соиск. уч. ст. канд. техн. наук. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – С. 16.

41. Плущевский М.Б., Улицкий В.А., Козлов А.Д. О существе разработанного впервые в мире проекта стандарта «Ресурсосбережение. Этапы технологического цикла отхода и сброса» // Сб. Технология. (Сер. Ресурсосберегающие процессы, оборудование, материалы. – М.: ВИМИ, 1998. – Вып. 1-4.

42. Терминологический словарь по отходам / Под ред. В.А. Улицкого. – М.: НИИ-Природа, 2000. – С. 4.

43. Карабасов Ю.С., Чижикова В.М., Плущевский М.Б. Экология и управление. Термины и определения. – М.: МИСИС, 2001.

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ

ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО
от 13 мая 2005 г. № СН-2410/14

О ПОРЯДКЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ УТВЕРЖДЕНИЯ ПЛАТЫ ЗА ПРИСОЕДИНЕНИЕ

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 года № 109 (пункт 71) ФСТ России приказом от 15 февраля 2005 года № 22-э/5 утверждены Методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям (далее – Методические указания), зарегистрированные в Минюсте 1 апреля 2005 года № 6462.

Методические указания определяют основные

положения по расчету размера платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям (далее – плата за технологическое присоединение) организаций, имеющих на правах собственности или иных законных основаниях объекты электросетевого хозяйства (далее – Сетевая организация), и предназначены для использования ФСТ России и Сетевыми организациями.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Для утверждения Сетевым организациям размера платы за присоединение в ФСТ России рекомендуется представлять следующие материалы.

Для утверждения размера платы за технологическое присоединение мощности не менее 10 000 кВА к электрическим сетям на уровне напряжения не ниже 35 кВ:

- проект договора присоединения между сетевой организацией и заявителем с разработанными техническими условиями;

- расчет размера платы за присоединение в соответствии с разделом 2 настоящих Методических рекомендаций.

В представленном расчете рекомендуется отдельно отражать расходы на осуществление работ, указанных в пункте 9 Методических указаний, с представлением калькуляции расходов на их выполнение и необходимых обоснований. В составе платы за разработку технических условий отдельной строкой также рекомендуется указывать размер оплаты услуги системному оператору.

Для утверждения размера платы за технологическое присоединение мощности менее 10 000 кВА к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ – расчет платы за 1 кВт мощности технологического присоединения в соответствии с порядком, изложенным в разделе 3 настоящих Методических указаний. В расчет включаются только работы, указанные в пункте 9 Методических указаний, и определяется составляющая платы по каждому виду работ.

При составлении расчета рекомендуется отражать:

- прогнозные данные о планируемых расходах на присоединение с расшифровкой по каждому виду работ, указанных в пункте 9, на календарный год по данной сетевой организации (количество, мощность). Данные представляются по каждому уровню напряжения и присоединяемой мощности (от 100 до 750 и более 750 кВт) отдельно;

- фактические данные о количестве и стоимости произведенных присоединений отдельно по соответствующему уровню напряжения и присоединяемой мощности с калькуляцией произведенных расходов при осуществлении каждого вида работ.

Начиная с 2006 года при расчете платы за технологическое присоединение 1 кВт электрической мощности фактические данные представляются за календарный год.

Необходимо отметить, что выполнение технических условий со стороны Сетевой организации оплачивается исходя из фактической необходимости оказания данной услуги Сетевой организацией.

Расходы Сетевой организации на выполнение

технических условий, оплаченные одними потребителями, не могут быть повторно учтены при расчете платы за технологическое присоединение других потребителей.

В этой связи рекомендуем отдельно рассчитывать и направлять в ФСТ России стоимость работ по каждому из перечисленных в пункте 9 Методических указаний работ.

Условный пример.

Фактические расходы на присоединение потребителей на напряжении i в диапазоне присоединяемой мощности j за календарный год составили – 10000 руб.

Фактически присоединена мощность – 100 кВт
Средняя стоимость единицы присоединенной мощности (без учета коэффициента рентабельности) составила – 100 руб.

из них:

1. Расходы по подготовке и выдаче технических условий – 3000 руб.

составляющая стоимости единицы мощности от данного вида работы – 30 руб.

2. Проверка выполнения технических условий заявителя и составление акта о технологическом присоединении – 1000 руб.

составляющая стоимости единицы мощности от данного вида работы – 10 руб.

3. Выполнение технических условий со стороны сетевой организации – 4000 руб.

составляющая стоимости единицы мощности от данного вида работы – 40 руб.

4. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы энергопринимающего устройства – 2000 руб.

составляющая стоимости единицы мощности от данного вида работы – 20 руб.

Аналогично составляется расчет стоимости планируемых присоединений.

При расчете платы за технологическое присоединение конкретному Заявителю стоимость работ, указанных в пунктах 1, 2 и 4, включается в оплату по всем присоединениям, а работы по пункту 3 – только лицам, которым они предусматриваются разработанными техническими условиями.

Таким образом, плата за присоединение может составить:

$30 + 10 + 20 = 60$ руб. или в отдельных случаях $60 + 40 = 100$ руб. за 1 кВт присоединяемой мощности.

В целях обеспечения прозрачности принятия решений и учета региональных особенностей рекомендуется:

- сетевым организациям одновременно с направлением материалов в ФСТ России пред-

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ставлять их также в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов;

– органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в двухнедельный срок после получения материалов от сетевой организации направлять в ФСТ России свое заключение по представленным расчетам платы за техноло-

гическое присоединение к электрическим сетям.

При расчете платы за присоединение физических лиц минимальный размер оплаты труда определяется в соответствии со статьей 5 Федерального закона от 19 июня 2000 года № 82-ФЗ «О минимальном размере оплаты труда». В настоящее время он принимается равным 100 рублям.

С.Г. Новиков

CONTENTS

№ 7 / 2005

ENERGETICS NEWS	4	NEW TECHNOLOGIES	72
FROM FIRST PERSON	13	* Hydro-magnet system for prevention of scaling and point corrosion without chemicals and electricity	72
* Personnel solve all problems, or almost all	13	EXPERIENCE EXCHANGE	74
POWER FACILITIES	15	* Automatic system of commercial power metering for MDM-group	74
* It is time for right protection	15	ACCIDENT PREVENTION	78
* Earthing resistance measurement. Process interpretation	23	* Protection measures for electric safety of electrical equipment on example of administrative economic complex	78
* Infra-red investigation of electrical equipment and installation	31	LABOUR PROTECTION	82
* References of code of rules SP 31-110 for application of protection switching-off device	37	* How to standardize electromagnetic field	82
HEAT SUPPLY	45	PERSONNEL DEPARTMENT	87
* Legends and myths of modern heat technology	45	* Norms of number for engineering staff of workshop	87
* Horizontal-pipe film apparatus for increase of efficiency of heat power equipment	51	QUESTION – ANSWER	90
* Electric room heating: efficiency, ecology, reliability	56	BOOKSHELF	94
AIR SUPPLY	60	* Reference book for electrician	94
* How to calculate the optimal compressor characteristic	60	STANDARD DOCUMENTS	95
* Foreign pneumatics producers at Russian market	67	* Determination of power capacity for production and service in technological power system	95
DIAGNOSTICS AND REPAIR WORK	70	* On representation of materials for confirmation of connection fee	110
* Vortex-current method for condition control of heat exchanger	70		