

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

**ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ**

№3/2006

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ	10
ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА	17
Второе дыхание завода	17
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ	20
Мини-ТЭЦ и будущее энергетики России	20
РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ	25
Перспективы применения вакуумных выключателей кассетного типа в КРУ	25
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО	30
Автоматические выключатели - основные понятия	30
Новые разработки Группы Компаний «Тольяттинский Трансформатор»	39
Приборы безразборного контроля и пульты управления для высоковольтных выключателей	43
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ	48
Вакуумные котлы серии «Vacumatic» от «Дорогобужкотломаш»	48
Конструктивные особенности теплообменников	51
Отложения в паровых котлах среднего и низкого давления. Методы отмывки на ходу и в период останова	56
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ	58
Компрессоры. Проблема выбора глазами потребителя	58
ДИАГНОСТИКА	62
Опыт диагностики и ремонтов силовых трансформаторов для повышения надежности эксплуатации и продления срока службы	62

ЖУРНАЛ

«ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК» №3/2006

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
электрооборудования 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
кафедрой электрооборудования 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
Е.Б. Евдокимова
Корректор
С.В. Борисова

Журнал на I полугодие 2006 года
распространяется через каталог:
Агентство «Роспечать»,
ООО «Межрегиональное агентство
подписки» (МАП)

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ДОМ «ПРОСВЕЩЕНИЕ»

Тел.: (495) 925-93-50, 131-73-95
Адрес: 119602, Москва, а/я602.
Email: glavenergo@mail.ru
Адрес сайта: www.glavenergo.panor.ru

Подписано в печать
Формат 60x88/8, Бумага офсетная.
Усл. печ. л. 14
Тираж
Заказ №

ОБМЕН ОПЫТОМ 68

Опыт внедрения тиристорного реверсивного электропривода на ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» 68

СОВЕТЫ ПРОФЕССИОНАЛОВ 71

Остановочный ремонт 71

ЭКОНОМИКА И ПРАВО 75

О заключении договора энергоснабжения на длительный срок 75

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ 78

Промышленные компрессоры – новые возможности энергосбережения 77

SOFT 80

Программное обеспечение для ОГЭ 80

ВОПРОС-ОТВЕТ 85

ВЫСТАВКИ 87

Технические новинки на выставке Aqua Therm' 2006 87

ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ 91

Методика электрических испытаний защитных средств 91

КНИЖНАЯ ПОЛКА 99

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ 102

ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА РФ «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (с изменениями на 11 ноября 2005 года) 99

При подготовке материалов данного номера были использованы материалы изданий: журнал «ТехСовет»
www.energotrade.ru
www.boiler.nm.ru
журнал «Энергия»
<http://courier.com.ru>
<http://apparats.narod.ru>
www.eprussia.ru

ГТУ-ТЭЦ «ЛУЧ» ВВЕДЕНА В ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ

В Белгороде в опытно-промышленную эксплуатацию введена ГТУ-ТЭЦ «Луч» электрической мощностью 60 МВт и тепловой – 60 Гкал/ч.

Пуск ГТУ-ТЭЦ «Луч» состоялся по завершении комплексных испытаний энергоблоков.

В состав каждого из энергоблоков входят: газотурбинная установка LM2500+ HSPT в контейнерном исполнении с системой снижения выбросов DLE фирмы «General electric», котел-утилизатор водогрейный КУВ – 35,0/150 с замкнутым и внешним контуром, газодожимной компрессор и вспомогательное оборудование. Управление оборудованием осуществляется системой АСУ ТП.

По результатам испытаний, электрический коэффициент полезного действия турбин составил 39,6%. Выбросы NOx при нормативе не более 25 ppm не превышают 24 ppm. Удельные расходы условного топлива составили: по электроэнергии - 209 гр/кВтч, по теплотенергии – 114 кг/Гкал. Это свидетельствует о том, что основное оборудование, установленное на станции, отвечает требованиям к экономичности и экологичности процесса производства электроэнергии и теплотенергии.

Строительство станции осуществлено менее чем за 11 месяцев (с 24 января по 18 декабря 2005 года), несмотря на то, что для белгородских энергетиков строительство ГТУ-ТЭЦ «Луч» представляет собой первый опыт внедрения газотурбинных технологий.

Проект ГТУ-ТЭЦ «Луч» реализован в рамках соглашения «О сотрудничестве Администрации Белгородской области и РАО «ЕЭС России» в сфере реформирования и развития энергетического комплекса Белгородской области», подписанного 7 августа 2003 года губернатором Белгородской области Евгением Савченко и Председателем Правления

РАО «ЕЭС России» Анатолием Чубайсом.

Газотурбинная станция «Луч» – первый в РАО «ЕЭС России» инвестиционный проект, реализованный полностью за счет заемных средств.

Необходимость сооружения в Белгороде новой станции обусловлена увеличением темпов роста жилищного строительства, влекущего за собой повышение прогнозируемого уровня энергопотребления. Газотурбинная ТЭЦ «Луч» работает в когенерационном цикле, который предполагает комбинированную выработку электроэнергии и тепла. С пуском станции в промышленную эксплуатацию выработка электроэнергии собственными источниками в Белгороде достигнет 60% (ранее областной центр 80% потребляемой электроэнергии получал извне). Планируемый годовой отпуск ГТУ-ТЭЦ «Луч» электрической энергии составит 460 млн. кВт.ч, тепловой энергии – 384 тыс. Гкал.

ИА «Бел.Ру»

РАО «ЕЭС» НАЧИНАЕТ СТРОИТЕЛЬСТВО НОВЫХ ОБЪЕКТОВ

РАО «ЕЭС» начинает программу наращивания энерго мощностей в московском регионе и в целом в стране, сообщает РИА «Новости». На состоявшейся 22 декабря в Мытищинском районе Московской области торжественной церемонии начала строительства третьего энергоблока ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго» глава РАО «ЕЭС» Анатолий Чубайс пообещал построить в России десятки новых энергообъектов.

В качестве основного источника финансирования строительства третьего энергоблока глава РАО «ЕЭС» назвал кредиты. Например, недавно было одобрено получение Мосэнерго от Европейского банка реконструкции и развития кредита в размере \$250 миллионов. Кроме того, для получения дополнительных доходов возможно проведение допэмиссии акций. Он также отметил, что к концу первого квартала 2006 года будет готов пере-

чень всех генерирующих компаний, в которых планируется провести IPO (первичное публичное размещение акций) и допэмиссию.

Каспаров.ru

ВСТУПИЛ В СИЛУ ПРИКАЗ ФАС, УТВЕРЖДАЮЩИЙ ПРАВИЛА РАССМОТРЕНИЯ ЗАЯВЛЕНИЙ ОБ ОСПАРИВАНИИ ОТКАЗА СУБЪЕКТАМИ ОПТОВОГО И РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ПРЕДОСТАВЛЕНИИ ИНФОРМАЦИИ

Минюст утвердил приказ ФАС об утверждении правил рассмотрения антимонопольными органами заявлений об оспаривании отказа субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии в предоставлении заинтересованным лицам информации, предусмотренной стандартами её раскрытия. Документ был подписан руководителем ФАС Игорем Артемьевым 29 сентября, однако в силу вступил только после регистрации в Минюсте. Теперь антимонопольные органы получили полномочия воздействовать на энергетические компании, предпочитающие не раскрывать о себе информацию, которая является доступной для всех заинтересованных лиц. Об этом сообщает пресс-служба ФАС.

Приказ ФАС №224 от 29.09.2005 позволяет антимонопольным органам устанавливать факт отказа в предоставлении информации, предусмотренной Стандартами раскрытия информации, и при наличии признаков нарушения антимонопольного законодательства или законодательства о естественных монополиях возбуждать дело. Если в результате рассмотрения дела подтвердится факт нарушения антимонопольного законодательства, то антимонопольный орган вправе выдать предписание о его прекращении.

Финмаркет

ОБЪЕМ ПОКУПКИ В СЕКТОРЕ СВОБОДНОЙ ТОРГОВЛИ В ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РФ И НА УРАЛЕ ВЫРОС НА 44.2% ПОСЛЕ ВЫХОДА РЕГИОНАЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ОПТОВЫЙ РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Объем покупки в секторе свободной торговли (ССТ) в Европейской части России и на Урале после выхода 54 региональных генерирующих компаний на оптовый рынок электроэнергии (ОРЭ) вырос на 44.2% до 285.335 МВт ч на 1 января 2006 года с 197.835 МВт ч на 31 декабря 2005 года, в Сибири – на 12.3% до 14.725 МВт ч с 13.107 МВт ч. Об этом говорится в сообщении НП «Администратор торговой системы».

По состоянию на 1 января 2006 года в торгах приняли участие 139 компаний Европейской части России и Урала, из них 84 покупателя, 53 продавца и 2 покупатель/продавец. В этот день было продано 13.4% от общего объема генерации в регионе.

В Сибирском регионе 1 января в торгах приняли участие 22 компании, в частности, 11 покупателей, 10 продавцов и 1 покупатель/продавец. В свободном секторе в этот день было продано 2.6% от общего объема генерации региона.

Увеличение объемов ССТ объясняется ростом объемов предложения, связанное с выводом на оптовый рынок региональной генерации и существенным увеличением спроса со стороны энергосбытовых компаний, участвовавших ранее на рынке только сальдированными объемами потребления и собственного производства.

12 января средневзвешенная конкурентная цена на покупку электроэнергии по итогам торгов в Европейской части РФ и на Урале выросла на 3.1% относительно цены 31 декабря прошлого года и составила 566.52 руб. за МВт ч, что, по уточненным данным, на 3.8% ниже цены электроэнергии в регулируемом секторе. В I квартале 2006 года расчетный тариф на

покупаемую электроэнергию в регулируемом секторе оптового рынка Европейской части России и Урала составляет 588.94 руб. за МВт ч.

Средневзвешенная конкурентная цена на покупку электроэнергии по итогам торгов в Сибирском регионе 12 января выросла на 29.1% относительно 31 декабря и составила 402.5 руб. за МВт ч, что, по уточненным данным, на 23.5% ниже цены электроэнергии в регулируемом секторе. В I квартале 2006 года расчетный тариф на покупаемую электроэнергию в регулируемом секторе оптового рынка Сибири составляет 526.04 руб. за МВт ч.

Увеличение с 1 января 2006 года тарифов регулируемого сектора оптового энергорынка на 3.95% по Европейской части РФ и Уралу и на 32.79% по Сибири повлекло за собой корректировку ценовых стратегий участников торгов, что оказало основное влияние на цену.

Напомним, вывод региональной генерации на оптовый рынок электроэнергии был осуществлен в рамках мероприятий по совершенствованию и развитию функционирования оптового и розничного рынка электроэнергии, предусмотренных планом по реформированию электроэнергетики на 2005-2006 годы.

«АК&М»

ОАО «ММК» ОСУЩЕСТВЛЯЕТ МОДЕРНИЗАЦИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Энергетические мощности ОАО «ММК» превышают 650 Мвт, по этому показателю Магнитка является лидером в металлургической отрасли страны. ММК практически полностью обеспечивает себя электрической и тепловой энергией, поставляя ее дочерним предприятиям, социальным и жилым объектам города Магнитогорска. В прошедшем году в паросиловом цехе введены в строй два турбогенератора модульного типа, что позволило получить дополнительно 14,8 МВт электрической мощности за счет

утилизации 60-80 тонн низкотемпературного пара в час. Это принесло значительный экономический эффект за счет снижения доли покупной электроэнергии. В 2006 году запланировано продолжение реализации проекта строительства нового кислородного блока, а также строительство участка по утилизации жидких углеводородных отходов для сжигания в котлах Центральной электростанции ММК. Кроме того, энергетики Магнитки проводят модернизацию энергетического оборудования, ориентированную на максимальную выработку собственных и утилизацию вторичных энергоресурсов.

ИА INFOLine

ЧЕМ ЗАКОНЧИТСЯ ТАРИФНЫЙ КАВАРДАК В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ?

Представители местного самоуправления и органов государственной власти в регионах, а также значительная часть народных депутатов критически оценивают новый подход Кабинета министров к тарифообразованию в электроэнергетике. Министерство топлива и энергетики наоборот говорит о его прогрессивности. Тем временем электричество растет в цене, хотя и по-разному в разных регионах. Экономика это пока выдерживает.

Цены

В прошлом году цены на электроэнергию для небытовых потребителей продолжали расти. Главным образом — за счет увеличения оптовой цены, в которую входят затраты на производство энергии, ее передачу по высоковольтным электросетям, инвестиционная составляющая, а также сумма компенсации областными энергоснабжающим компаниям заниженных тарифов для населения. В структуре розничного тарифа доля оптовой цены составляет около 80%.

В первом квартале 2004 г. на уровне высших руководителей энергетики был подготовлен прогнозный баланс поставок электроэнергии по стране, в соответствии с которым с апреля 2004-го по апрель 2005 г. про-

гнозная оптовая цена не должна была превысить 13,98 коп. за 1 кВт-ч. Фактически было даже меньше. Но сегодня многие специалисты говорят, что в предвыборный год цены удерживались искусственно.

В апреле 2005 г. члены НКРЭ прогнозировали, что оптовая цена увеличится в течение года на 6,6% — до 154 грн. за 1 МВт-ч. Реальное повышение оказалось около 30%. В абсолютных цифрах с января по декабрь 2005 г. оптовые цены увеличились со 139,07 грн. до 186,04 грн. В числе причин роста специалисты называют увеличение компенсации заниженных тарифов для населения (на 800 млн. грн.), инвестиционной составляющей (на 350 млн. грн.), возвращение субкредитов бюджету энергокомпаниями, выплату дивидендов ими же, чего требовал закон о госбюджете (207 млн. грн.), рост тарифа для НАЭК «Энергоатом» (с 6,91 до 8,01 коп. за 1 кВт-ч), рост цен на уголь (с января по ноябрь с учетом транспортных расходов — 43%) и газа (16%).

Вопреки задекларированному в начале года намерению не повышать тарифы для «облэнерго», расценки для них все-таки увеличивались.

Революция

Речь — о переходе к единым по стране тарифам на электроэнергию.

Напомним, что все небытовые потребители разделены на два класса. Первый — присоединенные к электростанциям, магистральным и локальным электросетям напряжением 27,5 и выше киловольт (в основном это крупная промышленность), второй — все остальные. Тарифы для «второклассников» традиционно выше, поскольку доставка им электроэнергии обходится дороже.

Идея установления единых по стране тарифов с сохранением классов потребителей активно обсуждалась примерно с апреля. Все сводится к тому, что в одних регионах тарифы должны увеличиться, в других — снизиться. В числе энергоснабжающих компаний, тарифы для которых с введением единых тарифов должны были

вырасти, назывались «Сервис-Инвест», «Днепроблэнерго», «Луганское энергетическое объединение», «Атомсервис», «Киевэнерго». То есть повышение ожидало преимущественно индустриально развитые регионы, потребляющие около 50% всей электроэнергии.

Один из основных аргументов сторонников такого решения — справедливость. Тарифы энергоснабжающих компаний традиционно формировались с учетом их затрат. Именно поэтому в разных регионах цены разные. Например, по данным Минтопэнерго, в декабре 2004 г. потребители 1 класса Сумской области платили за 1 кВт-ч 17,57 коп. — в 1,5 раза больше, чем аналогичные потребители в Киеве (11,33 коп.). А потребители 2-го класса Кировоградской области — 27,74 коп., что почти вдвое больше, чем киевские (13,89 коп.).

Как отмечали в своих обоснованиях и Минтопэнерго (именно руководство министерства считается идеологом введения единых тарифов), и НКРЭ, это создает неравные условия для субъектов хозяйствования. Как пример руководители Минтопэнерго любят приводить столичные казино и рестораны, тарифы для которых были ниже, чем для сельхозпроизводителей из глубинки. Правда, рестораны и казино и потребляют куда меньше.

Так что суть этой идеи — уравниловка. То есть положение потребителей одних регионов улучшается за счет потребителей из других.

Как и планировалось, переход к единым тарифам — постепенный: рост — не более 5% по сравнению с предыдущим месяцем. Уже в январе этого года разница в тарифах по регионам не столь заметна. Например, в январе 2005 г. из «первоклассников» меньше всех в стране — 14,08 коп. за 1 кВт-ч (здесь и далее без НДС) — платили клиенты ООО «Сервис-Инвест» в Днепропетровской области, а больше всех — потребители «Прикарпатьеоблэнерго» — 17,55 коп. В январе 2006 г. самый низкий тариф — 20,38 коп. у 22 энергоснабжающих

компаний, у всех остальных — от 20,44 коп. до 21,39 коп. Несколько большим остается разрыв в тарифах для «второклассников». Исключение — Киев, где из-за особенностей работы «Киевэнерго» тарифы раньше формировались несколько иначе, чем в других «обла». Поэтому они были и пока остаются самыми низкими в стране: январь 2005 г. — 12,32 коп. и 14,94 коп. за 1 кВт-ч, январь 2006 г. — 15,61 и 18,53 коп. за 1 кВт-ч для потребителей 1-го и 2-го класса соответственно.

Однако выравнивание тарифов происходит на фоне резкого роста оптовой цены. Поэтому в течение 2005 г. в абсолютных цифрах тарифы заметно подросли для всех потребителей абсолютно всех регионов Украины. Только для одних более резко, для других — менее.

Многие специалисты до сих пор считают единые тарифы экономическим абсурдом. По их мнению, Украина много лет шла к тому, чтобы каждый потребитель платил свою экономически обоснованную цену, но теперь этот механизм поломан. На заседании правительства 11 января премьер-министр Юрий Ехануров сказал, что есть очень много жалоб глав облгосадминистраций и выступлений СМИ по поводу единых тарифов: «Общественность протестует активно, и я хотел бы, чтобы на заседании Кабинета министров был доклад по этому вопросу». И поручил Минэкономики проанализировать результаты выполнения постановления КМ «О переходе к единым тарифам на электрическую энергию, отпускаемую потребителям». Тем не менее, на одной из недавних пресс-конференций министр топлива и энергетики Иван Плячков отмечал, что результаты введения единых тарифов — положительные. В том же ключе недавно высказался первый заместитель министра топлива и энергетики Юрий Продан. «Мы надеемся: анализ покажет, что там все нормально. Мы пока не видим негативных моментов», — цитирует замминистра «Интерфакс-Украина».

А вот глава подкомитета Комитета ВР по вопросам промышленной политики и предпринимательства Сергей Матвиенков заявил по этому поводу «ЭИ»: «Ситуация, которая складывается с ростом тарифов на электроэнергию, крайне негативно сказывается и на товаропроизводителе, и, как это ни странно, на энергетике. Ведь сказать, что средства от ежемесячного 5%-ного повышения используются для развития энергетики нельзя — мы этого не ощущаем. Введение единых тарифов — это неправильный подход. Нужно смотреть, как действует система тарифообразования в мире. Мелкие потребители должны платить больше, чем крупные — это диктует экономика. Цена должна быть дифференцирована в зависимости от объемов потребления». По его словам, то, что сегодня происходит с газом, должно повлечь адекватную реакцию со стороны государства, направленную на защиту собственного товаропроизводителя: «Если мы не в состоянии обеспечить конкурентоспособность наших товаропроизводителей дешевым энергетическим сырьем, то должны приниматься меры по регулированию тарифов — в первую очередь, на услуги железной дороги, во вторую — энергетики».

Глава подкомитета Комитета ВР по вопросам ТЭК, ядерной политики и ядерной безопасности Владимир Бронников тоже недоволен едиными тарифами. По его словам, их появление противоречит и Концепции функционирования и развития оптового рынка электроэнергии Украины, утвержденной Кабмином еще в 2002 г., и принципам организации энергетики, которые сейчас утверждаются в Европе. Такой подход, утверждает г-н Бронников, приводит к увеличению перекрестного субсидирования в электроэнергетике. По итогам 2005 г. объем последнего оценивался в 5 млрд. грн. Это, дескать, дополнительная нагрузка на промышленность и экономику. «По оценкам, эта дополнительная нагрузка увеличится еще на 1,5 млрд. грн., и это ляжет на юго-восточные

промышленные регионы, где расположены основные энергогенерирующие мощности и основная промышленность страны», — утверждает депутат.

Стоит добавить, что страна пока выдерживает и повышение цен, и переход к единым тарифам. 13 января г-н Плачков сообщил, что уровень расчетов за электроэнергию в 2005 г. — 99,1%, а в 2004 г. — 98%. И это даже лучше, чем в некоторых странах Западной Европы. А вообще 98-99%-ные расчеты — нормальная мировая практика.

Тарифы для населения

Вопрос о повышении тарифов на электричество для населения, которые остаются неизменными с 1999 г., муссировался в течение всего прошлого года. Ведь по официальной информации НКРЭ, сегодня жители возмещают лишь 42% затрат на производство, передачу и поставку электричества, и платят в среднем 12,4 коп. за 1 кВт-ч при экономически обоснованном тарифе 29,3 коп. Однако принимать заведомо непопулярное решение незадолго до парламентских выборов власть (ведь наивно думать, что НКРЭ самостоятельна в этом вопросе) не отваживалась. И наконец под занавес года, 28 декабря, НКРЭ решила на 25%-ное повышение цен на электроэнергию. Однако четкая дата вступления в силу новых тарифов объявлена не была: соответствующее постановление требовало регистрации Минюста и могло вступить в силу только спустя 10 дней после оной.

Но будут ли введены новые тарифы в ближайшее время — вопрос. В чисто экономический процесс формирования тарифов со свойственной парламентариям непосредственностью вмешалась Верховная Рада. Повышение цен на энергоносители для населения (одновременно с тарифами на электричество были повышены цены и на газ, используемый населением, и газ, используемый для производства тепла, что, по идее, означает повышение стоимости отопления и горячей воды) вызвало критику парламентариев, отправивших 10 января

правительство в отставку. В тот же день ВР приняла постановление, в соответствии с которым правительство должно не допустить повышения тарифов на электроэнергию и цен на газ для населения.

По состоянию на 16 января НКРЭ не отменяла своего решения, постановление Нацкомиссии еще не вернулось после регистрации в Минюсте. Должно ли выполнять указание ВР «отставленное» ею правительство — вопрос. И чем закончится тарифный кавардак, прогнозировать сложно.

По материалам газеты «Экономические Известия»

БОЛЬШОЕ ПРОИЗВОДСТВО ДЛЯ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

В правительстве Свердловской области состоялась встреча уральцев с делегацией венгерской компании IGN Rt, которая совместно с предприятием «Энерган-Урал» планирует организовать на Среднем Урале сборку современных дизель-генераторных энергетических установок мощностью от 0,5 до 1 мегаватта.

На этой встрече первый заместитель председателя правительства области, министр промышленности, энергетики и науки Владимир Молчанов отметил, что в «Стратегии энергетической безопасности Свердловской области», разрабатываемой упомянутым министерством по поручению губернатора, предусмотрено развитие малой энергетики, в том числе, внедрение современных установок по выработке тепловой и электрической энергии. Связано это с тем, что переход к рыночной экономике заставил предприятия и фирмы активно заниматься энергосбережением, развитием собственной корпоративной энергетики, альтернативных источников энергоснабжения. Малая электроэнергетика стала реальностью не только для производителей энергооборудования, но и потребителей.

Поэтому группа компаний, в которую входят предприятия «Энерган-Урал» в Екатеринбурге, «Энерган» в

Санкт-Петербурге и «Питер-Белл» совместно с венгерской компанией IG N Rt, опираясь на уже накопленный опыт в поставках автономных электростанций на базе дизельных и газопоршневых установок, решила создать в Свердловской области производство по выпуску современных источников малой энергетики мощностью от 0,5 до 1 мегаватта. По словам генерального директора предприятия «Энерган-Урал» Алексея Морозова при сборке энергетических установок в них будут использоваться силовые агрегаты отечественных предприятий, в том числе Уральского дизель-моторного завода, а также автоматика и генераторы ведущих зарубежных компаний. В перспективе импортные комплектующие будут заменяться продукцией предприятий Свердловской области.

Венгерский участник проекта — компания IG N Rt уже более пятнадцати лет не только занимается реализацией промышленного оборудования, но и вкладывает значительные средства в промышленный комплекс как Венгрии, так других стран. Например, в настоящее время эта фирма строит завод по удалению серы из бензина, ведет реконструкцию подземных газовых хранилищ для компании MOL.

Генеральный директор компании IG N Rt Роберт Харайка рассказал о том, что принятию решения об инвестировании сборочного производства энергетического оборудования в Свердловской области способствовало наличие здесь предприятий промышленного комплекса, способных обеспечить сборочную линию металлом и комплектующими, а также значительный кадровый и интеллектуальный потенциал. Кроме того, Урал — крупный рынок сбыта продукции энергетического машиностроения. Сейчас рассматривается вопрос приобретения одного из предприятий на территории Свердловской области, на площадке которого и будут вести сборку дизель-генераторных и газогенераторных энергетических установок.

Владимир Молчанов подчеркнул, что, благодаря хорошему инвестиционному климату, в 2005 году объем только иностранных инвестиций в экономику Среднего Урала составил один миллиард долларов США, и реальные совместные проекты по производству высокотехнологичной продукции позволят активнее развивать международное сотрудничество, в частности, между Венгрией и Свердловской областью.

www.oblgazeta.ru

ОАО «СЕВЕРСТАЛЬ» ДОСТИГЛО НАИЛУЧШИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПО ВЫРАБОТКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ОАО «Северсталь» в 2005 году достигло наилучших показателей по выработке электроэнергии за свою пятидесятилетнюю историю. Как сообщили «Росбалту» в пресс-службе предприятия, об этом заявил генеральный директор Анатолий Кручинин в комментарии к итогам года. Тем самым, по его словам, в 2005 году компания обеспечила экономический эффект в сумме 1,7 млрд руб.

По информации генерального директора, суммарная выработка собственной электроэнергии на всех источниках составила 3010 млн кВт/ч. При этом плановое задание по генерации выполнено на 101,6%, сверх плана выработано 46,5 млн кВт/ч электроэнергии. «Год характеризуется ростом выработки на основных генерирующих электроэнергию мощностях компании, более того, рекордной производительностью на ряде станций», — подчеркнул Кручинин.

Так, свыше 54% выработки обеспечило старейшее подразделение компании ТЭЦ-ПВС (в эксплуатации с 1954 года), где выработка составила 1627 млн кВт/ч, что превышает уровень 2004 года на 3,6%.

Рекордные показатели по генерации электроэнергии с момента ввода в эксплуатацию установлены на УЭС (утилизационной электростанции) теплосилового цеха, а также на ГУБТ-25 (газовой утилизационной бескомпрес-

сорной турбине), рост по выработке к 2004 году составил соответственно 13,3% и 3,8%.

Наилучшие показатели по выработке достигнуты за счет внедрения мероприятий программы энергосбережения. Реализация их позволила, в частности, увеличить мощности генерирующих станций. Так, за счет реконструкции вакуумной системы турбин, проведения реагентной обработки охлаждающей воды на 6,9 МВт увеличена рабочая мощность ТЭЦ-ПВС. Реконструкция паропровода способствовала приросту на 0,8 МВт рабочей мощности теплосилового цеха.

Наряду с техническими мероприятиями достигнутые показатели по выработке электроэнергии обеспечены организационной работой, в частности постоянным диспетчированием, а также совершенствованием системы целеполагания. Так, рост рабочей мощности ТЭЦ-ЭВС-2 на 1 МВт и ГУБТ-25 на 0,6 МВт обеспечен без внедрения технических мероприятий.

За счет комплекса выполненных организационно-технических мероприятий удалось повысить степень использования вторичных ресурсов и компенсировать временный вывод из эксплуатации в связи с модернизацией и реконструкцией ряда генерирующих мощностей и вырабатывающих пар для производства электроэнергии энергообъектов.

«В 2005 году ОАО «Северсталь» в связи с вводом новых мощностей увеличило энергопотребление. Однако за счет роста производительности генерирующих мощностей предприятие сохранило долю выработки собственной электроэнергии, составляющей почти половину потребностей. При этом себестоимость собственной электроэнергии — в 2,6 раза ниже покупной», — заявил Кручинин.

Росбалт

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТЬ: ИТОГИ ГОДА

Заместитель директора Департамента ТЭК Минпромэнерго России

Сергей Михайлов прокомментировал итоги реализации государственной политики в области энергосбережения и энергоэффективности в 2005 году.

В соответствии с решениями Правительства РФ министерство подготовило проект Концепции новой редакции ФЦП «Энергоэффективная экономика» на 2007–2010 годы и на перспективу до 2015 года.

Министерством разработана новая редакция Федерального закона «Об энергосбережении». Этот документ позволит определить и конкретизировать источники и механизмы финансирования программ энергосбережения на федеральном, региональном и муниципальном уровнях, соответствующих программ хозяйствующих субъектов, расширить меры стимулирования, создать необходимые условия для повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

Минпромэнерго подготовлен ряд нормативных документов по расчетам и обоснованию нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных, запасов топлива на тепловых электростанциях, технологических потерь при передаче электро- и тепловой энергии.

Принят «План мероприятий и комплекс мер по повышению надежности и устойчивости функционирования единой национальной энергосистемы России». План включает комплекс мер, направленных на укрепление материально-технической базы энергокомпаний, структурные мероприятия по повышению централизации и эффективности оперативно-диспетчерского управления, меры государственного регулирования в электроэнергетике и отраслях потребителей. Реализация Плана мероприятий и комплекса мер позволит повысить надежность и устойчивость функционирования Единой национальной энергосистемы России. Департаментом ТЭК Минпромэнерго России проводится постоянный мониторинг хода выполнения Плана.

www.minprom.gov.ru

ЭНЕРГЕТИКА И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПОД ПРИСТАЛЬНЫМ ВНИМАНИЕМ ВЛАСТИ

Премьер-министр РФ Михаил Фрадков распоряжением от 29 декабря 2005 года утвердил план законопроектной деятельности Правительства на 2006 год, предусматривающий разработку 49 законопроектов. Об этом сообщает пресс-служба Правительства.

В марте кабмин должен рассмотреть законопроект «О федеральных энергетических системах», а в апреле – поправки в закон «Об энергосбережении» (в части введения механизмов экономического стимулирования реализации энергоэффективных программ).

www.akm.ru

МИНПРОМЭНЕРГО РФ ПРОГНОЗИРУЕТ РОСТ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В 2006 ГОДУ НА 1,2-2,3%

Минпромэнерго РФ в 2006 году прогнозирует производство электроэнергии в объеме предлагается список наиболее важных с нашей точки зрения событий 2005 года в области электроэнергетики

Прогноз сделан на основании сценарных условий плана социально-экономического развития РФ, анализа конъюнктуры внутреннего и внешнего энергетических рынков и предложений компаний ТЭК.

В 2006 году приоритет отдается продолжению строительства Бурейской, Ирганайской и Зеленчукской ГЭС, Ивановской ГРЭС, Северо-Западной ТЭЦ-2, Волго-Донской АЭС (энергоблок N 2), Балаковской АЭС (энергоблок N5), Калининской АЭС (энергоблок N 4) и других объектов генерации, а также устранению сетевых и технологических ограничений, сдерживающих развитие конкурентной среды на ОРЭМ. Будет реализовываться комплекс мер по повышению надежности Единой энергетической системы России.

«АК&М»

ВАЖНЕЙШИЕ СОБЫТИЯ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В 2005 ГОДУ

1 мая на территории Сибири заработал сектор свободной торговли.

20 октября запущен балансирующий рынок электроэнергетики.

28 октября введен в промышленную эксплуатацию первый блок Калининградской ТЭЦ-2 установленной мощностью 450 МВт.

6 ноября введен в промышленную эксплуатацию 4-й гидроагрегат Бурейской ГЭС мощностью 335 МВт.

7 декабря утвержден механизм гарантирования инвестиций, направляемых на создание технологического резерва мощности.

8 декабря утверждены дальнейшее направление реформирования электроэнергетики, в том числе, преобразование существующего оптового рынка в новую форму, основанную на системе регулируемых двусторонних договоров.

16 декабря в Красноярске состоялось совещание по вопросам развития электроэнергетического комплекса Восточной Сибири. Накануне стало известно, что РАО «ЕЭС России» и компания «Русский алюминий» согласовали основные условия будущего партнерского соглашения по проекту достройки Богучанской ГЭС и сооружения алюминиевого завода, который будет потреблять ее электроэнергию.

24 декабря ФАС России одобрила ходатайство германского концерна «Сименс» о покупке 20,619 % акций ОАО «Силовые машины».

Минпромэнерго России

«НИЖНЕКАМСКТЕХУГЛЕРОД» ОБЕСПЕЧИТ СЕБЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ ЗА СЧЕТ ОТХОДОВ

Завод «Нижнекамсктехуглерод» (НКТУ) в ближайшее время введет в действие вторую энергетическую установку, сообщает ИА «Татар-информ».

В результате завод будет на 90 процентов обеспечен собственной электроэнергией. По информации ис-

полнительного директора НКТУ Рината Шаяхметова, раньше часть отходящих газов в процессе производства утилизировалась в котлах-утилизаторах для выработки пара на собственные нужды. Большая часть их сжигалась в факелах. В настоящее время пар используется на турбинах для выработки электроэнергии. Предполагается, что экономия составит 57 млн. рублей в год.

Нижнекамский завод технического углерода - одно из крупнейших современных предприятий, где производится конкурентно-способный зарубежным аналогам технический углерод (техуглерод). Он служит важнейшим компонентом при изготовлении резины, придает ей прочность, износостойкость - качества, повышающие срок службы изделий. Техуглерод также применяется в качестве наполнителя для полиэтиленовых изделий. Акционерное общество обеспечивает своей продукцией как российских, так и зарубежных потребителей.

ИА «Татар-информ»

РАО ЕЭС РАССЧИТЫВАЕТ ПРОВЕСТИ ПЕРВЫЙ АУКЦИОН МОЩНОСТИ В КОНЦЕ 2006Г

РАО «ЕЭС России» рассчитывает, что первый долгосрочный аукцион мощности на три года вперед пройдет в конце 2006 года, говорится в материалах энергохолдинга к заседанию комитета по стратегии и реформированию.

Предполагается, что организатором отбора ценовых заявок по продаже мощности на 2010 год будет «Системный оператор». Диспетчер, руководствуясь собственными прогнозами потребления и информацией, полученной от покупателей, определит величину мощности, необходимую в энергосистеме через три года.

Кроме того, «Системный оператор» сертифицирует мощность, предлагаемую на продажу поставщиками, и сформирует реестр сертифицированной для продажи мощности, то есть располагаемой и планируемой ко вводу через три года с момента аукциона.

«Долгосрочная торговля мощностью, основанная на конкурентных принципах, позволит обеспечить достаточное количество генерирующих мощностей в системе в долгосрочной перспективе, причем наиболее экономически эффективным способом. Контрактные обязательства на три года вперед будут стимулировать привлечение инвестиций в модернизацию и строительство новых генерирующих мощностей», - говорится в материалах РАО.

Рынок мощности является элементом целевой модели оптового рынка электроэнергии РФ. В настоящее время оптовый рынок поделен на 2 сектора - регулируемый и конкурентный. Весной 2006 года регулируемый сектор планируется преобразовать в систему регулируемых двусторонних договоров между производителями и потребителями электроэнергии.

В течение 2006 года вся мощность, принятая в баланс ФСТ, будет продаваться/покупаться по регулируемым договорам. С 2007 года объем мощности, продаваемой по договорам, постепенно будет снижаться, а незаконтрактованные объемы будут торговаться на год вперед.

При этом «Системный оператор» будет на год вперед определять объем мощности каждого типа оборудования, необходимый в каждой зоне свободного перетока. В каждой зоне для каждого типа станций предполагается проведение отдельного аукциона, отмечается в материалах.

Интерфакс

РАО «ЕЭС РОССИИ» И ЦЕНТРАЛЬНЫЙ СОЮЗ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ И ЭЛЕКТРОННОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ГЕРМАНИИ ПОДПИСАЛИ ПРОТОКОЛ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ В ОБЛАСТИ ПОСТАВОК

РАО «ЕЭС России» и Центральный союз электротехнической и электронной промышленности Германии подписали протокол о намерениях по развитию сотрудничества в области

поставок современной электротехнической и электронной продукции. Об этом сообщил сегодня департамент РАО «ЕЭС» по работе со СМИ.

В соответствии с протоколом, важнейшими аспектами сотрудничества станут совместные работы по гармонизации технических стандартов и созданию механизма сертификации продукции предприятий, входящих в Центральный союз электротехнической и электронной промышленности Германии, поставляемой на российский рынок электроэнергетики.

Также стороны отметили необходимость дальнейшего развития рынка поставок товаров и услуг в электроэнергетическом секторе на основе используемой предприятиями РАО «ЕЭС» информационно-аналитической и торговой системы «Рынок продукции, услуг и технологий для электроэнергетики - B2B-energo».

Центральный союз электротехнической и электронной промышленности Германии объединяет более 1400 предприятий, суммарный годовой оборот которых превышает 90 проц от общего объема товаров и услуг в отрасли.

Информационно-аналитическая и торговая система «Рынок продукции, услуг и технологий для электроэнергетики - B2B-energo» создана в 2002 г для осуществления закупочной деятельности предприятиями РАО «ЕЭС». Суммарный объем торгов в системе превысил 24,1 млрд руб. На площадке было объявлено свыше 3640 аукционов и конкурсов, проведено более 11200 запросов предположений и цен.

Число участников электронной торговой системы «B2B-energo» превысило 4350 пользователей. В их числе - крупнейшие поставщики оборудования и технологий для нужд электроэнергетики, такие, как ОАО «Силловые машины» (SILM), ОАО «Энергомаш», ЗАО «Красный котельщик», ФГУП «Технопромэкспорт», ООО «Сименс». В системе работают предприятия и организации из 24 стран мира.

Прайм-ТАСС

Киреева Э. А.



ВТОРОЕ ДЫХАНИЕ ЗАВОДА

Атырауский нефтеперерабатывающий завод – одно из крупнейших промышленных предприятий Казахстана. За 60 лет работы завод превратился в современное предприятие по выпуску нефтепродуктов топливного назначения. В данное время на заводе осуществляется реконструкция, которую ведет японская компания «Марубени Корпорейшн». Реконструкция позволит АНПЗ осуществлять глубокую переработку нефти, расширить номенклатуру и производить нефтепродукты, соответствующие мировым стандартам. В предлагаемом вашему вниманию интервью, о работе энергослужбы предприятия рассказывает заместитель главного энергетика Евгений Георгиевич Вальшев.

- Евгений Георгиевич, какие проблемы сейчас стоят перед заводом?

В настоящее время на заводе успешными темпами идет реконструкция, которая предполагает замену существующих, а также строительство новых технологических установок:

- * гидроочистки и депарафинизации дизельного топлива, включая установку очистки водорода;
- * бензиновой установки;
- * установки производства серы.





Будут модифицированы существующие технологические установки АТ-2, каталитического реформинга, замедленного коксования.

Кроме того, планируется выполнить следующие работы:

- * завершить реконструкцию заводской ТЭЦ и оборотного водоснабжения ТЭЦ;
- * реконструировать объекты электроснабжения;
- * проложить межцеховые трубопроводы, электрические кабели, кабели КИП и др.

Основными особенностями сданных в эксплуатацию новых резервуарных парков является оснащение их современными средствами контроля, автоматического регулирования, защитной сигнализацией. В настоящее время подсоединены межцеховые коммуникации к новым установкам и началась подача энергии на технологическое оборудование.

В апреле-мае 2006 года запланированы испытания для опробования рабочих характеристик построенных установок для подтверждения гарантийных показателей по контакту «под ключ».

- Какое низковольтное электрооборудование используется на подстанциях вашего завода?

«Начинка» шкафов интернациональная. Хорошо зарекомендовали себя низковольтные устройства из разных стран: Франции, России, Японии, Германии и т. д. Особенно хотелось бы отметить оборудование марки Merlin Gerin компании «Schneider Electric». Автоматические выключате-

ли этой марки, рассчитанные на большие токи, отличаются компактностью и высокой надежностью. Ожидаем от этой же фирмы получить партию устройств АВР, имеющих высокие технические показатели.

- Занимаетесь ли Вы на заводе вопросами качества электроэнергии?

Я, безусловно, в курсе, что есть ГОСТ-13109-97 регламентирующий качество электроэнергии, знаю, какое влияние оказывает некачественная электроэнергия на потребителя, но в полной мере мы пока не уделяли внимание этой проблеме. Дело стоит за малым: приобрести приборы, измеряющие качество электроэнергии, и произвести соответствующие замеры. По окончании реконструкции мы планируем заняться этим вопросом.

- Проводятся ли на заводе тепловизионные обследования электрооборудования?

Да, проводятся, но, можно сказать, что это только начало. Дело в том, что из тепловизионных измерителей температуры мы приобрели пока только пирометры, которые позволяют определять неконтактным методом температуру контактов коммуникационного электрооборудования, находящегося в работе, т. е. под напряжением.

Это дает нам возможность оценить действительное состояние выключателей, разъединителей, автоматов и другого оборудования без его отключения, что очень важно. Во-первых, потому, что не нарушается режим работы этого оборудования. А, во-вторых, объективно решается вопрос о целесообразности проведения его ремонта.

Недавно на заводе было проведено тепловизионное обследование двух силовых трехобмоточных трансформаторов с расщепленными обмотками типа ТРДН мощностью 25 000 кВ·А, напряжением 35/6 кВ. Обследование проводилось по договору со сторонней организацией с помощью японского тепловизора типа ТН 7102, представляющего собой двухспектральный прибор, работающий в диапазоне 3...14 мкм. Тепловизор имеет обновленное ПО и улучшенную встроенную цветную видеокамеру для одновременного получения термо- и видеоизображения снимаемого объекта. Тепловизоры этого типа отличают: высокое температурное разрешение (0,07°C), широкий диапазон измерения температуры (-40...+2000°C), компактный легкий, сверхпрочный корпус (1,69 кг), пылевлагозащищенное исполнение, вибростойкость, ударопрочность. Другой важной особенностью данного прибора является возможность «смотреть сквозь пламя».

С помощью этого тепловизора были обследованы: расширитель, обмотки, системы охлаждения трансформаторов, магнитопровод, РПН. Завершающим этапом было выявление степени распрессовки обмоток. Как показали проведенные измерения, перегревов в трансформаторах обнаружено не было.



ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛИ ПКТ, ПКН – АВК- ЭНЕРГО

Высоковольтные предохранители ПКТ предназначены для защиты силовых трансформаторов, воздушных и кабельных линий, предохранители ПКН предназначены для защиты трансформаторов напряжения на номинальные напряжения от 3 до 35 кВ.

Предохранители ПКТ с кварцевым наполнителем являются токоограничивающими. Отключение тока короткого замыкания в предохранителях с кварцевым песком обеспечивается за счет интенсивной деионизации дуги, возникающей на месте пролегания плавкой вставки, в узких щелях между песчинками наполнителя. Срабатывание патрона определяется в предохранителях ПКТ 101, ПКТ 102, ПКТ 103 и ПКТ 104 по указателю срабатывания, выдвигающемуся наружу под воздействием пружины после перегорания нихромовой проволоки, а в предохранителях серии ПКН 001 – по отсутствию показаний приборов, включенных в цепь трансформатора напряжения.

Предохранитель ПКН, ПКТ 101, ПКТ 102, ПКТ 103, ПКТ 104 является комплектом, который состоит из следующих элементов:

- * патрон (заменяемый элемент) ПН, ПТ 1.1, ПТ 1.2, ПТ 1.3, ПТ 1.4 – 1 шт.
- * контакт (др. названия: губка, пинцет) К01, К02, К03, К04 – 2 шт.
- * опорный изолятор ИО-6-3,75, ИО-10-3,75, ОНС-10-300 - 2 шт, изоляторы устанавливаются на специальном цоколе или непосредственно на элементах конструкции распределительного устройства.

- После реконструкции на заводе увеличится объем выпускаемых нефтепродуктов. Как это скажется на развитии системы электроснабжения?

Нами запланировано дальнейшей развитие системы электроснабжения. Видимо, это будет понижающая подстанция 110/6 кВ. У нас работает большое количество оборудования и, прежде всего, это электродвигатели для технологических процессов на напряжении 6 кВ. Поэтому напряжение 6 кВ у нас на заводе меняться не будет.

- Евгений Георгиевич, и последний вопрос: как решается проблема подготовки кадров на предприятии?

Трудно переоценить значение кадрового вопроса. На заводе есть постоянно действующие курсы повышения квалификации инженерно-технического персонала, на которые, для чтения лекций, приглашаются ведущие специалисты по электро и теплоснабжению, технологии производства, охране труда и т. д. Так что наши сотрудники в курсе всех последних «новинок» в области энергоснабжения предприятий.

40>>

В.В. ЗАДДЭ
К.Т.Н.

МИНИ-ТЭЦ И БУДУЩЕЕ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Ситуация с энергоснабжением в России в последнее время становится все более тревожной. Неоднородность расположения электростанций привела к тому, что лишь 30% территории охвачено едиными электрическими сетями, а обеспечение электроэнергией остальной части страны осуществляется за счет локальных сетей либо отдельных генерирующих установок, как правило, дизель-генераторов, поэтому цена 1 кВт·ч электроэнергии в некоторых удаленных районах достигает 4 долл. В 2005 г. выбытие основного генерирующего мощностей в результате старения оборудования станций составит не менее 34% от существующего уровня, а к 2010 г. — 53% (то есть более половины!). Для замены устаревающего оборудования нужно ежегодно вводить 10 млн. кВт генерирующих мощностей, а с учетом прогнозируемого роста энергопотребления — не менее 15 млн. кВт в год. Для ввода 1 млн. кВт требуется не менее 1 млрд. долл. Таким образом, для поддержания и развития своей электроэнергетики Россия должна тратить около 15 млрд. долл. в год!

Вызывает споры существующая структура используемых в энергетике энергоносителей: 44-46% — природный газ, 19-20% — уголь, 4-6% — мазут, 18-20% — гидроресурсы, 12-14% — ядерная энергия. При выработке только электроэнергии доля газа в топливном балансе сегодня еще больше — 65%.

Многие специалисты считают, что одна из главных причин кризисных явлений в топливно-энергетическом комплексе связана с невозможностью поддержания добычи природного газа на достигнутом уровне в течение длительного времени. Газпром стабилизировал добычу газа практически на одном уровне — 520 млрд. м³ в год. При этом потребителям в 2001 г. поставлено 376.8 млрд. м³, в 2002 г. 371.6 млрд. м³. Экспорт газа в 2001 г. составил 141 млрд. м³, а в 2002 г. 150 млрд. м³. Отсюда возникает насущная необходимость повышать эффективность использования газа при производстве электрической и тепловой энергии.

Положение усугубляется еще и тем, что сокращение промышленного производства на 50-60% по сравнению с 1991 г. не привело к соответствующему снижению потребления электрической и тепловой энергии. Несмотря на наличие большого резерва электрической мощности в региональных энергосистемах его невозможно использовать из-за падения потребления технологического пара промышленностью. В результате противоаварийные турбоэлектрические агрегаты теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) фактически простаивают, а турбины остаются незагруженными.

Если, как предсказывают авторитетные эксперты, в ближайшие годы потребление газа в энергетике снизится на 30 млрд. м³ в год, то это будет соответствовать падению выработки электроэнергии на 22%. Для компенса-

ции дефицита топлива ряд специалистов предлагают увеличить добычу угля на 50-60 млн. т в год. Однако последнее означает не только необходимость перепрофилирования существующих газо-мазутных станций на уголь, строительство новых угольных станций, организацию дополнительных транспортных потоков, но и резкое увеличение воздействия на окружающую среду, что идет вразрез с подписанным Россией в 2004 г. Киотским протоколом по ограничению выбросов в атмосферу углекислого газа.

Часть специалистов считают, что тенденция к увеличению роли газа правильная и ситуацию могут спасти современные парогазовые установки, поскольку их КПД в два раза выше, чем КПД традиционных энергоустановок. Другие уповают на ядерную энергетику, но при этом необходимо будет построить 16 атомных энергоблоков мощностью по 1000 МВт. Каждое из этих решений влечет за собой экологические и социальные проблемы, отдаленные негативные последствия которых окажутся во много раз серьезнее, нежели текущие выгоды.

Плохо обстоят дела с генерацией и потреблением тепла. Сейчас в России работают около 700 ТЭЦ, 19 тыс. центральных тепловых пунктов и более 40 тыс. котельных, дающих тепло в жилые дома. Более 50% теплосетей требуют капитального ремонта. При общей протяженности теплосетей 183.3 тыс. км магистральной горячей водой пользуются всего около 50 млн. чел., то есть 35% населения. Традиционные централизованные теплофикационные системы не обеспечивают расчетной экономии топлива и общей эффективности. Тепловые потери при транспорте горячей воды на большие расстояния достигают 25% и более. Низкая надежность магистральных тепловых сетей приводит к частым нарушениям теплоснабжения, материальному и социальному ущербу.

Неоправданно низкая цена топлива в СССР и строительство гигантских ТЭЦ, удаленных на десятки километров от потребителей, привели к появлению неэффективных систем передачи энергии, конструкций жилых домов и социальных объектов, промышленных предприятий, агрегатов, машин и механизмов во всех сферах хозяйства — от бытовых приборов до авиации.

Используемые на сегодня способы транспортирования, преобразования и потребления энергии добываемого газо-го топлива имеют слишком низкий КПД. Рассмотрим их составляющие.

- 1 Транспортировка газа до ТЭЦ. По экспертным оценкам, энергозатраты на обеспечение перекачки газа на тысячекилометровые расстояния эквивалентны потерям 20% энергии перекачиваемого газа (КПД = 0.8).
- 2 Сжигание газа на ТЭЦ и выработка электрической и тепловой энергии. В лучшем случае КПД ТЭЦ составляет 0.7. В целом по России средний КПД ТЭЦ с учетом расходов энергии на собственные нужды составляет не более 0.5.

- 3 Доставка энергии жилищно-коммунальному хозяйству (ЖКХ) и предприятиям. На протяженных теплотрассах с плохой изоляцией, протечками, авариями и плохим регулированием теряется от 20 до 40% энергии. В целом при доставке энергии потребителю КПД = 0.75. Передача электроэнергии на большие расстояния с многочисленными преобразованиями по напряжению приводит к потерям не менее 10% электроэнергии (КПД = 0.9).
- 4 Потери тепла в ЖКХ и низкий КПД = 0.3 обусловлены недостаточной теплоизоляцией ограждающих конструкций зданий, щелями в стыках бетонных плит, в дверных и оконных проемах, высокой теплопроводностью остекления, отсутствием современного регулирующего оборудования в системах отопления и горячего водоснабжения, сбросом горячей воды в канализацию и выбросом теплого воздуха через вентиляцию, низкой эффективностью бытовых электроприборов и т.д.

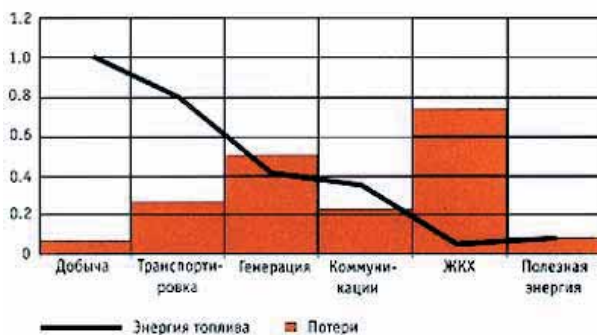


Рис. 1. Потери энергии на этапах от добычи топлива до доставки тепла потребителю (в относительных единицах).

На рис. 1 показаны потери энергии на указанных этапах и расход энергии газа от этапа к этапу в относительных единицах.

Если принять энергию газового топлива на этапе добычи за 100%, то в итоге полезно используется только 9% этой энергии. Отсюда истоки всех бед нашей энергетики, промышленности и ЖКХ. В условиях перехода к социально ориентированному рыночным отношениям целесообразность ориентации на централизованное энергоснабжение от крупных источников становится сомнительной.

В СССР заботились только о централизованном энергоснабжении, поэтому структура энергопотребления весьма отличалась от других промышленно развитых стран, где всегда должное внимание уделялось автономному энергоснабжению. По этой причине в капиталистических странах хорошо развитым оказалось производство малых генерирующих мощностей (от сотен ватт до десятков киловатт) и уже теперь существенное значение приобрела малая энергетика.

Согласно официальным данным, в 2001 г. в России на долю возобновляемых источников энергии (ВИЭ) приходилось всего чуть более 0.16% общего энергопроизводства. На 2001 г. в России действовали: одна геотермальная стан-

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

ция мощностью 11 МВт, 1500 ветрогенераторов мощностью от 0.1 до 16 кВт, 50 микро- и 300 малых ГЭС общей мощностью около 0.2 МВт, одна приливная станция мощностью 400 кВт, солнечные батареи общей мощностью около 100 кВт, солнечные коллекторы площадью около 100000 м², 3000 тепловых насосов общей мощностью около 8 МВт.

Более половины указанных генерирующих мощностей были введены в строй еще в 70-80-е гг. XX века. Обращает на себя внимание мизерная доля солнечной энергии, получаемой с помощью фотопреобразователей. К 2005 г. планировалось увеличить долю ВИЭ до 0.5% от общероссийского производства энергии, но эти планы вряд ли будут выполнены. Хотя даже если эти цифры и были бы достигнуты, в относительных показателях это в 30 раз, а в абсолютных — в 150 с лишним раз меньше, чем в США.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕПЛО- И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТ МИНИ-ТЭЦ

В России одним из перспективных направлений совершенствования топливно-энергетического комплекса и обеспечения максимальной экономии топлива может стать создание систем теплоснабжения на базе мини-ТЭЦ с использованием газопоршневых или микротурбинных установок, работающих на природном газе и способных дать существенный экономический эффект от комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (когенерации).

С учетом затрат на обслуживание, при средней стоимости 1 кВт установленной электрической мощности, равной 600 долл., срок окупаемости мини-ТЭЦ составляет всего 3-4 года.

При решении вопроса о строительстве мини-ТЭЦ необходимо принимать во внимание их преимущества по сравнению с традиционными большими паро- или газотурбинными электростанциями: меньшую себестоимость выработки тепла и электроэнергии, высокий КПД (до 94%), относительно небольшой объем капиталовложений, короткий срок проектирования и строительства, восприимчивость к переменным нагрузкам, меньшую стоимость передачи и распределения тепла и электроэнергии, низкий уровень вредных выбросов, простоту эксплуатации, меньшие эксплуатационные затраты.

Автономная работа когенератора позволяет обеспечить потребителей электроэнергией со стабильными параметрами по частоте и напряжению, а также тепловой энергией со стабильными параметрами по температуре и качеству горячей воды. Потенциальными объектами для применения когенерации в России могут быть промышленные производства, больницы, объекты ЖКХ, газоперекачивающие и компрессорные станции, котельные и т.д. В результате внедрения комбинированных источников возможно решение проблемы обеспечения потребителей теплом и электроэнергией без дополнительного строительства мощных линий электропередачи и теплотрасс. Приближенность источников к потребителям позволит значительно снизить

потери на передачу энергии и улучшить ее качество, а значит, и повысить в целом коэффициент использования энергии природного газа.

Газ не только самый дешевый, но и достаточно экологически чистый вид топлива. При широкомасштабной газификации России должна снизиться нагрузка на электросети из-за ненужности многочисленных электронагревательных устройств и в перспективе старые электрические сети могут использоваться для развития малой энергетики в сельской местности со всеми преимуществами комбинированного способа выработки электрической и тепловой энергии. Старые тепловые сети можно использовать для подачи по ним газового топлива, при этом срок их службы многократно увеличится, к тому же достаточно задействовать из двух труб всего одну. Со временем собственная домашняя электростанция на селе может стать столь же привычной в повседневной жизни, как сегодня автомобиль.

Когенераторы хорошо вписываются в параллельную работу с энергосетью города, покрывая недостаток генерирующих мощностей и позволяя разгрузить электрические сети. В крупных городах уже начали создавать мини-ТЭЦ на крышах зданий, к которым достаточно подвести только холодную воду и газ.

Капитальные затраты на когенератор быстро окупаются за счет низкой себестоимости энергии в целом. Обычно полное возмещение капитальных и эксплуатационных затрат достигается после 3-4 лет эксплуатации. Если когенератор работает при 100%-ной нагрузке круглогодично, когда он питает нагрузку в непрерывном режиме или работает параллельно с сетью, это позволяет снизить ежегодные расходы на электро- и теплоснабжение по сравнению с энергоснабжением от энергосистем примерно на 100 долл. за 1 кВт номинальной электрической мощности. Энергосистема приобретает дополнительную генерирующую мощность без каких-либо затрат на строительство электростанции и может продавать полученную дополнительную энергию по более выгодному тарифу.

Население России предпочитает хранить сбережения дома, тогда как вложение денег в покупку собственной экологически чистой микроэлектростанции и продажа собственной электроэнергии сетевой электрической компании по заранее определенной цене в течение 20 лет работы установки может оказаться более привлекательной операцией, чем вложение средств в сомнительные фонды и частные банки. С учетом инфляции в России прибыль 15-20% годовых устроила бы многих граждан и содействовала бы привлечению иностранного капитала. Роль государства при этом сводится к гарантированию правил игры на финансовом рынке энергоресурсов и страховании рисков. Что при этом выиграет государство? Оно оживит неработающий частный капитал, создаст тысячи новых рабочих мест, улучшит состояние окружающей среды за счет снижения выбросов CO₂, сохранит ископаемое топливо для следующих поколений и повысит энергетическую безопасность

страны за счет рассредоточенного беспотребного производства энергии. Наконец, государство улучшило бы материальное благополучие и физическое здоровье населения. Выиграла бы и сетевая компания. У нее уменьшатся потери на передачу энергии и снизится пиковая нагрузка на электростанции.

Техническая реализация

Когенерационная установка состоит из четырех основных частей: первичного двигателя, электрогенератора, системы утилизации тепла и системы контроля и управления.

Таблица 1. Классификация мини-ТЭЦ по виду применяемого теплового двигателя

Двигатель	Используемое топливо	Диапазон мощностей, МВт	Соотношение тепло:электроэнергия	КПД электр., %	КПД общий, %
Паровая турбина	Любое	1-1000	3:1-8:1	10-20	до 80
Газовая турбина	Газ, биогаз, дизельное топливо, керосин	0.25-300	1.5:1-5:1	25-42	65-87
Парогазовая установка	Газ, биогаз, дизельное топливо, керосин	1-300	1:1-3:1	35-55	73-90
Поршневой двигатель с воспламенением от сжатия (дизель)	Газ, биогаз, дизельное топливо, керосин	0.2-20	0.5:1-3:1	35-45	65-90
Поршневой двигатель с воспламенением от искры	Газ, биогаз, керосин	0.003-6	1:1-3:1	35-43	70-90

Когенерационные системы, как правило, классифицируются по типу первичного двигателя, генератора, а также по типу потребляемого топлива (см. табл. 1). В зависимости от существующих требований, роль первичного двигателя может выполнять поршневой двигатель, паровая или газовая турбина. Львиная доля новых мощностей когенерации в мире — это парогазовые системы когенерации, основанные на комбинации газовой и паровой турбины, эффективные только при достаточно больших мощностях (свыше 30 МВт).

На сегодняшний момент возможными приводами генераторов для децентрализованных малых ТЭЦ являются газовые поршневые (ГПД) и газотурбинные двигатели (ГТД).

При единичных мощностях менее 3.5 МВт наименьшую удельную стоимость оборудования имеют поршневые машины (рис. 2).

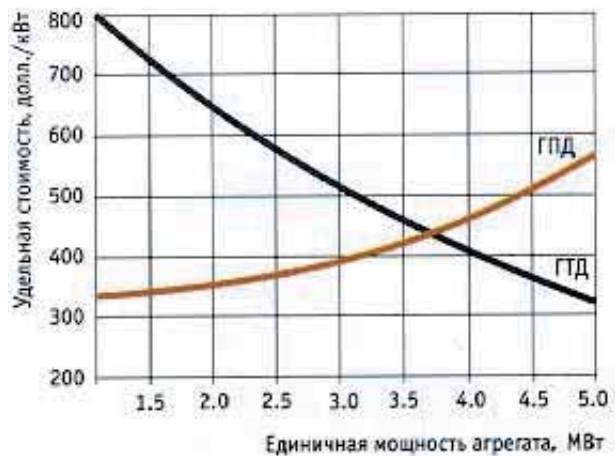


Рис. 2. Удельная стоимость газовых поршневых и турбинных установок

Расход топлива и эксплуатационные затраты напрямую связаны со сроком окупаемости оборудования станции.

Удельный расход топлива на выработанный киловатт-час меньше у газопоршневой установки, причем при любом нагрузочном режиме (рис. 3). Это объясняется тем, что КПД поршневых двигателей составляет 36-45%, а газовых турбин — 25-34%.

Эксплуатационные затраты на тепловую электростанцию с поршневыми двигателями ниже, чем на электростанцию с газовыми турбинами (рис. 4). Резкие скачки на графике для ГТД связаны с ремонтом двигателя. У ГПД таких скачков нет, так как их ремонт стоит значительно меньше.

Сравнение газопоршневых и газотурбинных двигателей по другим показателям приведено в табл. 2.

Сравнение турбинных и поршневых двигателей для применения на мини-ТЭЦ показывает, что установка газовых турбин наиболее выгодна на крупных промышленных предприятиях, которые имеют значительные электрические

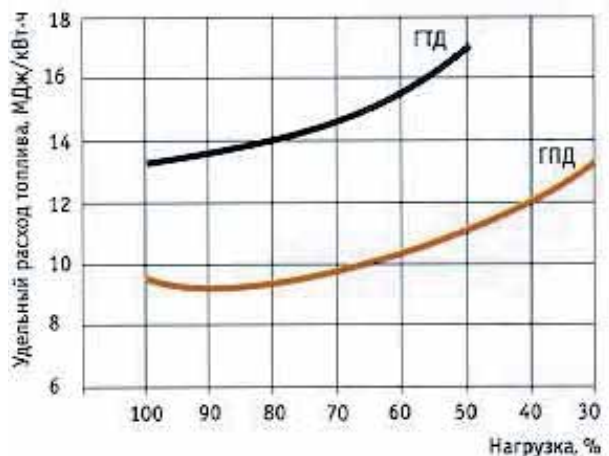


Рис. 3. Удельный расход топлива газовой поршневой (ГПД) и турбинной (ГТД) установками

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

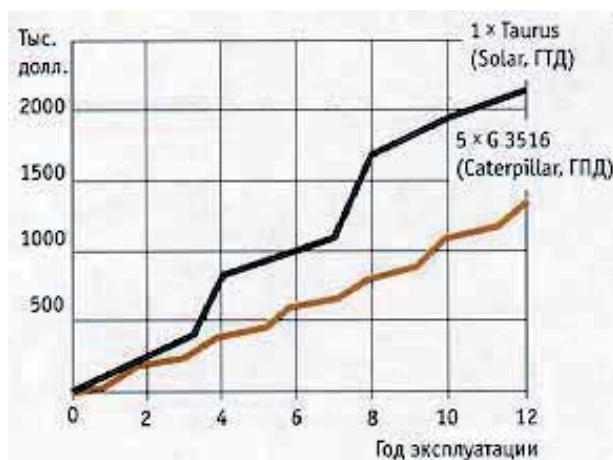


Рис. 4. Эксплуатационные затраты на электростанцию мощностью 5 МВт с ГТД и ГПД

кие нагрузки (больше 8 МВт), высококвалифицированный персонал для эксплуатации установки и ввод газа высокого давления.

Малые тепловые электростанции на базе газопоршневых двигателей перспективны в качестве основного источника электроэнергии и теплоты на предприятиях самого широкого диапазона деятельности: в сфере обслуживания (гостиницы, санатории, пансионаты); в промышленности (деревообрабатывающие и химические предприятия); в сельском хозяйстве (тепличные хозяйства, птицефермы и животноводческие комплексы).

Таблица 2 Сравнение газопоршневых и газотурбинных двигателей

Показатель	Газопоршневой привод (ГПД)	Газотурбинный привод (ГТД)
Ремонтопригодность	Ремонт производится на месте и требует меньше времени	Ремонт производится на специальных заводах: необходимы затраты времени и средств на транспортировку, центровку и т.д.
Экономичность	КПД мало меняется при нагрузке от 100 до 50% мощности	КПД резко снижается на частичных нагрузках
Удельный расход топлива при 100 и 50% нагрузках	0.264-0.329 м ³ /кВт о ч	0.375-0.503 м ³ /кВт о ч
Падение напряжения и время восстановления после 50% роста нагрузки	22% 8 с	40% 38 с
Влияние переменной нагрузки	Работа при нагрузках менее 50% сильно влияет на частоту обслуживания	Работа при частичных нагрузках (< 50%) не влияет на состояние турбины
Требования к газу	Не требует компрессора для дожима газа, рабочее давление газа на входе – 0.1-0.35 бар	Рабочее давление газа на входе от 5 бар, требуется газ высокого давления или дожимной компрессор
Обслуживание	Останов после каждых 1000 ч работы, замена масла; кап.ремонт через 72000 ч на месте	Остановка после каждых 2000 ч; кап. ремонт через 60000 ч, выполняется на специальном заводе

**ВОРОБЬЕВ М.Н.,
АПОЛЬЦЕВ Ю.А.,
«РК Таврида Электрик»**

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВАКУУМНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ КАССЕТНОГО ТИПА В КРУ

Разработка и производство КРУ в СССР начались после окончания Великой отечественной войны и вызывались необходимостью восстановления энергетики страны с минимальными затратами и в сжатые сроки. До этого периода распределительные устройства (РУ) на напряжение 6-10 кВ сооружались в зданиях из поставляемого россыпью электрооборудования или с использованием камер КСО (в основном на промышленных предприятиях).

В энергосистемах строительство РУ часто осуществлялось в трехэтажных зданиях. Оборудование располагалось в них так же, как и в камерах КСО, по схеме (сверху вниз): сборные шины, шинный разъединитель, выключатель, трансформаторы тока, линейный разъединитель, силовые кабели. Эту схему можно назвать условно классической.

Необходимость в унификации конструкций КРУ в большом диапазоне номинальных параметров при минимально возможных весовых и габаритных показателях, с обеспечением нормальных условий для обслуживания оборудования потребовало от разработчиков отказа от применения в КРУ разъединителей и установки выключателя на выкатном элементе (ВЭ) с расположением его на уровне пола. Функции разъединителей при этом были перенесены на разъёмные контакты ВЭ.

Отсутствие малогабаритных выключателей, приспособленных для применения в КРУ с ВЭ, не позволили в

первые годы внедрения КРУ уменьшить их габариты по ширине, что имело бы большое значение для снижения стоимости строительной части РУ. Они остались такими же, как и в КСО - 1000 мм. Основным коммутационным аппаратом в КРУ был тогда выключатель ВМГ-133.

После создания малообъемных масляных выключателей (ММВ) серий ВМП ширина новых КРУ уменьшилась до 900 мм. И только после разработки и освоения производства колонковых выключателей серии ВК(Э)-10, которые являлись, по существу, выключателями выкатного типа, удалось снизить ширину шкафа КРУ с 900 до 750 мм и глубину с 1600-1650 до 1300-1350 мм при одинаковых параметрах и значительно меньшей массе ВЭ.

Применение ВЭ в КРУ не только не ухудшило, но обеспечило при уменьшенном объеме шкафа более удобное обслуживание и ремонт выключателей, чем в камерах КСО со стационарной их установкой. Однако размещение выключателя в нижней части КРУ с односторонним обслуживанием существенно ухудшило условия монтажа и эксплуатации оборудования кабельного отсека, располагаемого, как правило, позади отсека ВЭ.

По этой причине появилось много новых конструкций КРУ, в том числе с нижним расположением сборных шин и вынесением места подсоединения силовых кабелей за пределы шкафа КРУ (КРУ серий К-104, К-104М). В других кон-

РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

струкциях с задней стороны шкафа предусматривались съемные двери в линейных отсеках с воздушными выводами, в которые можно завести и подсоединить силовые кабели (КРУ серии К-59). Однако такие конструкции нельзя, строго говоря, относить к КРУ с односторонним обслуживанием. Следует отметить, что нижнее расположение сборных шин оправдано для КРУ с воздушными выводами.

Появление отечественных вакуумных выключателей (ВВ), серийное производство которых началось в г. Минусинске, не оказало влияния на конструкции КРУ, несмотря на то, что они имели более высокие эксплуатационные качества по сравнению с ММВ. Вакуумные выключатели превосходили их по механическому и коммутационному ресурсу, надежности в работе, взрыво и пожаробезопасности, удобству обслуживания, затратам на эксплуатацию. Однако большие габариты ВВ, которые были ненамного меньше, чем у ММВ, и масса не позволили использовать их для кардинального изменения конструкций КРУ. Сказалась также инертность КРУ-строителей, которым требовалось время для разработки и воплощения новых идей.

С появлением на рынке ВВ нового поколения, впервые разработанных и освоенных производством в РФ предприятием «Таврида Электрик», появились благоприятные условия для пересмотра существующих в РФ конструкций КРУ и создания новых, отвечающих современным требованиям.

Отличительными особенностями ВВ нового поколения являются: малые габариты и масса, простая кинематическая схема и высокая надежность в работе, отсутствие необходимости в ремонте в течение всего срока службы (25 лет), удобство обслуживания и минимальные эксплуатационные затраты.

При наличии указанных качеств целесообразен не только переход на классическую схему расположения оборудования, при которой ВЭ находится в середине шкафа КРУ, но и коренное изменение его конструкции. При его новом местоположении он становится не столько выкатным, сколько выдвигаемым, которым оперируют как кассетой. Поэтому для него больше подходит название «кассетный выдвигаемый элемент» (КВЭ) или «выключатель кассетного типа».

Более удобное для оперирования расположение КВЭ позволяет значительно уменьшить (не менее чем в 1,5 раза) его высоту, которая определяется, в основном, высотой выключателя и изоляционными расстояниями до заземленных частей. При этом отсутствует необходимость их увеличения из-за возможного снижения электрической прочности воздушной изоляции, связанного с выхлопом из ММВ газо-масляных продуктов при отключении ими токов КЗ.

При установке выключателя на ВЭ, расположенного в нижней части КРУ, размеры ВЭ по высоте определяются условиями обслуживания и удобством перемещения его из рабочего и контрольного положений, которые трудно сделать нормальными при небольшой высоте ВЭ. В этом случае малогабаритность вакуумных выключателей не может

быть эффективно использована при установке их в ВЭ, располагаемых на уровне пола. Кроме того, это не решает проблемы кабельного отсека, что является одной из главных задач при разработке новых конструкций КРУ.

При разработке КВЭ для новых КРУ целесообразно использовать унифицированные передвижные платформы, разработанные в свое время фирмой АВВ и положительно зарекомендовавших себя в эксплуатации. Поставку платформ в составе КВЭ осуществляют заводы изготовители выключателей, а КРУ-строительные заводы решают вопросы их применения в КРУ.

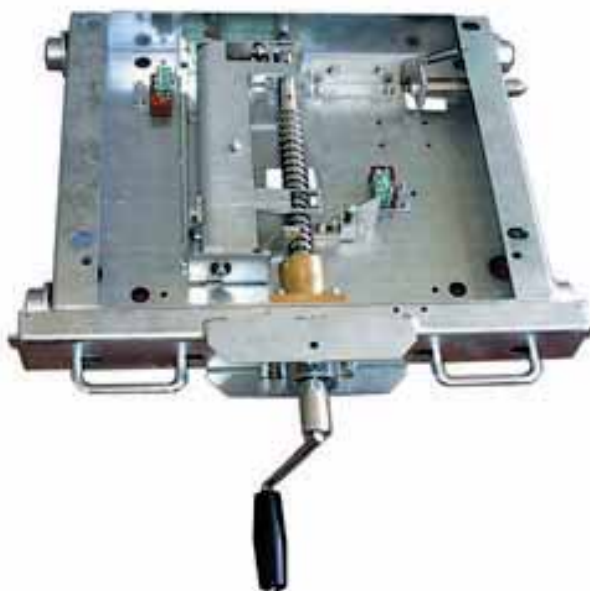


Рис. 1. Общий вид унифицированной передвижной платформы для кассетных выдвигаемых элементов

На рис. 1 показана одна из таких платформ, предназначенная для применения в КРУ с шириной шкафа 750 мм. Она имеет механизм перемещения, управляемый при помощи рукоятки, фиксаторы, фиксирующие подвижную часть платформы в двух крайних положениях (в рабочем и контрольном), несколько пар концевых выключателей для электромагнитной блокировки и детали для организации механической блокировки с выключателем КВЭ, заземляющими ножами и дверьми коммутационного и кабельного отсека КРУ. При этом блокировку между платформой и выключателем выполняет завод изготовитель КВЭ, а блокировку между элементами КРУ и КВЭ - КРУ-строительный завод. На боковой поверхности платформы устанавливается косынка для управления защитными шторками КРУ. Высота платформы составляет всего 46 мм, что практически не влияет на габариты КВЭ.

На рис. 2 представлен кассетный выдвигаемый элемент КВЭ/TEL-10-20/1000 У2, разработанный предприятием



Рис. 2. Общий вид кассетного выдвигного элемента КВЭ/TEL-10-20/1000 У2

«Таврида Электрик» с использованием указанной платформы и вакуумного выключателя ВВ/TEL-10-20/1000 У2 с межполюсным расстоянием 200 мм. Он имеет воздушную изоляцию и предназначен для КРУ с шириной шкафа 750 мм. Устройства управления и сигнализации смонтированы на фасаде КВЭ/TEL.

В стадии разработки находится КВЭ/TEL с межполюсным расстоянием 150 мм, предназначенный для КРУ шириной 600 мм. В нем предусмотрено применение изоляционных экранов для обеспечения необходимой электрической прочности изоляции. Разрабатываются также КВЭ/TEL на номинальный ток 1600А и номинальный ток отключения 31,5 кА.

На рис. 3 приведен пример применения КВЭ/TEL-10-20/1000 У2 в одной из конструкций КРУ, который показывает преимущества КРУ с кассетными выдвигными элементами.

Так за счет увеличения объема кабельного отсека и свободного доступа к нему с фасадной стороны значительно улучшаются условия для монтажа и обслуживания его оборудования. При стандартной глубине шкафа 1300 мм имеется возможность выполнить КРУ на номинальный ток 1600 А при помощи кабельных вводов, а при некотором

увеличении глубины шкафа - осуществить шинные вводы/выводы.

Имеется возможность установки в кабельном отсеке дополнительного оборудования – трансформаторов напряжения, ограничителей перенапряжения.

Отсутствует необходимость эвакуации продуктов горения при дуговых замыканиях через коммутационный отсек, которые могут вызвать перекрытие изоляции токоведущих частей, соединенных со сборными шинами после отключения фидерного выключателя от дуговой защиты, что имеет место в КРУ с односторонним обслуживанием.

Повышается локализационная способность кабельного отсека за счет снижения давления в увеличенном объеме и ускорения отключения тока КЗ только фидерным выключателем от дуговой защиты. Это качество является особенно ценным для кабельного отсека, оборудование которого более часто повреждается в эксплуатации, чем оборудование отсеков сборных шин и вакуумных выключателей.

За счет снижения веса и трения в подвижных частях КВЭ, применения механизма перемещения, действующего на всем ходу КВЭ, и удобного его расположения обеспечиваются комфортабельные условия обслуживания КВЭ.

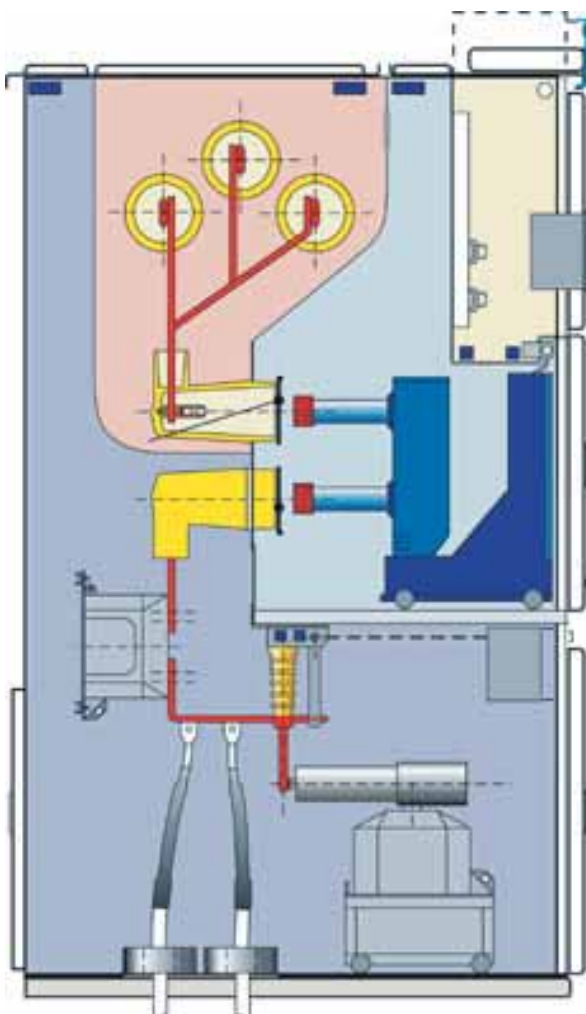


Рис. 3. Пример применения KBЭ/TEL-10-20/1000 У2 в KPU

Небольшое плечо между разъемными контактами и точкой приложения механического усилия на платформу во время её перемещения в рабочее положение предотвращают случаи фиксирования KBЭ в не полностью замкнутом положении разъемных контактов, которое может привести к их повреждению. Такие случаи имеют место при операциях с обычными ВЭ, расположенными на уровне пола, когда из-за большой несоосности контакты не могут занять свое нормальное положение, а оператору удается с помощью рычага доводки зафиксировать ВЭ в рабочем положении. В перекошенном состоянии ВЭ в наиболее неблагоприятном положении находятся верхние разъемные контакты, у которых при сквозных токах КЗ или больших пусковых токах электродвигателей может произойти выброс расплавленного металла с перекрытием изоляции и возникновением КЗ в KPU.

Применение в KPU вакуумных выключателей нового поколения, требующих в эксплуатации только редких (1 раз

в 5 лет) проверок их состояния, не обременяет их выполнение с помощью инвентарных тележек, поставляемых в комплекте с KPU. Одна из таких тележек показана на рис. 4. С её помощью KBЭ легко перемещается в ремонтное положение, а возможность регулирования его положения по высоте создает дополнительные удобства при проведении профилактических работ.

Одна из важных особенностей KBЭ с ВВ нового поколения заключается в том, что их применение позволяет уменьшить габарит KPU по ширине до 600 мм без снижения эксплуатационных качеств KPU. Известно, что массовому и длительному применению KPU шириной 750 мм способствуют два важных фактора - создание на основе воздушной изоляции KPU разных серий на достаточно высокие параметры и приемлемые для потребителей условия их обслуживания.

Попытки создания KPU с уменьшенными размерами за счет ухудшения условий монтажа, обслуживания и ремонта оборудования всегда вызывало отрицательную реакцию



Рис. 4. Общий вид инвентарной тележки с KBЭ/TEL-10-25/1600 У2 в ремонтном положении

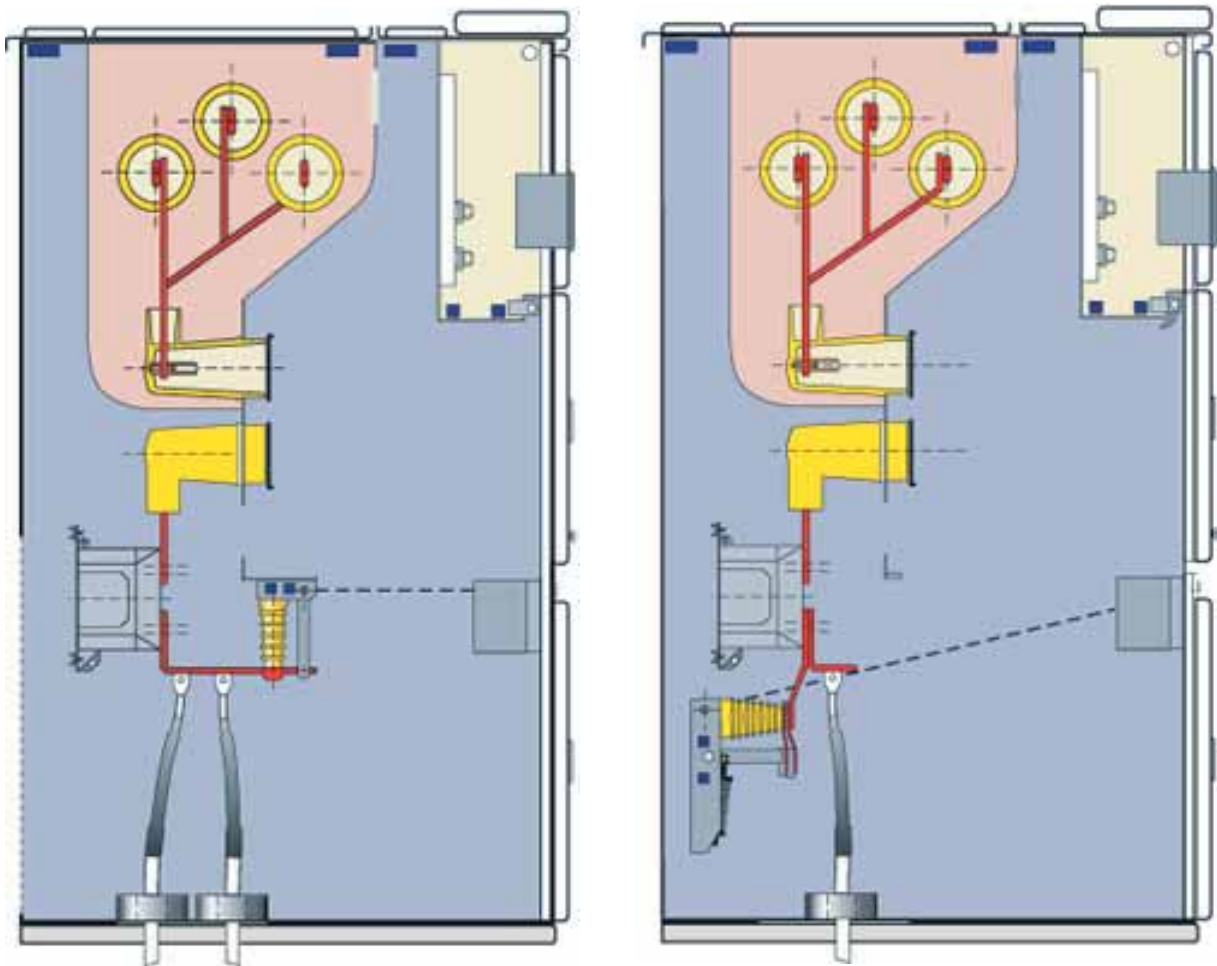


Рис. 5а.б. Примеры временного совмещения кабельного и коммутационного отсеков КРУ путем снятия разделительной перегородки

эксплуатирующих организаций, что, в итоге, привело к практическому отсутствию в РФ производства малогабаритных КРУ.

Реальная возможность создания в настоящее время КРУ шириной 600 мм обусловлена следующими обстоятельствами.

Ширина шкафа 600 мм позволяет создать наиболее массовые в применении КРУ без твердой изоляции токоведущих частей. Использование изоляционных цилиндров на токоведущих выводах КВЭ с междуполюсным расстоянием 150 мм не обременяет КРУ-строительные заводы в их применении, а увеличение электрической прочности междуфазной изоляции за их счет повышает эксплуатационные качества КВЭ.

Как уже указывалось, КВЭ серии КВЭ/TEL обеспечивают нормальные условия обслуживания, снижение стоимости и трудозатрат на их эксплуатацию и позволяют при удобном расположении кабельного отсека увеличить его габариты. Одновременно имеется возможность совме-

щения, при необходимости, кабельного и коммутационного отсеков, например, на время монтажа, ремонта или замены оборудования путем снятия перегородки между отсеками, как показано на рис. 5а,б. Такое невозможно было осуществить ранее в КРУ с ВЭ обычной конструкции.

В КРУ с КВЭ/TEL легко осуществляется доступ и в отсеки сборных шин. При наличии шинных вводов/выводов доступ в эти отсеки может быть осуществлен также путем снятия соответствующих разделительных перегородок. Следует отметить, что необходимость в ремонте оборудования шинных отсеков практически отсутствует.

Указанные преимущества КРУ с кассетными выдвигаемыми элементами позволили зарубежным электротехническим фирмам создать и широко внедрить их в энергетику. Настала необходимость начать совершенствовать в этом направлении свою продукцию и отечественным производителям КРУ. Для этой цели наиболее подходят кассетные выдвигаемые элементы серии КВЭ/TEL, в которых применяются вакуумные выключатели нового поколения серии ВВ/TEL.



**В. Харечко,
Ю. Харечко**

АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ – ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ¹

Время расцепления – интервал времени между моментом, когда электрический ток в главной цепи автоматического выключателя, находящегося в замкнутом положении, достигает значения срабатывания расцепителя сверхтока, и моментом, когда команда размыкания становится необратимой.

В примечании к пояснениям термина «время размыкания (механического коммутационного устройства)», приведенному в стандарте МЭК 60947-2 2003 г., сказано, что для автоматических выключателей «время размыкания» обычно упоминается как «время расцепления», хотя, строго говоря, время расцепления применяется ко времени между моментом инициирования времени размыкания и моментом, когда команда размыкания становится необратимой.

В примечании к пояснениям термина «время размыкания (механического коммутационного аппарата)», приведенному в ГОСТ Р 50030.2, который разработан на основе стандарта МЭК 60947-2 1998 г., сказано, что «для выключателей «время размыкания контактов» часто называют длительностью отключения, хотя длительность отключения включает промежуток времени от момента размыкания контактов до момента, когда команда на размыкание контактов становится необратимой». В процитированном примечании вместо термина «время расцепления» неправомерно использовано словосочетание «длительность отключения». Указанную ошибку следует исправить в новой ре-

дакции ГОСТ Р 50030.2 или в другом стандарте, его заменяющем.

В примечании к определению термина «время размыкания», приведенному в стандарте МЭК 60898-1 2003 г., сказано, что время размыкания обычно упоминается как время расцепления, хотя, строго говоря, время расцепления применяется ко времени между моментом инициирования времени размыкания и моментом, в который команда размыкания становится необратимой.

В примечании к определению термина «время размыкания», приведенному в ГОСТ Р 50345, сказано: «время размыкания обычно называют временем расцепления, хотя, точнее, время расцепления относится к интервалу между начальным моментом размыкания и моментом, когда команда на размыкание становится необратимой».

Для осуществления расцепления автоматического выключателя требуется определенное время, которое в нормативной документации называют временем расцепления. Время расцепления представляет собой интервал времени между моментом инициирования времени размыкания и моментом, когда команда на размыкание автоматического выключателя становится необратимой. Момент инициирования времени размыкания автоматического выключателя представляет собой тот момент времени, когда электрический ток в его главной цепи достигает значения, при котором срабатывает расцепитель сверхтока автоматического

¹ Продолжение, начало в журналах № 9–12, 2005 г., № 1, № 2 2006 г.

выключателя. Момент времени, когда команда размыкания становится необратимой, представляет собой момент срабатывания расцепителя сверхтока автоматического выключателя, воздействующего на удерживающее приспособление и побуждающего разомкнуться его главные контакты. Поэтому время расцепления автоматического выключателя фактически является интервалом времени между моментом, когда электрический ток в главной цепи автоматического выключателя достигает уровня срабатывания его расцепителя сверхтока, и моментом, когда срабатывает расцепитель сверхтока.

Время включения – интервал времени между моментом инициирования замыкания и моментом, когда в главной цепи автоматического выключателя начинает протекать электрический ток.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «время включения» определен так: «интервал времени между инициированием замыкающего оперирования и моментом, когда ток начинает протекать в главной цепи».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение рассматриваемого термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 термину даны такое же наименование и похожее определение: «интервал времени между началом замыкания и моментом, когда в главной цепи появляется ток».

В ГОСТ 17703 определены два термина:

- ❖ «время включения аппарата» – «интервал времени с момента подачи команды на включение коммутационного аппарата до момента появления заданных условий для прохождения тока в его главной цепи»;
- ❖ «собственное время включения контактного аппарата» – «интервал времени с момента подачи команды на включение контактного аппарата до момента соприкосновения заданного контакта».

Для осуществления включения какого-либо коммутационного устройства, например, автоматического выключателя, требуется определенное время, которое в нормативной документации называют временем включения. Время включения представляет собой интервал времени между моментом инициирования замыкания автоматического выключателя и моментом, когда в его главной цепи начинает протекать электрический ток.

Время отключения – интервал времени между началом времени размыкания автоматического выключателя и концом времени дуги.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «время отключения» определен так: «интервал времени между началом времени размыкания механического коммутационного устройства (или преддугового времени плавкого предохранителя) и концом времени дуги».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение рассматриваемого термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 термину даны такое же наименование и похожее определение: «интервал времени между началом времени размыкания контактного коммутационного

аппарата (или преддугового времени плавкого предохранителя) и моментом угасания дуги».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термину «время отключения» дано следующее определение: «интервал времени между началом времени размыкания автоматического выключателя и концом времени дуги».

В ГОСТ Р 50345 этот термин определен похоже: «интервал между началом размыкания автоматического выключателя и концом времени горения дуги».

В ГОСТ 17703 определены два термина:

- ❖ «собственное время отключения контактного аппарата» – «интервал времени с момента подачи команды на отключение до момента прекращения соприкосновения контактов полюса, размыкающегося последним»;
- ❖ «полное время отключения» – «интервал времени с момента подачи команды на отключение коммутационного аппарата до момента прекращения тока во всех полюсах аппарата».

Для осуществления автоматическим выключателем автоматического отключения сверхтока требуется определенное время, которое в нормативной документации называют временем отключения. Время отключения представляет собой интервал времени между началом времени размыкания автоматического выключателя и концом времени дуги. Началом времени размыкания считается момент, когда электрический ток в главной цепи автоматического выключателя достигнет уровня срабатывания его расцепителя сверхтока. Концом времени дуги является момент гашения электрических дуг во всех полюсах автоматического выключателя. Поэтому время отключения однополюсного автоматического выключателя приблизительно равно сумме времени размыкания и времени дуги в полюсе, а многополюсного автоматического выключателя – сумме времени размыкания и времени дуги в многополюсном автоматическом выключателе.

Время дуги полюса – интервал времени между моментом инициирования дуги в полюсе и моментом завершения гашения дуги в этом полюсе.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «время дуги (полюса или плавкого предохранителя)» определен так: «интервал времени между моментом инициирования дуги в полюсе или плавком предохранителе и моментом завершения гашения дуги в этом полюсе или этом плавком предохранителе».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение рассматриваемого термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 термину даны похожие наименование – «время дуги (для полюса или плавкого предохранителя)» и определение: «интервал времени между моментом образования дуги в полюсе или плавком предохранителе и моментом ее окончательного гашения в этом же полюсе или плавком предохранителе».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термину «время дуги полюса» дано следующее определение: «интервал времени между моментом инициирования дуги в полюсе и моментом завершения гашения дуги в этом полюсе».

В ГОСТ Р 50345 этот термин назван «время горения дуги в полюсе» и определен следующим образом – «интервал между моментом появления дуги и моментом окончательного гашения дуги в этом полюсе».

В ГОСТ 17703 определен термин «время дуги полюса аппарата» – «интервал времени между моментом появления дуги и моментом ее окончательного погасания на данном полюсе аппарата».

При отключении однополюсным автоматическим выключателем бытового назначения электрического тока, особенно тока короткого замыкания, в тот момент времени, когда его главный контакт начинает размыкаться, инициируется загорание электрической дуги. После загорания электрическая дуга затягивается в дугогасительную камеру, где происходит ее интенсивное гашение. В полюсе многополюсного автоматического выключателя электрическая дуга также загорается при размыкании главного контакта, входящего в состав этого полюса, и гасится в его дугогасительной камере. Время дуги полюса отсчитывается от момента инициирования электрической дуги в полюсе автоматического выключателя до момента ее гашения в этом полюсе.

Время дуги многополюсного автоматического выключателя – интервал времени между моментом первого инициирования дуги и моментом завершения гашения дуг во всех полюсах.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «время дуги (многополюсного коммутационного устройства)» определен так: «интервал времени между моментом первого инициирования дуги и моментом завершения гашения дуг во всех полюсах».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение рассматриваемого термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 термину даны похожие наименование – «время дуги (в многополюсном коммутационном аппарате)» и определение: «интервал времени между моментом первого появления дуги и моментом окончательного гашения дуг во всех полюсах».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термину «время дуги многополюсного автоматического выключателя» дано указанное выше определение из МЭС. В ГОСТ Р 50345 этот термин назван «время горения дуги в многополюсном выключателе» – и определен следующим образом: «интервал между моментом первого появления дуги и моментом окончательного гашения дуг во всех полюсах».

В ГОСТ 17703 определен термин «время дуги многополюсного аппарата» – «интервал времени между моментом появления первой дуги и моментом окончательного погасания дуги во всех полюсах аппарата».

При отключении многополюсным автоматическим выключателем бытового назначения электрических токов, особенно токов короткого замыкания, в тот момент времени, когда его главные контакты начинают размыкаться, инициируется загорание электрической дуги в каждом полюсе. После загорания электрическая дуга в каждом полюсе затягивается в дугогасительную камеру, где происходит ее интенсивное гашение. При этом, загорание и гашение

электрических дуг в полюсах многополюсного автоматического выключателя, как правило, происходит в разные промежутки времени. Время дуги многополюсного автоматического выключателя отсчитывается от момента инициирования первой электрической дуги в одном из полюсов автоматического выключателя до момента гашения последней дуги в каком-то его полюсе.

Время-токовая характеристика – кривая, задающая время расцепления автоматического выключателя в зависимости от величины сверхтока, протекающего в его главной цепи.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «время-токовая характеристика» определен так: «кривая, задающая время, например, преддуговое время или время оперирования, как функцию ожидаемого тока при установленных условиях оперирования».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение рассматриваемого термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 термину дано такое же наименование и похожее определение: «кривая, отражающая взаимосвязь времени, например преддугового или рабочего, и ожидаемого тока в указанных условиях эксплуатации».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «время-токовая характеристика» не определен. Вместе с этим термином в стандарте используется термин «характеристика расцепления», который также не имеет своего определения.

В МЭС и в стандарте МЭК 60947-1 представлено общее определение рассматриваемого термина и для автоматического выключателя, и для плавкого предохранителя. Причем здесь использован термин «время оперирования» («operating time»), который не имеет своего определения. Для автоматического выключателя целесообразно дать более конкретное определение термина «время-токовая характеристика», в котором вместо неопределенного понятия «время оперирования» следует использовать исчерпывающее определенное понятие «время расцепления». Следует также учитывать, что в стандарте МЭК 60898-1 при установлении параметров время-токовой характеристики автоматического выключателя использовано понятие «время расцепления», зависящее от величины сверхтока, протекающего в главной цепи автоматического выключателя.

Время-токовая характеристика автоматического выключателя устанавливает время расцепления в зависимости от значения сверхтока, который протекает в его главной цепи. Время-токовая характеристика каждого автоматического выключателя, с одной стороны, должна предопределять осуществление им надежной защиты проводников электрических цепей от сверхтока. Автоматический выключатель должен своевременно отключать электрические цепи с целью недопущения перегрева их проводников. С другой стороны, она не должна допускать расцепления автоматического выключателя при протекании в его главной цепи электрического тока, равного номинальному току, если температура окружающего воздуха не превышает контрольную температуру окружающего воздуха. Кроме того, параметры время-токовой характеристики автоматическо-

го выключателя должны быть такими, чтобы можно было избежать отключения им пусковых токов доброкачественного электрооборудования.

Время-токовая характеристика автоматического выключателя бытового назначения имеет две зоны, определяющие разный характер оперирования автоматического выключателя. В области незначительных сверхтоков, обычно представляющих собой токи перегрузки и пусковые токи, время расцепления автоматического выключателя измеряется секундами, минутами и даже десятками минут. В области больших сверхтоков, которые, как правило, являются токами короткого замыкания, время расцепления автоматического выключателя измеряется долями секунды.

Время-токовая характеристика должна быть стабильной во время эксплуатации автоматического выключателя и находиться в пределах стандартной время-токовой зоны.

Изменение температуры окружающего воздуха сказывается на характеристике расцепления автоматического выключателя. Однако, как отмечается в ГОСТ Р 50345, изменение температуры окружающего воздуха от -5 до $+40$ °С не должно сопровождаться существенным ее изменением. При температуре окружающего воздуха -5 °С автоматический выключатель (через все полюсы которого в течение условного времени пропускали электрический ток, равный $1,13$ его номинального тока (I_n)), должен отключиться в течение условного времени электрический ток, равный $1,9 I_n$. При температуре окружающего воздуха $+40$ °С автоматический выключатель, через все полюсы которого протекает электрический ток, равный его номинальному току, должен расцепиться в течение условного времени.

На время-токовую характеристику автоматического выключателя также могут влиять условия монтажа. Например, размещение нескольких автоматических выключателей в одной оболочке приводит к незначительному изменению их характеристик расцепления, обусловленному тем, что температура воздуха внутри оболочки обычно превышает температуру воздуха вне оболочки.

На время-токовую характеристику многополюсного автоматического выключателя оказывает влияние протекание электрического тока только через один полюс. Стандартом установлены пределы указанного изменения. Двухполюсный автоматический выключатель с двумя защищенными полюсами должен расцепиться в пределах условного времени при протекании через один его полюс электрического тока, равного $1,1$ условного тока расцепления (начиная от холодного состояния). Трехполюсный и четырехполюсный автоматические выключатели должны расцепиться в течение условного времени при протекании через один защищенный полюс электрического тока, равного $1,2$ условного тока расцепления.

Характеристика расцепления – см. время-токовая характеристика.

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. упомянута характеристика расцепления автоматического выключателя, которая должна соответствовать параметрам стандартной время-токовой зоны. Термин «характеристика расцепления» упо-

требляют в стандарте наряду с термином «время-токовая характеристика».

Ток мгновенного расцепления – минимальный электрический ток, вызывающий автоматическое срабатывание автоматического выключателя без выдержки времени.

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «мгновенный расцепляющий ток» определен следующим образом: «минимальное значение тока, заставляющее автоматический выключатель автоматически оперировать без намеренной выдержки времени».

В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет наименование «ток мгновенного расцепления» и похожее определение – «минимальное значение тока, вызывающее срабатывание выключателя без выдержки времени».

Под током мгновенного расцепления понимают такой минимальный электрический ток, протекание которого в главной цепи автоматического выключателя вызывает его автоматическое расцепление без какой бы то ни было выдержки времени, то есть мгновенно. Время токовая характеристика автоматического выключателя бытового назначения имеет зону, в которой время расцепления автоматического выключателя измеряется долями секунды. Эта зона начинается от тока мгновенного расцепления и охватывает область электрических токов, вызывающих мгновенное расцепление автоматического выключателя, которые обычно представляют собой токи короткого замыкания.

Ток мгновенного расцепления автоматического выключателя зависит от его типа мгновенного расцепления – такой характеристики автоматического выключателя, для которой установлен стандартный диапазон токов мгновенного расцепления. Ток мгновенного расцепления любого автоматического выключателя должен находиться в пределах его стандартного диапазона токов мгновенного расцепления.

Стандартный диапазон токов мгновенного расцепления – установленный в стандарте диапазон электрических токов, в котором должны находиться токи мгновенного расцепления всех автоматических выключателей.

Для трех типов автоматических выключателей в п. 5.3.5 стандарта МЭК 60898-1 2003 г. установлены следующие значения стандартных диапазонов мгновенного расцепления, кратные номинальному току автоматического выключателя (I_n):

- тип В – свыше $3 I_n$ до $5 I_n$;
- тип С – свыше $5 I_n$ до $10 I_n$;
- тип D – свыше $10 I_n$ до $20 I_n$.

При этом в стандарте разъясняется, что верхняя граница стандартного диапазона мгновенного расцепления для автоматических выключателей типа D специального назначения может быть увеличена до $50 I_n$.

Для универсальных автоматических выключателей стандартом МЭК 60898-2 2003 г. предусмотрено только два типа – В и С. При этом для постоянного тока даны иные стандартные диапазоны мгновенного расцепления:

- тип В – свыше $4 I_n$ до $7 I_n$;
- тип С – свыше $7 I_n$ до $15 I_n$.

В п. 5.3.5 ГОСТ Р 50345 также установлены следующие стандартные диапазоны мгновенного расцепления:

тип В – свыше $3 I_n$ до $5 I_n$;

тип С – свыше $5 I_n$ до $10 I_n$;

тип D – свыше $10 I_n$ до $50 I_n$.

Наименование одной из характеристик автоматического выключателя бытового назначения – «стандартный диапазон мгновенного расцепления», используемое в указанных стандартах, нельзя признать удачным. Мгновенное расцепление не может иметь какой-либо диапазон. Оно либо происходит, либо нет. В требованиях стандартов речь идет о диапазонах, в которых находятся минимальные электрические токи, вызывающие мгновенное расцепление автоматических выключателей. То есть стандарты устанавливают диапазоны, в которых должны находиться токи мгновенного расцепления. Поэтому рассматриваемую характеристику автоматического выключателя более правильно назвать стандартным диапазоном токов мгновенного расцепления.

Если в главной цепи автоматического выключателя протекает электрический ток, величина которого равна нижней границе диапазона токов мгновенного расцепления ($3 I_n$, $5 I_n$, $10 I_n$ переменного тока или $4 I_n$, $7 I_n$ постоянного тока), то автоматический выключатель должен расцепиться за промежуток времени более 0,1 с, но менее 45 с или 90 с (тип мгновенного расцепления В), 15 с или 30 с (тип С) и 4 с или 8 с (тип D) соответственно при номинальном токе до 32 А включительно и более 32 А (см. стандартную время-токовую зону). То есть нижняя граница диапазона токов мгновенного расцепления не является током мгновенного расцепления.

При протекании в главной цепи автоматического выключателя электрического тока, равного верхней границе диапазона токов мгновенного расцепления ($5 I_n$, $10 I_n$, $50 I_n$ переменного тока или $7 I_n$, $15 I_n$ постоянного тока), он должен расцепиться за промежуток времени менее 0,1 с. То есть верхняя граница диапазона токов мгновенного расцепления представляет собой максимально допустимое значение тока мгновенного расцепления. Любой сверхток, превышающий верхнюю границу диапазона токов мгновенного расцепления, тем более, должен вызывать мгновенное расцепление автоматического выключателя.

В том случае, если значение электрического тока, протекающего в главной цепи автоматического выключателя, находится между нижней и верхней границами диапазона токов мгновенного расцепления, он может расцепиться либо с незначительной выдержкой времени (несколько секунд), либо без выдержки времени (менее 0,1 с). Фактическое время срабатывания конкретного автоматического выключателя определяется его индивидуальной время-токовой характеристикой. Ток мгновенного расцепления автоматического выключателя также определяется его индивидуальной время-токовой характеристикой.

Тип мгновенного расцепления – характеристика автоматического выключателя, указывающая его стандартный диапазон токов мгновенного расцепления.

В стандартах МЭК 60898-1 2003 г. и МЭК 60898-2 2003 г. для автоматических выключателей бытового назначения установлена характеристика, указывающая их стандартные диапазоны токов мгновенного расцепления. Эта характеристика не имеет специального наименования – место него применяется слово «тип» с буквой «В», «С» или «D». Автоматические выключатели, таким образом, классифицированы в стандарте МЭК 60898-1 по трем типам (В, С и D), а в стандарте МЭК 60898-2 по двум типам (В и С) в зависимости от значений их токов мгновенного расцепления.

В ГОСТ Р 50345 также установлены три типа (В, С и D), которым соответствуют три стандартных диапазона токов мгновенного расцепления.

Слово «тип», используемое вместо наименования рассматриваемой характеристики, не раскрывает ее сути. Возможно поэтому в требованиях стандартов МЭК 60898-1 и МЭК 60898-2 к маркировке автоматических выключателей сказано о нанесении на каждый автоматический выключатель обозначения, указывающего его мгновенное расцепление, перед обозначением его номинального тока. В аналогичных требованиях ГОСТ Р 50345 речь идет о нанесении на автоматический выключатель обозначения его типа мгновенного расцепления. Для устранения некоторой неопределенности в наименовании рассматриваемой характеристики ее целесообразно поименовать типом мгновенного расцепления.

Характеристика «тип мгновенного расцепления» предопределяет различные области применения автоматических выключателей. Автоматические выключатели с типом мгновенного расцепления В целесообразно применять для защиты от сверхтока большинства групповых электрических цепей в электроустановках индивидуальных жилых домов и в электроустановках квартир. Например, с их помощью можно выполнять защиту групповых электрических цепей освещения и штепсельных розеток.

Автоматические выключатели с типом мгновенного расцепления С обычно используют для защиты от сверхтока электрических цепей, в которых возможны большие пусковые токи при включении электрооборудования, например для защиты групповых электрических цепей освещения, в которых предусматривается одновременное включение большого числа светильников, групповых электрических цепей какого-либо электрооборудования, имеющего электродвигатели и др.

Автоматические выключатели с типом мгновенного расцепления D применяют для защиты от сверхтока тех электрических цепей, в которых имеются большие импульсные пусковые токи, появляющиеся, например, при включении трансформаторов, электромагнитных клапанов, больших емкостных нагрузок и др.

Некоторые фирмы производят автоматические выключатели с другими типами мгновенного расцепления, имеющими нижние и верхние пределы диапазонов токов мгновенного расцепления, значения которых меньше соответствующих пределов, установленных для типа мгновенного расцепления В. Например, выпускают автоматические вы-

ключатели с так называемым типом мгновенного расцепления А, которые имеют диапазон токов мгновенного расцепления свыше $2 I_n$ до $3 I_n$. Подобные типы мгновенного расцепления не предусмотрены стандартами МЭК 60898-1 и МЭК 60898-2.

Автоматические выключатели, мгновенно срабатывающие при меньшей кратности номинального тока, чем автоматические выключатели с типом мгновенного расцепления В, производители рекомендуют использовать для защиты от сверхтока электрических цепей с полупроводниковыми приборами, измерительных цепей с преобразователями, а также электропроводок большой протяженности.

Номинальная частота – промышленная частота, для которой разработан автоматический выключатель и с которой согласованы значения других его характеристик.

В стандарте МЭК 60947-1 2004 г. термин «номинальная частота» определен так: «частота питания, для которой разработано оборудование и с которой согласованы значения других характеристик». В примечании к определению термина указано, что одному и тому же оборудованию может быть задан ряд или диапазон номинальных частот или оно может быть рассчитано и для переменного тока и для постоянного тока.

В ГОСТ Р 50030.1 также использован термин «номинальная частота», который определен следующим образом: «частота тока, на которую рассчитан аппарат и при которой обеспечиваются установленные характеристики». В примечании к определению разъяснено, что «для одного аппарата может быть установлен ряд или диапазон номинальных частот либо он может работать на переменном и постоянном токе».

В стандарте МЭК 60947-2 2003 г. использован такой же термин, определение которого дано в стандарте МЭК 60947-1. В ГОСТ Р 50030.2, рассматриваемый термин не определен – его определение дано в ГОСТ Р 50030.1.

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «номинальная частота (автоматического выключателя)» определен так: «промышленная частота, для которой разработан автоматический выключатель и с которой согласованы значения других характеристик».

В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет наименование «номинальная частота» и следующее определение: «промышленная частота, на которую рассчитан данный выключатель для обеспечения заданных характеристик».

Любой автоматический выключатель бытового назначения предназначен для применения в электрических цепях переменного тока определенной промышленной частоты, которая называется номинальной частотой. С этой частотой согласованы другие характеристики автоматического выключателя. Конкретный автоматический выключатель может иметь одно или несколько значений номинальной частоты. Стандартные значения номинальной частоты автоматических выключателей равны 50 и 60 Гц. Если автоматический выключатель рассчитан только на одну номинальную частоту (например, только на 50 Гц), ее значение должно быть нанесено на корпус автоматического выключателя.

Номинальное напряжение изоляции U_i – установленное изготовителем напряжение, к которому отнесены напряжения испытания изоляции и расстояния утечки.

В стандарте МЭК 60947-1 2004 г. термин «номинальное изоляционное напряжение (U_i) (оборудования)» определен следующим образом: «значение напряжения, к которому отнесены испытания изоляции и расстояния утечки». В примечании к определению сказано, что для оборудования, не имеющего определенного номинального изоляционного напряжения, наибольшее значение номинального рабочего напряжения рассматривается как номинальное изоляционное напряжение.

В ГОСТ Р 50030.1 использован термин «номинальное напряжение изоляции (U_i) (аппарата)», который определен иначе: «значение напряжения, по которому определяют испытательное напряжение при испытании изоляционных свойств, расстояние утечки и воздушные зазоры». В примечании к определению разъяснено, что «для аппарата, у которого номинальное напряжение изоляции не устанавливается, его следует принимать как наибольшее значение любого номинального напряжения».

В стандарте МЭК 60947-2 2003 г. использован термин «номинальное изоляционное напряжение (U_i)», определение которого дано в стандарте МЭК 60947-1. В ГОСТ Р 50030.2, термин «номинальное напряжение изоляции (U_i)» не определен – его определение дано в ГОСТ Р 50030.1.

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «номинальное изоляционное напряжение (U_i) (автоматического выключателя)» определен следующим образом: «значение напряжения, установленного производителем, к которому отнесены напряжения испытания изоляции и расстояния утечки».

В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет наименование «номинальное напряжение изоляции (U_i) (выключателя)» и похожее определение – «установленное изготовителем значение напряжения, по которому определяют испытательное напряжение при испытании на электрическую прочность изоляции и расстояния утечки».

Номинальное напряжение изоляции применяется для определения значений напряжений, применяемых при испытании изоляции автоматического выключателя. Это напряжение также учитывают при установлении расстояний утечки автоматического выключателя. Когда отсутствуют другие указания, значение номинального напряжения изоляции соответствует наибольшему значению номинального напряжения автоматического выключателя бытового назначения. Однако значение наибольшего номинального напряжения автоматического выключателя не должно превышать значения его номинального напряжения изоляции.

Номинальное рабочее напряжение U_e – установленное изготовителем напряжение, при котором обеспечена работоспособность автоматического выключателя, особенно при коротком замыкании.

В стандарте МЭК 60947-1 2004 г. термин «номинальное рабочее напряжение (U_e) (оборудования)» определен следующим образом: «значение напряжения, которое, объединенное с номинальным рабочим током, определяет приме-

нение оборудования и к которому отнесены уместные испытания и категории применения». В пояснениях к определению сказано, что для однополюсного оборудования номинальное рабочее напряжение обычно устанавливается как напряжение на полюсе. Для многополюсного оборудования оно обычно устанавливается как напряжение между фазами. Пояснения дополнены следующими примечаниями:

Для определенных устройств и специфических применений можно применять другой метод установления U_e – это должно быть установлено в уместном стандарте на изделие;

Для многополюсного оборудования для использования в многофазных цепях различие может быть сделано между:

- a)** оборудованием для использования в системах, где одиночное замыкание на землю не будет заставлять полное напряжение между фазами появляться на полюсе – системы с заземленной нейтралью, незаземленные системы и системы, заземленные через полное сопротивление;
- b)** оборудованием для использования в системах, где одиночное замыкание на землю заставит полное напряжение между фазами появиться на полюсе (то есть системы с заземленной фазой);

Оборудованию может быть назначен ряд комбинаций номинальных рабочих напряжений и номинальных рабочих токов или мощностей для различных режимов и категорий применения;

Оборудованию может быть назначен ряд номинальных рабочих напряжений и связанных с ними включающих и отключающих способностей для различных режимов и категорий применения;

Обратить внимание на факт того, что рабочее напряжение может отличаться от эксплуатационного напряжения ... в пределах оборудования.

В ГОСТ Р 50030.1 использован термин «номинальное рабочее напряжение (U_e) (аппарата)», который определен так: «значение напряжения, в сочетании с номинальным рабочим током определяющее назначение аппарата, на которые ориентируются при проведении соответствующих испытаний и установлении категории применения». В пояснениях к определению термина отмечается, что «для однополюсного аппарата номинальное рабочее напряжение, как правило, устанавливается как напряжение на полюсе. Для многополюсного аппарата оно, как правило, устанавливается как межфазное напряжение». Пояснения снабжены следующими примечаниями:

«Для некоторых аппаратов и областей применения возможен другой способ назначения U_e , который должен быть установлен в стандарте на соответствующий аппарат»;

«В применении к многополюсным аппаратам для многофазных цепей следует различать:

- a)** аппараты для систем, в которых одно замыкание на землю не приводит к появлению на полюсе полного межфазного напряжения (т. е. систем без заземления и с заземленной нейтралью);
- b)** аппараты для систем, в которых одно замыкание на землю приводит к появлению на полюсе полного межфазного напряжения (т. е. систем с заземлением фазы);

«Для аппарата можно установить ряд комбинаций номинальных рабочих напряжений, номинальных рабочих токов или мощностей для различных режимов и категорий применения»;

«Для аппарата можно установить ряд номинальных рабочих напряжений и соответствующих значений включающей и отключающей способности для различных режимов и категорий применения»

«Следует учитывать, что рабочее напряжение может отличаться от эксплуатационного напряжения ... в аппарате».

В стандарте МЭК 60947-2 2003 г. использован термин «номинальное рабочее напряжение (U_e)», определение которого дано в стандарте МЭК 60947-1 2004 г., а также указано, что для автоматических выключателей U_e обычно устанавливается как напряжение между фазами. В Канаде и США номинальное рабочее напряжение U_e устанавливается как:

- a)** напряжение между фазами и землей вместе с напряжением между фазами (например 277/480 В) – для трехфазных четырехпроводных систем с заземленной нейтралью;
- b)** напряжение между фазами (например 480 В) – для трехфазных трехпроводных систем, незаземленных или заземленных через полное сопротивление.

Для автоматических выключателей, применяемых в системах с заземленной фазой, U_e должно быть установлено как напряжение между фазами ...

В ГОСТ Р 50030.2 термин «номинальное рабочее напряжение (U_e)» не определен – его определение дано в ГОСТ Р 50030.1. При этом указывается, что для автоматических выключателей, применяемых в системах с заземленной или изолированной нейтралью, « U_e обычно определяется как напряжение между фазами», а в системах с заземленной фазой – « U_e следует указывать как межфазное напряжение ...».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «номинальное рабочее напряжение (U_e) (автоматического выключателя)», имеющий краткое название «номинальное напряжение», определен следующим образом: «значение напряжения, установленное производителем, к которому относится его работоспособность (особенно работоспособность при коротком замыкании)». В приложении к определению характеристики сказано, что одному и тому же автоматическому выключателю может быть установлено несколько номинальных напряжений и соответствующих номинальных (коммутационных) способностей при коротком замыкании.

В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет полное наименование «номинальное рабочее напряжение (U_e) (выключателя)», краткое наименование – «номинальное напряжение» и похожее определение – «установленное изготовителем значение напряжения, связанное с его работоспособностью (особенно при коротких замыканиях)». В примечании к определению разъяснено, что «для одного выключателя можно установить несколько значений номинального напряжения с соответствующими значениями номинальной наибольшей отключающей способности».

Номинальное напряжение представляет собой характеристику, определяющую такое напряжение, при котором автоматический выключатель бытового назначения способен нормально функционировать в нормальном режиме, а также – в условиях короткого замыкания. Для одного автоматического выключателя может быть установлено несколько значений номинального напряжения, каждому из которых соответствует собственное значение номинальной коммутационной способности.

В ГОСТ Р 50345 установлены следующие предпочтительные значения номинального напряжения переменного тока для различных видов автоматических выключателей:

- ❖ для однополюсных – 120 В, 230 В, 230/400 В;
- ❖ для двухполюсных – 120/240 В, 230 В, 400 В;
- ❖ для трехполюсных и четырехполюсных – 240 В, 400 В.

В стандарте отмечается, что предпочтительное значение напряжения 230/400 В, которое установлено в соответствии с требованиями ГОСТ 29322–92 (МЭК 38–83) «Стандартные напряжения»², должно постепенно вытеснять значения 220/380 В и 240/415 В.

Предпочтительные значения номинального напряжения, равные 120 В, 120/240 В и 240 В, установлены ГОСТ Р 50345 для автоматических выключателей, которые предназначены для использования в электрических системах с номинальным напряжением 120/240 В и 240 В. Автоматические выключатели, имеющие значения номинального напряжения 230 В, 230/400 В и 400 В, применяют в широко распространенных электрических системах с номинальным напряжением 230/400 В.

В стандарте МЭК 60898-2 2003 г. для универсальных автоматических выключателей установлены следующие предпочтительные значения номинального напряжения постоянного тока:

- ❖ для однополюсных – 125 В, 220 В;
- ❖ для двухполюсных – 125/250 В, 220/440 В.

Номинальное напряжение – см. номинальное рабочее напряжение.

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «номинальное рабочее напряжение (U_e) (автоматического выключателя)» имеет краткое название «номинальное напряжение». В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет полное наименование «номинальное рабочее напряжение (U_e) (выключателя)» и краткое наименование – «номинальное напряжение».

Номинальный ток I_n – установленный изготовителем электрический ток, который автоматический выключатель способен проводить в продолжительном режиме при определенной контрольной температуре окружающего воздуха.

В стандарте МЭК 60947-2 2003 г. термин «номинальный ток (I_n)» для автоматического выключателя определен следующим образом: «номинальный непрерывный ток (I_n) ... и равен условному тепловому току на открытом воздухе (I_{th})».

В ГОСТ Р 50030.2 использован такой же термин, который определен следующим образом: «... непрерывный ток (I_n) ... , равный условному тепловому току на открытом воздухе (I_{th})».

В стандарте МЭК 60947-1 2004 г. термин «условный тепловой ток на открытом воздухе (I_{th})» определен следующим образом: «максимальное значение испытательного тока, используемого для испытаний на превышение температуры оборудования открытого исполнения на открытом воздухе». Определение термина снабжено следующими разъяснениями: значение условного теплового тока на открытом воздухе должно быть по крайней мере равно максимальному значению номинального рабочего тока ... оборудования открытого исполнения в восьмичасовом режиме Под открытым воздухом понимают воздух в помещении при нормальных условиях, разумно свободный от сквозняков и внешнего излучения. В примечаниях к определению термина указано, что:

- ❖ этот ток не является номинальным и необязательно маркируется на оборудовании;
- ❖ оборудование открытого исполнения – оборудование, поставляемое изготовителем без оболочки или оборудование, поставляемое изготовителем с неотъемлемой оболочкой, которая обычно не предназначена, чтобы быть единственной защитной оболочкой оборудования.

В стандарте МЭК 60947-1 2004 г. определен также термин «номинальный непрерывный ток (I_n) (оборудования)»: «значение тока, установленного изготовителем, который оборудование может проводить в непрерывном режиме».

В ГОСТ Р 50030.1 термин «условный тепловой ток на открытом воздухе (I_{th})» определен так: «максимальное значение испытательного тока, используемого при проверке превышения температуры аппаратов открытого исполнения на открытом воздухе». Пояснения к процитированному определению гласят: «значение условного теплового тока на открытом воздухе должно превышать или в крайнем случае равняться максимальному номинальному рабочему току ... аппарата открытого исполнения в восьмичасовом режиме Под открытым воздухом подразумевают нормальную атмосферу в помещении без сквозняков и внешней радиации». В примечаниях к определению термина уточняется, что:

- ❖ «это не номинальный параметр, его не обязательно маркируют на аппарате»;
- ❖ «аппарат открытого исполнения – это аппарат, поставляемый изготовителем без оболочки или с неотделимой оболочкой, нормально не предназначенной служить единственной защитной оболочкой аппарата».

В ГОСТ Р 50030.1 также использован термин «номинальный длительный ток (I_u) (аппарата)», который определен следующим образом: «указанное изготовителем зна-

² ГОСТ 29322 разработан на основе стандарта МЭК 60038 1983 г. и введен в действие с 1 января 1993 г. Его требованиями номинальное напряжение трехфазных трехпроводных или четырехпроводных электрических сетей установлено равным 230/400 В. До 2003 г. используемые номинальные напряжения 220/380 В и 240/415 В должны были быть заменены значением 230/400 В. Номинальное напряжение однофазных трехпроводных электрических сетей установлено в указанном стандарте равным 120/240 В.

чение тока, который может проводить аппарат в продолжительном режиме».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «номинальный ток (I_n)» определен следующим образом: «ток, установленный изготовителем как ток, который автоматический выключатель разработан проводить в непрерывном режиме при определенной эталонной температуре окружающего воздуха».

В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет такое же наименование – «номинальный ток (I_n)» и похожее определение – «установленный изготовителем ток, который выключатель способен проводить в продолжительном режиме при указанной контрольной температуре окружающего воздуха».

Номинальный ток представляет собой характеристику, устанавливающую максимальное значение электрического тока, который автоматический выключатель бытового назначения способен проводить в продолжительном режиме (неделями, месяцами и даже годами) при температуре окружающего воздуха, равной контрольной температуре окружающего воздуха – 30 °С.

В ГОСТ Р 50345 и стандарте МЭК 60898-1 установлены следующие предпочтительные значения номинального тока: 6, 8, 10, 13, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125 А. Автоматические выключатели, которые серийно выпускают различные фирмы, имеют больший диапазон номинальных токов – от 0,16 до 125 А.

Условное время – промежуток времени, равный 1 ч для автоматических выключателей с номинальным током до 63 А включительно и 2 ч – с номинальным током свыше 63 А.

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. и в ГОСТ Р 50345 используется характеристика автоматического выключателя бытового назначения, которая имеет наименование «условное время». Эта характеристика устанавливает для автоматического выключателя промежуток времени, равный 1 ч при номинальном токе до 63 А включительно и 2 ч, если его номинальный ток превышает 63 А. Она используется с двумя другими характеристиками автоматического выключателя – условным током нерасцепления и условным током расцепления – при задании параметров стандартной время-токовой зоны автоматического выключателя.

Условный ток нерасцепления I_{nt} – установленный электрический ток, который автоматический выключатель способен проводить условное время без расцепления.

В стандарте МЭК 60947-1 2004 г. термин «условный нерасцепляющий ток (реле или расцепителя сверхтока)» определен следующим образом: «установленное значение тока, которое реле или расцепитель может проводить определенное время (условное время) без срабатывания».

В ГОСТ Р 50030.1 этот термин имеет наименование «условный ток нерасцепления (максимального реле или расцепителя тока)» и похожее определение – «установленное значение тока, который реле или расцепитель способ-

ны проводить, не срабатывая, в течение заданного (условного) времени».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «условный нерасцепляющий ток I_{nt} » определен так: «установленное значение тока, который автоматический выключатель способен проводить определенное время (условное время) без расцепления».

В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет наименование «условный ток нерасцепления I_{nt} » и похожее определение – «установленное значение тока, который выключатель способен проводить заданное (условное) время без расцепления».

Характеристика автоматического выключателя бытового назначения «условный ток нерасцепления» устанавливает такое значение электрического тока, который автоматический выключатель проводит не расцепляясь в пределах условного времени, равного 1 ч, при номинальном токе автоматического выключателя до 63 А включительно и 2 ч, если его номинальный ток превышает 63 А. Значение условного тока нерасцепления установлено в стандарте МЭК 60898-1 2003 г. и в ГОСТ Р 50345 равным 1,13 номинального тока автоматического выключателя.

Условный ток расцепления I_t – установленный электрический ток, вызывающий расцепление автоматического выключателя в пределах условного времени.

В стандарте МЭК 60947-1 2004 г. термин «условный расцепляющий ток (реле или расцепителя сверхтока)» определен следующим образом: «установленное значение тока, который вызывает срабатывание реле или расцепителя в течение определенного времени (условного времени)».

В ГОСТ Р 50030.1 этот термин имеет наименование «условный ток расцепителя (максимального реле или расцепителя тока)» и похожее определение – «установленное значение тока, вызывающее срабатывание реле или расцепителя в течение заданного (условного) времени».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «условный расцепляющий ток I_t » определен так: «установленное значение тока, который вызывает расцепление автоматического выключателя в течение определенного времени (условного времени)».

В ГОСТ Р 50345, который разработан на основе стандарта МЭК 60898 1995 г., этот термин имеет наименование «условный ток расцепления I_t » и похожее определение – «установленное значение тока, вызывающее расцепление выключателя в пределах заданного (условного) времени».

Характеристика автоматического выключателя бытового назначения «условный ток расцепления I_t » устанавливает такое значение электрического тока, при котором его расцепление происходит в пределах условного времени, равного 1 ч при номинальном токе автоматического выключателя до 63 А включительно и 2 ч, если его номинальный ток превышает 63 А. Значение условного тока расцепления установлено в стандарте МЭК 60898-1 2003 г. и в ГОСТ Р 50345 равным 1,45 номинального тока автоматического выключателя.



НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ТОЛЬЯТТИНСКИЙ ТРАНСФОРМАТОР»

Группа Компаний «Тольяттинский Трансформатор», управляющее подразделение преобразованного в начале 2004 года в холдинг завода ОАО «Трансформатор» (г. Тольятти), является крупнейшим производителем электро-технического оборудования в России и странах СНГ.

Датой рождения предприятия считается июнь 1956 года, когда правительством страны было принято решение о строительстве завода ртутных выпрямителей в городе Ставрополе-на-Волге. В 1961 году предприятие выпустило первый трансформатор мощностью 5600 кВА. За 45 лет завод накопил богатейший опыт в разработке, изготовлении и поставках трансформаторного оборудования для различных отраслей хозяйства.

В настоящее время Группа Компаний «Тольяттинский Трансформатор» выпускает оборудование, которое полностью соответствует требованиям российских и международных стандартов. Это трансформаторы различных конструкций, исполнений и назначений: силовые, распределительные, регулировочные, специальные и др., мощностью 25-400000 кВА, классов напряжения 0,4-500 кВ. Основной перечень трансформаторного оборудования насчитывает более 200 различных типов и исполнений.

Кроме того, завод изготавливает и продукцию по специальным техническим требованиям заказчиков, с более жесткими характеристиками. Так, например, возможно из-

готовление специальных трансформаторов с повышенной стойкостью к ударным токам, предназначенных для питания прокатных станов и печей металлургических производств с резкопеременными нагрузками. Имеются трансформаторы для нужд МПС, в том числе для двигателей электропоездов, питания тяговых подстанций, контактных сетей, передвижных тяговых подстанций и др. Разработанные для атомных электростанций трансформаторы оснащаются самыми современными системами контроля их состояния в процессе эксплуатации. Общие производствен-



<<19

Предохранители ПКТ 101 и ПКТ 001 категории размещения 1 отличаются от предохранителей этой же категории размещения 3 формой опорных изоляторов и наличием в патроне дополнительных деталей, герметизирующих внутреннюю полость патрона.

Не допускается применение предохранителей ПКТ в сетях с напряжением, меньшим номинального напряжения предохранителя.

Предохранители ПКТ 001-10 могут применяться для цепей с номинальным напряжением 3 и 6 кВ.

Маркировка патрона наносится на середину фарфоровой трубки, маркировка изолятора наносится на боковую поверхность, маркировка контактов наносится на поверхность стальной планки контакта. Маркировка выполняется аппликационными этикетками.

Расшифровка условного обозначения предохранителей ПКТ 001 в качестве примера приведена для предохранителя ПКТ 001-10УЗ:

- П - предохранитель;
- К - с кварцевым наполнителем;
- Н - для трансформаторов напряжения;
- 0 - однополюсный, без цоколя и без указателя срабатывания;
- 01 - конструктивное исполнение контакта;
- 10 - номинальное напряжение в киловольтах;
- У - климатическое исполнение;
- З - категория размещения.

Расшифровка условного обозначения предохранителей ПКТ 101, ПКТ 102, ПКТ 103 и ПКТ 104 в качестве примера приведена для предохранителя ПКТ 101-10-20У1:

41>>

ные возможности предприятия по выпуску этой и другой продукции составляют 30 млн. кВА в год.

Совместно с Институтом космических исследований РАН, Самарским аэрокосмическим университетом и институтом ВИТ (Украина) проведены научно-исследовательские работы и налажено производство трансформаторов в сейсмостойком исполнении до 9 баллов по шкале MSK-64.

Продукция марки Группы Компаний «Тольяттинский Трансформатор» эксплуатируется сейчас на важнейших энергетических объектах, таких, как ГЭС, ТЭЦ, АЭС, на предприятиях РАО «ЕЭС России», в энергосистемах, в системах электропитания промышленных предприятий, на подстанциях электрифицированных железных дорог и на электровозах, на предприятиях нефтегазового комплекса, на муниципальных объектах и в сельском хозяйстве России и стран СНГ. Трансформаторы были поставлены и надежно служат в 50 странах дальнего зарубежья.

Любой из входящих в номенклатурный перечень выпускаемых заво-

дом трансформаторов может быть собран с использованием комплектующих ведущих мировых производителей электротехнического оборудования. В числе основных поставщиков комплектующих и материалов завода выступают ведущие российские и зарубежные производители, - такие, как ОАО «Москабельмет», ОАО «Самаркабель», Новолипецкий и Верхне-Исетский металлургические комбинаты, Малинская и Серпуховская бумажные фабрики, компании «Maschinenfabrik Reinhausen GmbH» (переключающие устройства), «Menk Apparatebau GmbH» (системы охлаждения), «Elektromotoren und Gerätebau Barleben GmbH» (защитные системы), «AREVA Schorch Transformatoren GmbH» (системы мониторинга), «Lacroix+Kress» и «PUCARO Electro-Isolierstoffe GmbH» из Германии, «Sergi» (системы пожаротушения) из Франции, «WEIDMANN Systems International AG» (изоляционные материалы) из Швейцарии, «ABB Components AB» (вводы) из Швеции, «SMITD RAAD» из Нидерландов, «Hyundai Heavy Industries Co» из Ко-



реи и Болгарии, «TRENCH (UK) Ltd.» из Великобритании и др.

Система управления качеством предприятия сертифицирована на соответствие требованиям международного стандарта качества ISO-9001 (Сертификат № РОСС RU.I/IC 23. К 00378).

Испытательный центр Группы Компаний «Тольяттинский Трансформатор» аккредитован Госстандартом России в качестве технически компетентной лаборатории на право проведения работ по испытаниям трансформаторов (Сертификат № РОСС RU.0001.22MB19).

Группа Компаний «Тольяттинский Трансформатор» получила свидетельства об аккредитации предприятия в РАО «ЕЭС России» по изготовлению оборудования для объектов электроэнергетики, а также по монтажу, наладке и ремонту объектов электроэнергетики.

ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ РНТА

В последние годы Группа Компаний «Тольяттинский Трансформатор» совместно с ВИТом разработала и освоила выпуск новых переключающих устройств для регулирования напряжения типа РНТА. Самые современные усовершенствованные переключающие устройства РНТА-У-35/200 имеют, в отличие от предшественников, совмещенный с устройством привод. Для повышения качества изготовления данных переключателей завод приступил к производству особо точных деталей и узлов привода на вновь приобретенном оборудовании с ЧПУ.

Переключающее устройство РНТА-35/200Р-16/20-93-У1 предназначено для ступенчатого регулирования напряжения под нагрузкой силовых понижающих трансформаторов класса напряжения 110 кВ, мощностью от 6,3 до 40 МВА. Переключающее устройство РНТА-У-35/200-8/9-2000-У1 предназначено для ступенчатого регулирования напряжения 35 кВ и мощностью от 2,5 до 10 МВА.

В планах Группы Компаний «Тольяттинский Трансформатор» освоение переключающих устройств:

- а) РНТА-У-10/125-8/9 - для трансформаторов класса напряжения 10 кВ, мощностью 1600 кВА;
- б) РНОА-1-110/800Р-16/20 - для понижающих автотрансформаторов класса напряжения 220/110 кВ, мощностью 63-125 МВА;
- в) РНТА-III-35/800Р-16/20 - для повышающих трансформаторов класса напряжения 35 кВ, мощностью 2,5-63 МВА;
- г) РНТА- III-10/300-8/9 - для трансформаторов класса напряжения 10 кВ, мощностью до 4000 кВА.

Устройства РНТА-35/200, которые были установлены в трансформаторы собственного производства и поставлены различным заказчикам, отличаются повышенным ресурсом по числу переключений по сравнению с требованиями ТУ и МЭК. (3,3 млн. переключений вместо 1 млн.)

Готовность Группы Компаний «Тольяттинский Трансформатор» к серийному выпуску была подтверждена межведомственной приемочной комиссией с участием представителей РАО «ЕЭС России». Технические условия на устройство согласованы с ОАО «ФСК ЕЭС» и устройство рекомендовано для применения в электрических сетях России.

Переключатель производства Группы Компаний «Тольяттинский Трансформатор» примерно на треть дешевле аналогичных переключающих устройств болгарского производства.

ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА НА ОСНОВЕ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ТИРИСТОРНЫХ БЛОКОВ

Вторым важнейшим направлением развития Группы Компаний «Тольяттинский Трансформатор» является преобразовательная техника на основе высоковольтных тиристорных блоков. Для производства изделий преобразовательной техники был специально спроектирован и возведен новый производственный корпус, оснащенный современным оборудовани-

- П - предохранитель;
- К - с кварцевым наполнителем;
- Т - для силовых трансформаторов;
- 1 - однополюсный, с указателем срабатывания;
- 01 - конструктивное исполнение контакта;
- 10 - номинальное напряжение в киловольтах;
- 16 - номинальный ток предохранителя в амперах;
- 20 - номинальный ток отключения в килоамперах;
- У- климатическое исполнение;
- 1 - категория размещения.

ЗАО АВК-Энерго

ЭЛЕКТРОАНАЛИЗАТОР QNA-P – ОТ КОМПАНИИ «ДЖОУЛЬ»

Анализатор качества электроэнергии QNA-P предназначен для количественной оценки отклонения напряжения в 3-х фазной электросети от стандартного.

Измеряемые параметры: напряжение, ток, частота, мощность, реактивная мощность L/C, коэффициент мощности, энергия, реактивная энергия L/C, коэффициенты несинусоидальности U и I, гармоники U и I до 50-ой, фликер, ток нейтрали, несимметрия по нулевой и обратной последовательности. Фиксация событий (перенапряжения, посадки, отключения). Стандарт: IEC 61000 - Class A. Класс точности: 0,2S.

Энерготехническая компания
«Джоуль»



ем, технологическими линиями и уникальным комплексом испытательного оборудования.

Группа Компаний «Тольяттинский Трансформатор» разрабатывает и изготавливает преобразовательную технику на основе высоковольтных тиристорных блоков для линий (вставок) электропередач постоянного и переменного тока сверхвысоких напряжений, статические компенсаторы реактивной мощности, тиристорные пускоостанавливающие устройства для мощных промышленных электродвигателей и газоперекачивающих агрегатов, конденсаторные установки, агрегаты и системы охлаждения.

В конструкции тиристорных блоков используются передовые технические решения. Это, например, тиристоры повышенной мощности, индивидуальное управление работой каждого тиристора с использованием микропроцессоров, монохроматического излучения лазера и оптоволоконной техники, охлаждение тиристоров, резисторов и других активных элементов деионизованной водой, блочно-модульное построение изделий, электрическая изоляция высоковольтных элементов конструкции современными электроизоляционными компаундами, системы управления на основе новейших элементной базы и печатных плат.

Высоковольтные тиристорные блоки и системы их охлаждения более двух десятилетий надежно служат в составе преобразовательно-инверторной подстанции в г. Выборге для передачи электроэнергии из России в Финляндию и далее в Западную Европу.

Статические компенсаторы реактивной мощности поставлялись отечественным металлургическим предприятиям и иностранным фирмам.

СТК, изготовленные в Тольятти, с успехом эксплуатируются на Белорусском, Молдавском и Дальневосточном металлургических комбинатах, на Волжском трубопрокатном заводе и других предприятиях.

Как опытный российский разработчик и изготовитель преобразовательной техники, завод в рамках развития ФСК определен единственным производителем статических компенсаторов для замены морально устаревших и физически изношенных вращающихся синхронных компенсаторов реактивной мощности. Данное направление рассматривается руководителями предприятия как исключительно перспективное.

ТРАНСФОРМАТОРЫ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

В последнее время в рамках сотрудничества конструкторов завода с ведущими проектными институтами стран СНГ была проведена уникальная разработка трансформаторов нового поколения. Реальное воплощение замыслов по применению новых изоляционных материалов и передовых конструктивных решений было осуществлено на практике при изготовлении базовой модели трансформатора ТДТН-40000/110. В результате удалось снизить потери холостого хода трансформатора на 30%, а весовые характеристики - на 8%.

В новых разработках применяются новые марки электротехнических сталей 3408-3409 толщиной 0,23-0,27 мм с пониженными удельными потерями и производство магнитных систем с полным косым стыком и схемой шихтовки «Step Lap», что позволяет снизить удельные потери выпускаемых трансформаторов более чем на 8 %.

Для уже выпускаемых и вновь намечаемых к выпуску моделей трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов предусматривается модернизация системы охлаждения с заменой трубных гнутых радиаторов на панельные.

Для решения задачи длительной стойкости покрытия в условиях эксплуатации под воздействием факторов климатического воздействия на заводе продолжают работы по внедрению новой системы покрытия эмалью с цинковым протектором коррозии, наносимыми в 2-3 слоя, немецкого производства. Это принципиально новая по замыслу антикоррозионная защита, ее покрытие анодно по отношению к стали, что обеспечивает прямую электрохимическую защиту изделия.

СЕРВИС

В заключение хотелось бы отметить, что завод имеет собственный Сервисный центр, который проводит полную диагностику трансформаторов, оказывает содействие в их монтаже и шефмонтаже, обеспечивает заказчика поставками запасных деталей и узлов, обучает сотрудников эксплуатационных служб заказчика и консультирует их в процессе последующей работы.

В случае необходимости технические службы Сервисного центра могут модернизировать имеющиеся трансформаторы с целью повышения их технико-экономических показателей и продлении срока эксплуатации, смогут осуществить ремонт трансформаторов в полевых условиях и на предприятии, капитальный ремонт трансформаторов, выработавших свой ресурс.

Расчетный срок службы трансформаторов, автотрансформаторов, реакторов и преобразовательной техники производства Группы Компаний «Тольяттинский Трансформатор» составляет 25 лет. Гарантийные обязательства завода на поставляемое электрооборудование с момента введения в эксплуатацию - три года.

Группа Компаний «Тольяттинский Трансформатор»

Киреева Э. А.



ПРИБОРЫ БЕЗРАЗБОРНОГО КОНТРОЛЯ И ПУЛЬТЫ УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Как показывает опыт, около 80% всех отказов и неисправностей выключателей происходит из-за механических дефектов, часть которых обусловлена дефектами в механизме выключателя. Последний выполняет функцию преобразования энергии привода в поступательное движение контактов и имеется в любом выключателе: воздушном, масляном, элегазовом, вакуумном.

Наибольшую актуальность приборы безразборного контроля представляют для масляных выключателей, что объясняется следующими причинами:

- * механизмы масляных выключателей являются одними из наиболее сложных;
- * масляные выключатели наиболее многочисленны и, несмотря на ведущееся техническое перевооружение, пройдет немало лет, пока будет демонтирован последний из них;
- * большинство эксплуатируемых масляных выключателей выработало свой ресурс.

К настоящему времени значительная часть электрооборудования России либо выработала свой ресурс, либо приближается к завершению срока службы.

Известно, что в выключателях с большим сроком эксплуатации увеличивается чувствительность к факторам из-

носа, что приводит к увеличению скорости развития дефектов, а сложившаяся система технического и ремонтного обслуживания, регламентирующая сроки и типы плановых ремонтов, не в состоянии обеспечить надежную работу такого оборудования. Поэтому изношенный выключатель после очередного ремонта может выйти из строя, не дождав-шись следующего ремонта. За рубежом успешно применяют непрерывный контроль технического состояния выключателей под рабочим напряжением, что позволяет своевременно получать информацию о возникающих неисправностях и перейти от плановых ремонтов к ремонтам по фактическому состоянию.

Для повышения экономической эффективности обследований предпочтение отдают средствам контроля, позволяющим:

- * получать информацию без вывода выключателей из эксплуатации, например, тепловизионным методом контроля качества переходных сопротивлений контактов, контроля диэлектрических характеристик маслонаполненных вводов под высоким напряжением и др.;
- * получать информацию без разбора выключателей;

<<41

МОДЕЛЬНЫЙ РЯД ПРИБОРОВ УЧЕТА КОНЦЕРНА «ЭНЕРГОМЕРА» ПОПОЛНИЛСЯ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКОМ ЦЭ6807П В НОВОМ КОРПУСЕ Р5 ДЛЯ МОНТАЖА НА РЕЙКУ

Концерном «Энергомера» освоено серийное производство нового исполнения электросчетчика ЦЭ6807П - ЦЭ6807П Р5. Новый электросчетчик выпускается в корпусе, предназначенном для монтажа на рейку ТН35.

По своим характеристикам новое исполнение ничем не отличается от базовой модели, но, несмотря на это, прибор претерпел ряд важных качественных улучшений:

- * Новый корпус полностью соответствует между-народным стандартам.
- * Компактные размеры корпуса (ширина 89 мм) позволяют устанавливать электросчетчик в малогабаритные щитки.
- * Новая клеммная колодка выпускается в двух исполнениях: с цельнометаллическими и наборными токоотводами.

Концерн «ЭНЕРГОМЕРА»

ООО «КАМТЭК-ЭНЕРГО» – НОВЫЕ ВЕНТИЛЬНЫЕ РАЗРЯДНИКИ.

Разрядники РВО-10У1 предназначены для защиты от грозовых перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 6 и 10 кВ в сетях с изолированной и заземленной нейтралью.

46>>



Рис 1

- * охватывать контролем сразу несколько узлов выключателя либо контролировать несколько характеристик узла (универсальные методы);
- * распознавать неисправности на ранней стадии развития;
- * получать обобщенные оценки технического состояния, например остаточного коммутационного или механического ресурса.

СКБ ЭП выпускает современные приборы контроля выключателей, в основе которых лежит метод регистрации процесса перемещения одного из элементов механизма: подвижного контакта, траверсы, вала привода и других, при пусках выключателя и

сопоставлении полученного графика с графиком полностью исправного выключателя. При этом необходимая информация извлекается из самого механического процесса непосредственно.

Ниже рассмотрены приборы контроля различных типов выключателей, выпускаемые СКБ ЭП.

Приборы контроля воздушных и элегазовых выключателей ПКВ/ВЗА (рис 1) предназначены для измерения и регистрации их фактических временных характеристик (всех типов выключателей и классов напряжений) при их ремонте и проверке. Приборы полностью заменяют используемые в настоящее время шлейфовые осцил-

Технические характеристики прибора ПКВ/ВЗА

Число каналов контроля контактов	18
Число каналов реостатных датчиков	6
Число каналов измерения тока	1
Число каналов запуска	2
Диапазон измерения времени, с	0...1,5
Погрешность измерения времени, с	±0,001
Диапазон измерения тока с шунтом 75 мВ, А	0...25
Погрешность измерения тока, %	<1,5
Масштаб по времени на экране и на распечатке, мс/дел	2
Максимальная длина контрольного кабеля между выключателем и прибором, м	600
Питание от сети переменного тока, В	220
Масса прибора, кг	5
Масса монитора, кг	5

логграфы и позволяют получить большую точность измерений, вывод результатов в цифровой форме на дисплей и принтер, а также исключить субъективные ошибки, повысить качество и сократить время контроля выключателей. Прибор не требует высокой квалификации персонала при измерениях.

Приборы контроля высоковольтных выключателей ПКВ/М5А (рис 2) предназначены для безразборного контроля и измерения временных и скоростных характеристик масляных, вакуумных, элегазовых выключателей, имеющих до трех разрывов на полюс.



Рис 2

Приборы имеют следующие достоинства:

- * высокую помехозащищенность;
- * расширенные функциональные возможности;
- * увеличенное количество измеряемой информации о состоянии выключателя;
- * повышенную точность измерений;
- * адаптированность ко всем типам выключателей;
- * простоту и надежность обслуживания;
- * расширенный температурный диапазон эксплуатации;
- * энергонезависимую память.

Технические характеристики приборов ПКВ/М5А

Измеряемые параметры	Временные, скоростные, хода, одновременность В-О между полюсами, «отскок» и «перелет» траверсы при работе прибора
Временные затраты на получение цифровых значений времени, хода, скорости, с	5
Погрешность измерений, менее, %	4
Верхняя граница диапазона измерения скорости, не более, м/с	20
Напряжение питания прибора, В	90...245
Рабочий диапазон температур эксплуатации, °С	-30...+401
Время выхода дисплея на рабочий режим после выдержки прибора при $t=-30^{\circ}\text{C}$, мин	30

Приборы ПКВ/М5А предназначены для организаций, в которых ведутся многолетние компьютерные архивы по силовому оборудованию, имеются квалифицированные кадры, способные более полно использовать возможности прибора.

Приборы контроля выключателей ПКВ/М6 (рис 3) предназначены для безразборного контроля масляных, вакуумных и элегазовых выключателей всех типов и классов напряжений, имеющих от одного до трех разрывов на полюс (отечественные и зарубежные выключатели).



Рис 3

Приборы ПКВ/М6 контролируют характеристики выключателей в простых и сложных циклах в отличие от приборов ПКВ/М5А. Кроме того, в приборах ПКВ/М6 информация распечатывается на встроенном термопринтере, а в приборах ПКВ/М5А информация выводится на ЖК-дисплей. Приборы ПКВ/М6 не имеют энергонезависимой памяти и связи с компьютером, а также у них отсутствует гальваническая развязка по каждому каналу полюсов.

Преимуществом приборов ПКВ/М6 являются меньшие габариты и вес: 213x232x89 мм и 3 кг против 340x320x70 мм и 5 кг у приборов ПКВ/М5А. Отказ от энергонезависимой памяти в пользу встроенного термопринтера позволил упростить управление приборами ПКВ/М6. Остальные параметры такие же, как у приборов ПКВ/М5А.

Приборы ПКВ/М6 предназначены для организаций с малочисленным и менее квалифицированным ремонтным персоналом, не ведущих электронных архивов, для далеких и длительных командировок.

Универсальные приборы контроля высоковольтных выключателей ПКВ/У2 (рис 4) предназначены для контроля технического состояния всех видов выключателей (воздушных, масляных, элегазовых, вакуумных), имеющих до 12-и разрывов на полюс. Один прибор ПКВ/У2 заменяет два прибора: ПКВ/В3А и ПКВ/М5А.

Результаты измерений в цифровой форме выводятся на дисплей компьютера. В компьютере хранится банк графиков механических процессов исправных и неисправных выключателей, что позволяет оперативно выводить на дисплей эталонный график и сравнивать путем наложения с

<<44

Разрядники РВО - 6У1 и РВО - 10У1 соответствуют ТУ 3414-005-40774473-01.

На разрядники получен сертификат соответствия требованиям безопасности № РОСС RU.MBO2. В 00532, выданный ассоциацией «ЭНЕРГОСЕРТ».

Они предназначены для эксплуатации в районах с умеренным климатом при температуре окружающего воздуха: от -450С до +400С.

Высота установки над уровнем моря не более 1000м.

Относительная влажность воздуха при t +25°С до 100%.

Разрядник состоит из искровых промежутков и нелинейных резисторов, заключенных в герметично закрытую фарфоровую покрывку, которая защищает внутренние элементы разрядника от воздействий внешней среды и обеспечивает стабильность характеристик.

Рабочий резистор разрядника изготовлен из спецмассы «Вилит» и обладает нелинейной вольтамперной характеристикой.

Разрядники вентильные типа РВО-6Н и РВО-10Н предназначены для защиты от грозовых перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока частоты 50Гц с номинальным напряжением сети 6 и 10кВ с любой системой заземления нейтрали.

Разрядники рассчитаны на длительную работу, как на открытом воздухе, так и в закрытых помещениях. Разрядники применяются на высоте до 1000м. над уровнем моря при температуре от минус 50°С до плюс 55°С.

Разрядники типа РВО-6Н и РВО-10Н аналогичны по своей конструкции и различаются лишь высотой фарфоровой покрывки, количеством последовательных резисторов и искровых проме-



Рис 4

полученным графиком проверяемого выключателя.

В комплекте приборов имеются прецизионные цифровые датчики перемещения с высоким разрешением: линейного перемещения – ДП12 на диапазон 0–1000 мм и разрешением в 0,5 мм и ДП31 на диапазон 0–40 мм и разрешением в 0,05 мм; углового перемещения – ДП21 на диапазон 0–360° и разрешением в 0,09°. Прибор позволяет получать три вида графика: $V = F(t)$, $S = F(t)$, $V = F(S)$, где V – скорость движения, S – ход, t – время. Время регистрируется через каж-

дые 100 мкс, а скорость вычисляется с погрешностью не более 4%.

Полный график зарегистрированного процесса содержит информацию о техническом состоянии многих отдельных элементов и узлов механизмов выключателя.

Кроме приборов контроля, СКБ ЭП поставляет пульта управления для выключателей, приведенные ниже.

Пульты ПУВ-10 (рис 5) предназначены для управления пуском выключателей путем автоматической подачи на катушки электромагнитов командных импульсов.

Технические характеристики приборов ПКВ/У2

Диапазон измерения временных характеристик, с	0,0004...8
Погрешность измерения временных характеристик, мс	±0,1
Диапазон измерения скорости, м/с	0,1...25
Погрешность измерения скорости, %	≤4
Диапазон измерения хода, мм	0,5...900
Погрешность измерения хода: датчиком ДП12*, мм датчиком ДП12**, мм	±1 ±1,5
Максимальный выходной ток коммутатора, А	12
Входное напряжение коммутатора и напряжение питания измерительного блока: для постоянного тока, В для переменного тока, В	100...350 100...242
Габариты измерительного блока (ширина x высота x глубина), мм	300 x 140 x 140
Масса измерительного блока, кг	6
Питание от сети переменного тока, В	220
Температурный диапазон эксплуатации измерительного блока, °С	-20...+50
* Датчик линейных перемещений ** Датчик угловых перемещений	

54>>



Рис 5

Отличительными особенностями пультов ПУВ-10 являются:

- * широкий диапазон и высокая точность задания временных интервалов;
- * высокая надежность и большой срок службы;
- * многократно резервированные меры безопасности;
- * не критичность к ошибкам подключения и управления при эксплуатации.

Технические характеристики пультов ПУВ-10

Входное коммутируемое напряжение питания: постоянное, В	50...300
переменное 50 Гц, В	55...242
Максимальный ток нагрузки, А	10
Падение напряжения на внутренних элементах пульта при максимальном токе, не более, В	12
Напряжение и ток через «сухой контакт», В и А	240 и 10
Дискретность задания временных интервалов, мс	10
Диапазон программирования времени отключения (включения), мс	10...990
Диапазон программирования бестоковой паузы, $T_{бр}$, мс	0...9990
Диапазон программирования задержки отключения, $T_{зо}$, мс	10...990
Предел абсолютной погрешности задания интервалов времени, мс	$\pm(2+0,01 T_x)$
Интервал времени между циклами в серии, с	10 ± 2
Интервал времени между повторными пусками пульта, с	10 ± 2
Уставка срабатывания токовой защиты, А	16...18
Габариты (ширина x длина x высота), мм	200 x 150 x 80
Вес, кг	1,5
Диапазон рабочих температур, °С	-20...+35

Пульт отличается высокой электробезопасностью благодаря принятию специальных мер; он может запускаться также от батарейки напряжением 2...4,5 В.

Пульты ПУВ-50 (рис 6) предназначены для управления приводами постоянного тока при контроле временных и скоростных характеристик всех типов высоковольтных вы-

ключателей. Пульты ПУВ-50, как и пульта ПУВ-10, характеризуются высокой электробезопасностью.



Рис 6

Отличительными особенностями пультов ПУВ-50 являются:

- * запрограммированные циклы;
- * дополнительные функции управления;
- * встроенный выпрямитель входного напряжения;
- * широкий диапазон питающих напряжений;
- * расширенный диапазон рабочих температур;
- * два рабочих положения (горизонтальное и вертикальное).

Технические характеристики пультов ПУВ-50

Напряжение питающей сети, В:	
переменное	~100...242(50Гц)
постоянное	= 100...340
Максимальный ток нагрузки, А	50
Коммутируемая мощность, кВт	15,0
Максимальная энергия индуктивной нагрузки при одиночном цикле О-Т _{бр} -В-Т _{зо} -О, Дж	300
Уставка срабатывания защиты от короткого замыкания цепи, А	90...120
Уставка срабатывания защиты от перегрева бесконтактных ключей, °С	75 + 5
Длительность импульсов включения ($T_{в}$), отключения ($T_{о}$), мс	0,01...9,99
Длительность бестоковой паузы ($T_{бр}$), с	0,01...9,99
Длительность задержки отключения ($T_{зо}$), мс	20...990
Дискретность задания временных интервалов, мс	10
Диапазон рабочих температур, °С	-20...+45
Габариты (ширина x длина x высота), мм	222 x 242 x 112
Вес без кабелей, кг	5
Количество циклов в серии*	До 999
Время паузы между циклами в серии, с	10...99
Дискретность задания паузы, с	1
Максимальная энергия индуктивной нагрузки при серии циклов, Дж	75

*Четыре последних параметра выполняются по заказу

ЛИТЕРАТУРА.

1. Каталоги СКБ ЭП, Иркутск, 2005.

ВАКУУМНЫЕ КОТЛЫ СЕРИИ «VACUMATIC» ОТ «ДОРОГОБУЖКОТЛОМАШ»

В феврале 2004г. «Дорогобужкотломаш» запатентован новый класс водогрейных котлов - горизонтальные вакуумные котлы серии «Vacumatic» мощностью 0,63, 1,1 и 2,0 МВт.

Данный проект – результат сотрудничества «Дорогобужкотломаш» и одного из отделений РАН. Весной 2005г. закончена первая сессия промышленных испытаний опытного образца в независимом сертификационном органе. Два цикла общей длительностью около 6 недель подтвердили все расчетные параметры.



Одновременно «Дорогобужкотломаш» начал работы по реализации второй сессии испытаний, достигнута договорённость об их проведении в научно-исследовательском центре компании Weishaupt в г. Швенди (Германия) с последующей сертификацией котлов по европейским стандартам и выводом их на западные рынки.

Основные идеи, заложенные в конструкцию (рис. 1)

По признанию специалистов, конструкция вакуумных водогрейных котлов является одной из самых прогрессивных.

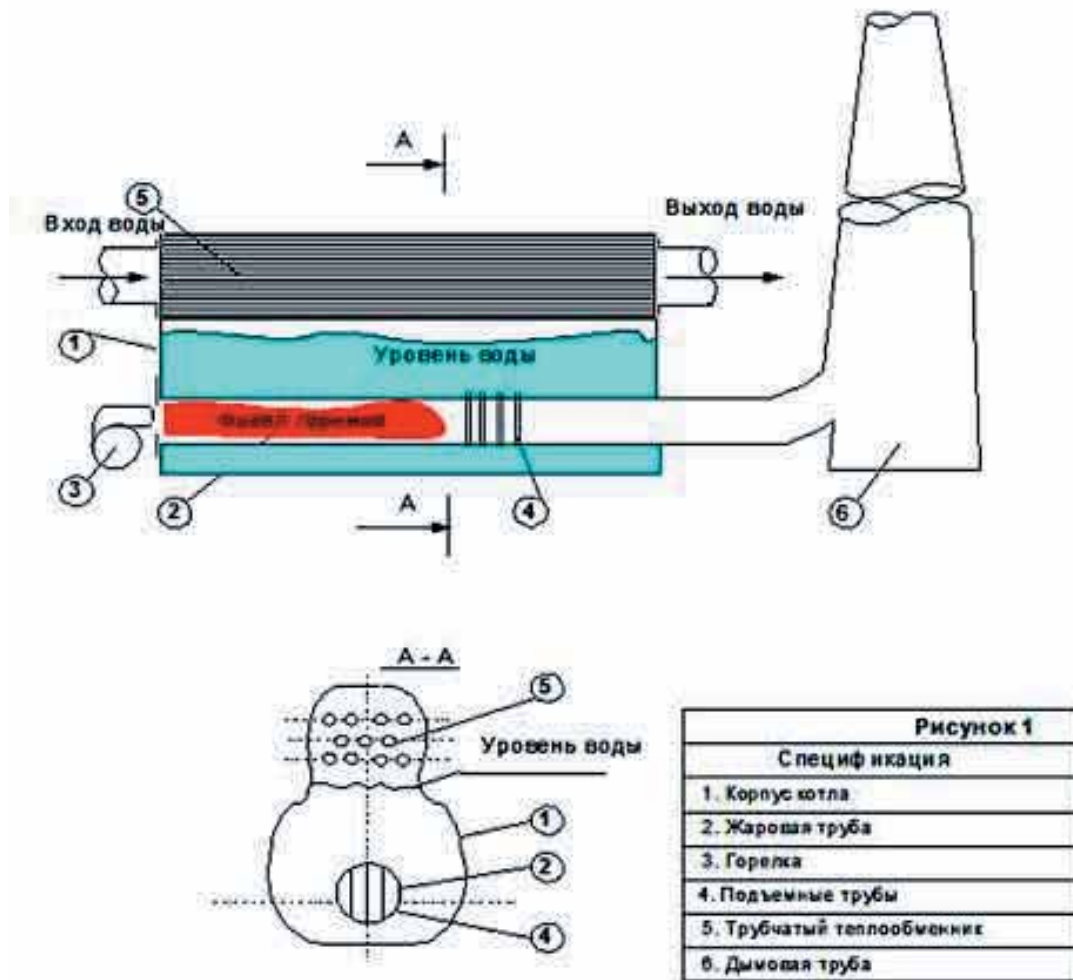
Основной идеей, заложенной в конструкцию котла, является совмещение известной схемы жаротрубного парового котла с трубчатым теплообменным аппаратом.

Как результат – единый котельный блок, состоящий из цилиндрической нижней части и прямоугольной верхней части.

В нижней части расположена топочная камера со встроенными подъёмными трубами, а верхняя представляет собой трубный пучок водонагревателя.

При производстве котлов применяются высококачественные материалы, в том числе низколегированная листовая сталь, латунная труба и др.

Топочная камера рассчитана с учётом использования современных горелочных устройств как отечественного, так и импортного производства.



Еще один важный момент в конструкции – возможность подключения теплообменника котла в 3-х вариантах – отопление, отопление и ГВС, ГВС.

Принцип работы котла

Сгорая в топочной камере и проходя через конвективный пучок, продукты сгорания отдают тепло промежуточному теплоносителю - воде, которая кипит под разрежением. Образующийся при кипении пар поступает в межтрубное пространство трубчатки водонагревателя, где конденсируется, отдавая тепло конденсации нагреваемой воде, проходящей по трубчатке.

Конденсат стекает обратно в зону кипения. Нагретая вода отводится в систему теплоснабжения или ГВС.

При нагреве воды до 90° С и ниже котел работает под вакуумом. Вакуумирование котла перед пуском и периодический отсос неконденсирующихся газов осуществляется штатным вакуумным насосом.

Благодаря отсутствию в котле кислорода, негативно влияющего на котельную сталь, а также использованию не-

ржавеющей стали для изготовления теплообменника, срок службы котлов составляет не менее 20 лет.

Преимущества эксплуатации

- 1 в связи с тем, что парообразование в котле происходит при давлении ниже атмосферного греющая среда – пар – имеет температуру ниже кипения нагреваемой среды, поэтому даже при остановке сетевого насоса сетевая вода, находящаяся в трубках теплообменника при давлении выше атмосферного не закипит и не сможет создать твердых отложений.
- 2 нет необходимости в контроле температуры сетевой воды, т.к. она не может быть выше температуры пара,
- 3 при использовании котла в режиме «отопление и ГВС» часть теплообменника можно отключать и держать, по необходимости, заполненной или даже сухой.
- 4 снята необходимость в хим. подготовке воды для внутреннего контура котла – к воде, проходящей через котел, предъявляются такие же требования, как и сетевой.
- 5 вакуумные котлы имеют естественную циркуляцию, что позволяет экономить электроэнергию.

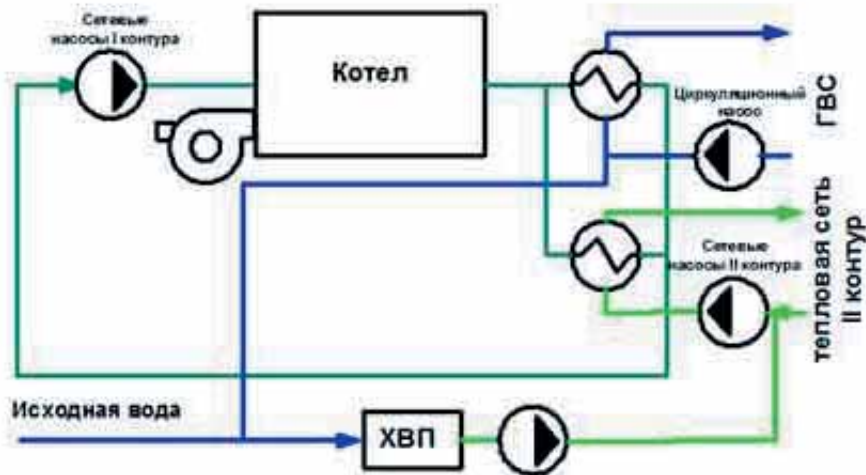


Рисунок 2

Типоразмерный ряд вакуумных котлов выбирался с учетом наиболее удобной компоновки небольших отопительных котельных, работающих по графику 70-95 или 70-90°C.

В среднем, в типовой котельной стоит 3-4 котла. Максимальная установленная мощность в этом случае не превышает 8МВт. Дальнейшее увеличение мощности ведёт к неоправданым затратам на циркуляцию сетевой воды и увеличение диаметров трубопроводов.

Сравнение принципиальных блок-схем котельных с традиционными (секционными, жаротрубными, жаротрубно-дымогарными, водотрубными) котлами (рис. 2) и вакуумными котлами (рис. 3) показывает, что тепловая схема котельной на базе вакуумных котлов отличается простотой с гораздо меньшим количеством объектов управления и обслуживания. (Следует отметить, что обычная схема может быть проще, чем изображённая на рис. 2, но в этом случае срок службы котлов резко сокращается).

Отличительные особенности вакуумных котлов «Дорогобужкотломаш»

- горизонтальная компоновка, как следствие – компактные габариты
- два отдельных контура в конструкции - внутрикотловая вода не сообщается

с водой контуров отопления и горячего водоснабжения, препятствуя заносу примесей и образованию накипи,

- отсутствие питательных устройств на котле, т.к. вода циркулирует по замкнутому контуру, - водоподготовка не требуется
- отсутствие кислорода в котле (вакуум) - продление срока службы котла,
- первый пуск из холодного состояния до достижения номинальных параметров не более 5 минут,
- передача тепла через промежуточный теплоноситель (пар) без кипения, безопасность в эксплуатации – при соблюдении правил монтажа благодаря вакууму в котле исключенная возможность взрыва.

Краткие тех. характеристики

Номинальная теплопроизводительность, МВт - 0,63; 1,1; 2,0

Топливо - газ

КПД, % - не менее 92

Промежуточный теплоноситель (пар):

- давление кипения, номинальное/максимальное, кПа – 86/170
- температура кипения, номинальная/максимальная, °С – 95

Гидравлическое сопротивление, кПа – не более 30

Расчетный срок службы, лет – не менее 20

По материалам «Дорогобужкотломаш»

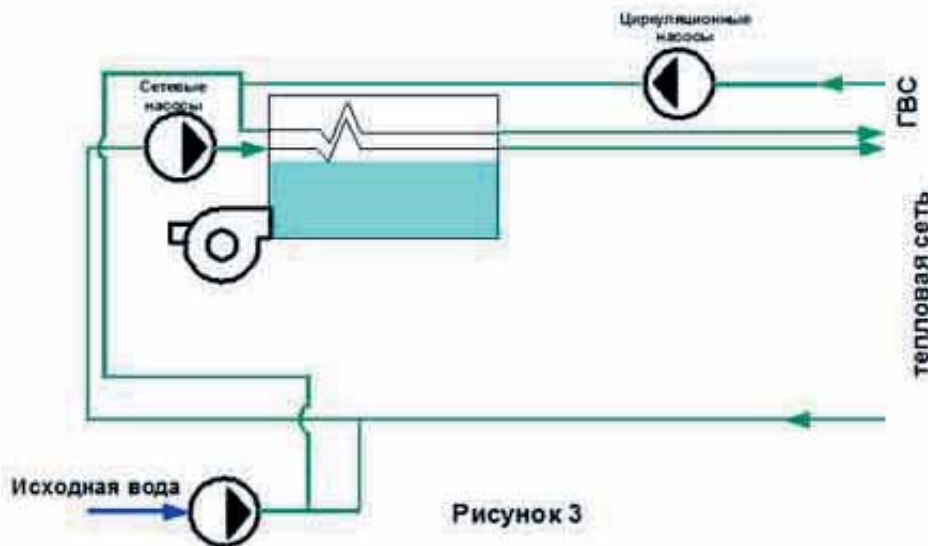
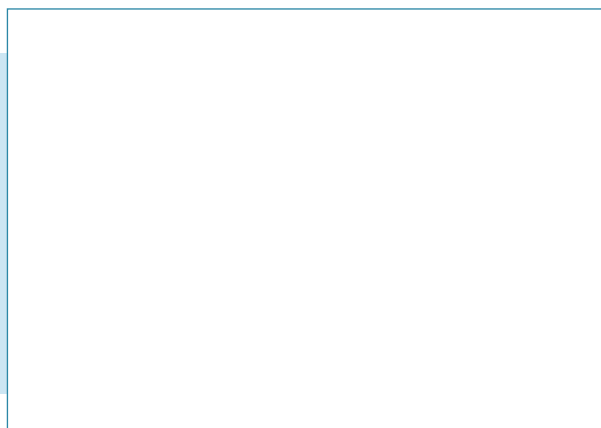


Рисунок 3



КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТЕПЛООБМЕННИКОВ

Процессы теплообмена имеют большое значение в химической, энергетической, металлургической, пищевой и других отраслях промышленности. В теплообменных аппаратах теплопередача от одной среды к другой через разделяющую их стенку обусловлена рядом факторов и является сложным процессом, который принято разделять на три элементарных вида теплообмена: теплопроводность, конвекцию и тепловое излучение. На практике эти явления не обособлены, находятся в каком-то сочетании и протекают одновременно. Для теплообменников наибольшее значение имеет конвективный теплообмен или теплоотдача, которая осуществляется при совокупном и одновременном действии теплопроводности и конвекции.

Процессы теплообмена осуществляются в теплообменных аппаратах различных типов и конструкций.

По способу передачи тепла теплообменные аппараты делят на поверхностные и смесительные. В поверхностных аппаратах рабочие среды обмениваются теплом через стенки из теплопроводящего материала, а в смесительных аппаратах тепло передается при непосредственном перемешивании рабочих сред.

Смесительные теплообменники по конструкции проще поверхностных: тепло в них используется полнее. Но они пригодны лишь в тех случаях, когда по технологическим условиям производства допустимо смешение рабочих сред.

Поверхностные теплообменные аппараты, в свою очередь, делятся на рекуперативные и регенеративные. В рекуперативных аппаратах теплообмен между различными теплоносителями происходит через разделительные стенки. При этом тепловой поток в каждой точке стенки сохраняет одно и то же направление. В регенеративных теплообменниках теплоносители попеременно соприкасаются с одной и той же поверхностью нагрева. При этом направление теплового потока в каждой точке стенки периодически меняется. Рассмотрим рекуперативные поверхностные теплообменники непрерывного действия, наиболее распространенные в промышленности.

КОЖУХОТРУБЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Основными элементами кожухотрубчатых теплообменников являются пучки труб, трубные решетки, корпус, крышки, патрубки. Концы труб крепятся в трубных решетках развальцовкой, сваркой и пайкой. (Рис 1)

Для увеличения скорости движения теплоносителей с целью интенсификации теплообмена нередко устанавливают перегородки как и трубном, так и межтрубном пространствах.

Кожухотрубчатые теплообменники могут быть вертикальными, горизонтальными и наклонными в соответствии с требованиями технологического процесса или удобства

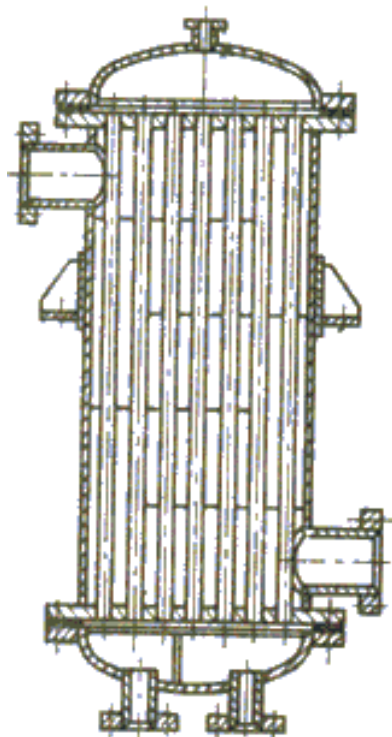


Рис. 1

монтажа. В зависимости от величины температурных удлинений трубок и корпуса применяют кожухотрубчатые теплообменники жесткой, полужесткой и нежесткой конструкции.

Аппараты жесткой конструкции используют при сравнительно небольших разностях температур корпуса и пучка труб; эти теплообменники отличаются простотой устройства.

В кожухотрубчатых теплообменниках нежесткой конструкции предусматривается возможность некоторого независимого перемещения теплообменных труб и корпуса для устранения до-полнительных напряжений от температурных удлинений. Нежесткость конструкции обеспечивается сальниковым уплотнением на патрубке или корпусе, пучком U-образных труб, подвижной трубной решеткой закрытого и открытого типа.

В аппаратах полужесткой конструкции температурные деформации компенсируются осевым сжатием или расширением специальных компенсаторов, установленных па корпусе. Полужесткая конструкция надежно обеспечивает компенсацию температурных деформаций, если они не превышают 10—15 мм, а условное давление в межтрубном пространстве составляет не более $2,5 \text{ кгс/см}^2$.

ЭЛЕМЕНТНЫЕ (СЕКЦИОННЫЕ) ТЕПЛООБМЕННИКИ

Эти теплообменники (Рис 2) состоят из последовательно соединенных элементов—секций. Сочетание нескольких элементов с малым числом труб соответствует принципу многоходового кожухотрубчатого аппарата, работающе-

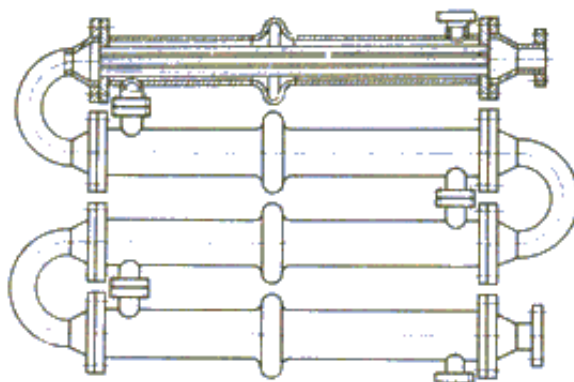


Рис. 2

го на наиболее выгодной схеме — противоточной. Элементные теплообменники эффективны в случае, когда теплоносители движутся с соизмеримыми скоростями без изменения агрегатного состояния. Их также целесообразно применять при высоком давлении рабочих сред. Отсутствие перегородок снижает гидравлические сопротивления и уменьшает степень загрязнения межтрубного пространства. Однако по сравнению с многоходовыми кожухотрубчатыми теплообменниками элементные теплообменники менее компактны и более дороги из-за увеличения числа дорогостоящих элементов аппарата—трубных решеток, фланцевых соединений, компенсаторов и др. Поверхность теплообмена одной секции применяемых элементных теплообменников составляет 0,75—30 м², число трубок — от 4 до 140.

ДВУХТРУБНЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ ТИПА «ТРУБА В ТРУБЕ»

Теплообменники этого типа (Рис 3) состоят из ряда последовательно соединенных звеньев. Каждое звено представляет собой две соосные трубы. Для удобства чистки и замены внутренние трубы обычно соединяют между собой «калачами» или коленами. Двухтрубные теплообменники, имеющие значительную поверхность нагрева, состоят из ряда секций, параллельно соединенных коллекторами. Если одним из теплоносителей является насыщенный пар, то его, как правило, направляют в межтрубное (кольцевое) пространство. Такие теплообменники часто применяют как жидкостные или газожидкостные. Подбором диаметров внутренней и наружной труб можно обеспечить обеим рабочим средам, участвующим в теплообмене, необходимую скорость для достижения высокой интенсивности теплообмена.

Преимущества двухтрубного теплообменника: высокий коэффициент теплоотдачи, пригодность для нагрева или охлаждения сред при высоком давлении, простота изготовления, монтажа и обслуживания.

Недостатки двухтрубного теплообменника — громоздкость, высокая стоимость вследствие большого расхода

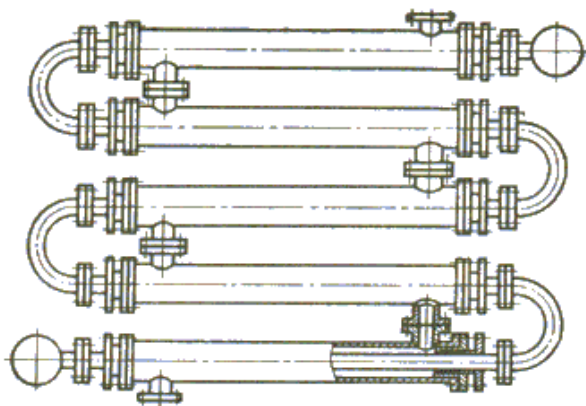


Рис. 3

металла на наружные трубы, не участвующие в теплообмене, сложность очистки кольцевого пространства.

ВИТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Поверхность нагрева витых теплообменников (Рис 4) комплектуется из ряда концентрических змеевиков, заключенных в кожух и закрепленных в соответствующих головках. Теплоносители движутся по трубному и межтрубному пространствам. Витые теплообменники широко применяют в аппаратуре высокого давления для процессов разделения газовых смесей методом глубокого охлаждения. Эти теплообменники характеризуются способностью к самокомпенсации, достаточной для восприятия деформаций от температурных напряжений.

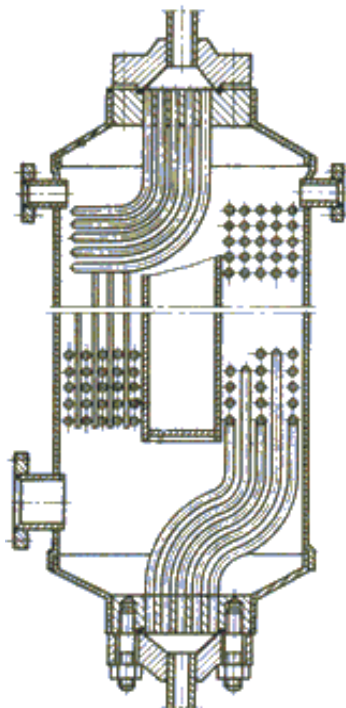


Рис. 4

ПОГРУЖНЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Теплообменники этого типа состоят из плоских или цилиндрических змеевиков (аналогично витым), погруженных в сосуд с жидкой рабочей средой. Вследствие малой скорости омывания жидкостью и низкой теплоотдачи снаружи змеевика погружные теплообменники являются недостаточно эффективными аппаратами. Их целесообразно использовать, когда жидкая рабочая среда находится в состоянии кипения или имеет механические включения, а также при необходимости применения поверхности нагрева из специальных материалов (свинец, керамика, ферросилид и др.), для которых форма змеевика наиболее приемлема.

ОРОСИТЕЛЬНЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Оросительные теплообменники представляют собой ряд расположенных одна над другой прямых труб, орошаемых снаружи водой. Трубы соединяют сваркой или на фланцах при помощи «калачей». Оросительные теплообменники применяют главным образом в качестве холодильников для жидкостей и газов или как конденсаторы. Орошающая вода равномерно подается сверху через желоб с зубчатыми краями. Вода, орошающая трубы, частично испаряется, вследствие чего расход ее в оросительных теплообменниках несколько ниже, чем в холодильниках других типов. Оросительные теплообменники — довольно громоздкие аппараты; они характеризуются низкой интенсивностью теплообмена, но просты в изготовлении и эксплуатации. Их применяют, когда требуется небольшая производительность, а также при охлаждении химически агрессивных сред или необходимости применения поверхности нагрева из специальных материалов (например, для охлаждения кислот применяют аппараты из кислотоупорного ферросилида, который плохо обрабатывается).

РЕБРИСТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Рёбристые теплообменники применяют для увеличения теплообменной поверхности ребрением с той стороны, которая характеризуется наибольшими термическими сопротивлениями. Рёбристые теплообменники (калориферы) используют, например, при нагревании паром воздуха или газов. Важным условием эффективного использования ребер является их плотное соприкосновение с основной трубой (отсутствие воздушной прослойки), а также рациональное размещение ребер.

Рёбристые теплообменники широко применяют в сушильных установках, отопительных системах и как экономайзеры.

СПИРАЛЬНЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

В спиральных теплообменниках (Рис 5) поверхность нагрева образуется двумя тонкими металлическими листами, приваренными к разделительной перегородке (керна) и свернутыми в виде спиралей. Для придания листам

<<46

жутков, размещенных внутри по-крышки.

Фарфоровая покрывка предназначена для защиты внутренних элементов разрядника от воздействий внешней среды с целью обеспечения стабильности характеристик разрядников. Внешняя форма и размеры покрывки таковы, что при испытательных напряжениях не происходит перекрытия по наружной поверхности разрядника.

Резисторы изготовлены из специальной массы «Вилит», основным компонентом которой является карбид кремния (SiC) и обладают нелинейной вольтамперной характеристикой.

Многokrатный искровой промежуток состоит из нескольких единичных искровых промежутков. Единичный искровой промежуток образован двумя фасонными латунными электродами, разделенными изолирующей прокладкой из слюдопласта.

Искровой промежуток подобран так, что пробивается всякий раз, как только напряжение на защищаемом участке превышает предельно допустимый уровень.

Защитное действие разрядника обусловлено тем, что при воздействии перенапряжения, превышающего пробивное напряжение искрового промежутка разрядника происходит его пробой, а протекающий через разрядник импульсный ток вследствие нелинейности рабочего резистора не создает опасного для оборудования напряжения.

Ток, следующий за пробоем искрового промежутка и протекающий через разрядник под действием напряжения промышленной частоты, называемый сопровождающим током, прерывается искровым промежутком при первом переходе через нулевое значение.

ООО КАМТЭК-ЭНЕРГО

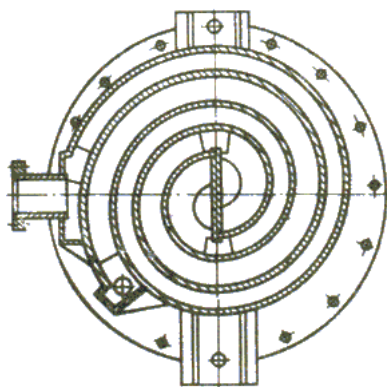


Рис. 5

жесткости и прочности, а также для фиксирования расстояния между спиралями к листам с обеих сторон приварены дистанционные бобышки. Спиральные каналы прямоугольного сечения ограничиваются торцовыми крышками. Уплотнение каналов в спиральных теплообменниках осуществляют различными способами. Наиболее распространен способ, при котором каждый канал с одной стороны заваривают, а с другой уплотняют плоской прокладкой. При этом предотвращается смешение теплоносителей, а в случае неплотности прокладки наружу может просачиваться только один из теплоносителей. Кроме того, такой способ уплотнения дает возможность легко чистить каналы.

Если материал прокладки разрушается одним из теплоносителей, то один канал заваривают с обеих сторон («глухой» канал), а другой уплотняют плоской прокладкой. При этом «глухой» канал недоступен для механической очистки.

Уплотнение плоской прокладкой обоих открытых (сквозных) каналов применяют лишь в тех случаях, когда смешение рабочих сред (при нарушении герметичности) безопасно и не вызывает порчи теплоносителей.

Сквозные каналы также можно уплотнить, при более или менее постоянном давлении в каналах, спиральными U-образными манжетами, прижимаемыми силой внутреннего давления к выступам в крышке.

Спиральные теплообменники отличаются компактностью, малыми гидравлическими сопротивлениями и значительной интенсивностью теплообмена при повышенных скоростях теплоносителей.

Недостатки спиральных теплообменников — сложность изготовления и ремонта, невозможность применения их при давлении рабочих сред выше 10 кгс/см².

ПЛАСТИНЧАТЫЕ ТЕПЛОБМЕННИКИ

В последнее время распространены пластинчатые разборные теплообменники (Рис 6), отличающиеся интенсивным теплообменом, простотой изготовления, компактностью, малыми гидравлическими сопротивлениями, удобством монтажа и очистки от загрязнений.

Эти теплообменники состоят из отдельных пластин, разделенных резиновыми прокладками, двух концевых камер, рамы и стяжных болтов. Пластины штампуют из тонколистовой стали (толщина 0,7 мм). Для увеличения поверхности теплообмена и

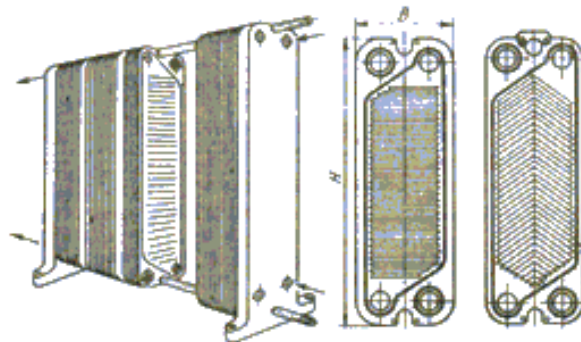


Рис. 6

55>>

турбулизации потока теплоносителя прочную часть пластин выполняют гофрированной или ребристой, причем гофры могут быть горизонтальными или расположены «в елку» (шаг гофр 11,5; 22,5; 30 мм; высота 4—7 мм).

К пластинам приклеивают резиновые прокладки круглой и специальной формы для герметизации конструкции; теплоноситель направляют либо вдоль пластины, либо через отверстие в следующий канал.

Движение теплоносителей в пластинчатых теплообменниках может осуществляться прямотоком, противотоком и по смешанной схеме. Поверхность теплообмена одного аппарата может изменяться от 1 до 160 м², число пластин—от 7 до 303.

В пластинчатых теплообменниках температура теплоносителя ограничивается 150°С (с учетом свойств резиновой прокладки), давление не должно превышать 10 кгс/см²

ГРАФИТОВЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Эти теплообменники (рис 7) составляют отдельную группу. Высокая коррозионная стойкость и значительная теплопроводность делают графит незаменимым в некоторых производствах. Промышленностью выпускаются блочные, кожухотрубчатые, оросительные теплообменники и погружные теплообменные элементы.

Блочный графитовый теплообменник представляет собой один или несколько прямоугольных или цилиндрических блоков, имеющих две системы непересекающихся, перпендикулярных отверстий, создающих перекрестную схему движения теплоносителей. Каждая система отверстий имеет графитовые крышки для ввода и вывода рабочих сред. На крышки накладывают металлические плиты и систему стягивают болтами, создавая в графите наименее опасные напряжения сжатия.

Кожухотрубчатый графитовый теплообменник состоит из труб, трубных решеток и крышек из графита, а

также металлического кожуха с сальниковым уплотнением для компенсации температурных удлинений. Трубы приклеены к решеткам замазкой «Арзамит». Уплотняющие прокладки изготовлены из фторопласта.

Общее число труб:

$$n = F / d \cdot l$$

F – поверхность теплообмена; d – диаметр трубы; l – длина труб.

Число труб одного хода в трубном пространстве:

$$n_0 = 3,54 \cdot 10^{-4} (G_{\text{тр}} / d^2 \cdot b \cdot w),$$

где G_{тр} – расход теплоносителя в трубном пространстве; d – внутренний диаметр трубок; b – плотность теплоносителя; w – скорость теплоносителя.

Число ходов в трубном пространстве: z = n/n₀.

По материалам сайта: Химические аппараты

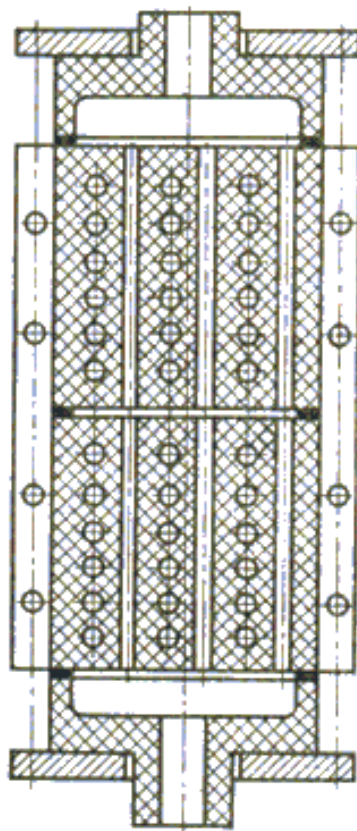


Рис. 6

ЖЕСТКАЯ ОШИНОВКА ОТКРЫТЫХ РАСРЕДИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 110 КВ, 330 КВ ПРОИЗВОДСТВА ЗАО «ЗЭТО»

В последние годы в России в открытых распределительных устройствах (ОРУ) напряжением 110 кВ и выше наряду с гибкой ошиновкой все шире используют конструкции с жесткими шинами. Внедрение жесткой ошиновки (ЖО) позволяет сократить площадь ОРУ, уменьшить металлоемкость, расход железобетона, объемы строительно-монтажных работ, трудозатрат и др.

Жесткая ошиновка получила весьма широкое распространение во многих зарубежных странах. Например, в Англии, Германии, Японии по типовым проектам сооружены и успешно эксплуатируются ОРУ напряжением 110-500 кВ. В США и Канаде ОРУ 765 кВ выполняется только с жесткими шинами.

В 2001-2002 годах ЗАО «Завод электротехнического оборудования» совместно с институтом «Нижегородскэнергосетьпроект» разработали комплекты ЖО для ОРУ 110 кВ полной заводской готовности со сложными схемами присоединений. Номинальный ток сборных шин – 2000 А, электродинамическая стойкость – 102 кА. ОРУ рассчитаны на применение в районах с I и II СЗА при высоте установки не более 1000 м над уровнем моря и для климатического исполнения УХЛ1. ОРУ с ЖО могут применяться на всех подстанциях 110 кВ с трансформаторами до 80 МВА и подстанциях 220/110 кВ с автотрансформаторами до 125 МВА включительно.

Типовые решения исполнений комплектов ЖО с установкой на сваях для ОРУ 110 кВ приняты по

**Галина Власова,
вице-президент компании
Jurby WaterTech International,
директор дивизиона
химической обработки воды.**

ОТЛОЖЕНИЯ В ПАРОВЫХ КОТЛАХ СРЕДНЕГО И НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ. МЕТОДЫ ОТМЫВКИ НА ХОДУ И В ПЕРИОД ОСТАНОВА

При эксплуатации паровых котлов низкого и среднего давления возникают две основные проблемы – это накипеобразование и коррозия. Уже в рабочем режиме эксплуатации котлов по таким параметрам, как увеличение расхода топлива и снижение паропроизводительности косвенно можно судить о наличии накипи.

С питательной водой в котел вносится определенное количество солей кальция, магния, железа, силикатов и органических веществ. В результате испарения воды концентрация растворенных в ней веществ увеличивается и может достигнуть предела растворимости. При этом соли начинают выпадать в осадок и образуют на поверхностях нагрева котлов накипь или шлам. Нельзя, однако, провести четкую границу между накипью и шламом, так как вещества, отлагающиеся на поверхности нагрева в форме накипи, могут с течением времени превращаться в шлам и, наоборот, шлам при некоторых условиях может прикипать к поверхностям нагрева, образуя накипь.

Образование отложений на поверхностях парообразующих труб влечет за собой ухудшение теплопередачи и, как следствие, опасный перегрев металла труб. С повыше-

нием температуры стенок труб до 550-650°C образуются выпучины, отдулины и даже прогар труб, приводящих к аварийному состоянию котла. Кроме того, с экономической точки зрения, загрязнение котлов накипью и шламом увеличивает расход топлива, затраты на очистку, замену труб и ремонт котлов. Экспериментально установлено, что появление накипи на поверхности нагрева повышает расход топлива на единицу вырабатываемого пара. При толщине накипи 1 мм расход топлива увеличивается на 5-10%.

Очистка оборудования от отложений может осуществляться различными способами. Наиболее популярные из них это - механический путь или химический метод промывки кислотным или щелочным растворами. Механическому способу очистки присущи следующие недостатки: высокая трудоемкость, необходимость продолжительной остановки, невозможность очистки длинных труб сложной конфигурации. Химический же метод опасен последствиями коррозии металла.

Компания Jurby WaterTech International имеет многолетний опыт очистки от накипи методом отмывки на ходу. Проведение отмывки в рабочем режиме возможно при посто-

яном введении в котловую воду повышенных доз продукта JurbySoft® 12 в течении не менее 6 месяцев и до одного года. Продолжительность отмывки зависит от состава отложений, их консистенции и толщины.

JurbySoft® 12 – это комплексный жидкий химический продукт, применяемый для контроля процессов коррозии и накипеобразования в котлах низкого и среднего давления, изготовлен на основе органических и неорганических фосфатов, катализируемого сульфита, диспергентов. Вводится продукт при помощи насоса-дозатора на всас питательного насоса либо в нижнюю часть питательного бака или деаэрата. Контроль дозирования осуществляется по содержанию остаточных фосфатов (5-20 мг/л) и сульфитов (10-30 мг/л) в котловой воде. Эти рекомендации основаны на опыте эксплуатации и соответствуют требованиям инструкций по эксплуатации котельного оборудования и требованиям Госгортехнадзора России (РД 10-165-97).

Опыт применения продукта JurbySoft® 12 показал возможность проведения отмывок на ходу при повышенных уровнях его дозирования (до 100 мг/л остаточного фосфата PO₄ и сульфита SO₃) Действие продукта можно объяснить следующим образом: фосфаты в совокупности с другими добавками «вытягивают» кальций и магний из структуры накипи. При этом происходит разрыхление и отслоение имеющихся отложений, которые затем удаляются вместе со шламом в период продувки. Сульфит натрия способствует восстановлению нерастворимого трехвалентного оксида железа до двухвалентного, который переходит в раствор котловой воды. Лигниносульфонаты, входящие в состав продукта JurbySoft® 12, проникают в структуру накипи, расширяются при нагревании и отщепляют накипь слоями (поэтому, при наличии толстого слоя накипи проводить отмывку на ходу не рекомендуют, ввиду опасности забивания продувочных труб). Полимеры-диспергенты способствуют образованию неприкипающего концентрированного шлама, легко удаляющегося с продувкой. Режим продувок подбирается индивидуально для каждого объекта.

Свойства препарата JurbySoft® 12 подробно изучены как на практике, так и в лабораторных условиях на реальных образцах с отложениями, характерными для теплообменных аппаратов в энергетике. Изучены и положительное действие продукта на процессы коррозии (окислительно-восстановительные потенциалы, снижение процессов коррозии за счет связывания растворенного кислорода, создание условий для образования защитной пленки). Все данные показывают на несомненное преимущество по сравнению со стандартной фосфатной программой.

Практика использования продукта JurbySoft® 12 позволяет рекомендовать его для поддержания водно-химического режима паровых котлов низкого и среднего давления, а так же для отмывки на ходу поверхностей нагрева.

Следует также отметить, что необходимо осторожно подходить к процессу отмывки на ходу для котлов толщина накипи которых превышает 1,5-2 мм. В последнем случае накипь может отмываться слоями и забивать продувочные трубы, поэтому для таких котлов необходимо рассматривать на первом этапе химическую отмывку кислотными растворами. В тех случаях, когда имеются обильные отложения накипи или есть возможность временного вывода котла из работы, преимущественное применение получила отмывка раствором соляной кислоты. Это наиболее дешевый и быстро действующий метод. Но кислотная промывка содержит достаточную степень риска, так как при обработке отложений раствором неингибированной соляной кислоты наблюдается коррозионное разрушение металла оборудования с возникновением опасных язвин и трещин.

Компания Jurby WaterTech International рекомендует более эффективную очистку, используя уже готовые концентраты JurbySoft® DS1 и JurbySoft® DS2. Использование этих концентратов позволит провести отмывку оборудования за более короткий срок и даже в условиях, где нет возможности подогрева рабочего раствора. Выбор отмывочного реагента зависит от состава отложений и от типа конструкции металла.

JurbySoft® DS1 – сильнокислотный ингибированный концентрат на основе соляной кислоты. Продукт используется для отмывки стальных и медных поверхностей от карбонатных и железистых отложений. Присутствие эффективного ингибитора предотвращает агрессивное воздействие соляной кислоты. Поверхностно-активные добавки активизируют процесс отмывки, сокращая ее время. Полимеры и диспергенты не позволяют отмытым отложениям вновь осаждаться в местах недостаточной циркуляции, а притивовспенивающий компонент значительно снижает вспенивание рабочего раствора. Все эти качества позволяют проводить процедуру отмывки быстро и эффективно с наименьшей трудоемкостью. Рабочий раствор готовится путем разбавления концентрата с водой в пропорциях 1 : 7-10

JurbySoft® DS2 - аналогичный концентрат на основе слабых органических и неорганических кислот, применяется для отмывки поверхностей из нержавеющей стали, алюминиевых, оцинкованных и других сплавов цветных металлов. Рабочий раствор готовится путем разбавления концентрата с водой в пропорциях 1 : 5-7.

Отмывка проводится путем циркуляции рабочего раствора продолжительностью от 2 до 24 часов. Подогретый до температуры 45-50°C рабочий раствор уменьшает время отмывки и улучшает ее качество.

Щелочную промывку либо щелочение после кислотной промывки успешно проводится применением концентрата **JurbySoft® DG1**.

О. И. Иоффе
«Техсовет»

КОМПРЕССОРЫ. ПРОБЛЕМА ВЫБОРА ГЛАЗАМИ ПОТРЕБИТЕЛЯ

Выбор компрессорного оборудования довольно сложная проблема, особенно если новую технику нужно вписать в старое производство, да еще в ситуации ограниченных финансов. Рынок насыщен, есть из чего выбирать (см. таблицу), но как? На что ориентируются при выборе компрессора профессионалы?

Конечно, в первую очередь — на технические характеристики: производительность, максимальное давление, степень очистки. Далее идет цена. Здесь уже не все однозначно: знаменитое английское выражение «Я не настолько богат, чтобы покупать дешевые вещи» актуально в этом случае как нигде. Специалисты советуют, во-первых, поинтересоваться, входит ли в цену (которая во многом определяется брендом изготовителя) доставка, установка, система очистки, техническая поддержка, во-вторых, — сопоставить первоначальные затраты с затратами на эксплуатацию, возможностями сервиса. И решить, что именно ставить во главу угла: надежность, качество и экономичность оборудования или «бренд» и цену.

Поделиться опытом покупки и эксплуатации компрессорного оборудования мы попросили энергетиков предприятий. Вопросы сформулированы так:

- Как построена система воздухообеспечения предприятия — централизованная, децентрализованная?

- Какие типы компрессоров используются? Сколько лет эксплуатируются?
- Каков был критерий выбора?
- Общее мнение об эксплуатационных характеристиках используемых компрессоров?
- Какие проблемы возникают и как они решаются?

Представляем читателям ответы:

Анатолий Петров, начальник Управления по эксплуатации и мощностям ОАО «Уралмашзавод» (Екатеринбург):

– У нас комбинированная система воздухообеспечения, но на 80% — централизованные источники. Используются турбокомпрессоры К-250, К-500 «Хабаровск-компрессор-маш», поршневые компрессоры 4ВВ-100, 4ВУ-5/9 «Казань-компрессор-маш», винтовые компрессоры Atlas Copco, Ciccato, ЗИФ-ШВ-5М.

Турбокомпрессоры централизованной системы выбирались по критерию необходимой производительности: 104 кВт ч/тыс.н.куб.м. При выборе винтовых компрессоров для децентрализованного снабжения воздухом принимались во внимание необходимая производительность (87 кВт • ч/тыс. н.куб.м), удельные расходы электроэнергии, уровень шума. Для текущих и капитальных ремонтов привлекаем подряд-



ные организации: турбо- и поршневые компрессоры обслуживает ООО «Энергоснабжающая компания», винтовые — Элин-Техно (сервис).

В целом, централизованная система неэкономична, в ней высоки потери (утечки воздуха), предприятие будет постепенно переходить к децентрализованной системе.

Александр Гольдин, директор ООО «Версус» (Верхняя Пышма):

— Несколько недель назад мы запустили в эксплуатацию новый итальянский винтовой компрессор «Зенит-0,5-HP-270» взамен проработавшего у нас примерно год поршневого. По соотношению цена-качество и нашим техническим потребностям это оборудование посоветовали нам специалисты «Пневмо-техники-Урал». Они же занимались пусконаладкой и проводили начальный инструктаж. Производительность компрессора — 510 л/мин, давление — до 10 бар. Больше всего нас устраивает его бесшумность: наш старый компрессор буквально тарахтел. У нас компрессор используется в основной технологической цепочке и работает с большой нагрузкой. Поэтому шумовые характеристики очень важны. Кроме того, требуется определенная

чистота воздуха, у «Зенита» есть встроенная элементарная очистка, но мы намерены купить у той же фирмы и дополнительные фильтры.

Сергей Буданов, зам. гл. механика предприятия «Домостроитель» (Кировская обл.):

— Наше предприятие существует с 1948 г. и было оснащено поршневыми компрессорами Мелитопольского завода. К 2000 г. затраты на ремонт и замену комплектующих достигли критического уровня, потребовалась замена оборудования. Поскольку система не централизованная, компрессоры установлены в каждом цехе (это значительно выгоднее с точки зрения энергозатрат), мы это делаем постепенно. Сегодня три цеха основного производства, где компрессорное оборудование работает практически непрерывно (трехсменный режим), оснащены винтовыми компрессорами, а вспомогательные цеха, где потребление воздуха незначительное, — поршневыми. Вначале устанавливали оборудование завода «Пензакомпрессормаш». В 2004 г. пустили в эксплуатацию три машины Челябинского компрессорного завода типа ДЭН. В них частично использованы импортные комплектующие, но заводские констру-



кторы так удачно их подобрали и скомпоновали, что получились очень экономичные и надежные компрессоры с хорошей шумоизоляцией, с возможностью установки дополнительных систем осушки воздуха. Большое преимущество также налаженная система сервиса и сравнительно дешевые запчасти.

Юрий Выймов, гл. энергетик завода «Сухоложскцемент» (Свердловская обл.):

– У нас централизованная система подачи воздуха, с 70-х годов прошлого века эксплуатируются Хабаровские компрессоры. Мы поддерживаем их в рабочем состоянии своими силами. Но для различных вспомогательных хозяйственных работ, например в электроцех, где небольшая загрузка, купили винтовые компрессоры. Пока рано говорить об их качественных характеристиках: они эксплуатируются меньше года.

ЗАО «ИНСИ» (Челябинск)

Винтовая компрессорная установка U-37 производства «Уралкомпрессормаш» работает на окрасочной линии рулонной оцинкованной стали. Производительность — 1-5,75 куб. м/ мин, рабочее давление до — 8 атм., загрузка — 8 час/сутки. После 70-ти часов работы вышли из строя клиновые ремни. Причина отказа — несоответствие угла про-

филя ручьев шкива. Была произведена замена. По качеству сжатого воздуха претензий не имеем.

ЧП Аликин И.Н. (Набережные Челны, Татарстан)

Компрессорная установка U-75 приобретена в июне 2004 г. В период пусконаладочных работ вышли из строя приводные ремни: заводской дефект. Неисправность устранена механиком сервисного центра. Режим работы установки двухсменный при пятидневной рабочей неделе. За 1248 часов установка показала хорошие характеристики. Отказов не было.

ЗАО «АСТОР» (Санкт-Петербург)

В течение десяти лет мы используем мембранные компрессорные агрегаты Уральского компрессорного завода: 1,6 МК-20/12,5, 1,6 МК-12/64 и 4 МК-35/6-400. Эти агрегаты, герметичные конструктивно, безмасляные, позволяют перекачивать различные газы, исключая контакт с окружающим воздухом, что очень важно для нашего предприятия, которое занимается производством особо чистых фторорганических соединений.

Опыт нашей эксплуатации мембранных агрегатов «Уральского компрессорного завода» позволяет уверенно рекомендовать их для компримирования различных газов особой чистоты.

Некоторые производители компрессорного оборудования (по материалам компании «Уралкомпрессормаш»)

Фирма	Двигатель 7,5 кВт		Двигатель 11 кВт		Двигатель 20-22 кВт		Двигатель 75 кВт		Двигатель 110 кВт		Двигатель 250 кВт	
	Модель	Произ-ть, куб. м/мин	Давле-ние, абс.	Модель	Произ-ть, куб. м/мин	Давле-ние, абс.	Модель	Произ-ть, куб. м/мин	Давле-ние, абс.	Модель	Произ-ть, куб. м/мин	Давле-ние, абс.
Челябинский компрессорный завод, Челябинск	ДЭН 7,5Ш	1,2	7	ДЭН 22Ш	3,3/3,2/2,2	7/10/1	ДЭН 75Ш	11,4/9,5	7/10			
Уральский компрессорный завод, Екатеринбург	Атлант -7	1,2/1,0/0,8	7,5/10/13	Атлант -22	3,3/2,9/2,4	7,5/10/13	Атлант -75	11,5/9,5	7,5/10	Атлант-110	18,0/15,2	7,5/10
Борец, Москва	Шгорм 0100	0,69-1,17	5/13	Шгорм 0350	2,58-3,51	5-13	Шгорм 0850	5,6-7,92	5-13	Шгорм 2000	13,9-18,2	5-13
Dalgakiran, Турция	DVK 10	1,1/0,85/0,7	8/10/13	DVK 30	3,6/3,0/2,6	8/10/13	DVK 100	12,4/10,8/9,0	8/10/13	DVK 150	19,5/17,0/14	8/10/13
Gardner Denver, Финляндия	FX 7 ES 7	1,12/0,91/0,74	7,5/10/13	ES 22 VS 20	3,84/3,1/4,2/5	7,5/10/13	ES 75	12,2/10,7/8,6	7,5/10/13	ESD110	20,9/17,1/14	7,5/10/13
Atlas Copco, Швеция	GA 7	1,26/0,81	7,5/13	GA 22	3,7/2,8/2	7,5/13	GA 75	14,5/9/0,26	7,5/13	GA 110 GR 110-13	20,0/18,8/17,1/13,5	7,5/8,5/10/13
Fini, Италия	CUBE 10-TA-CAR	0,99/1,13/0,92	10/8/10	BSC plus30 08	3,25/2,85/2,3	8/10/13	GIGA 100-10	12,2/10,5/10	7,5/10			
Ingersoll Rand, США	Uni 7	0,48-1,19/0,76-0,99	8/10,3/14,5	UP5-11-7	3,54/3,95	7,5/8,5	M75 IRN75 K-CC	12,9/12,2/11/8,5	7,5/8,5/10/13	M110 IRN-110K-CC	20,0/19,2/17,7/14,5	7,5/8,5/10/13
Уралкомпрессормаш, Екатеринбург	U-7,5/8	1,03/0,9/0,73	8/10/13	U-22/8	3,36/2,97/2,38	8/10/13	U-75/8	11,71/10,56/8,66	8/10/13	U-110/8	18,1/16,4/13,8	8/10/13
Сумы, Украина				BBY 1,5/7	3,45	7	BBY 10/7	10,0		BB 40/8	40,0	8

А.П.Долин к.т.н.,
Н. Ф.Першина,
Ленков Л.Ю. - НПО
«Техносервис-Электро»
В.В.Смекалов к.т.н.
ОЛО «ФСК ЕЭС» России

ОПЫТ ДИАГНОСТИКИ И РЕМОНТОВ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ

В настоящее время комплексные диагностические обследования (КДО) или испытания [1] все шире используются для оценки состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов (далее трансформаторов), определения характера и уровня развития дефектов всех систем и узлов этих электрических машин. для успешной реализации основных задач КДО трансформаторов, как правило, используется следующая программа работ [1-31]:

- 1 анализ аварийности и характерных дефектов данного типа трансформатора;
- 2 осмотр трансформатора и сбор технической информации (о режимах работы, нагрузке, уровнях токов КЗ и рабочего напряжения, особенностях эксплуатации, потребителях, климатических условиях, загрязненности атмосферы и др.);
- 3 анализ технической документации и результатов эксплуатационных измерений;
- 4 проведение электрических измерений на отключенном трансформаторе ($tg\delta$ и R изоляции обмоток и вводов, сопротивление обмоток постоянному току, потерь холостого хода и сопротивления (напряжения) КЗ и др.);
- 5 проведение измерений на работающем трансформаторе в режимах нагрузки и холостого хода (измерения частичных и других электрических разрядов, локация разрядов акустическими приборами, тепловизионное обследование всех узлов трансформатора. вибрационное обследование бака, а также маслонасосов системы охлаждения);
- 6 отбор проб масла из бака, маслонаполненных вводов, контакторов РПН и проведение физико-химических анализов масла в лаборатории по крайней мере в объеме требований [4];
- 7 подготовку и выпуск технического отчета, в котором приводятся результаты обследования, анализ полученных результатов, заключение о состоянии трансформатора и рекомендации по дальнейшей эксплуатации и текущем диагностическом контроле, а при необходимости объему и методике проведения ремонтных работ.

Результаты обследования около 600 трансформаторов, а также проведенные ремонты примерно 60 трансформаторов подтвердили, что это необходимый минимум работы, который обеспечивает достоверную оценку диагностического состояния этих электрических машин, позволяет устранить неопределенность в оценке технического состояния трансформаторов.

Дефекты трансформаторов могут быть вызваны естественными факторами: рабочими токами и токами Ю, рабочими напряжениями и перенапряжениями, воздействиями окружающей среды, химическими реакциями, спровоцированы развитием других дефектов, а также «человеческим фактором»: ошибками при конструировании, монтаже и ремонтах трансформаторов. Например, один узел крепления изоляции нижней ярмовой балки от днища бака трансформатора типа ТДТН-40000/1 10 (400 МВА, 110 кВ) имел уменьшенные изоляционные расстояния (рис.1, а). В результате зашламления и загрязнения активной части в этом узле произошло значительное снижение сопротивления изоляции ярмовой балки относительно бака и образование короткозамкнутого контура. Дефект диагностировался ростом концентрации углеводородных газов (в том числе появлением ацетилена в незначительных концентрациях), растворенных в масле, а также измерением электрических разрядов и их локацией акустическими приборами.

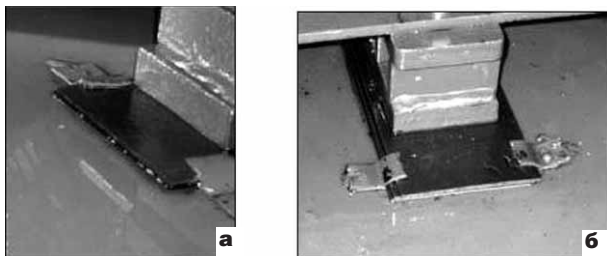
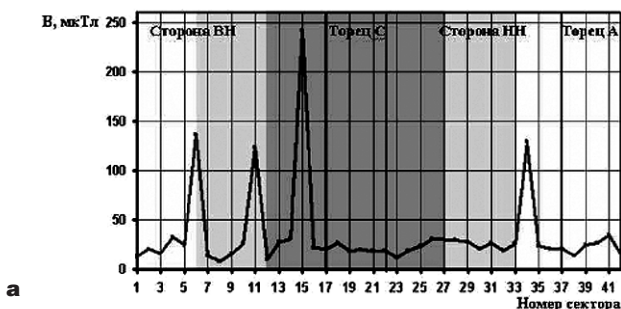


Рис.1. Узлы крепления изоляции нижней ярмовой балки от днища бака трансформатора типа ТДТН-40000/110, имеющие: а - уменьшенные изоляционные расстояния; б - нормальные изоляционные расстояния.

Дальнейшее развитие диагностики электрооборудования невозможно без использования новой современной измерительной аппаратуры, развития известных и внедрения новых диагностических подходов. В этом плане весьма



перспективным оказалось проведение измерений магнитной индукции у стенки бака трансформатора. Однако, при обработке данных следует учитывать ряд конструктивных особенностей, которые влияют на повышенные значения магнитной индукции: близость обмоток и отводов к стенке бака, наличие смотровых люков и другие факторы. На рис. 2 приведены результаты измерения магнитного поля трансформатора АДЦТН-200000/330/110. Увеличение индукции в этом трансформаторе вызвано наличием смотровых люков на стенке бака.

Тем не менее, в ряде случаев увеличение индукции магнитного поля вызвано дефектами магнитной системы (например, образование короткозамкнутых контуров). Как правило, эти результаты могут коррелироваться с результатами измерений и акустической локацией электрических разрядов, теловизионного обследования, а также хроматографического анализа растворенных газов в масле из бака трансформатора. На рис. 3 представлены эффективные значения индукции магнитного поля, полученные при обследовании трансформатора ТЦ-25 0000/500. В результате анализа полученных значений были сделаны следующие выводы: Увеличения значений магнитной индукции в секторах 3, 8, 11, 22, 27, 30 обусловлены близким расположением обмоток и их отводов (то есть конструктивной особенностью трансформатора). Вместе с тем, в режиме холостого хода обнаружено нехарактерное увеличение индукции магнитного поля в торце трансформатора в секторе 18 (на рис. 3,а выделено пунктиром), что связано с наличием дефекта в магнитной системе в районе фазы С. Данное предположение подтверждается результатами обследования другими диагностическими методами.

Так хроматографический анализ растворенных в масле газов указывает на наличие развитого дефекта, который, заметно проявлялся в режиме холостого хода, когда концентрация ацетилена в масле из бака достигала 37 ppm. Вместе с тем, при работе трансформатора в режиме нагрузки рост ацетилена был весьма умеренным.

В результате измерений с помощью датчиков, подключенных к измерительным выводам вводов ВИ обнаружены электрические разряды в фазе С, наибольший уровень которых возникает при напряжениях близких к нулю, т.е. при максимуме тока (рис. 4,а). Поэтому сделан вывод, что исто-

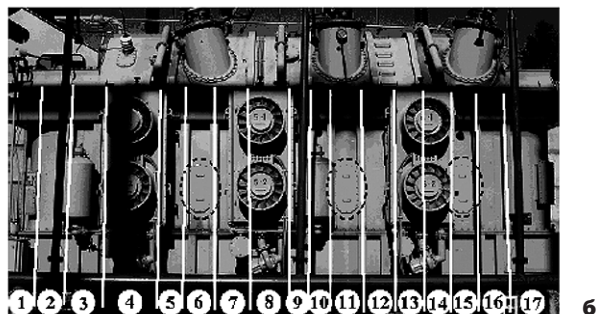


Рис. 2. эффективные значения индукции магнитного поля (а) у стенки бака по периметру трансформатора (б) типа АДЦТН-200000/330/110 на высоте 2 м от дна бака в режиме нагрузки

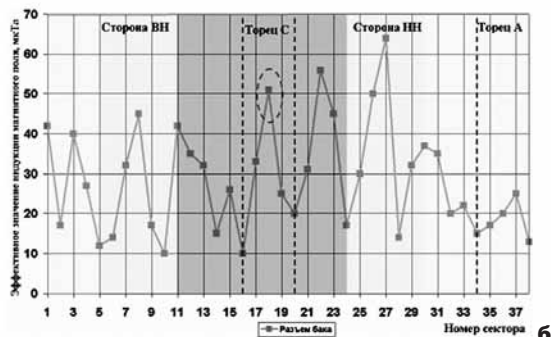
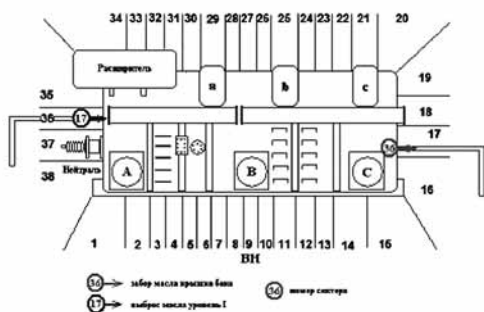


Рис.3. План (а) и эффективные значения индукции магнитного поля у стенки бака по периметру трансформатора на уровне разъема колокола бака трансформатора ТЦ250000/500 в режиме холостого хода и на уровне разъема бака (б)

чик разрядов находится в магнитной системе трансформатора. Следует отметить, что интенсивность разрядов в режиме холостого хода была значительно выше, чем в режиме нагрузки.

В результате акустического обследования в торце трансформатора фазы С зафиксирован источник ультразвуковых сигналов. Спектр акустических сигналов (рис. 4, б) имеет два пика: низкочастотный, характерный для источника, имеющего механическую природу, и в зоне более 100 кГц, вызванный электрическими разрядами. Таким образом, вполне вероятно, что электрические разряды связаны с механическими вибрациями элементов магнитной системы. Проведенное вскрытие этого трансформатора подтвердило наличие дефекта, связанного с развитием искровых или дуговых разрядов в недоступном для осмотра месте магнитной системы. Проявление дефекта сопровождается значительным выделением углерода

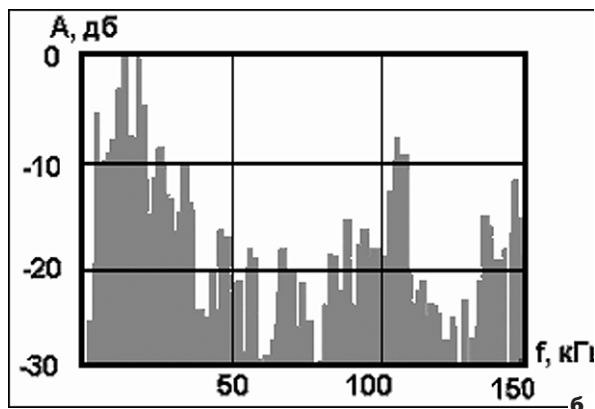
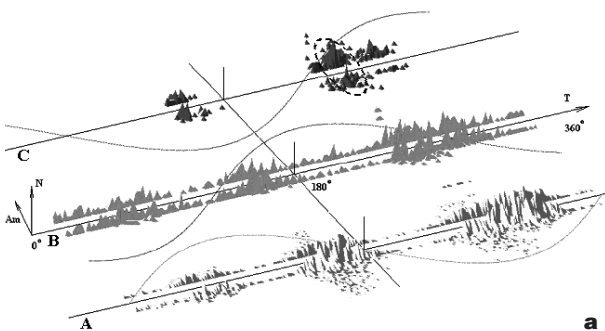


Рис. 4. Результаты измерений и локация электрических разрядов в активной части трансформатора ТЦ-250000/500: а - гистограмма высокочастотной составляющей распределения числа электрических импульсов N от амплитуды Am и времени возникновения t и напряжения промышленной частоты фаз А, В, С (снизу вверх) в режиме холостого хода. (соотношение амплитуд импульсов для фаз А, В и С - 1:2:20); б - амплитудно-спектральная характеристика акустического сигнала, зафиксированного со стороны торца фазы С.

Комплексные диагностические обследования около 500 трансформаторов со сроком службы 20 и более лет, выполненные НПО «Техносервис-Электро», показывают, что немедленного вывода из работы и списания требуют менее 2 % трансформаторов, капитальный ремонт в ближайшее время необходим около 15 % трансформаторов, замена вводов и ремонт отдельных узлов 23-25%, а учащенного контроля и в перспективе проведения капитального ремонта (в течении 2-5 и более лет) примерно 27-30 %. Более 30 % обследуемых трансформаторов не требовали проведения дополнительных организационных и технических мероприятий, так как уровень развития дефектов был незначительным. Высокая достоверность результатов комплексных диагностических обследований, а также своевременно выполненные технические мероприятия обеспечили безаварийную надежную работу всех диагностируемых трансформаторов, в том числе со сроком службы более 50 лет.

Для поддержания требуемой эксплуатационной надежности трансформаторов кроме диагностического контроля необходимо своевременное проведение капитальных ремонтов. Вместе с тем, необоснованное решение о проведении капитального ремонта, его объеме и технологии в лучшем случае приводит к неоправданным затратам, в худшем – к снижению надежности, ресурса и даже отказам, а в итоге к значительным материальным потерям. Комплексные диагностические обследования позволяют не только

выявить развивающиеся дефекты, оценить уровень их опасности, но и обосновать необходимость, объем и сроки проведения капитальных ремонтов.

В качестве примера в табл. 1 приводится объем проведенных обследований и ремонтов силовых трансформаторов в одной из энергосистем. На рис.5 представлена диаграмма срока службы трансформаторов этой энергосистемы, у которых выполнены ремонтные работы. Как видно из этой таблицы немедленного выполнения ремонтных работ потребовало относительно небольшое число трансформаторов. Значительное количество ремонтов было отложено. При этом основанием для такого решения, прежде всего, были диагностические показатели и экономические соображения. для трансформаторов с развитыми дефектами в предремонтных периодах, как правило, рекомендовались учащенный диагностический контроль, а в ряде случаев технические мероприятия (например, смена силикагеля в термосифонных фильтрах, замена маслосососов и т.д.). Состояние одного трансформатора потребовало вывода его из работы и замены.

Одним из наиболее важных этапов ремонта является сушка изоляции активной части. для трансформаторов со значительным сроком службы, а также имеющих увлажнение и зашламление изоляции обычно используется метод разбрызгивания масла при вакуумировании. Следует отметить, что сушка твердой изоляции связана с воздействием повышенных температур, а вакуумирование, кроме того, макромеханическим воздействием на целлюлозу при удалении влаги. В результате этого процесса наблюдается ускоренное старение бумажной изоляции и, как следствие, снижение ее степени полимеризации (на 50-250 ед.). Однако в последние годы успешно используется новая технология обмыва, значительно снижающая эти негативные факторы.. Это технология позволяет не

только улучшить изоляционные характеристики обмоток, но и сохранить прочность и степень полимеризации бумажной изоляции [3,5].

Принципиальная технологическая схема обмыва и сушки изоляции подобна традиционной схеме и состоит, по крайней мере, из двух контуров - контура промывки актив-

ной части и контура вакуумирования. Контур промывки работает по замкнутому циклу и включает в себя разбрызгиватели, установленные в активной части трансформатора, маслонагреватель, который осуществляет нагрев и финишную очистку масла, циркуляционный насос, фильтры, а также вентили и соединительные трубы. Вакуумирование осуществляется форвакуумным насосом. В контур вакуумирования может быть включена вакуумная установка. Схема обмыва может быть дополнена контурами регенерации, дополнительной осушки и очистки масла, которые периодически используются в технологическом процессе.

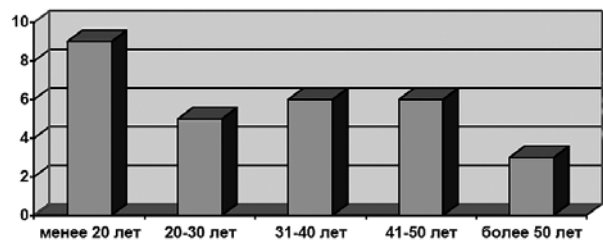


Рис. 5. Срок эксплуатации количество трансформаторов выведенных в ремонт

В качестве технологического масла используются российские трансформаторные масла с высоким содержанием ароматических веществ. Для повышения растворяющей способности масла в него на определенном этапе вводятся специальные присадки. Для каждого трансформатора индивидуально, исходя из состояния бумажной изоляции (влажности, зашламленности, загрязнения и прочности), выбирается продолжительность экспозиций периодического обмыва (прогрева) и вакуумирования. В процессе работы постоянно контролируются влагосодержание, состав и характер механических примесей, тангенс угла диэлектрических потерь и другие параметры промывочного масла, а также сопротивления твердой изоляции R_{15} и R_{60} . В зависимости от контролируемых параметров корректируется температура промывочного масла, давление (уровень вакуума) в баке, а также схема промывки, продолжительность отдельных этапов (обмыв без вакуумирования, обмыв с выкуумированием, вакуумирование без обмыва),

Таблица 1. Комплексные диагностические обследования и ремонты в региональной энергосистеме

Год	Количество обследованных трансформаторов напряжением, кВ					Количество ремонтов				
	35	110	150	330	Всего	I	II	III	IV	Всего
1998	1	0	12	6	19	-	-	-	-	-
1999	0	6	16	1	23	-	1	-	-	1
2000	0	4	13	0	17	1	2	-	-	3
2001	0	3	1	2	6	4	-	-	-	4
2002	0	1	3	0	4	4	1	-	-	5
2003	0	8	5	0	13	3	1	-	4	8
2004	0	6	7	1	14	3	1	1	2	7
Итого	1	28	57	10	96	15	6	1	6	28

Примечание. Особенности объема ремонтов: I - реконструкция и обмыв активной части при вакуумировании; II - обмыв активной части при вакуумировании; III - монтаж нового трансформатора (взамен выведенного из работы); IV - замена вводов.

ДИАГНОСТИКА

уровень концентрации присадки и другое. Это позволяет успешно решать три задачи:

- 1) интенсифицировать процесс выделения влаги из твердой изоляции,
- 2) эффективно удалять продукты старения масла, нефтепродукты железа и меди, а также механические примеси,
- 3) не допустить снижения прочности и ускоренной деструкции бумажной изоляции при сушке.

Индивидуальный подход к ремонту каждого трансформатора, строгое соблюдение технологических требований, постоянный контроль параметров промывочного масла и изоляционных характеристик обмоток, а также накопленный опыт проведения ремонтов по новой технологии позволили получить стабильные положительные результаты для различных трансформаторов.

На диаграммах рис. 6-9 приводятся изоляционные характеристики обмоток и параметры бумажной изоляции контрольной группы трансформаторов до и после проведения ремонта. На рис. 8 D_1 и D_2 - степень полимеризации образцов до и после ремонта. Трансформаторы имели различный характер и уровень загрязнения и зашламления. Поэтому на первом этапе, в некоторых случаях, использовалась разомкнутая схема обмыва изоляции. В результате этих ремонтов заметно улучшились изоляционные характеристики, в том числе при значительных загрязнениях активной части металлической стержней.

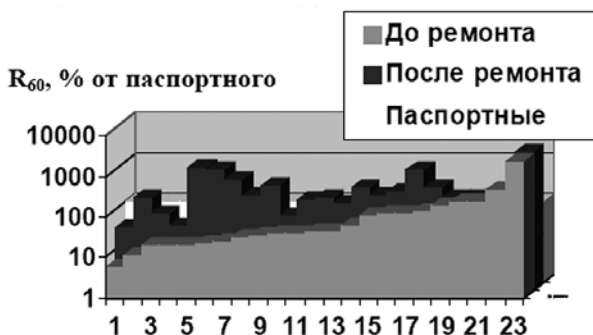


Рис. 6. Сопротивления изоляции обмоток ВП трансформаторов до и после ремонта

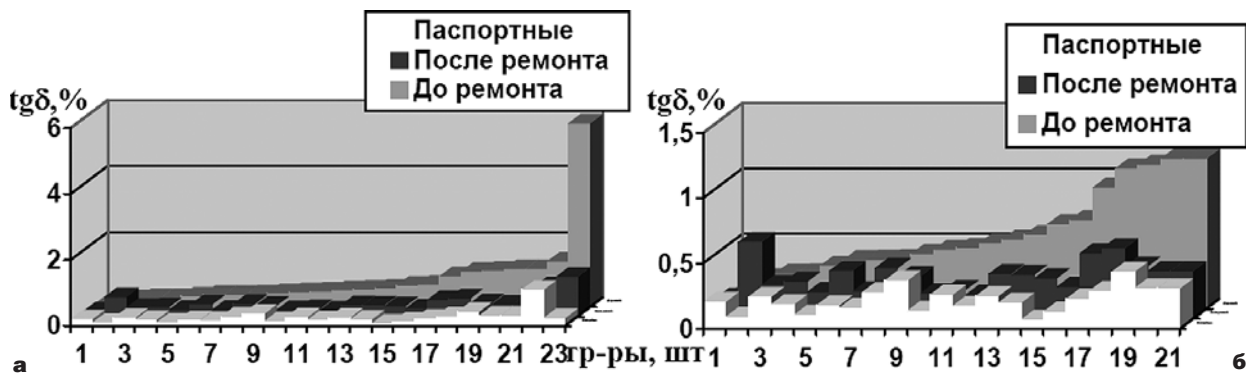


Рис. 7. Значения $tg\delta$ изоляции обмоток ВП до и после ремонта трансформаторов по технологии «Техносервис-Электро» в масштабе по оси ординат 1 деление: а - 1%, б - 0,2%

Кроме того, в ряде случаев возросла механическая прочность и степень полимеризации бумажной изоляции. Результаты, приведенные на рис. 8, 6 и 9, включают анализы образцов бумажной изоляции, имевших первоначально степень полимеризации не более 400 ед.

Анализ результатов показал следующее. Во всех ремонтах удалось значительно повысить значения сопротивления обмотки R_{60} . В ряде случаев после ремонтов сопротивления были выше заводских и монтажных значений (в том числе во всех случаях у трансформаторов со сроком эксплуатации более 35 лет). Сопротивление изоляции практически не изменялось после обмыва и сушки, если до ремонта значения R_{60} превышали 10000 МОм.

Следует отметить, что нарушения технологического режима, в частности, процентного содержания присадок, температуры нагрева масла при сушке, продолжительности тех или иных экспозиций процесса обмыва, давления на разных этапах обмыва и сушки изоляции, а также ослабления физико-химического контроля за этим процессом приводят к снижению уровня конечных результатов. Например, в трансформаторе №2 (рис. 7) изменения параметров процесса привели к росту $tg\delta$ изоляции обмоток после ремонта. Тем не менее, все параметры трансформатора после ремонта, в том числе и тангенс угла диэлектрических потерь изоляции, отвечают требованиям [4]. Однако, даже увеличение продолжительности обмыва и восстановление обычно принятого технологического процесса не позволили снизить $tg\delta$ до предремонтных значений.

Как правило, принятая технология позволяет по крайней мере сохранить прочность бумажной изоляции и степень полимеризации бумаги. В ряде случаев эти показатели возрастают. Наибольшее увеличение прочности и степени полимеризации бумажной изоляции (при одинаковых условиях обработки) наблюдается у образцов с большим уровнем деструкции. При высокой начальной степени полимеризации и прочности изоляции заметного улучшения этих параметров обычно не происходит.

Следует особо отметить, что первые ремонты по новой технологии были выполнены 7 лет назад. Среди первых бы-

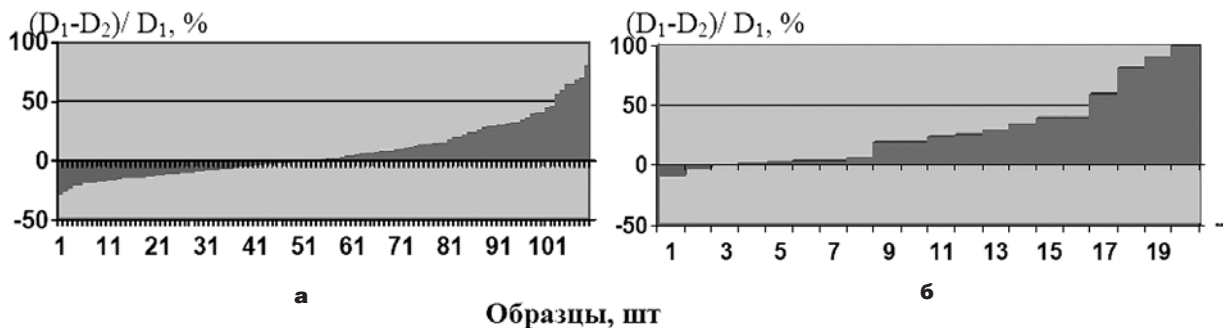


Рис. 8. Изменения степени полимеризации образцов бумажной изоляции а – все обследуемые образцы, б – образцы со степенью полимеризации D_1 менее 400 ед

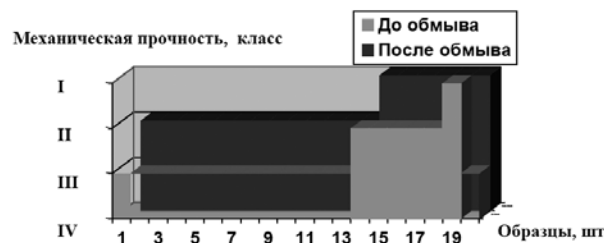


Рис. 9. Прочность образцов бумажной изоляции (со степенью полимеризации D_1 менее 400 ед.) до и после проведения ремонта.

[Согласно действующим российским нормативным документам [4] наилучший класс механической прочности (при котором бумажная изоляция не ломается при изгибе на 180°) равен I, а наихудший (изоляция ломается при изгибе менее 90°) равен IV]

ли трансформаторы с параметрами изоляции, которые не допускали дальнейшей эксплуатации ($\text{tg}\delta=5\text{...}6\%$, $D_1 < 250$ ед.). Выполненные ремонты позволили значительно улучшить изоляционные характеристики и степень полимеризации ($\text{tg}\delta=0,8\text{...}1,1\%$, $D_1 > 320$ ед.) и ввести трансформаторы в работу. Они успешно эксплуатируются до настоящего времени.

ВЫВОДЫ

1. Эффективность комплексных диагностических обследований достигается в результате использования различных методов измерений как на отключенном, так и на работающем трансформаторе в режимах нагрузки и холостого хода, а также проведением физико-химических анализов масла из бака, маслонаполненных вводов и контактов РПН.

2. Одним из перспективных методов диагностики силовых трансформаторов является измерение магнитной индукции у стенки бака, которые позволяют наряду с другими методами выявить и локализовать дефекты в магнитной системе.

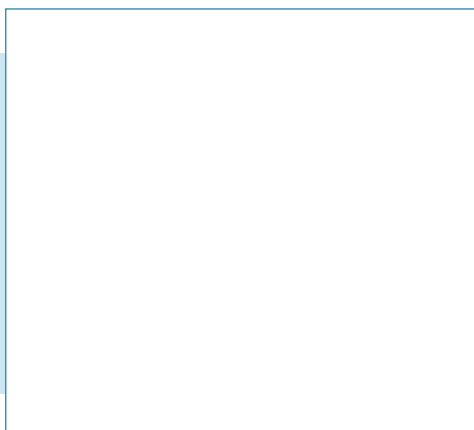
3. Новая технология ремонта с обмывом изоляции маслом, содержащим специальные присадки при вакуумировании, позволяет эффективно проводить сушку твердой изоляции, удалять продукты старения масла, нафтены железа и меди, а также механические примеси. Кроме то-

го, эта технология позволяет снизить негативное влияние температуры и вакуума на бумажную изоляцию и предотвращает снижение механической прочности при сушке изоляции.

4 В результате ремонта трансформаторов с длительным сроком службы по новой технологии значительно улучшаются изоляционные характеристики обмоток, а также сохраняется и даже возрастает механическая прочность бумажной изоляции благодаря усилению внутренних и внешних водородных связей в макромолекулах целлюлозы и совершенствованию ее кристаллической решетки.

Reference literature

- [1] Smekalov V.V., Dolin A.P., Pershina N.F. Condition assessment and life time extension of power transformers. CIGRE, session 2002, 12-102.
- [2] Degtayrev S.A., Dolin A.P., Pershina N.F., Smekalov V.V. Basic concepts of complex diagnostic inspection of power transformers (Электро, №2, 2003).
- [3] Dolin A.P., Krainov V.K., Smekalov V.V., Shamko V.N. Failures, condition assessment and repairs of power transformers. (Энергетик, №6, 2001).
- [4] The scope and standards of electrical equipment tests, Joscov, ENAS, 1998.
- [5] Smekalov V.V., Dolin A.P. The Repair of Power Transformers with a Long Service Life. CIGRE, session 2004, A2-212.



Баракшин В.Н.,
инженер,
О.А. Неуймин,
главный конструктор
ОАО «Российская электротехническая компания»,
Татарских В.И.,
старший электрик цеха,
Тихомиров М.Ф.,
главный энергетик
ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА»

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ТИРИСТОРНОГО РЕВЕРСИВНОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА НА ОАО «КОРПОРАЦИЯ ВСМПО- АВИСМА»

ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» – крупнейший мировой производитель изделий из титана. Это предприятие владеет уникальными технологиями производства и обработки титана.

Стан 2000 – основной производитель листов и плит на корпорации. Стан построен в 1968 году, при его строительстве применялись самые передовые по тем временам технологии.

Стан, изготовленный НКМЗ, является реверсивным станом «кварто» с приводом рабочих валков от одного двигателя постоянного тока мощностью 6 МВт (6650 А, 900 В) через шестеренную клеть. 2000 – максимальная ширина, в мм, раскатываемого металла. Его назначение – черновой раскат титановых или алюминиевых слэбов, которые далее обрабатываются в чистовой клетке, или используются в других переделах.

Однако сейчас привод по заложенной при строительстве системе Генератор- Двигатель (Г-Д), хотя и с быстродействующими системами управления с тиристорными

возбудителями и блочной системой управления УБСР, устарел и морально, и физически. Кроме того, энергетическая эффективность привода вызывала обоснованные сомнения у энергетиков предприятия. Работа гонного синхронного двигателя, который вращает два генератора постоянного тока, даже на холостом ходу требует 270 кВт в час мощности. Затраты мощности на прокатку были, по расчетам, даже меньше потерь холостого хода системы Г-Д.

Работы по реконструкции привода черновой клетки были доверены Российской электротехнической компании (РОСЭЛКО), и до этого выполнившей ряд работ по силовому электрооборудованию на заводе, и зарекомендовавшей себя по успешному внедрению тиристорных приводов станом сравнимой мощности на Серовском металлургическом заводе и других предприятиях черной и цветной металлургии.

Поставленная в 2003 г. задача по разработке и поставке тиристорного реверсивного электропривода на ток 8000 А при напряжении 900 В была компанией выполнена к концу 2004г.

Российская электротехническая компания приняла на себя весь комплекс работ по реконструкции стана – проектирование, разработка рабочей документации и изготовление всех компонентов привода, поставка и наладка системы в целом. Монтаж корпорация выполнила своими силами, без привлечения сторонних организаций, благодаря высокой квалификации и продуманной организации работ руководством электротехнических служб предприятия и цеха.

В комплект поставки вошли следующие составляющие:

- ✦ Комплект для переоборудования имеющихся высоковольтных ячеек на вакуумные выключатели;
- ✦ Два силовых сухих трансформатора мощностью 4300 кВА, 10 кВ/2х770В, 2х1600А, Y/YΔ;
- ✦ 4 линейных контактора на ток 1600 А,
- ✦ 4 устройства защиты от перенапряжений;
- ✦ 4 секции реверсивных тиристорных выпрямителей на ток 2000А с микропроцессорным управлением;
- ✦ 4 сглаживающих реактора на ток 2000 А;

- ✦ 4 разъединителя для подключения в якорную цепь каждой их выпрямительных секций

- ✦ тиристорный возбудитель двигателя на ток 450А.

Следует прокомментировать особенности перечисленного выше оборудования.

Высоковольтные ячейки оборудованы вакуумными выключателями ВВ-TeL с микропроцессорными устройствами защиты MIF-II фирмы General Electric;

Силовые сухие трансформаторы изготовлены по техническому заданию РОСЭЛКО одним из западноевропейских партнеров компании с применением монолитной изоляции высоковольтных обмоток, технологий косога реза изотропных пластин магнитопровода, встроенной тепловой защитой обмоток.

Эта же фирма изготовила по техническому заданию РОСЭЛКО сглаживающие реакторы, обмотки которых выполнены из алюминиевой ленты со специальной высокотемпературной ленточной изоляцией.

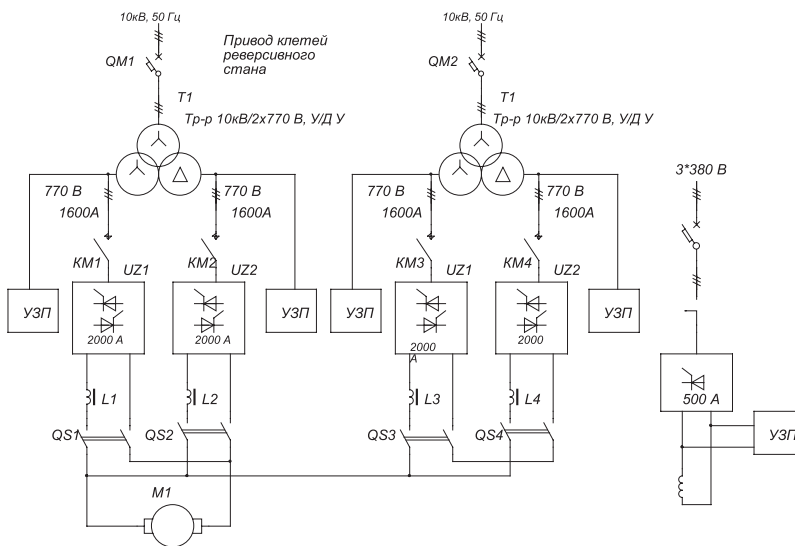


Рис. 1

схемам, согласованными с РАО «ЕЭС России» и институтом «Энергосетьпроект».

В 2003 году ЗАО «ЗЭТО» сдало эту разработку МВК и освоило серийное производство таких комплектов. В комплект поставки входят: трубчатые шины, токовые компенсаторы, шинодержатели и инструмент для опрессовки. Комплексно, по желанию заказчика, могут быть поставлены опорные фарфоровые или полимерные изоляторы, а также металлоконструкции под них.

В настоящее время ЗАО «ЗЭТО» освоено выпуск пантографных разъединителей с вертикальным разрывным промежутком серии РПВ на напряжение 330 кВ применение которых в ОРУ 330 кВ, совместно с ЖО, делают их очень перспективными в плане повышения надежности и минимизации занимаемых площадей, упрощения компоновки оборудования в ячейке. ЗАО «ЗЭТО» совместно с НПО «Техносервис-Электро» и другими проектными организациями разработало комплекты ЖО для ОРУ 330 кВ с перспективой создания ЖО для ОРУ 220 и 500 кВ.

ЖО для ОРУ 330 кВ выпускается повышенной заводской готовности для сложных схем присоединений. Номинальный ток сборных шин – 3150 А, электродинамическая стойкость – 160 кА, ток термической стойкости – 63 кА. ОРУ рассчитаны на применение в районах с II СЗА при высоте установки не более 1000 м над уровнем моря и для климатического исполнения УХЛ1 при допустимой толщине корки льда на ошиновке 20 мм.

В декабре 2005 года данная разработка сдана МВК. Комплекты ЖО для ОРУ 110, 330 кВ производства ЗАО «ЗЭТО» – единственные в России прошедшие

<<69

процедуру принятия Межведомственной комиссией и допущенные к применению на объектах «ФСК «ЕЭС».

В конструкции ЖО в качестве шин используются трубы из алюминиевого сплава 1915Т обладающего высокой прочностью, коррозионной стойкостью и хорошей свариваемостью.

Принятые решения обеспечивают: быстрый и качественный монтаж ошиновки, необходимую компенсацию линейных температурных деформаций шин, компенсацию незначительных погрешностей при установке шинных опор. Токовые компенсаторы обеспечивают высокое качество электрического соединения, выполняют роль экранов, устраняя возможность развития коронных разрядов и радиопомех.

Применение разъемных болтовых контактов на жесткой ошиновке позволило унифицировать комплекты ЖО и значительно облегчить монтаж при выполнении различных ответвлений гибкими связями, в том числе и пучками проводов.

Комплекты ЖО высокой заводской готовности, в среднем, позволяют снизить металлоемкость ОРУ на 10-15%, расход железобетона на 10-20%, площадь ОРУ на 10-15%, объем строительномонтажных работ и трудозатрат на 25% в зависимости от схем электрических соединений ОРУ и конкретных условий работы в районах строительства.

В настоящее время, для широкого внедрения ЖО, разрабатываются «Методические указания по проектированию ОРУ с жесткой ошиновкой» и «Руководящие документы по выбору, расчету и испытаниям жесткой ошиновки».

ЗАО КУРС



Линейные контакторы также поставлены одним из западноевропейских партнеров компании.

Конструкция силовых тиристорных секций выполнена РОСЭЛКО, имеющей большой опыт в разработке силовой части мощных полупроводниковых преобразователей. Применены тиристоры фирмы ABB на ток 2700А, предохранители BUSSMAN на ток 1400А. Секции выполнены с принудительным воздушным охлаждением в два канала, обдуваемыми осевыми вентиляторами произведенными в Германии. Надежность вентиляции обеспечивается гарантированным сроком службы вентиляторов 60000 часов. При этом система управления включает вентиляторы только при реальной нагрузке привода, учитывая то обстоятельство, что обычный режим работы стана – 3-5 минут проката, затем 15-20 минут ожидания нагрева следующей заготовки в печи.

Каждая секция имеет индивидуальную систему управления, построенную на базе микропроцессорных модулей Simoreg 6RA70 фирмы SIEMENS. Структура системы управления выполнена таким образом, что возможна работа привода с отклю-

ченной силовой частью одной из четырех секций.

Общая структурная схема приведена на рис. 1.

Учитывая решающее значение стана в производстве товарной продукции, руководство предприятия установило чрезвычайно жесткие сроки перевода стана на работу от нового электрооборудования – пять суток, включая перемонтаж силовой ошиновки и полный комплекс пусконаладочных работ по приводу.

Работы по перемонтажу силовой части силами электриков машзала были выполнены вместо запланированных 2-х суток всего за сутки! В запланированные сроки была произведена опытная прокатка, и через 3 часа технологи приняли стан для товарной прокатки. 4 ноября была получена первая партия товарной продукции, произведенной на реконструированном стане.

Первый опыт работы стана с новой системой питания показал высокую энергетическую эффективность привода. Потребление электроэнергии за один час прокатки в обычном режиме составило 170 кВт·час, что значительно меньше потребления прежней системы Г-Д на холостом ходу.

76>>

Каменских А.С.

ОСТАНОВОЧНЫЙ РЕМОНТ

Закончилась летняя пора, время жары, отпусков, отдыха. Оператор отопительной котельной на 100% уверен, что сходит в отпуск именно в это время, так как летом его работа не востребована. Руководители заинтересованы, чтобы операторы сходили в отпуск летом, а зимой в полном составе следили за режимом. Тем более времени на ремонт просто огромное количество – 120 дней. За это время вполне реально выполнить все ремонтные работы, всё вычистить и выкрасить.

Подобные сроки ремонтов непозволительны для производственных котельных. Основное производство должно работать, а для этого необходим пар. Поэтому производственные котельные останавливаются после останова основного производства и пускаются раньше. В этом году период остановочного ремонта котельной составил десять дней! У автора этих строк сердце замирало при мысли об остановочном ремонте. Как организовать работы, как провести максимальное количество работ в столь короткие сроки?

Сам термин «остановочный ремонт» подразумевает полный останов котельной. В этот период необходимо выполнить все работы, которые невозможно сделать «на ходу», или, иными словами ремонт общекотельного оборудования. Оборудование, которое имеет байпасные линии, резерв или вообще можно отсечь, ремонтируется в процессе работы котельной.



Общекотельное оборудование

Перед началом работ необходимо установить временные заглушки на всех входящих и выходящих трубопроводах. Временные заглушки устанавливаются во фланцевом соединении трубопроводной арматуры, естественно с противоположной стороны от среды. Это делается с целью защиты ремонтного персонала от несанкционированного открытия или негерметичности запорного органа запорной арматуры.

При этом сталкиваемся с первой проблемой. Как правильно изготовить заглушки, на основании какого документа? Вроде, обычная заглушка, а какая должна быть толщина металла, диаметр и т.д.? На самом деле это не так просто найти нормативный документ регламентирующий геометрические параметры временной заглушки! Найдя такой документ, сталкиваемся со второй проблемой. Толщина заглушки слишком большая. Например, на задвижку Ду300 сороковой серии необходимо установить заглушку толщиной примерно 4 см. Как правило задвижку невозможно выдернуть из трубопровода, а тут необходимо поставить четырёхсантиметровую заглушку. Сплошные проблемы! В таких ситуациях необходимо иметь две запорные арматуры и между ними «свидетель» (дренаж), штурвал одной из задвижек желательно зафиксировать при помощи цепи с замком.

Накануне, за несколько дней до останова, руководство меняет подрядчика на производство ремонтных работ. В срочном порядке переделываются наряды, графики и т.д.

Котельная остановлена, выставлены заглушки, трубопроводы сдренированы, газопроводы продуты азотом. Установка готова к производству ремонтных работ. Подрядчиков нет. Они набрали большое количество работ по всему заводу и своих людей не хватает, поэтому ищут субподрядчиков. Через день появляются трое слесарей!

В это время персонал установки занимается ревизией запорной арматуры, демонтажем запорной арматуры Ду50...80 и её отправкой в ремонтное производство, а также другими работами, которые всегда появляются неожиданно. При ревизии запорной арматуры по месту производилась замена сальникового уплотнения и при необходимости разбирались крышка, зачищались рабочие поверхности, менялись шпильки. За период ремонта отреставрировано по месту практически 100% запорной арматуры.

Очень важным моментом в период ремонта это не отвлекать операторов от поставленной задачи. Если дано задание отреставрировать какое-то количество арматуры, пускай ревизирует до конца. На личном опыте, будучи оператором, испытал подобные отрывы от работы. Например, утром начальник установки выдаёт задание, начинаешь искать инструменты и материалы (как правило они отсутствуют), только приступишь к непосредственно к работе прибегает другой начальник говорит: «Пошли, есть работа», отвечаю: «Дык, у меня уже есть работа», на что получаю ответ: «Это уже не надо делать, пошли». Опять начинаешь искать инструменты и материалы и т.д. И так происходит по несколько раз за смену. В итоге, анализируя как прошёл день, ничего не сделал, только вымотался весь. Поэтому, планируя ремонтные работы силами персонала установки я твердо решил не трогать операторов, пускай занимаются ревизией запорной арматуры планомерно и качественно. Так как лишних людей не было пришлось просить слесарей в ремгруппе (в цехе есть ремгруппа). Естественно бой шел за каждого человека. Довольно трудно доказать механику

цеха, что я не могу отвлекать операторов от поставленной задачи. Так и не доказал.

На третий день ремонта количество слесарей субподрядчиков увеличивается до пяти человек, сварных до сих пор нет. Представляете, практически половина ремонта прошла, а сварных нет! Трясущимися руками начинаем отсчитывать капли валерьянки в стакан! Слесаря субподрядчиков в это время занимаются демонтажем запорной арматуры с электроприводом и предохранительных клапанов.

На четвёртый день капитального ремонта произошло чудо, появилось два звена сварных. Началась основная работа по переносу насосов на новые фундаменты и другие мелкие сварочные работы. Ремонтное производство постепенно начало выдавать запорную арматуру и предохранительные клапана из ревизии. Слесаря приступили к ее монтажу. В этот день оцепенение постепенно начало меня отпускать, работа закипела!

Постепенно ремонтные работы были закончены. Наступил самый важный момент – опрессовка. Во время опрессовки выявляются явные дефекты. Скрытые дефекты дают знать о себе при дальнейшей работе. Как правило процесс опрессовки довольно трудоемкий. Опрессовка на плотность производится рабочей средой при рабочем давлении. Если рабочая среда газ или вода (ХОВ, конденсат) особых проблем нет, а если рабочая среда пар, сталкиваемся с определенными трудностями. Необходимо принять пар на установку, предварительно прогреть трубопроводы, а это как минимум 2...3 часа.

Первая опрессовка прошла неудачно. Пар, как обычно, начали принимать под вечер. Были выявлены сильные пропуски на диафрагме Ду300 по пару 23 кгс/см², во фланцевых соединениях 2-х электрозадвижек Ду150 Ру40 (монтаж производили субподрядчики), в сальниковом уплотнении задвижки Ду300 Ру40 и незначительные пропуски в сальниковых уплотнениях другой запорной арматуры.



Сальниковый узел задвижки Ду300, Ру40 с полностью затянутой сальниковой муфтой

На следующий день приступили к устранению выявленных недостатков. Фланцевые соединения диафрагмы, электрозадвижек «протянули», в сальниковые уплотнения запорной арматуры «добили» сальники. После обеда снова начали принимать пар для опрессовки. Мелкие пропуски в сальниковых уплотнениях были устранены, зато все крупные остались. В этот день удалось силами персонала установки демонтировать диафрагму и перепаковать фланцевые соединения электрозадвижек. Во фланцевых соединениях электрозадвижек не оказалось прокладок. Без комментариев.



Фланцевое соединение задвижки Ду150, Ру40 установленное с перекосом

Последний день ремонта, сроки поджимают, необходимо пускаться. К монтажу диафрагмы отнеслись с наивысшей степенью ответственности. Оказалось, что фланцевые соединения (зеркала) не параллельны. Снова приняли пар и оставили его на свечах. Приняли на установку газ и ХОВ, предварительно сняв временные заглушки, заполнили деаэратор и котлы. Запустили РУ-3 подали пар в деаэратор и поставили котлы на кипячение. Все, установка готова к пуску.

Команды на пуск так и не поступило. Производственные цеха еще не пустились и пар заводу не нужен. Под «парами» котельная находилась целые сутки. Целые сутки можно было производить ремонтные работы, даже обидно, но нам необходимо всегда быть наготове. Если производственники запрасят пар, мы его должны дать.

Котельная постепенно была пущена. По мере необходимости пара производственным цехам по очереди были запущены в работу все котлы.

Перед пуском котлов и общекотельного оборудования автоматика была «отхлопана». Это выполняется следующим образом: блокировочной позиции задается искусственный параметр, и автоматика безопасности срабатывает. В основном, это прекращение подачи топливного газа. Согласно инструкции пуск разрешается производить в те-

чение трех суток после «отхлопывания». Через трое суток рапорта считаются недействительными.

В первые дни после пуска котельной происходили мелкие отказы запорной арматуры выраженные в основном негерметичностью по отношению к внешней среде в сальниковом уплотнении, которые устранялись подтягиванием прижимной муфты. Это нормальное явление, главное вовремя подтянуть сальник.

К сожалению, операторы не всегда видят эти неисправности (или не хотят видеть). Приходится лично контролировать. Для этого производится обход установки, тщательно осматривается запорная арматура. Осмотр производится визуально и «руками», т.е. рукой на расстоянии 10...20 см проводим над фланцевыми соединениями и сальниковыми уплотнениями. Если пропуск имеется, то таким методом его не пропустишь. Далее операторам дается команда на устранение всех недостатков, которые были обнаружены. Фокус в том, что отказы операторам не сообщаются. Этим преследуются две цели, во первых, операторы хоть раз в смену тщательно обойдут котельную, во вторых, возможно обнаружат еще отказы.

После пуска котельной были обнаружены и серьезные отказы. На задвижке Ду300 Ру40 сальниковое уплотнение затянули полностью (сальник подбивали три раза между опрессовками), а это довольно неприятно. Будем надеяться, что до следующего ремонта протянет, хотя уверенности нет.

Через несколько дней обнаружился пропуск во фланцевом соединении одной из электрозадвижек Ду150 Ру40. Задвижка расположена на трубопроводе пара 23 кгс/см² от котла, непосредственно перед паровым коллектором. Котел пока не пущен (находится в капитальном ремонте) и задвижка закрыта. Монтаж задвижки производили субподрядчики. Во время опрессовки этот отказ не был обнаружен. Причина отказа – перекоп фланцевого соединения. Виновным с полной уверенностью можно считать механика



Задвижка компактная стальная с сорванной резьбой на штоке

установки, ну и соответственно автора этих строк. Механик не следил за монтажом, а я не заставил.

Следующий отказ еще хуже предыдущих, т.к. напрямую влияет на технологию. Задвижка компактная стальная установлена на трубопроводе периодической продувки котла. В момент открытия была сорвана резьба на штоке. Производить периодическую продувку невозможно, солесодержание котловой воды растёт, уровень воды в котле начинает «болтать». Открывали задвижку несколько дней. В итоге открыли и оставили открытой, т.к. задвижек две.



Клапан запорный игольчатый со сломанным штоком на манометрической сборке верхнего барабана котла.

Если на одном из котлов происходит большое количество отказов, имеет смысл остановить котел. Так и произошло с одним из котлов при первой возможности. На котле были выявлены следующие отказы: сломан шток на игольчатом клапане на манометрическую сборку, пропуск во фланцевом соединении ППК на пароперегревателе котла, пропуск во фланцевое соединение главной парозапорной задвижки.

Шток на игольчатом клапане был сломан не опытным слесарем (только что после института) просто руками. Вот силища! Клапан пытались закрыть для замены манометра. Причиной остальных отказов является опять же некачественный монтаж и слабый контроль со стороны механика установки.

Последним из произошедших отказов после пуска котельной была негерметичность запорного игольчатого клапана указателя уровня. Отказ был обнаружен после разрыва стекла. Водоуказательная колонка не отсекалась по водянному объему.

В период ремонта котла и ревизии данных клапанов было обнаружено коррозионный износ штока. Обнаружился случайно! Механик установки начал искать эзэкэски, спрашиваю куда, на что он мне отвечает, что игольчатые клапана не подлежат ремонту из-за коррозионного износа штока, поэтому он хочет установить задвижки клиновые стальные. Моему возмущению не было предела (это мягко ска-

зано, для публикации!), механик не видит разницы между задвижкой клиновой стальной и угловым запорным игольчатым клапаном!

Устанавливать ЗКС запретил, дал задание механику изготовить штоки. При изготовлении штоков у механика установки не хватило толку подобрать материал и естественно технологию обработки. В итоге в течении двух месяцев шток подвергся коррозионному износу.

Устранить неисправность не удалось (нет возможности остановить котел). Стекло на указателе уровня заменили под давлением закрываясь телогрейками. Работы производил лично, т.к. операторов нельзя заставлять делать такую работу, не дай бог палец ошпарят.

Подведя итоги и проанализировав отказы, проведение остановочного ремонта можно оценить как ниже удовлетворительного. Главная причина отказов – это слабая организация работ. Как следствие низкий контроль за проведением монтажных и ремонтных работ со стороны механика установки. Вообще механиками не становятся, ими рождаются. Механик установки в первую очередь должен быть хозяином, он не должен упускать ни одной мелочи и планировать ремонты заранее. Поэтому в данном случае это безнадежно.



Негерметичность запорного игольчатого клапана указателя уровня

Это мой первый остановочный ремонт, надеюсь в будущем они будут проходить более слаженно, организованно, качественно и дальнейшая эксплуатация будет безаварийной.

*boiler@nm.ru
www.boiler.nm.ru*

О ЗАКЛЮЧЕНИИ ДОГОВОРА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НА ДЛИТЕЛЬНЫЙ СРОК

Запреты и ограничения на заключение договора энергоснабжения сроком на 15-20 лет на сегодняшний день в законодательстве РФ **отсутствуют**.

Прежде всего, важно учитывать положения **принципа свободы договора**, закрепленного Гражданским кодексом РФ (ст.ст. 1, 421 Гражданского кодекса РФ):

- ❖ хозяйствующие субъекты свободны в заключении договора. Понуждение к заключению договора не допускается, за исключением случаев, когда обязанность заключить договор предусмотрена Гражданским кодексом РФ, федеральным законом или добровольно принятым обязательством;
- ❖ стороны могут заключить договор как предусмотренный, так и непредусмотренный федеральным законом или иными правовыми актами;
- ❖ стороны могут заключить договор, в котором содержатся элементы различных договоров, предусмотренных федеральным законом или иными правовыми актами (смешанный договор);
- ❖ **условия договора определяются по усмотрению сторон**, кроме случаев, когда содержание соответствующего условия предписано федеральным законом или иными правовыми актами. В случаях, когда условие договора предусмотрено нормой, которая применяется постольку, поскольку соглашением сторон не установ-

лено иное (диспозитивная норма), стороны могут своим соглашением исключить ее применение либо установить условие, отличное от предусмотренного в ней. При отсутствии такого соглашения условие договора определяется диспозитивной нормой.

Основное исключение из принципа свободы договора состоит в том, что **договор должен соответствовать обязательным для сторон правилам, установленным федеральным законом и иными правовыми актами** (императивным нормам), действующим в момент его заключения (ст. 422 Гражданского кодекса РФ).

В связи с этим надо ответить на следующий вопрос: **предусмотрены ли действующим законодательством РФ предельные (в частности, максимальные) сроки действия договора энергоснабжения?**

Применительно к отдельным видам гражданско-правовых договоров федеральные законы предусматривают предельные (максимальные и минимальные) сроки действия данных договоров (например, п. 3 ст. 610 Гражданского кодекса РФ, п. 7 ст. 22 Земельного кодекса РФ, ст.ст. 31, 36 и 37 Лесного кодекса РФ). В частности, договоры аренды, концессии участка лесного фонда могут заключаться на срок от одного года до девяноста девяти лет. В таких случаях, если срок действия договора не определен и ни одна из сторон не отказалась от исполнения договора до истечения

<<70

ОАО «ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬ» КОЛЬЧУГИНСКИЙ ЗАВОД» ПРЕДСТАВЛЯЕТ НОВУЮ ПРОДУКЦИЮ

На ОАО «Электрокабель» Кольчугинский завод» поставлены в серийное производство провода марок Н07V-K и Н07V-Км по ТУ 16.К01-46-2004.

Провода гибкие с поливинилхлоридной изоляцией для электрических установок марок Н07V-K и Н07V-Км номинальным сечением от 1,5 до 240 мм² соответствующие требованиям стандарта Германии DIN VDE 0281 ч.3. Провод марки Н07V-Км является полным аналогом провода марки ПВ4 по ГОСТ 6323-79. – кабель силовой гибкий марки КГЭ на напряжение 6 кВ по ТУ 16.К73.02-88. Кабель силовой гибкий с медными многопроволочными жилами, с резиновой изоляцией, в резиновой оболочке, с экранами из электропроводящей резины, экскаваторный предназначен для присоединения экскаваторов и передвижных механизмов или электроустановок к электрическим сетям, оборудованным аппаратурой автоматического отключения при однофазном замыкании на землю при номинальном напряжении переменного тока номинальной частоты 50 Гц основных жил – 6 кВ, вспомогательной – 380 В.

Образцы успешно прошли испытания в ТомНИКИ. Одновременно проводится работа по сертификации кабелей КГЭ, КГЭ-ХЛ.

www.procable.com.ua

ЗАО «СПКБ-ТЕХНО»: НОВЫЙ ТЕРМОСТОЙКИЙ ПРОВОД ПРКС

ЗАО «СПКБ-Техно» предлагает новый вид кабельно-проводни-

предельного срока, установленного федеральным законом, договор по истечении предельного срока прекращается. Договор, заключенный на срок, превышающий установленный федеральным законом предельный срок, считается заключенным на срок, равный предельному.

Что касается договора энергоснабжения предельные (минимальные и максимальные) сроки действия данного договора независимо от того, кто выступает продавцом (в частности, унитарное предприятие, акционерное общество) в указанном договоре, действующим законодательством РФ **не предусмотрены**.

Более того, договор энергоснабжения, заключенный на определенный срок, **считается продленным** на тот же срок и на тех же условиях, если до окончания срока его действия ни одна из сторон не заявит о его прекращении или изменении либо о заключении нового договора. Если одной из сторон до окончания срока действия договора внесено предложение о заключении нового договора, то отношения сторон до заключения нового договора **регулируются ранее заключенным договором** (п.п. 2 и 3 ст. 540 Гражданского кодекса РФ). Указанные нормы права также свидетельствуют об отсутствии намерения у законодателя ограничить срок действия договора энергоснабжения.

Порядок заключения договора энергоснабжения регламентирован нормами права, предусмотренными, в частности, § 6 («Энергоснабжение»), § 1 («Общие положения о купле-продаже») Главы 30 («Купля-продажа»), Главой 28 («Заключение договора»), Главой 9 Гражданского кодекса РФ.

Договор энергоснабжения заключается с абонентом **при наличии у него отвечающего установленным техническим требованиям энергопринимающего устройства**, присоединенного к сетям энергоснабжающей организации, и другого необходимого оборудования, а также при обеспечении учета потребления энергии (п. 2 ст. 539 Гражданского кодекса РФ).

Договор считается заключенным, если между сторонами, в требуемой форме, достигнуто соглашение по всем **существенным условиям договора**. Существенными являются **условия о предмете договора, условия, которые названы в законе или иных правовых актах как существенные или необходимые для договоров данного вида**, а также все те условия, относительно которых по заявлению одной из сторон должно быть достигнуто соглашение (п. 1 ст. 432 Гражданского кодекса РФ).

Существенными условиями договора энергоснабжения, предусмотренные действующим законодательством РФ, являются:

- **условие о предмете данного договора** (п. 1 ст. 539 Гражданского кодекса РФ);
- **условие о товаре**, которое считается согласованным, если данный договор позволяет определить наименование и количество товара (п. 3 ст. 455 Гражданского кодекса РФ).

Условие о цене применительно к договору энергоснабжения **существенным условием данного договора не является**. Следовательно, договор энергоснабжения, который не содержит условия о цене электрической и тепловой энергии, если стороны согласовали условие о предмете этого договора и условие о товаре, **считается заключенным**.

Договор заключается посредством направления оферты (предложения заключить договор) одной из сторон и ее акцепта (принятия предложения) другой стороной (п. 2 ст. 432 Гражданского кодекса РФ).

Договор энергоснабжения, заключаемый между юридическими лицами, **должен быть заключен в письменной форме** (ст. 161 Гражданского кодекса РФ).

Сделка в письменной форме **должна быть совершена путем составления документа**, выражающего ее содержание и подписанного лицом или лицами, совершающими сделку, или должным образом уполномочен-

77>>

ными ими лицами (ст. 161 Гражданского кодекса РФ).

Договор в письменной форме **может быть** заключен путем составления одного документа, подписанного сторонами, а также путем обмена документами посредством почтовой, телеграфной, телетайпной, телефонной, электронной или иной связи, позволяющей достоверно установить, что документ исходит от стороны по договору (ст. 434 Гражданского кодекса РФ).

При оформлении упомянутого договора энергоснабжения особо следует регламентировать следующие вопросы:

- ❖ **определение условия о цене электрической и тепловой энергии** (ст. 424 Гражданского кодекса РФ, Федеральный закон «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в РФ, Федеральный закон «Об электроэнергетике». Федеральный закон «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты РФ и признании утратившими силу некоторых законодательных актов РФ в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике»). Необходимо учесть, что после вступления в силу Федерального закона «Об электроэнергетике» в полном объеме, государственному регулированию в электроэнергетике помимо ценового регулирования в условиях естественной монополии, осуществляемого в соответствии с законодательством о естественных монополиях, подлежат, в частности,
- ❖ **цены (тарифы) на поставляемую в условиях отсутствия конкуренции электрическую и тепловую энергию;**
- ❖ **предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни цен на электрическую энергию и цены (тарифы) на максимально доступную генерирующую**

мощность (в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации, в порядке, установленном Правительством Российской Федерации);

- ❖ **цены (тарифы) на тепловую энергию.**

В случае, если цены на электрическую и тепловую энергию, передаваемую по упомянутому договору, устанавливаются государством, условие о цене товара по данному договору соответственно определяется не его сторонами, а государством. Иную цену на электрическую и тепловую энергию в этом случае стороны установить не вправе.

В данном договоре сторонам необходимо урегулировать случай, когда цены на указанные товары, не будут подлежать государственному регулированию. В противном случае, будут применяться п. 1 ст. 485 и п. 3 ст. 424 Гражданского кодекса РФ: «В случаях, когда в возмездном договоре цена не предусмотрена и не может быть определена исходя из условий договора, исполнение договора должно быть оплачено **по цене, которая при сравнимых обстоятельствах обычно взимается за аналогичные товары**».

- ❖ **действие договора, в случае если после его заключения принят закон, устанавливающий обязательные для сторон правила иные, чем те, которые действовали при заключении договора** (ст. 422 Гражданского кодекса РФ);
- ❖ **изменение и расторжение договора**, в том числе в связи с существенным изменением обстоятельств (Глава 29, ст. 546 Гражданского кодекса РФ);
- ❖ **ответственность за ненадлежащее исполнение обязательств по договору вследствие непреодолимой силы**, то есть чрезвычайных и непредотвратимых при данных условиях обстоятельств (ст.ст. 401, 547 Гражданского кодекса РФ).

По материалам www.energotrade.ru

ковой продукции – термостойкий провод ПРКС (Провод, медный с изоляцией и оболочкой из кремний-органической резины соединительный), применяемый для внутреннего монтажа электропроводки бань, саун, подключения различных нагревательных установок, электропечей, термошкафов, сушилок, электрогрилей и др. устройств подверженных воздействию повышенных температур.

В сравнении с кабелями, проводами в ПВХ и резиновой изоляции, рабочая температура которых составляет до +70°C, провод ПРКС работает в пределах допустимых температур от -50 до +180°C, и относительной влажности до 98%. Провод ПРКС имеет изоляцию и оболочку из кремний-органической резины, не содержащей галогены, не распространяет горение, имеет низкое дымо-газовыделение, экологически безопасен, что позволяет его использовать в пищевой, медицинской, косметической и многих других отраслях промышленности, в помещениях с повышенной влажностью и температурой, особенно опасных помещениях. Разнообразие сечений ПРКС позволяет использовать его для подключения устройств мощностью до 30 кВт.

Провод выпускается сечением от 0,75 до 10 мм.кв., с числом жил от двух до пяти с расцветкой изоляции.

ПРКС имеет третий класс гибкости жилы, с радиусом изгиба 4 диаметра кабеля, в условиях пониженных температур не теряет своей пластичности, обеспечивая удобство монтажа.

По предварительным заявкам возможно исполнение ПРКС различного класса гибкости жилы, в маслобензостойком исполнении с температурой до +250°C В условиях критической эксплуата-

К. В. Иванов,
Б. А. Клешов, инженеры
Компании АДЛ

ПРОМЫШЛЕННЫЕ КОМПРЕССОРЫ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Наблюдая за развитием технологий, внедряемых ведущими мировыми производителями компрессорного оборудования, можно констатировать, что в линейке продукции большинства из них появились компрессоры со встроенным преобразователем частоты, позволяющим осуществлять бесступенчатое регулирование производительности компрессора, а также мягким пускателем для плавного пуска и останова компрессора. Применение этих устройств позволяет значительно уменьшить потребление электроэнергии, механический износ компрессора, а также дает ряд преимуществ, которые будут рассмотрены в этой статье.

Как правило, компрессоры выбираются с гарантированным запасом по мощности, обусловленным различными сочетаниями потребителей сжатого воздуха и снижением производительности по мере износа.

Опираясь на мировой опыт использования компрессоров в реальных условиях, можно судить о том, что большинство из них загружены лишь на 50–70 %, а максимальная нагрузка наблюдается лишь в пиковые часы.

В целях регулирования производительности компрессоров применяют несколько способов: периодический сброс избыточного давления через предохранительный клапан, отключение электродвигателя от питающей сети или отключение муфты, передающей крутящий момент от двигателя к компрессору (режим «нагрузкахолостой ход»). Данные способы несовер-

шенны, т. к. потребление электроэнергии при этом остается на уровне 90–100 %. Кроме того, при превышении номинального давления в ресивере происходит нагревание воздуха вследствие его сжатия, а при отключении ресивера от компрессора воздух начинает остывать, давление падает, происходят адиабатические процессы, что ведет к снижению КПД установки.

Вышеописанные проблемы, возникающие при различных способах регулирования, могут быть успешно решены установкой преобразователя частоты на компрессорную установку, что позволит получить оптимальную производительность при минимальном потреблении электроэнергии.

Правильный выбор преобразователя частоты может помочь в дальнейшем избежать многих проблем с установкой, настройкой и обслужива-

нием оборудования. Учитывая опыт Компании АДЛ в области внедрения частотного регулирования, остановимся на наиболее оптимальном решении – преобразователе частоты серии FDU (рис. 1) шведской фирмы Emotron. Оборудование данной фирмы хорошо зарекомендовало себя в российских условиях эксплуатации. Немецкая фирма Alup Kompressoren



Рис. 1. Преобразователи частоты Emotron серии FDU

уже поставила более десятка компрессоров недавно разработанной серии Allegro (рис. 2) с интегрированным преобразователем частоты Emotron FDU в Россию.



Рис. 2. Компрессор Alup Allegro со встроенным преобразователем частоты Emotron FDU

Производительность компрессора со встроенным преобразователем частоты напрямую зависит от частоты вращения вала двигателя компрессора, т. е. в каждый момент времени производится только необходимое количество сжатого воздуха. Основным эффектом заключается в том, что с помощью преобразователя частоты можно безопасно для двигателя понижать частоту его вращения до 30–40 % от номинальной, что приводит к снижению потребления электроэнергии. Применение преобразователя частоты позволяет избегать режимов, когда компрессор создает избыточное давление, что ведет к чрезмерному расходу воздуха, его утечкам и дополнительной нагрузке на все компоненты компрессора. Сравнение энергопотребления нерегулируемого компрессора и компрессора с частотным приводом приведено на рис. 3.

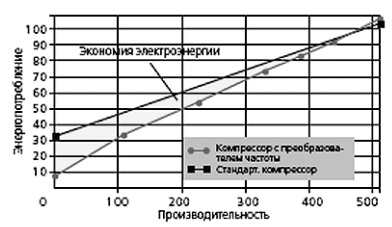


Рис. 3. Энергопотребление компрессора с преобразователем частоты по сравнению со стандартными компрессорами

Существуют системы, в которых компрессоры не требуют регулирования производительности. В этом случае основная задача преобразователя частоты исчезает, и его применение

становится необоснованным. Для решения этой задачи экономически целесообразно применять более простое устройство – мягкий пускатель, цена которого в 3–5 раза меньше стоимости преобразователя частоты, и в десятки раз меньше стоимости самого компрессора. Мягкий пускатель Emotron серии MSF (рис. 4) обеспечивает пуск компрессора с 2–3-кратным током, в том время как при прямом пуске ток в 7 раз выше номинального.

Мягкие пускатели Emotron MSF имеют несколько вариантов разгона: с линейным нарастанием напряжения, с ограничением тока и с линейным нарастанием момента. Оптимальный запуск компрессора возможен только благодаря использованию функции MSF – «разгон по моменту», когда MSF следит за необходимым значением момента, обеспечивая пуск с минимальным значением тока. Испытания с включенной функцией «разгон с ограничением тока», которая присутствует во многих марках мягких пускателей других производителей, показали, что пусковой ток по сравнению с «разгоном по моменту» на 20 % выше и переходной процесс в этом случае не является линейным.

Мягкие пускатели Emotron MSF популярны в компрессорных установках не менее чем преобразователи частоты. Являясь высокоинтеллектуальными приборами, они обеспечивают полный набор функций защиты двигателя, позволяют избавиться от лишних контакторов, а также осуществлять мониторинг работы компрессора и электрической сети. Например, в холодильных винтовых компрессорах голландской фирмы Grasso установка мягкого пускателя Emotron MSF позволила осуществить гарантированный запуск компрессора, избежать пика тока, возникающего в момент переключения со звезды на треугольник, снизить время пуска и осуществить плавный разгон компрессора.

Ведущие российские производители компрессоров все чаще применяют мягкие пускатели для плавного пуска и останова двигателей компрессоров. Московский завод «Компрессор» имеет пятилетний опыт внедрения мягких пускателей Emotron MSF мощностью 160 кВт в своих компрессорах. А в Санкт-Петербурге на заво-



Рис. 4. Мягкие пускатели Emotron серии MSF

дах Компании «Талосто» была произведена модернизация холодильного оборудования немецкой фирмы Bitzer Kuehlmaschinenbau GmbH, на которые были установлены мягкие пускатели Emotron MSF мощностью 22–315 кВт. Мягкие пускатели и преобразователи частоты Emotron так же эксплуатируются в ставе компрессоров производства ПензаКомпрессорМаш и Казань-компрессормаш.

В некоторых случаях для обеспечения требуемой производительности задействован не один компрессор, дающий 100 % необходимого объема сжатого воздуха, а несколько, работающих параллельно. В случае использования двух компрессоров, первый необходимо оснастить преобразователем частоты, а второй всегда включать на полную производительность и выключать в случае ее превышения (роль логического элемента может выполнять сам преобразователь частоты Emotron FDU). Также возможна установка на второй компрессор мягкого пускателя. В этом случае речь уже идет о комплектном устройстве.

Компания АДЛ имеет опыт в поставке подобных шкафов управления под торговой маркой ГРАНТОР®.

Подобный описанному выше шкаф управления компрессорами производства Компании АДЛ с преобразователями частоты Emotron уже используется в ОАО «РЖД». Данный шкаф управления имеет один преобразователь частоты Emotron FDU 200 кВт и весь набор защитной и релейно-коммутирующей аппаратуры для заданного цикла работы группы из трех компрессоров.

Авторы данной статьи будут рады ответить на вопросы по опыту применения преобразователей частоты и мягких пускателей на компрессорах и дать консультации по выбору энергосберегающего оборудования.

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ОГЭ

Возможности компьютера позволяют существенно повысить эффективность работы службы главного энергетика предприятия, если знать, какое программное обеспечение существует, где его взять и как им пользоваться. Мы попробуем немного ввести Вас в курс дела и дать обзор программного обеспечения для энергетиков.

Разработчики (авторы), могут прислать нам сообщения о своих разработках, последних версиях программ, а так же предложения о сотрудничестве.

«МОДЭН 2.3»

Вы - энергетик предприятия? Вы - инженер проектной организации и занимаетесь отоплением и вентиляцией или электроснабжением? Возможно, Вы занимаетесь энергетическим аудитом? Тогда программа МОДЭН 2.3 для вас!! В графических схемах Вы легко организуете связи между объектами, создадите новые объекты, просмотрите значения каналов. Используя уже готовые шаблоны, Вы очень быстро добавите ранее созданные элементы в свою модель

Программа МОДЭН (Рис. 1) имеет свидетельство РФ и рекомендовано для проведения энергоаудитов тепловых станций ФЭК (федеральной энергетической комиссией) РФ.

Разработчик: ОДО «Энергогент» г.Минск
Сайт изготовителя: www.energovent.com

РАСЧЕТ ТОПЛИВНОГО РЕЖИМА КОТЕЛЬНОЙ

Расчет топливного режима котельной - это программный комплекс, предназначенный для расчета потребностей в тепле и топливе. Программа может использоваться предприятиями, бюджетными организациями и администрациями городов и районов.

Возможности программы:

- Расчет пообъектных часовых нагрузок и годовых потребностей в тепле на отопление, вентиляцию, ГВС и технологию для котельной. В соответствии с объемами зданий и режимами теплоснабжения для каждого объекта рассчитываются индивидуальные показатели теплоснабжения;
 - Набор редактируемых баз данных из российских СНиПов и ГОСТов (климатология, удельные характеристики, нормативы, параметры котлоагрегатов и т.д.). Подстановка большинства значений из баз данных;
 - Мощная система поиска ошибок при расчете. Присутствует защита от некорректного ввода данных;
- Результатом расчета является отчет. (Рис. 2) Отчет создается в виде rtf-файла, который может быть открыт и отредактирован в большинстве распространенных текстовых редакторов (MS Word и т.д.). Все расчетные формулы представлены в отчете.

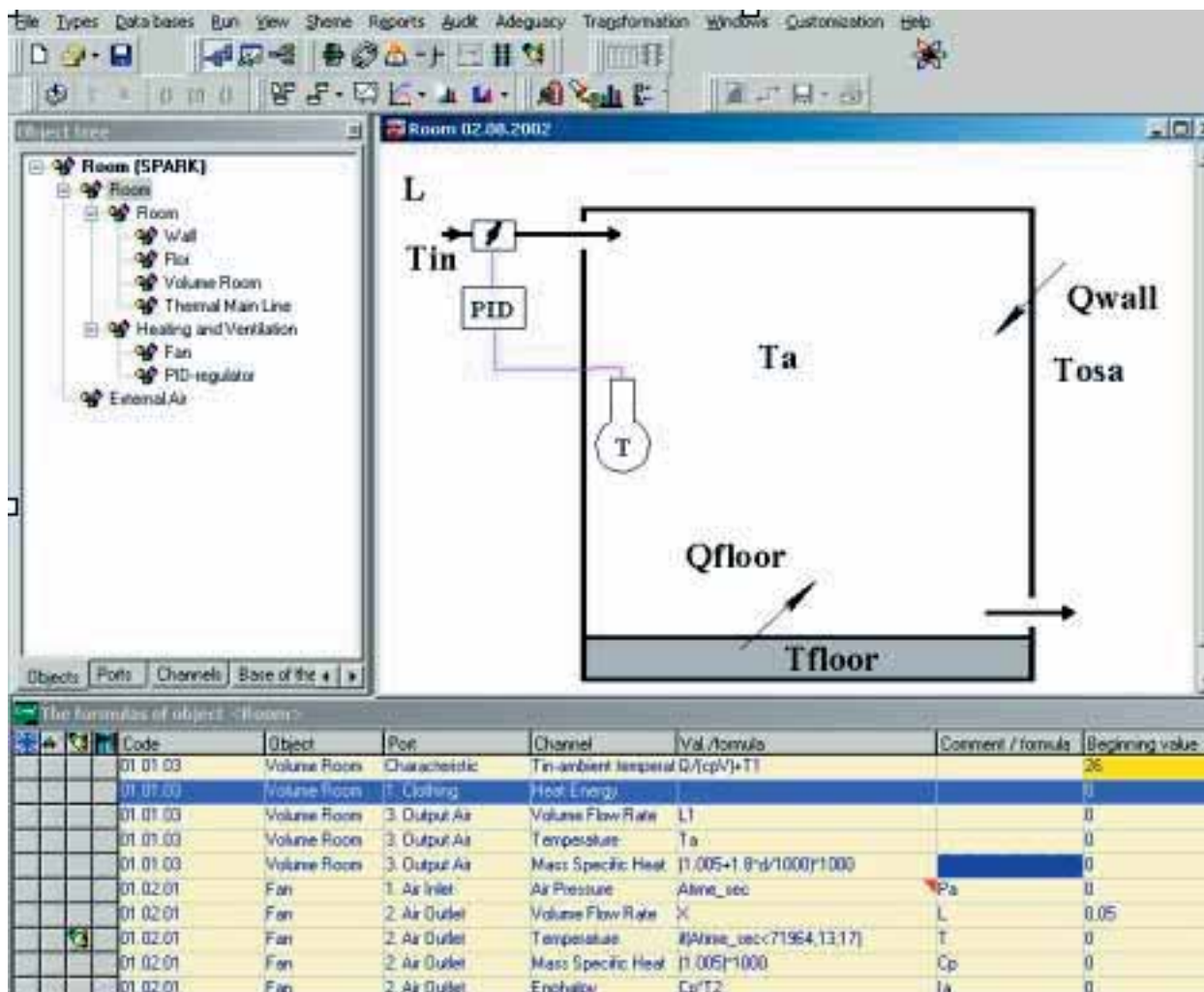


Рис.1. МОДЭН

Разработчик: Нижегородский региональный учебно-научный инновационный центр энергосбережения
Сайт изготовителя: www.nice.nnov.ru

АРМ ЭНЕРГЕТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ

Назначение программы - автоматизация наиболее часто встречающихся задач в сфере управления энергетическим хозяйством предприятия. Централизация необходимой справочной и нормативной информации с возможностью легкого доступа к ней. Повышение эффективности оперативной деятельности отдела энергетика.

Область применения - комплексное управление отделом главного энергетика.

Возможности программы:

- Расчет энергетических показателей с помощью встроенного специализированного программного обеспечения.
- Оперативное ведение баз данных по ежемесячному учету электроэнергии, тепла, топлива, базы данных персонала и т.п.

- Работа с библиотекой нормативных, методических и справочных документов.
- Проверка знаний персонала по технике безопасности.
- Получение необходимых справочных данных.
- Издание приказов и распоряжений на основании базы шаблонов документов.

Разработчик: Нижегородский региональный учебно-научный инновационный центр энергосбережения
Сайт изготовителя: www.nice.nnov.ru

«РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЗДАНИЯ»

Программа предназначена для расчета тепловых потерь через ограждающие конструкции производственных зданий и для обоснования экономической целесообразности проведения мероприятий, направленных на утепление здания. (Рис. 3)

Программа позволяет рассчитывать тепловой баланс здания по статьям тепловых потерь. Тепловая энергия рас-



Рис.2 Расчет топливного режима котельной

ходуется на тепловые потери через ограждающие конструкции: крышу, стены, окна, двери, ворота, пол. Статьи расхода тепловой энергии подразделяются на тепловые потери теплопроводностью и тепловые потери инфильтрацией.

Программа позволяет выводить на печать сводную таблицу теплового баланса. Данные которые используются при расчетах возможно сохранять и читать из файла.

Разработчик: Нижегородский региональный учебно-научный инновационный центр энергосбережения
Сайт изготовителя: www.nice.nnov.ru

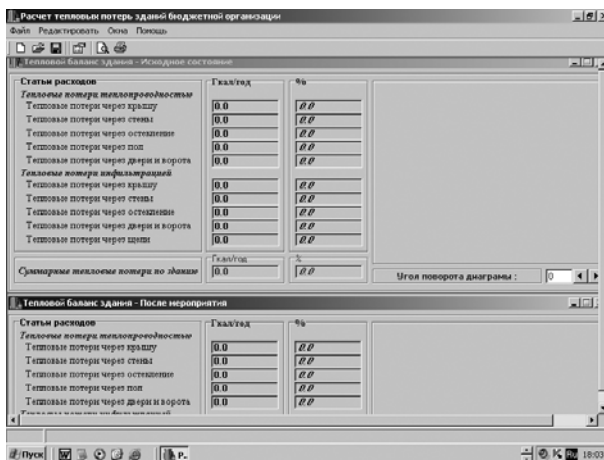


Рис.3 «Расчет тепловых потерь производственного здания»

«WATERSTEAMPRO»

WaterSteamPro (Рис. 4) это сертифицированная программа для расчета свойств воды и водяного пара. В пакете определено более 200 функций для вычислений свойств воды и водяного пара в широком диапазоне параметров состояния: от 0 до 100 МПа и от 0,01 до 2000 °С. Теплофизические свойства рассчитываются по Формуляции 1997 года, а остальные - по их собственным формуляциям.

Пакет программ «WaterSteamPro» официально зарегистрирован в Российском Агенстве по Патентам и Товарным Знакам (РОСПАТЕНТ), свидетельство №2000610803 от 25.08.2001.

Авторы: А.А Александров, А.В. Очков, В.Ф. Очков, К.А. Орлов.

Сайт изготовителя: <http://tw.t.mpei.ac.ru/orlov/watersteampro>

«ZULUTHERMO»

«ZuluThermo» (Рис. 5) это пакет гидравлических расчетов систем теплоснабжения.

Возможности программы:

- Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.
- Программа предусматривает теплогидравлический расчет потребителей по 28 схемным решениям, применяемых на территории России.

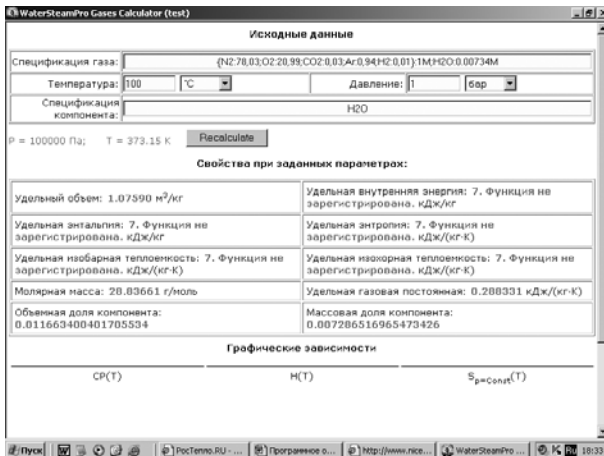


Рис. 4. WaterSteamPro

- Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.
- Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции. Состав расчетов:
 - Коммутационные задачи (Анализ отключений, переключений, поиск ближайшей запорной арматуры, отключающей участок от источников и т.д.);
 - Наладочный расчет тепловой сети (В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество и место установки дроссельных шайб);
 - Поверочный расчет тепловой сети (Цель расчета: определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количество тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды);
 - Конструкторский расчет тепловой сети (Определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике);
 - Расчет требуемой температуры на источнике (Определение минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у каждого потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной);
 - Построение пьезометрического графика (Наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета).
Сеть весьма просто и быстро заносится в ГИС с помощью мышки или по координатам. При этом сразу формируется расчетная модель.

Разработчик: ООО Политерм

Сайт изготовителя: www.politerm.com.ru

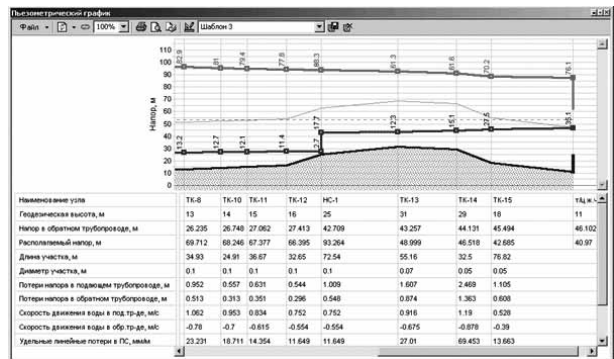


Рис. 5. ZuluThermo
ГИДРОСИСТЕМА

Программа «Гидросистема» (Рис. 6) предназначена для проведения тепловых и гидравлических расчетов, а также выбора диаметров трубопроводов для перекачки жидких или газообразных продуктов.

«Гидросистема» - программа широкого применения, которая может использоваться при проектировании и реконструкции объектов в энергетике, нефтеперерабатывающей и нефтехимической, газовой, нефтяной, химической и других отраслях промышленности, для расчета технологических, магистральных трубопроводов, тепловых и других инженерных сетей.

Программа производит три основных типа расчета: гидравлический расчет изотермического течения (без расчета изменения температуры продукта), проектный (выбор диаметров) и теплогидравлический (с расчетом изменения температуры продукта и теплопотерь в окружающую среду).

НТП Трубопровод

<http://www.truboprovod.ru>.

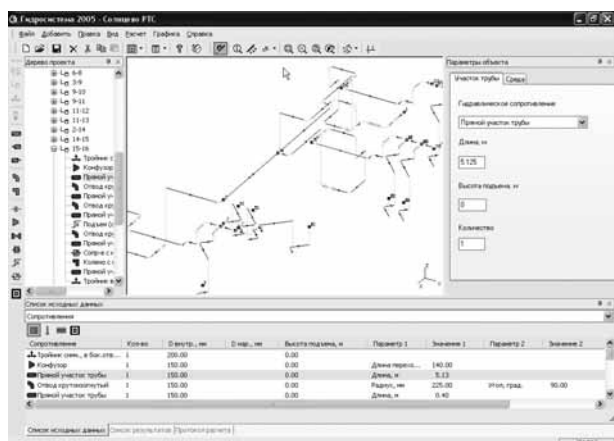


Рис. 6. Гидросистема

ПОТОК

Программа ПОТОК (Рис. 7) предназначена для выполнения теплогидравлического расчета 1-2 трубных, коллекторных (плитусных, лучевых) систем теплохолодоснабжения или центрального водяного отопления теплоносителем

- вода или раствор, с постоянным или скользящим перепадом температур (в случаи присоединения потребителей по однотрубной системе) в зданиях любого назначения с централизованным или раздельным теплоучетом.

Тёпло/холод передается в помещения местными нагревательными приборами, калориферами, фэнкойлами, с организованным и не организованным учётом тепла в системе. Сложные по конфигурации системы (однотрубные, бифилярные и двухтрубные стояки и пр.) можно разделять на отдельные расчётные блоки с последующим автоматическим объединением с целью гидравлической увязки и получения общей спецификации оборудования в формате MS Word.

Программа дает возможность рассчитывать системы отопления последовательно - соединенные по теплоносителю, системы с предвключенными нагревательными приборами.

Сертификат соответствия в системе ГОСТ Р - № РОСС RU.СП11.Н00150. Срок действия с 01.11.2004 г. по 01.11.2006 г.

ЗАО «ПОТОК»
www.potok.ru

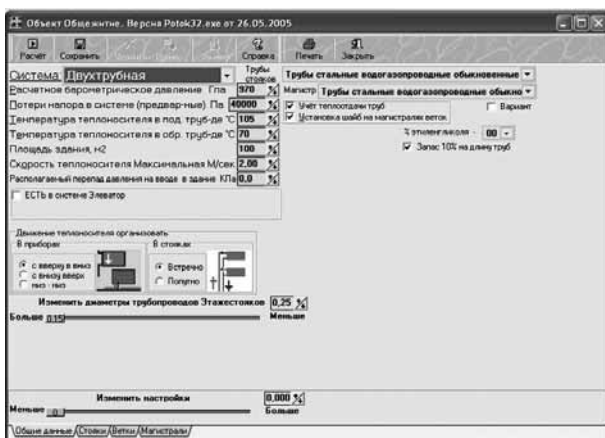


Рис. 7. Поток

KALOR

Программа (Рис. 8) предназначена для подбора индивидуальных калориферных установок, обеспечивающих подогрев заданного количества воздуха на требуемый перепад температур для: секций подогрева приточных камер; воздушно-тепловых завес; пропарочных камер.

Программа имеет накопитель климатических данных места застройки, вспомогательную информацию о параметрах воздуха в зависимости от климатических данных. Компоновка установки производится программно из набора предлагаемых компоновок, или конструируется пользователем.

Сертификат соответствия системы ГОСТ Р - № РОСС RU.СП11.Н00150. Срок действия с 01.11.2004 г. по 01.11.2006 г.

ЗАО «ПОТОК»
www.potok.ru

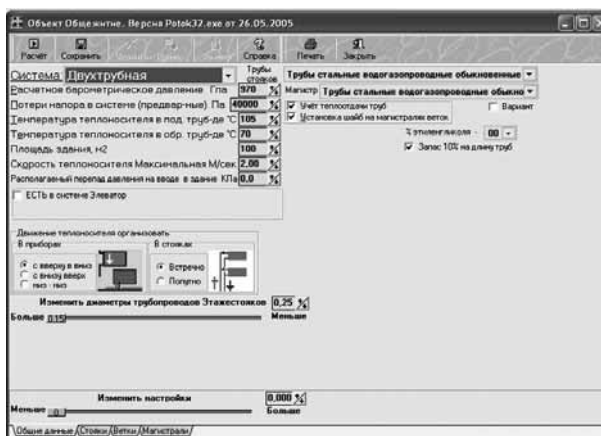


Рис. 8. KALOR
BOLER

Программа (Рис. 9) предназначена для выполнения тепловых расчётов бойлерных установок, состоящих из скоростных водо-водяных односекционных теплообменников, пароводяных, двухходовых и четырех ходовых ПП1 и ПП2.

Основные функции:

Расчет следующих схем бойлерных установок для следующих схем:

- параллельные схемы;
- пароводяного теплообменника;
- пароводяной бойлерной установки, состоящей из соединенных последовательно пароводяного (охладителя конденсата) теплообменников;
- двухступенчатой, последовательной схемы;
- двухступенчатой смешанной схемы;
- двухступенчатой смешанной схемы с ограничением максимального расхода сетевой воды на ввод, водонагревателей скоростных кожухотрубных с блоком опорных перегородок (по ГОСТ 27590-88 Е).

Сертификат соответствия в системе ГОСТ Р - № РОСС RU.СП11.Н00150. Срок действия с 01.11.2004 г. по 01.11.2006 г.

ЗАО «ПОТОК»
www.potok.ru

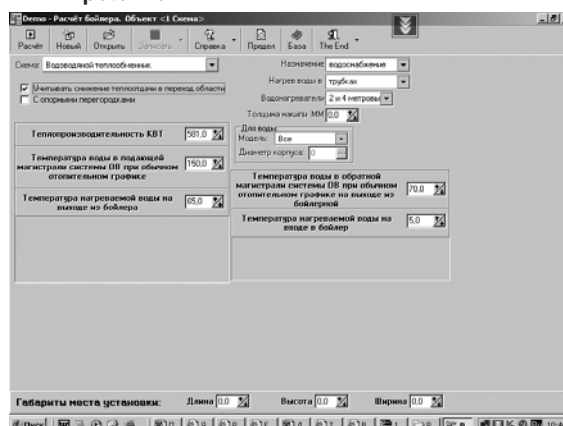
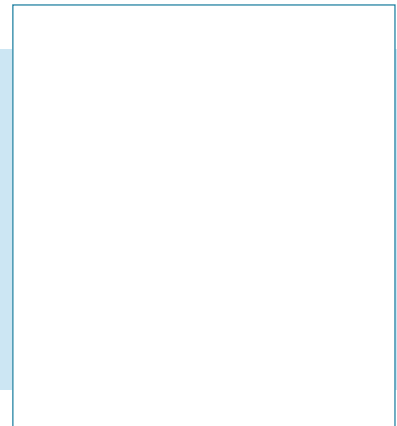


РИС. 9. BOLER

На вопросы читателей отвечает доцент, кандидат технических наук Юрий Владимирович Харечко



**ВОПРОСЫ МОЖНО ЗАДАВАТЬ ПО ПОЧТОВОМУ АДРЕСУ РЕДАКЦИИ ИЛИ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОЧТЕ:
GLAVENERGO@MAIL.RU**

Вопрос: В ГОСТ Р 50571.2 указана трехфазная пятипроводная система токоведущих проводников. Как она выглядит? Горячкин Александр.

Ответ: ГОСТ Р 50571.2–94 (МЭК 364-3–93) «Электроустановки зданий. Часть 3. Основные характеристики» введен в действие с 1 января 1995 г. Он разработан на основе стандарта МЭК 60364-3 1993 г. «Электрические установки зданий. Часть 3. Оценка основных характеристик» (International standard IEC 60364-3. Electrical installations of buildings. Part 3. Assessment of general characteristics. Second edition. – Geneva: IEC, 1993-03).

В п. 312.1 ГОСТ Р 50571.2 сказано: «В настоящем стандарте рассматриваются следующие типы систем токоведущих проводников.

Для систем токоведущих проводников переменного тока: однофазные двухпроводные; однофазные трехпроводные; двухфазные трехпроводные; двухфазные пятипроводные; **трехфазные четырехпроводные; трехфазные пятипроводные.**

Для систем токоведущих проводников постоянного тока: двухпроводные; трехпроводные».

В п. 312.1 стандарта МЭК 60364-3 установлены следующие системы токоведущих проводников:

- ☞ для систем переменного тока – однофазные двухпроводные, однофазные трехпроводные, двухфазные трехпроводные, двухфазные пятипроводные, **трехфазные трехпроводные, трехфазные четырехпроводные;**
- ☞ для систем постоянного тока – двухпроводные, трехпроводные.

Процитированные нормативные требования имеют существенные отличия – в ГОСТ Р 50571.2 указаны трехфаз-

ные четырехпроводная и пятипроводная системы переменного тока, а в его оригинале – стандарте МЭК 60364-3 – соответственно трехпроводная и четырехпроводная трехфазные системы. Подобное расхождение между требованиями ГОСТ Р 50571.2 и стандарта МЭК 60364-3 можно объяснить непониманием сути термина «токоведущая часть», производного от него термина «токоведущий проводник» и ошибочным отнесением защитных проводников к токоведущим частям при определении общего числа проводников электрической системы.

Указанные расхождения возникли также из-за отсутствия в национальной нормативной документации каких-либо требований о том, какие проводники электрической цепи, сети или системы следует учитывать при указании их числа.

В рассматриваемых требованиях речь идет о так называемых токоведущих проводниках, то есть, таких проводниках, которые в нормальном режиме электроустановки (когда нет повреждений) предназначены находиться под напряжением. К токоведущим проводникам относятся линейный (L), нейтральный (N) и средний (M) проводники. PEN-проводник, PE-проводник¹, PEL-проводник² и защитный проводник (PE) не являются токоведущими проводниками. Указанная в стандарте МЭК 60364-3 трехфазная трехпроводная система подразумевает наличие трех линейных проводников, а трехфазная четырехпроводная система – трех линейных проводников и нейтрального проводника. Подмена этих систем в ГОСТ Р 50571.2 соответственно на четырехпроводную и пятипроводную трехфазные системы токоведущих проводников является ошибкой, которую следует устранить.

¹ PE-проводник представляет собой проводник, объединяющий функции защитного заземляющего проводника и среднего проводника.

² PEL-проводник представляет собой проводник, объединяющий функции защитного заземляющего проводника и линейного проводника.

<<77

ции, когда температура и влажность окружающей среды может многократно изменяться в короткий промежуток времени, изоляция и оболочка провода не подвержена старению, не теряет электромеханических свойств. При соблюдении условий эксплуатации срок службы провода составляет не менее 25 лет.

Провод уже сейчас нашел широкое применение при монтаже электрооборудования на цементных заводах.

www.ruscable.ru

«ЭЛМА» СТРОИТ ЗАВОД В ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

ООО «ЭЛМА» занято реконструкцией двух зданий в поселке Новый Свет Гатчинского района под производство электрооборудования. Компания предполагает выпускать металлические оболочки электрощитов в объеме 14 тысяч штук в год. Общая стоимость проекта составляет 1,7 млн рублей. На заводе, который планируется ввести в строй в 2007 году, будут работать более 40 человек.

www.dp.ru

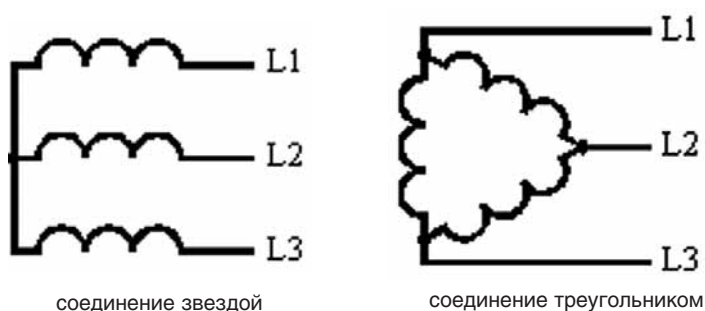


Рис. 1. Трехфазная трехпроводная электрическая цепь

Классификация систем токоведущих проводников стандарта МЭК 60364-3 имеет один существенный недостаток. Электрические системы, в которых имеются PEN-проводник, PEМ-проводник и PEL-проводник, не попадают под его классификацию. Например, широко распространенная трехфазная система с тремя линейными проводниками и PEN-проводником оказалась вне классификации стандарта МЭК 60364-3. Поэтому в новом стандарте МЭК 60364-1 2005 г. «Низковольтные электрические установки. Часть 1. Основные правила, оценка общих характеристик, определения» (International standard IEC 60364-1. Low-voltage electrical installations. Part 1. Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions. Fifth edition. 2005-11) установлена классификация токопроводящих проводников, а не токоведущих проводников, устранившая эту погрешность нормативных требований.

Термин «токопроводящий проводник» не определен в стандартах Международной электротехнической комиссии. Однако, как следует из требований стандарта МЭК 60364-1 2005 г., под токопроводящими проводниками понимают такие проводники, по которым в нормальном режиме протекает электрический ток. К этим проводникам, прежде всего, относят линейный проводник, нейтральный проводник и средний проводник. PEN-проводник, PEМ-проводник и PEL-проводник также рассматривают в стандарте в качестве токопроводящих проводников. Защитный проводник в нормальном режиме электроустановки (в отсутствие замыкания на землю какой-либо

токоведущей части) практически не проводит электрический ток. Поэтому его не относят к токопроводящим проводникам и не учитывают при указании числа проводников.

В отличие от требований, которые содержались в ранее действовавших стандартах МЭК, в стандарте МЭК 60364-1 2005 г. классификация токо-

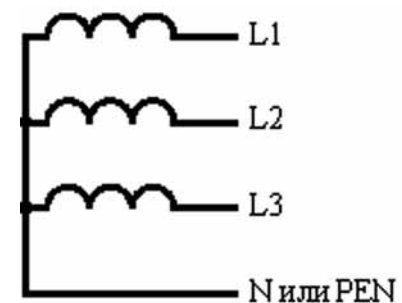
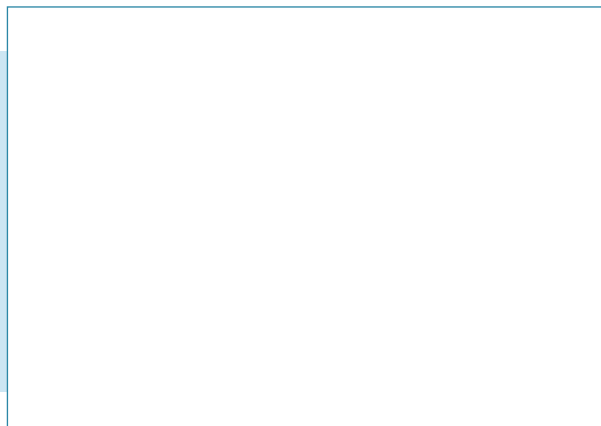


Рис. 2. Трехфазная четырехпроводная электрическая цепь

проводящих проводников иллюстрирована примерами их выполнения в однофазных, двухфазных и трехфазных электрических цепях переменного тока и в электрических цепях постоянного тока. В трехфазных трехпроводных электрических цепях (рис. 1) имеются только линейные проводники (L1, L2, L3), а в трехфазной четырехпроводной электрической цепи (рис. 2) помимо трех линейных имеется или нейтральный проводник (N), или PEN-проводник, которые присоединены к нейтральной точке источника питания.

Возвращаясь к требованиям ГОСТ Р 50571.2, следует отметить, что в стандарте должны быть указаны трехфазные трехпроводные и четырехпроводные системы.

С. Алексеев



ТЕХНИЧЕСКИЕ НОВИНКИ НА ВЫСТАВКЕ AQUA THERM' 2006

Юбилейная 10-я международная специализированная выставка «Аква-Терм-2006» прошла в Экспоцентре на Красной Пресне. Она была организована фирмой «M.S.I.» (Австрия) и ЗАО «Евроэкспо» (Россия) при содействии ЗАО «Экспоцентр». Тематика выставки традиционно ориентирована на потребности как различных отраслей промышленности, так и индивидуальных потребителей. Более 450 компаний из 28 стран мира представили свои разработки в области отопительной техники, систем контроля и подачи воды, водочистки, водоподготовки, водоснабжения, водоотведения, насосного оборудования, канализации и сантехники.

В последнее время в России резко вырос интерес к крышным котельным. Их использование позволяет сэкономить площади на территориях предприятий, а так же дает существенную экономию на стоимости дымовой трубы. Компания «Селект», специализирующаяся на системах отопления и котельном оборудовании, представила на выставке котлы с атмосферными горелками, выпускаемые фирмой «Rendamax» (фото 1) (Нидерланды) для крышных блочно-модульных котельных.

По мнению специалистов, это одно из самых достойных конструктивных решений на рынке. Идея котла очень красива и оригинальна. В его конструкции применены два точных теплообменника. Первый теплообменник изготов-

лен из гладких труб, выполненных из нержавеющей стали. Второй теплообменник состоит из ребристых труб из нержавеющей стали с лазерной сваркой основания ребра.



Фото 1.

Специальная конструкция наддувной газовой горелки с необычной направленностью пламени – не снизу вверх, как

ВЫСТАВКИ

обычно, а сверху вниз (патент компании Rendamax), позволяет достичь короткого факела горелки, что обеспечивает более полное сгорание топлива и крайне низкое содержание окислов NOx и CO. Котел позволяет работать в диапазоне регулирования мощности от 20 до 100% с сохранением технических характеристик, что обеспечивает эффективное использование энергоносителей. К несомненным достоинствам этих котлов можно отнести: низкий уровень шума и вибрации, разборную конструкцию, высокий КПД (не ниже 94%), малый вес и возможность использования короткого дымохода.



Фото 2.

Компания «РАЦИОНАЛ» (фото 2) показала на стенде собственную продукцию - запорную арматуру всех типоразмеров. Ее производство компания начала в 2005 г. Арматура используется в системах водоснабжения, отопления, вентиляции, кондиционирования, а также в системах промышленного назначения. Применение материалов, отвечающих гигиеническим требованиям, делает возможным её использование не только в химической, целлюлозно-бумажной и других отраслях промышленности, но и в пищевом производстве. Важно, что каждое арматурное изделие компании имеет свой идентификационный номер, позволяющий однозначно установить всю его историю, вплоть до определения работников, участвовавших в изготовлении и испытаниях и несущих личную ответственность за качество произведенной ими продукции.

Так же посетители стенда могли получить информацию по котельным РАЦИОНАЛ и по горелочному оборудованию Weishaupt. Котельные РАЦИОНАЛ представляют собой готовые комплексные решения и изготавливаются на базе горелок Weishaupt и котлов отечественных и зарубежных производителей мощностью от 200 кВт до 30 МВт. Горелки Weishaupt полностью автоматические и предназначены для сжигания дизельного и мазутного топлива, сырой нефти, а

также всех видов газа. Благодаря высокому КПД тепловая энергия топлива используется полностью, что значительно снижает расходы на топливо. В котельных применены микропроцессорные программируемые контроллеры, которые автоматически управляют системой регулирования температуры сетевой воды, исходя из температуры наружного воздуха. Насосы котлового контура обеспечивают независимую работу котлов. Устройство поддержания давления автоматически подпитывает водой котловую и сетевую контуры, сохраняя необходимый уровень давления в системе теплоснабжения. Оборудование системы газоснабжения котельных регулирует расход газа и контролирует уровни минимального и максимального давления газа. В случае нештатных ситуаций поступление газа в котельную прекращается автоматически. В котельных установлены системы пожарной сигнализации и сигнализации загазованности по метану и угарному газу. Использование микропроцессорных систем многокотлового, частотного и кислородного регулирования позволяет эксплуатировать котельное оборудование в «щадящих» режимах и увеличивает срок его службы.

В моделях применены передовые технологии сжигания топлива и новая, запатентованная фирмой Weishaupt система многокотлового регулирования режимов работы котельной. Эта система позволяет получить значительную (до 20%) экономию топлива по итогам годовой эксплуатации оборудования. Контроль работы котельных может осуществляться с удаленного диспетчерского пульта.



Фото 3

Компания Danfoss (фото 3), крупнейший в мире производитель тепловой автоматики, холодильного оборудования и приводной техники, представила на своем стенде тепловые пункты, с разборными пластинчатыми теплообменниками, для систем отопления, вентиляции и теплоснабжения. Тепловые пункты полностью изготовлены из нержавеющей стали, что обеспечивает их высокую

надежность и эффективность. Десятки предлагаемых вариантов охватывают все известные на сегодняшний день схематические решения, позволяют даже для самой нестандартной задачи подобрать нужную модель. Модели отличаются между собой мощностью (от 100 до 2000 кВт), принципами регулирования температуры (регуляторы прямого или непрямого действия), количеством контуров теплоснабжения (системы ГВС, отопления, а также возможные их комбинации). Пластинчатые теплообменники выпускаются двух типов: паяные и разборные, которые позволяют провести их очистку или модернизацию. Основные технические характеристики теплообменников: максимальное рабочее давление 25 бар; рабочий температурный диапазон от 10 до 180 °С; материал пластин - кислотостойкая нержавеющая сталь 1.4404 (AISI 316L). Так же был представлен конфигурируемый контроллер ECL Apex 10 для регулирования температуры в системах централизованного отопления. В больших ИТП или ЦТП ECL Apex 10 может применяться самостоятельно, в соединении с теплосчетчиками, имеющими интерфейс M-bus, в составе распределенной системы диспетчеризации с модемным доступом. Комплектуется OPC-сервером и сервисной программой. При необходимости контроллер может быть дополнен различными модулями расширения, что позволит управлять системами теплоснабжения, поддерживающими до 5-ти циркуляционных контуров отопления и ГВС.

Основные преимущества ECL Apex 10: дополнительно к регулированию температур по ПИД закону: управление насосными группами, функции термостата/прессостата, обработка аварий, авторизация доступа. Наличие функций внутреннего архивирования параметров с возможностью передачи архивов на внешний ПК. Дистанционное конфигурирование и контроль состояния объекта через сервисную программу (функция мини - SCADA).



Фото 4

Посетители стенда фирмы **GRUNDFOS** (фото 4), ведущего производителя насосного оборудования, могли ознакомиться с новой разработкой компании - уникальным дренажным насосом Unilift CC. Unilift CC – единственный на сегодняшний день дренажный насос, способный откачивать воду до 3 мм с плоской поверхности. Кроме того, благодаря конструкции проточной части допустимый размер твердых частиц в перекачиваемой жидкости может достигать до 10 мм без волокнистых включений. Это является безусловным рекордом для насосов подобного класса. Напорный патрубок имеет универсальное резьбовое присоединение - 3/4», 1» и 5/4». Температура перекачиваемой среды - до 40 °С. Глубина погружения - до 10 м. Класс термостойкости изоляции F (155°С). Встроенная защита от перегрева (термоконтакт).

Кроме того, в рамках выставки были представлены известные насосы CR для промышленных и коммунальных объектов. С мая 2005 г. производство этой модели (Small CR и Medium CR) началось и в России на заводе GRUNDFOS в подмосковной Истре. Кроме того, компания будет выпускать станции повышения давления (CR-boosters) и большие насосы CR (Large CR). В планы концерна входит производство на российском предприятии консольных и консольно-моноблочных насосов.



Фото 5

ООО «Магнитные водные системы» предложило для борьбы с накипью на трубах магнитные преобразователи воды MWS (фото 5). Агрегаты предназначены для защиты труб и водонагревателей от известковых отложений и удаления с их поверхностей уже существующего налета в охлаждающих системах, водонагревателях, теплообменниках, паровых котлах и т.д.. В этих устройствах установлены мощные постоянные магниты из сплавов неодим-железобор с коэрцитивной силой 3390–3400 Э. Магнитные свойства этих материалов отличаются высокой стабильностью во времени (за 10 лет магнитный поток снижается на 0,2–2%), а также при изменении температуры жидкости (до 125 °С). При этом большинство аналогов работает при температуре

ВЫСТАВКИ

воды только до 30 °С. Благодаря особому расположению источников создается магнитное поле специальной пространственной конфигурации. В потоке воды, движущемся сквозь него с определенной скоростью, возникают резонансные явления. Это приводит к освобождению разных микровключений от их «опеки» молекулами воды. Такие примеси становятся центрами кристаллизации для кальция, и он перестает оседать на окружающих поверхностях. Процесс сопровождается постепенным разрушением слоя накипи и его превращением в рыхлый осадок, который со временем смывается с труб и нагревательных элементов. Промышленные модели аппаратов выпускаются с фланцевыми соединениями диаметром (Dy) от 32 (1 1/4») до 250 (10») и производительностью от 1.8 до 700 м³/час. Рабочее давление воды 9.8 бар. По заказу могут быть изготовлены устройства большего типоразмера. Преобразователи не требуют технического обслуживания, не расходуют электроэнергию и экологически чисты.



Фото 6

На стенде научно-производственного объединения «ЮМАС» (фото 6) были представлены приборы для измерения, контроля и регулирования теплотехнических параметров. Среди них несколько новинок, в т.ч. эталонные манометры типа МПЭ класса точности 0,25 в корпусах 160 и 250 мм с прямой зеркальной шкалой отсчета. Они предназначены для проверки общетехнических манометров, а также для проведения измерений давления с высокой точностью. Приборы выпускаются для всех стандартных диапазонов от -1 до 600 кгс/см². Так же были предложены несколько новых манометров специального назначения. Это перегрузочные манометры, предназначенные для измерения избыточного давления различных веществ в условиях, когда могут иметь место кратковременные перегрузки. Класс точности 1.0; 1.5, пределы измерений от 0 до 6.0 МПа. Степень защиты IP65 (для p > 2.5 МПа) и IP54 (для p

? 2.5 Мпа). Манометры с повышенной безопасностью, предназначенные для измерения избыточного давления различных веществ с повышенной степенью безопасности обслуживающего персонала. Класс точности 1.0; 1.5; 2.5, пределы измерений от 0,1 до 100 МПа. Степень защиты IP54. И индикаторы давления, предназначенные для дистанционного контроля избыточного давления различных веществ. Пределы измерений от 0,1 до 100 МПа. Степень защиты IP54.

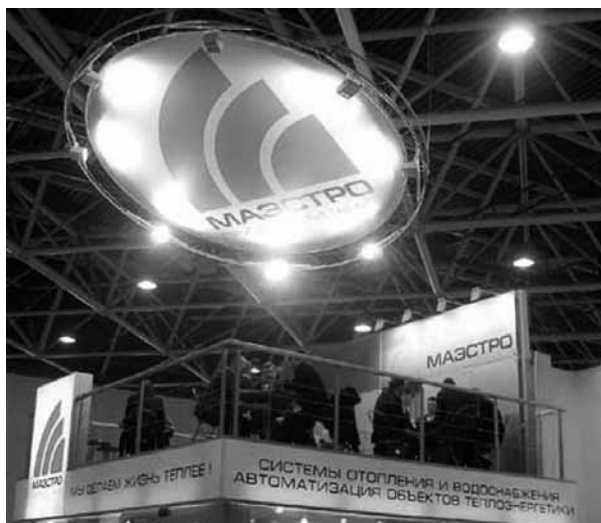


Фото 7

Группа компаний «МАЭСТРО» (фото 7) предложила оборудование для строительства и модернизации котельных. В качестве теплогенераторов используются: водогрейные котлы ROCA (Италия) мощностью до 1,7 МВт, котлы VISSMANN (Германия), водогрейные и паровые котлы производства GARIONI NAVAL (Италия) мощностью до 10 МВт. Тип горелок подбирается в зависимости от вида топлива. Используются горелочные устройства марок RIELLO (Италия), ROCA (Италия), OILON (Финляндия), SAACKE (Германия) – мировых лидеров в области производства теплосилового оборудования. Применяемое насосное оборудование производится на фирме DAB (Италия). В состав оборудования включены блоки автоматизированного управления на элементной базе COSTER (Италия). Контроллеры этой марки совместимы с котельным оборудованием ведущих производителей и способны интегрироваться с системами электроинсталляции EIB, ABB и др. Управление такой котельной может осуществляться как непосредственно из здания котельной, так и с диспетчерского центра ГК «МАЭСТРО».

МЕТОДИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ЗАЩИТНЫХ СРЕДСТВ

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

В эксплуатации средства защиты подвергаются эксплуатационным периодическим и внеочередным испытаниям. Внеочередные испытания средств защиты проводят по нормам эксплуатационных испытаний и проводят после ремонта, замены каких – либо деталей и узлов, при наличии видимых неисправностей и повреждений средств защиты.

Все электрические испытания средств защиты повышенным напряжением должны проводиться специально обученными людьми, что связано с повышенной ответственностью и опасностью проводимой работы.

Испытание средств защиты из резины можно проводить постоянным (выпрямленным) током. При испытании постоянным током испытательное напряжение должно быть в 2,5 раза больше испытательного напряжения переменного тока с частотой 50Гц. Ток, протекающий через изделие, при этом ненормируется. Продолжительность испытания та же, что и при испытании переменным током.

Основные защитные средства, предназначенные для использования в электроустановках напряжением выше 1000В и до 110кВ, испытываются напряжением, равным трехкратному линейному, но не ниже 40кВ, а предназначенные для электроустановок напряжением от 110кВ и выше – равным трехкратному фазному.

Дополнительные защитные средства испытываются напряжением, независящем от напряжения электроустановки, в которой они применяются. Длительность приложения испы-

тательного напряжения составляет 1 минуту, для изоляции из фарфора, и 5 минут для изоляции из твердых органических материалов (например бакелита). Для изоляции из резины, при эксплуатационных испытаниях, длительность приложения и испытательного напряжения составляет 1 минуту.

Пробой, перекрытие и разряды по поверхности испытательного средства устанавливаются по показаниям измерительных приборов и визуально. Токи, протекающие через изделие, нормируются для указателей напряжения до 1000В, изделий из резины и изолирующих устройств, предназначенных для работы под напряжением. Защитные средства из твердых органических материалов сразу после испытания следует проверить методом ощупывания, для определения наличия или отсутствия местных нагревов из-за диэлектрических потерь.

При возникновении пробоя, перекрытия по поверхности, поверхностных разрядов, увеличении тока через изделие выше нормируемого значения, наличии местных нагревов от диэлектрических потерь средство защиты должно быть забраковано и изъято из эксплуатации.

Данная методика распространяется на электрические испытания защитных средств.

ОБЪЕКТ ИСПЫТАНИЯ.

К электротехническим средствам относятся:

- ◆ Изолирующие штанги всех видов (оперативные, измерительные, для наложения заземления);

- ◆ Изолирующие и электроизмерительные клещи;
- ◆ Указатели напряжения всех видов и классов напряжений (с газоразрядной лампой, бесконтактные, импульсного типа, с лампой накаливания и др.);
- ◆ Бесконтактные сигнализаторы наличия напряжения;
- ◆ Изолирующий инструмент;
- ◆ Диэлектрические перчатки, боты, галоши, ковры, изолирующие подставки;
- ◆ Защитные ограждения (щиты, ширмы, изолирующие накладки, колпаки);
- ◆ Переносные заземления;
- ◆ Устройства и приспособления для обеспечения безопасности труда при проведении испытаний и измерений в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, устройства для прокола кабелей, устройство определения разности напряжений в транзите, указатели повреждения кабелей и т.п.);
- ◆ Плакаты и знаки безопасности;
- ◆ Прочие средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ под напряжением в электроустановках напряжением 110кВ и выше, а также в электросетях до 1000В (полимерные и гибкие изоляторы; изолирующие лестницы, канаты, вставки телескопических вышек и подъемников; штанги для переноса и выравнивания потенциала; гибкие изолирующие покрытия и накладки и т.п.).

Изолирующие электроззащитные средства делятся на основные и дополнительные.

- ◆ К основным электроззащитным средствам в электроустановках выше 1000 В относятся:
- ◆ Изолирующие штанг всех видов;
- ◆ Изолирующие и электроизмерительные клещи;
- ◆ Указатели напряжения;
- ◆ Устройства и приспособления для обеспечения безопасности труда при проведении испытаний и измерений в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, устройства для прокола кабеля, указатели повреждения кабелей и т.п.);
- ◆ Прочие средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ под напряжением в электроустановках напряжением 110кВ и выше (полимерные изоляторы, изолирующие лестницы и т.п.).

К дополнительным электроззащитным средствам в электроустановках напряжением выше 1000В относятся:

- ◆ Диэлектрические перчатки;
- ◆ Диэлектрические боты;
- ◆ Диэлектрические ковры;
- ◆ Изолирующие подставки и накладки;
- ◆ Изолирующие колпаки;
- ◆ Штанги для переноса и выравнивания потенциала.

К основным электроззащитным средствам в электроустановках напряжением до 1000В относятся:

- ◆ Изолирующие штанги;
- ◆ Изолирующие и электроизмерительные клещи;

- ◆ Указатели напряжения;
- ◆ Диэлектрические перчатки;
- ◆ Изолирующий инструмент.

К дополнительным электроззащитным средствам для работы в электроустановках до 1000В относятся:

- ◆ Диэлектрические галоши;
- ◆ Диэлектрические ковры;
- ◆ Изолирующие подставки и накладки;
- ◆ Изолирующие колпаки.

Кроме перечисленных выше средств защиты в электроустановках применяются средства индивидуальной защиты (СИЗ) следующих классов:

- Средства защиты головы (каска защитные);
- Средства защиты глаз и лица (очки и щитки защитные);
- Средства защиты органов дыхания (противогазы и респираторы);
- Средства защиты рук (рукавицы);
- Средства защиты от падения с высоты (пояса предохранительные и канаты страховочные).

При использовании основных электроззащитных средств достаточно применения одного дополнительного, за исключением случаев, оговоренных в «Правилах применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технические требования к ним».

ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ.

Штанги изолирующие оперативные и штанги переносных заземлений.

Внешний осмотр.

Размеры штанг должны соответствовать техническим условиям.

При повреждении лакового покрова (трещины, глубокие царапины) или других неисправностях электроззащитных средств необходимо изъять их из эксплуатации.

Электрические испытания.

При эксплуатационных испытаниях изолирующая часть оперативных измерительных штанг подвергается испытанию повышенным напряжением, при этом напряжение прикладывается к рабочей части и временному электроду, наложенному у ограничительного кольца со стороны изолирующей части.

Изолирующие оперативные штанги на напряжение до 1000 В при эксплуатационных испытаниях должны выдерживать в течение 5 минут повышенное напряжение 2кВ.

Изолирующие оперативные штанги на напряжение свыше 1000 В до 35 кВ включительно должны выдерживать в течение 5 минут повышенное напряжение переменного тока частотой 50Гц, равное трехкратному линейному, но не менее 40кВ, на напряжение 110кВ и выше – равное трехкратному фазному.

Штанги переносных заземлений с металлическими звеньями для ВЛ должны выдерживать в течение 5 минут повышенное напряжение переменного тока частотой 50Гц:

Для 110-220кВ- 50кВ

Для 330, 400, 600кВ - 100кВ

Для 750кВ- 150кВ

Для 1150кВ- 200кВ

Эксплуатационные электрические испытания остальных штанг переносных заземлений не проводятся.

При эксплуатационных испытаниях головки измерительных штанг для контроля изоляторов на напряжение 35-500кВ испытывают напряжением 80кВ в течение 5 минут.

Клещи изолирующие.

Внешний осмотр.

Размеры клещей должны соответствовать техническим условиям.

Внешним осмотром клещей определяется состояние лаковых покрытий, наличие резиновых трубок на металлических губках, наличие ограничительного кольца, отделяющего изолирующую часть клещей от рукоятки. При обнаружении дефектов, клещи бракуются.

Электрические испытания.

Испытания электрических клещей на напряжение до 1000В на электрическую прочность при эксплуатационных испытаниях должны производиться путем приложения испытательного напряжения 2кВ в течение 5 минут между металлическими хомутиками, накладываемыми на ухваты (за упорными выступами) со стороны изолирующей части и на губки – у основания овального выреза.

Проверка электрической прочности клещей на напряжение 6-10 и 35кВ при эксплуатационных испытаниях проводится путем приложения испытательного напряжения, равного трехкратному линейному, но не менее 40кВ и 105кВ соответственно, в течение 5 минут к рабочей части и временному электроду, наложенному у ограничительного кольца со стороны изолирующей части.

Указатели напряжения выше 1000В с газоразрядной лампой.

Внешний осмотр.

Размеры указателей напряжения должны соответствовать техническим условиям.

Внешним осмотром проверяется состояние лаковых покрытий или общее состояние изоляции, соединений и целостность лампы указателя. При обнаружении дефектов указатель выбраковывается.

Электрические испытания.

Эксплуатационные испытания указателей напряжения заключаются в прикладывании повышенного напряжения отдельно к рабочей и изолирующей частям и в определении напряжения индикации указателя.

При испытании рабочей части напряжение прикладывается к контакту-наконечнику и винтовому разъему. Если указатель не имеет винтового разъема, соединенного с электрической схемой рабочей части, то у границы последней на ее поверхности устанавливается временный электрод для присоединения провода испытательной установки.

Испытательное напряжение для продольной изоляции при этом должно иметь значение:

12кВ-до 10кВ

17кВ- 15кВ

24кВ- 20кВ

Продолжительность испытания – 1 минута. В указателях напряжения 35-220кВ рабочую часть не испытывают.

Напряжение индикации указателя напряжения должно составлять не более 25% номинального напряжения электроустановки для всех классов напряжений. Для классов напряжений до 3кВ включительно напряжение индикации должно быть определено в технических условиях.

Изолирующая часть указателей напряжения должна выдерживать в течение 1 минуты трехкратное линейное напряжение для электроустановок напряжением свыше 1 до 110кВ и трехкратное фазное напряжение для электроустановок от 110кВ и выше, но не менее следующих значений:

40кВ - до 10кВ

60кВ - свыше 10 до 20кВ

105кВ - свыше 20 до 35кВ

190кВ - 110кВ

380кВ - свыше 110 до 220кВ

Указатели напряжения до 1000В.

Внешний осмотр.

Размеры указателей напряжения должны соответствовать техническим условиям.

Внешним осмотром проверяется состояние лаковых покрытий или общее состояние изоляции, соединений и целостность лампы указателя. При обнаружении дефектов указатель выбраковывается

Электрические испытания

Эксплуатационные испытания указателей напряжения до 1000В заключаются в определении напряжения индикации, проверке схемы повышенным напряжением, измерении тока, протекающего через указатель при рабочем напряжении, испытании изоляции повышенным напряжением.

Напряжение индикации указателей напряжения до 1000В должно быть не выше 90В.

Испытательное напряжение для проверки схемы должно превышать наибольшее значение рабочего напряжения не менее чем на 10%. Продолжительность испытания – 1 минута.

Значение тока, протекающего через указатель при наибольшем значении рабочего напряжения, не должно превышать:

0,6 мА для однополюсного указателя напряжения;

10 мА для двухполюсного указателя напряжения с элементами, обеспечивающими визуальную или визуальную-акустическую сигнализацию;

для указателей напряжения с лампой накаливания до 10 Вт напряжением 220В значение тока определяется мощностью лампы.

Изоляция указателей напряжения до 500В должна выдерживать напряжение 1кВ, а для указателей напряжения выше 500В – 2кВ. продолжительность испытания – 1 минута.

Указатели напряжения для проверки совпадения фаз.

Внешний осмотр.

Размеры указателей напряжения должны соответствовать техническим условиям.

Внешним осмотром проверяется состояние лаковых покрытий или общее состояние изоляции, соединений и целостность лампы указателя. При обнаружении дефектов указатель выбраковывается.

Электрические испытания

При эксплуатационных испытаниях проводится проверка указателей по схемам согласного и встречного включения, проверка электрической прочности рабочих и изолирующих частей и соединительного провода.

Во время испытания фиксируется напряжение индикации указателя, значение которого в зависимости от схемы приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Номинальное напряжение электроустановки, кВ	Напряжение индикации, кВ	
	По схеме согласного включения, не менее	По схеме встречного включения, не менее
6	7,6	1,5
10	12,7	2,5
15	20	3,5
20	28	4-6
35	40	20
110	100	50

При проверке электрической прочности продольной изоляции рабочих частей испытательное напряжение в течение 5 минут прикладывается к металлическому разьему и проволочному бандажу, наложенному у ограничительного кольца. При этом испытательное напряжение должно иметь значение:

- 12кВ-до 10кВ
- 17кВ- 15кВ
- 24кВ- 20кВ
- 70кВ- 35кВ
- 100кВ- 110кВ

При проверке электрической прочности продольной изоляции и изолирующих частей испытательное напряжение в течение 5 минут прикладывается к металлическому разьему и проволочному бандажу, наложенному у ограничительного кольца. При этом испытательное напряжение должно иметь следующие значения:

- 40кВ -до 10кВ
- 60кВ -свыше 10 до 20кВ
- 105кВ -свыше 20 до 35кВ
- 190кВ - 110кВ

Гибкий провод испытывают напряжением 20кВ в течение 1 минуты для указателей до 20кВ, для указателей 35-110кВ значение испытательного напряжения для гибкого провода равно 50кВ.

Клещи электроизмерительные.

Внешний осмотр.

Все отдельные части клещей должны быть надежно скреплены между собой. Размеры клещей должны соответствовать техническим условиям.

Внешним осмотром клещей определяется состояние лаковых покрытий, наличие резиновых трубок наметаллических губках, наличие ограничительного кольца, отделяющего изолирующую часть клещей от рукоятки. При обнаружении дефектов, клещи бракуются.

Электрические испытания.

Клещи для электроустановок выше 1000В испытывают при эксплуатационных испытаниях напряжением, равным трехкратному линейному, но не менее 40кВ, в течение 5 минут.

Клещи для электроустановок до 1000В испытывают в течение 5 минут напряжением 2кВ.

Устройства для прокола кабеля.

Внешний осмотр.

Конструкция устройства должна обеспечивать надежное крепление его на прокалываемом кабеле и автоматически ориентировать ось режущего элемента с диаметром прокалываемого кабеля.

Электрические испытания.

При эксплуатационных испытаниях изолирующие части устройств (штанга изолирующая или изолирующая вставка электропривода) испытываются повышенным напряжением 40кВ в течение 5 минут.

Испытательное напряжение прикладывается к изолирующей части штанги или металлическому фланцу электропривода и специальной клемме.

Перчатки резиновые диэлектрические.

Внешний осмотр.

В электроустановках могут применяться перчатки бесшовные из латекса натурального каучука или перчатки со швом из листовой резины, выполняемые методом штанцевания.

Разрешается использовать только перчатки с маркировкой по защитным свойствам Э_н и Э_б.

Длина перчаток должна быть не менее 350 миллиметров.

При обнаружении проколов перчаток, обрывов и т.п. повреждений перчатки выбраковываются.

Электрические испытания.

Перчатки испытываются один раз в 6 месяцев повышенным напряжением 6кВ в течение 1 минуты, ток через перчатки при этом не должен превышать 6 мА.

Боты, галоши резиновые диэлектрические.

Внешний осмотр.

Диэлектрическая обувь должна отличаться по цвету от остальной обуви.

Галоши и боты состоят из резинового верха, резиновой рифленой подошвы, текстильной подкладки и внутренних усилительных деталей.

Боты должны иметь отвороты. Формовые боты могут выпускаться бесподкладочными.

Высота бот должна быть не менее 160 миллиметров.

Резиновые части должны быть без трещин и обрывов, при обнаружении дефектов изделия выбраковываются.

Электрические испытания.

В эксплуатации диэлектрические галоши испытываются напряжением 3,5кВ, а боты - напряжением 15кВ в течение 1 минуты. Токи, протекающие при этом через изделия, должны быть не более 2 мА для галоши 7,5 мА для бот.

Ковры резиновые диэлектрические и подставки изолирующие.

Внешний осмотр.

При обнаружении дефектов в виде проколов, надрывов, трещин и т.п. коври следует заменять новыми. Осмотры следует проводить не реже 1 раз в 6 месяцев.

Подставки осматривают 1 раз в 3 года на отсутствие нарушений целостности опорных изоляторов, изломов, ослаблении связи между отдельными частями настила. При обнаружении указанных дефектов подставки выбраковываются.

Электрические испытания.

Электрическим испытаниям коври и подставки не подвергаются.

УСЛОВИЯ ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ

Испытания, как правило, следует проводить переменным током частоты 50Гц, при температуре от 10 до 25 градусов С. Скорость подъема напряжения до 1/3 испытательного значения может быть произвольной, дальнейшее повышение напряжения должно быть плавным и быстрым, но позволяющим при напряжении более 3/4 испытательного вести отсчет показаний измерительного прибора. При достижении требуемого значения напряжения после выдержки нормированного времени должно быть быстро снижено до нуля, или при значении равном 1/3 или менее испытательного, отключено (ГОСТ1516.2-76)

Атмосферное давление и влажность влияние на качество проводимых испытаний не оказывает, но фиксируется для занесения данных в протокол. Это связано с тем, что в основном, все испытания проводятся в непосредственном соприкосновении защитных средств с водой.

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ.

Высоковольтные испытания средств защиты проводятся специально предназначенных для этой цели установках, в которых оператор отделен от высокого напряжения сеточным или сплошным ограждением. В качестве источников повышенного напряжения могут использоваться установки АИИ70 или другие, подобные по конструкции.

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

ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ.

При испытаниях повышенное напряжение прикладывается к изолирующим частям средства защиты. При отсутст-

вии источника напряжения с необходимым выходным напряжением, допускается производить испытание средств защиты по частям. При этом изолирующая часть средства защиты делится на участки, к которым прикладывается часть указанного нормами испытательного напряжения, причем напряжение должно иметь величину, пропорциональную длине участка с увеличением на 20%.

Высоковольтные испытания оперативных штанг и указателей напряжения: Схемы, для проведения испытаний, представлены на рисунках 1, 2, 3 и 4.

После проведения высоковольтных испытаний защитных средств их следует проверить на отсутствие местных нагревов из-за диэлектрических потерь.

Испытание защитных средств из диэлектрической резины.

При испытании диэлектрических перчаток их погружают в металлический сосуд с водой, которая наливается также внутрь изделий. Уровень воды как внутри, так и снаружи изделий должен быть на 50 миллиметров ниже верхнего края перчаток.

Выступающие края должны быть сухими. Схема для проведения испытаний представлена на рисунке 5.

При испытаниях диэлектрической обуви уровень воды как снаружи, так и внутри горизонтально установленных изделий должен быть на 20 миллиметров ниже бортов галош и на 50 миллиметров края спущенных отворотов бот. Испытания проводят аналогично испытанию перчаток (смотри схему рисунка 5).

ОБРАБОТКА ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ ИСПЫТАНИЯХ.

Первичные записи рабочей тетради должны содержать следующие данные:

- ◆ дату измерений.
- ◆ температуру, влажность и давление
- ◆ наименование изделия
- ◆ результаты внешнего осмотра
- ◆ результаты испытаний
- ◆ используемую схему измерения

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

МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИСПЫТАНИЙ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

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

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

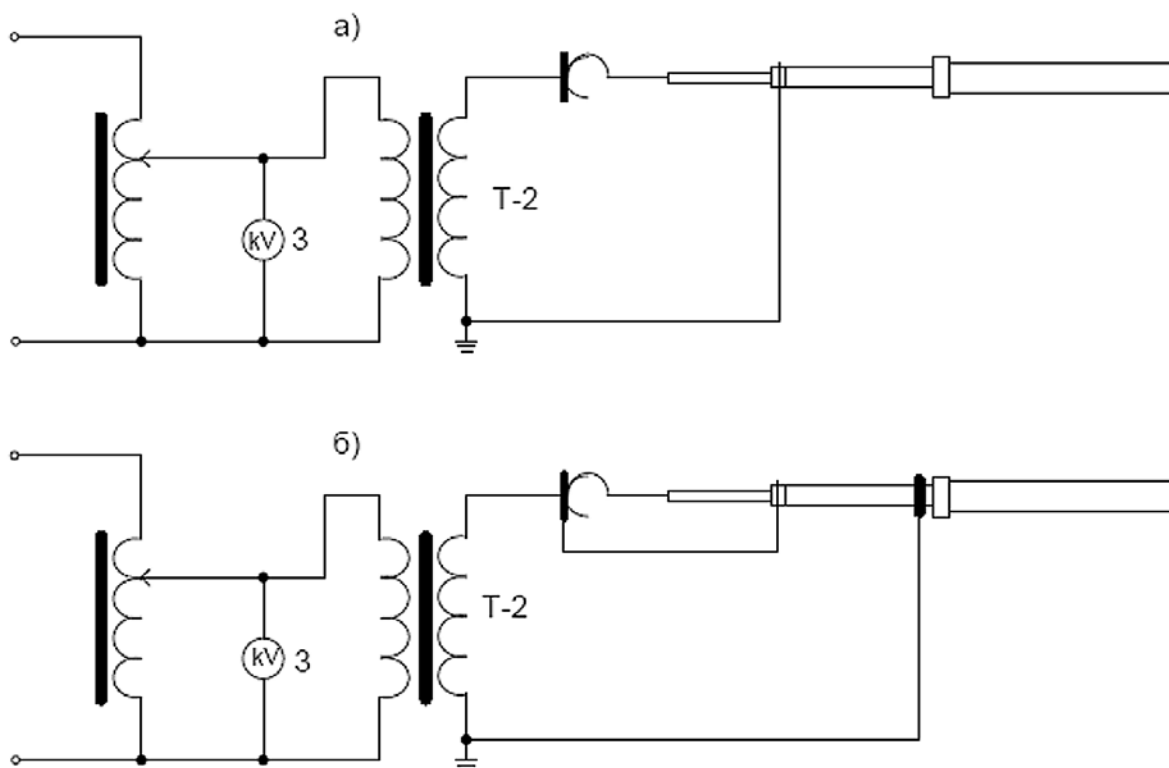


Рис.1 Принципиальная схема испытаний указателя напряжения, оперативных штанг и штанг для переносных заземлений.
а) - рабочей части, б) - изолирующей части.

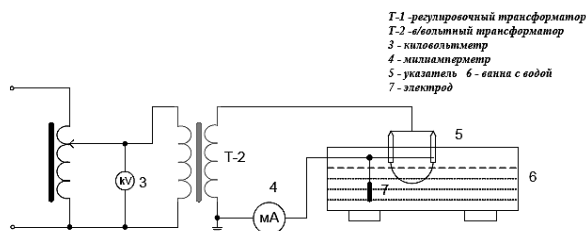


Рис.2 Принципиальная схема испытания электрической прочности изоляции рукояток и проводов указателя напряжения.

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

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

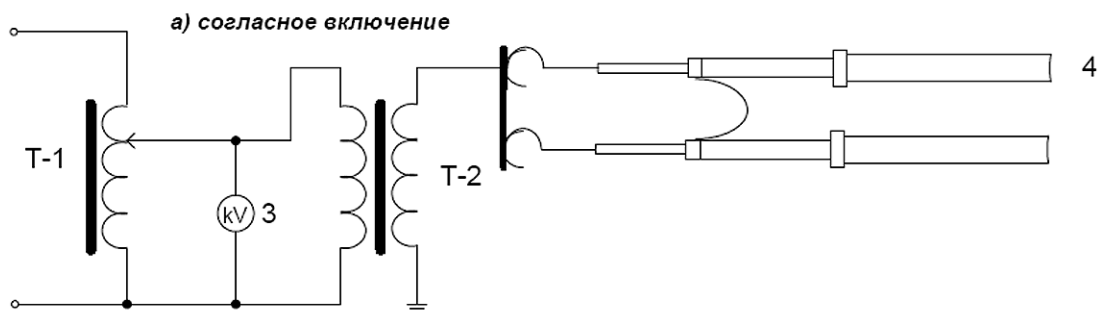
Массовые испытания материалов и изделий (средства защиты, различные изоляционные детали, масло и т.п.) с использованием стационарных испытательных установок, у которых токоведущие части закрыты сплошным или сетчатым ограждениями, а двери снабжены блокировкой, допускается выполнять работнику, имеющему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

нолично в порядке текущей эксплуатации с использованием типовых методик испытаний.

Рабочее место оператора испытательной установки должно быть отделено от той части установки, которая имеет напряжение выше 1000В. Дверь, ведущая в часть установки, имеющую напряжение выше 1000В, должна быть снабжена блокировкой, обеспечивающей снятие напряжения с испытательной схемы в случае открытия двери и невозможность подачи напряжения при открытых дверях. На рабочем месте оператора должна быть предусмотрена раздельная световая, извещающая о включении напряжения до и выше 1000В, и звуковая сигнализация, извещающая о подаче испытательного напряжения. При подаче испытательного напряжения оператор должен стоять на изолирующем ковре.

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

Допуск по нарядам, выданным на проведение испытаний и подготовительных работ к ним, должен быть выполнен только после удаления срабочих мест других бригад, работающих на подлежащем испытанию оборудовании, и сдачи ими нарядов допускающему. В электроустановках, не имеющих местного дежурного персонала, производителем



T-1 -регулируемый трансформатор
 T-2 -В/вольтный трансформатор
 3 - киловольтметр
 4 - указатель напряжения

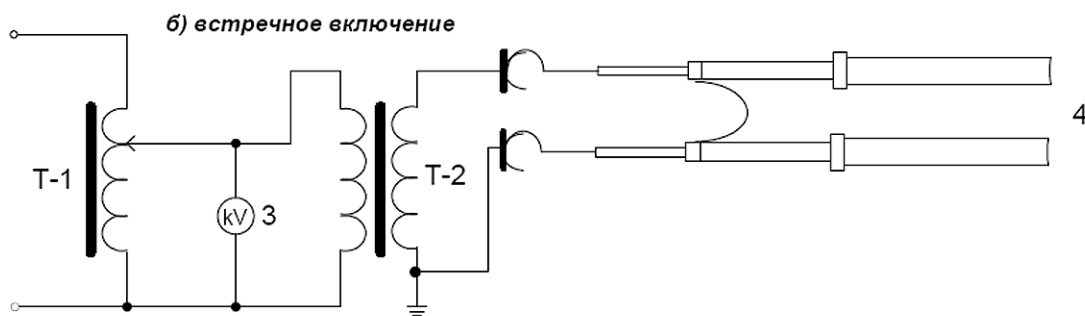


Рис.3 Принципиальная схема испытаний указателя напряжения

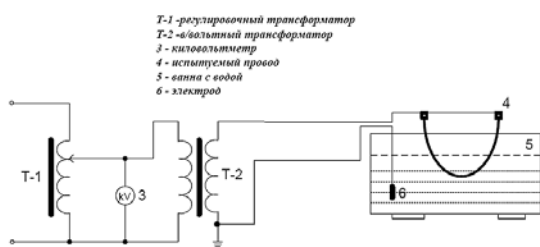


Рис.4 Принципиальная схема испытания электрической прочности изоляции соединительного провода

T-1 -регулируемый трансформатор
 T-2 -В/вольтный трансформатор
 3 - киловольтметр
 4 - испытательный провод
 5 - витки с ободом
 6 - электрод

лю работ разрешается после удаления бригады оставить наряд у себя, оформив перерыв в работе.

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

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

Снимать заземление, установленное при подготовке рабочего места и препятствующее проведению испытаний, а затем устанавливать их вновь разрешается только по указанию производителя работ, руководящего испытаниями, после заземления вывода высокого напряжения испытательной установки.

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

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

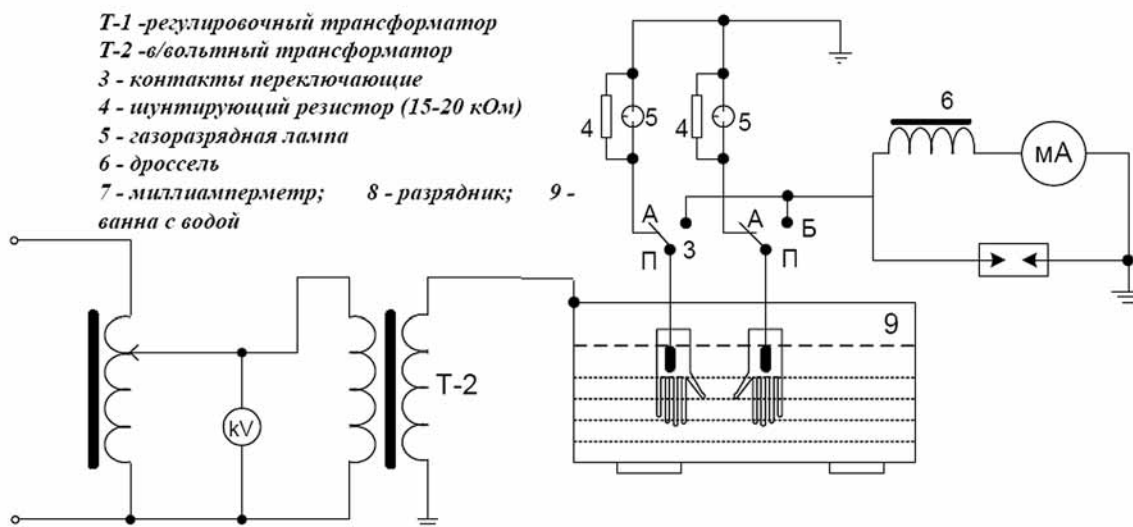


Рис.5 Принципиальная схема испытания электрической прочности диэлектрических перчаток

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

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

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

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

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

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

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

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

Перед каждой подачей испытательного напряжения производитель работ должен:

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

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

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

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

**Харечко В.Н.,
Харечко Ю.В.**

ОСНОВЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ЗДАНИЙ

4-Е ИЗД. - М.: ПТФ МИЭЭ, 2006. - 180 С.: ИЛ.

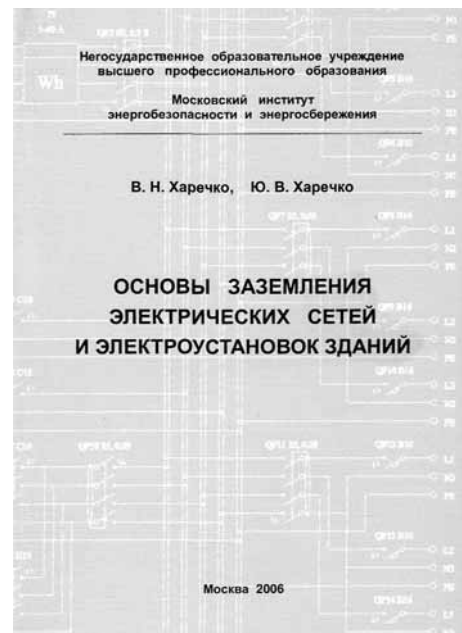
Московским институтом энергобезопасности и энергосбережения (телефон (495) 965-37-90, сайт www.miee.org) издана в 2006 г. книга, рассчитанная на специалистов проектных, электромонтажных и эксплуатационных организаций, которая также может быть рекомендована в качестве учебного пособия для студентов энергетических специальностей.

В нормативной документации, устанавливающей требования к электроустановкам зданий и другим низковольтным электроустановкам, понятие «тип заземления системы» употребляется в качестве основополагающей характеристики системы распределения электроэнергии, которая обычно состоит из низковольтной распределительной электрической сети и подключенной к ней электроустановки здания или какой-либо низковольтной электроустановки.

В предлагаемой читателю книге излагаются и анализируются требования к типам заземления системы TN-C, TN-S, TN-C-S, TT и IT, которые содержатся в ГОСТ Р 50571.2, в стандартах комплекса МЭК 60364, в британских стандартах BS 7671, BS 7430 и в Правилах устройства электроустановок седьмого издания, а также отмечаются недостатки, имеющиеся в требованиях нормативных документов.

Книга содержит предложения по уточнению исходных понятий и совершенствованию нормативных требований, предъявляемых к типам заземления системы.

В книге представлены подробные иллюстрации выполнения электроустановок зданий и их частей с различными типами заземления системы, формирования разных типов заземления системы в системе распределения электроэнергии, когда к одной распределительной электрической сети подключают несколько электроустановок зданий.



СПРАВОЧНИК «ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ»

ПОД РЕДАКЦИЕЙ В.И.ВИСАРИОНОВА.

Учеными Московского энергетического института (технического университета) совместно со специалистами фирмы «ВИЭН» (г. Москва) были проведены маркетинговые исследования по современному рынку российских производителей энергетического оборудования, базирующегося на использовании нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, и возможностей его применения для обеспечения надежного и бесперебойного энергоснабжения различного рода потребителей (гражданских и специальных). В результате проделанной работы был разработан справочник под ред. д.т.н., проф. В.И.Виссарионова «Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии» (объем 448 стр., в цветном исполнении, формат А4, на высококачественной бумаге в твердом переплете).

В Справочник включены систематизированные данные по отечественным производителям серийного или массового энергетического оборудования, базирующегося на использовании НВИЭ, по состоянию на 01.01.2004 г.

В том числе по следующим видам энергоустановок:

- * Ветроэнергетические (17 производителей, 35 типоразмеров ветроустановок мощностью от 0,15 до 1000 кВт);
- * солнечные (фотоэлектрические и солнечные коллекторы) (12 производителей, 104 типа фотоэлектрических модулей и батарей, 32 типа солнечных электростанций);
- * малые гидроэлектростанции (7 производителей, 133 типоразмера гидроагрегатов мощностью от 0,4 до 11 000 кВт, на расходы от 0,1 до 10 м³/с и напоры от 1,2 до 160 м);
- * биоэнергетические установки (4 производителя, 16 типоразмеров);
- * геотермальные энергоустановки (1 производитель, 5 типоразмеров агрегатов мощностью от 1700 до 25000 кВт);
- * теплонасосные установки (7 производителей, 32 типоразмера);
- * термоэлектрогенераторы (1 производитель, 5 типоразмеров);
- * когенераторы (газотурбинные установки комбинированного производства электрической и тепловой энергии) (9 производителей, 39 типоразмеров).

Кроме того, в Справочнике приведены также систематизированные данные о наиболее перспективных дизельных и бензиновых электроагрегатах мощностью от 0,5 до 1500 кВт (17 производителей, 270 типоразмеров) и химических аккумуляторах электрической энергии емкостью до 500 А*ч (10 производителей, 165 типоразмеров), которые предназначены для использования в энергетических комплексах различного типа и мощности.

В Справочнике принята следующая последовательность изложения основного материала по каждому виду энергоустановок:

- * перечень всех производителей энергетического оборудования данного раздела;
- * обобщенные технико-экономические показатели выпускаемой продукции всеми производителями в каждом разделе справочника;
- * систематизированные данные о каждом производителе: полное название производителя, его адрес, контактный телефон, факс и адрес электронной почты;
- * номенклатура выпускаемой продукции, ее внешний вид и технико-экономические показатели и характеристики;
- * энергетические и экономические показатели выпускаемой продукции;
- * возможные области и направления применения выпускаемой продукции.

Справочник предназначен:

- * для менеджеров, инженеров и научно-технических работников различных организаций и ведомств, связан-

ных с проектированием, строительством и эксплуатацией энергетических комплексов, использующих экологически чистые НВИЭ (бизнес-планы, технико-экономические обоснования проектов, технико-экономические доклады и т.д.) с целью реализации схем надёжного энергоснабжения централизованных и изолированных потребителей различного назначения;

- * для руководящих работников различного уровня (региональных, областных, районных и местных органов власти) с целью их ознакомления с современным уровнем развития отечественных энергетических установок, использующих экологически чистые НВИЭ и оценки перспектив их использования для снижения вредного воздействия энергетики на окружающую среду, уменьшения расхода дефицитного органического топлива и повышения социального уровня жизни населения;
- * для профессорско-преподавательского состава, аспирантов и студентов вузов, специализирующихся на решении проблем комплексного использования НВИЭ, снижения вредного воздействия объектов энергетики на окружающую среду, повышения социального уровня жизни населения, включая удалённых, труднодоступных и сельскохозяйственных потребителей (энергетические, строительные, сельскохозяйственные, лесотехнические и экологические специальности гражданского и специального назначения, а также естественнонаучные специальности, связанные с изучением возобновляемых процессов и ресурсов).

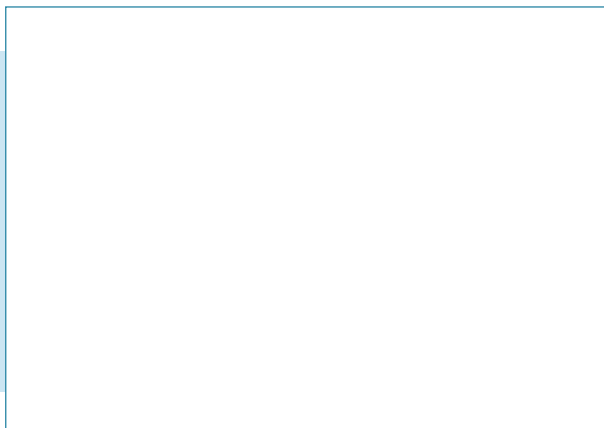
ПО ВСЕМ ВОПРОСАМ КАСАЮЩИХСЯ МАТЕРИАЛОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ В СПРАВОЧНИКЕ, О ВОЗМОЖНОСТЯХ ЕГО ПРИОБРЕТЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПО ВСЕМ ПРОБЛЕМАМ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НВИЭ СЛЕДУЕТ ОБРАЩАТЬСЯ:

КОНТАКТНЫЕ ТЕЛЕФОНЫ:

(495) 362-72-51 ДЕРЮГИНА ГАЛИНА ВЛАДИМИРОВНА

ТЕЛ/ФАКС (495) 362-75-74 ВИССАРИОНОВ ВЛАДИМИР ИВАНОВИЧ

E-MAIL: DERUGINA63@MAIL.RU, NVIE@FEE.MPEI.AC.RU



ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПОСТАНОВЛЕНИЕ от 26 февраля 2004 года № 109

О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации (с изменениями на 11 ноября 2005 года)

Документ с изменениями, внесенными:

постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2004 года № 893 (Российская газета, № 7, 19.01.2005);

постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2005 года № 620 (вступило в силу с 20 октября 2005 года).

постановлением Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2005 года № 676 (вступило в силу с 15 ноября 2005 года).

Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2004 года № 893 в тексте Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации и Правил государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации, утвержденных настоящим постановлением, с 27 января 2005 года слова: «Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации» в соответствующем падеже заменены словами: «Федеральная служба по тарифам» в соответствующем падеже.

Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые:

Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации;

Правила государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации.

2. Федеральным органам исполнительной власти разработать и утвердить методические указания и другие документы, предусмотренные Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации и Правилами государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации.

3. Признать утратившим силу постановление Правительства Российской Федерации от 2 апреля 2002 года № 226 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2002, № 15, ст.1431).

Временно исполняющий обязанности
Председателя Правительства
Российской Федерации
В.Христенко

УТВЕРЖДЕНЫ
постановлением Правительства
Российской Федерации
от 26 февраля 2004 года # 109

ОСНОВЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ В ОТНОШЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (с изменениями на 11 ноября 2005 года)

Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2004 года № 893 в тексте настоящих Основ с 27 января 2005 года слова: «Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации» в соответствующем падеже заменены словами: «Федеральная служба по тарифам» в соответствующем падеже.

I. Общие положения

1. Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, разработанные в соответствии с **федеральными законами «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации»** и **«Об электроэнергетике»**, определяют основные принципы и методы регулирования тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию и на соответствующие услуги.

2. В настоящем документе используются следующие понятия:

«*регулирующие органы*» - Федеральная служба по тарифам и органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов;*2.1)

«*регулируемая деятельность*» - деятельность, в рамках которой расчеты за поставляемую продукцию (услуги) осуществляются по тарифам (ценам), которые подлежат государственному регулированию. Настоящее понятие применяется исключительно с целью идентифицировать расходы, относящиеся к регулируемой деятельности, и не означает применения в отношении этой деятельности какого-либо иного регулирования, кроме установления тарифов (цен);

«*тарифы*» - система ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность), а также за соответствующие услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;

«*цена электрической энергии*» - стоимость единицы электрической энергии с учетом стоимости мощности, не включающая стоимость услуг по ее передаче и иных соответствующих услуг;

«*ценообразование*» - процесс расчета и установления регулируемых тарифов (цен), применяемых при расчетах за электрическую и тепловую энергию, а также за соответствующие услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;

«*срок действия тарифов (цен)*» - период времени между изменениями тарифов (цен) регулирующими органами;

«*расчетный период регулирования*» - период продолжительностью не менее одного года, на который устанавливаются тарифы (цены);

«*необходимая валовая выручка*» - экономически обоснованный объем финансовых средств, необходимых организации для осуществления регулируемой деятельности в течение расчетного периода регулирования.

Значения иных понятий, используемых в настоящем документе, соответствуют принятым в законодательстве Российской Федерации.

II. Система тарифов (цен)

3. В систему тарифов (цен) входят:

- 1) тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке и (или) их предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни, включая регулируемый сектор, сектор отклонений и сектор свободной торговли; *3.1)
- 2) тарифы на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность) на розничном рынке;*3.2)
- 3) тарифы (размер платы) на услуги, оказываемые на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности) и на розничном рынке тепловой энергии (мощности).*3.3)

III. Принципы и методы регулирования тарифов (цен)

4. Регулирование тарифов (цен) осуществляется в соответствии с целями и принципами государственного регулирования, предусмотренными **федеральными законами «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации»** и **«Об электроэнергетике»**.

5. Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета органи-

зациями, осуществляющими регулирующую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

При установлении тарифов (цен) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по указанным видам деятельности.

6. Организации, осуществляющие регулирующую деятельность, обязаны вести отдельный учет по следующим видам деятельности:

- 1) производство электрической энергии;*6.1)
- 2) производство тепловой энергии;*6.2)
- 3) передача электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети;*6.3)
- 4) передача электрической энергии по распределительным сетям;
- 5) передача тепловой энергии;
- 6) оказание услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;*6.6)
- 7) организация функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности)*6.7)
- 8) обеспечение системной надежности;
- 9) технологическое присоединение к электрическим сетям;
- 10) оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике;*6.10)
- 11) сбыт электрической энергии;
- 12) сбыт тепловой энергии.

7. При установлении тарифов регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов организаций, осуществляющих регулирующую деятельность.

В случае если по итогам расчетного периода регулирования на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности и иных материалов выявлены необоснованные расходы организаций, осуществляющих регулирующую деятельность за счет поступлений от регулируемой деятельности, регулирующие органы обязаны принять решение об исключении этих расходов из суммы расходов, учитываемых при установлении тарифов на следующий расчетный период регулирования.

8. Регулирующие органы на основе предварительного согласованных с ними мероприятий по сокращению расходов организаций, осуществляющих регулирующую деятельность, обязаны в течение 2 лет после окончания срока окупаемости расходов на проведение этих мероприятий сохранять расчетный уровень

расходов, учтенных при регулировании тарифов на период, предшествующий сокращению расходов.

9. Если организация осуществляет кроме регулируемой иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные от этих видов деятельности доходы (убытки) не учитываются при расчете регулируемых тарифов (цен).

Расходы на содержание социальной инфраструктуры федерального государственного унитарного предприятия «Концерн «Росэнергоатом» (далее - концерн «Росэнергоатом») и других организаций атомной энергетики - поставщиков электрической энергии на оптовый рынок, учитываются в тарифах в соответствии с порядком, утверждаемым Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством Российской Федерации по атомной энергии.*9.2)

10. Если организации, осуществляющие регулирующую деятельность, в течение расчетного периода регулирования понесли экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении тарифов (цен), в том числе расходы, связанные с объективным и незапланированным ростом цен на продукцию, потребляемую в течение расчетного периода регулирования, эти расходы учитываются регулирующими органами при установлении тарифов (цен) на последующий расчетный период регулирования (включая расходы, связанные с обслуживанием заемных средств, привлекаемых для покрытия недостатка средств).

11. Если деятельность организации регулируется более чем одним регулирующим органом, то регулирующие органы обязаны согласовывать устанавливаемые ими размеры необходимой валовой выручки с тем, чтобы суммарный объем необходимой валовой выручки возмещал экономически обоснованные расходы и обеспечивал экономически обоснованную доходность инвестированного капитала этой организации в целом по регулируемой деятельности.

12. При установлении тарифов (цен) на электрическую энергию (мощность) в регулируемом секторе оптового рынка и на розничном рынке в необходимую валовую выручку не включаются финансовые результаты деятельности (прибыль или убытки) в секторе свободной торговли оптового рынка (за исключением случая, предусмотренного пунктом 49 настоящего документа).*12)

13. При расчете тарифов (цен) на электрическую энергию (мощность) для производителей, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) одновременно на розничный и оптовый рынки, в необходимую валовую выручку от деятельности на одном из указанных рынков не включаются финан-

совые результаты деятельности (прибыль или убытки) на другом рынке.

14. При регулировании тарифов могут устанавливаться:

тарифы (фиксированные размеры тарифов на единицу продукции, работ, услуг);
предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов.

15. При регулировании тарифов может применяться:

- 1) метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- 2) метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала;
- 3) метод индексации тарифов.

В случае применения метода экономически обоснованной доходности инвестированного капитала указанные в пунктах 30, 32, 33 и 34 настоящего документа расходы финансируются организацией, осуществляющей регулируемую деятельность, за счет полученной с использованием указанного метода валовой прибыли.

Метод индексации применяется с учетом пункта 37 настоящего документа.

16. При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Расчетный годовой объем производства продукции и (или) оказываемых услуг определяется исходя из формируемого Федеральной службой по тарифам сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации (далее - сводный баланс).

Сводный баланс формируется Федеральной службой по тарифам с поквартальной и ежемесячной разбивкой на основе принципа минимизации суммарной стоимости электрической энергии (мощности), поставляемой потребителям, при участии органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, организации, оказывающей услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, администратора торговой системы и системного оператора оптового рынка электрической энергии.

Порядок формирования сводного баланса, а также внесения в него изменений и уточнений определяется Федеральной службой по тарифам.

Особенности расчета и установления тарифов на услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, определяются в соответствии с разделом VI настоящего документа.

17. Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

18. В необходимую валовую выручку включаются планируемые на расчетный период регулирования расходы, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), и расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения).

19. Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырье и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы.

20. Расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения), включают в себя следующие основные группы расходов:

- 1) капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- 2) выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- 3) взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;
- 4) прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

21. В необходимую валовую выручку включается сумма налога на прибыль организаций.

22. Расходы на топливо, включаемые в необходимую валовую выручку, определяются на основе:

- 1) нормативов удельного расхода топлива (за исключением ядерного), дифференцированных по типам генерирующего оборудования и видам топлива, на производство 1 киловатт-часа электрической энергии и 1 гигакалории тепловой энергии, утверждаемых Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам;
- 2) цен на топливо, определяемых в соответствии с пунктом 36 настоящего документа;
- 3) определяемой в установленном порядке потребности в ядерном топливе энергоблоков атомных электростанций, включая создание на них страхового запаса ядерного топлива;
- 4) расчетных объемов потребления топлива (за исключением ядерного) с учетом структуры его использования, сложившейся за последние 3 года;
- 5) нормативов создания запасов топлива (за исключением ядерного), рассчитываемых в соответствии с методикой, утверждаемой Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам.

23. Расходы на покупаемую электрическую энергию определяются в соответствии с пунктом 36 настоящего документа.

24. В отдельную группу выделяются расходы на оплату услуг организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Расходы на оплату указанных услуг определяются на основе тарифов, установленных регулирующими органами, и объема оказываемых в расчетном периоде регулирования услуг в соответствии с положениями раздела VI настоящего документа.

25. Расходы на приобретение сырья и материалов, используемых для производственных и хозяйственных нужд, рассчитываются на основании цен, определяемых в соответствии с пунктом 36 настоящего документа и нормативами расходов, которые утверждаются соответственно Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством Российской Федерации по атомной энергии.

26. При определении расходов на проведение ремонтных работ учитываются:

- 1) нормативы расходов (с учетом их индексации) на ремонт основных средств, утверждаемые соответственно Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством Российской Федерации по атомной энергии по согласованию с Федеральной службой по тарифам;

2) цены, указанные в пункте 36 настоящего документа;

3) программы проведения ремонтных работ, обеспечивающих надежное и безопасное функционирование производственно-технических объектов и предотвращение аварийных ситуаций, утвержденные в установленном порядке.

27. При определении расходов на оплату труда, включаемых в необходимую валовую выручку, регулирующие органы определяют размер фонда оплаты труда в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями, заключенными соответствующими организациями, и фактическим объемом фонда оплаты труда в последнем расчетном периоде регулирования, а также с учетом прогнозного индекса потребительских цен.

28. Сумма амортизации основных средств для расчета тарифов определяется в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета. При расчете налога на прибыль организаций сумма амортизации основных средств определяется в соответствии с **Налоговым кодексом Российской Федерации**.

29. В состав прочих расходов, которые учитываются в необходимой валовой выручке, включаются:

- 1) расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам с организациями на проведение регламентных работ (определяются в соответствии с пунктом 36 настоящего документа);
- 2) расходы на оплату работ и услуг непроизводственного характера, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг и др. (определяются в соответствии с пунктом 36 настоящего документа);
- 3) отчисления на формирование резервов, предназначенных для обеспечения безопасности атомных электростанций на всех стадиях их жизненного цикла и развития, определяемые в установленном порядке;
- 4) плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в окружающую природную среду;
- 5) плата за аренду имущества;
- 6) расходы на служебные командировки, включая оформление виз и сборов;
- 7) расходы на обучение персонала;
- 8) расходы на страхование;
- 9) отчисления на проведение мероприятий по надзору и контролю, производимые энергоснабжаю-

щими организациями по утверждаемым в установленном порядке нормативам;

9_1) расходы на обеспечение безопасности электрических станций, электрических сетей и других объектов электроэнергетики, согласованные с соответствующим регулирующим органом (подпункт дополнительно включен с 27 января 2005 года **постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2004 года № 893**);

10) другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, определяемые в порядке, устанавливаемом Федеральной службой по тарифам.

30. В необходимую валовую выручку включаются внереализационные расходы, в том числе расходы по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, возникшая при осуществлении соответствующего регулируемого вида деятельности. Уплата сомнительных долгов, для погашения которых был создан резерв, включенный в тариф в предшествующий период регулирования, признается доходом и исключается из необходимой валовой выручки в следующем периоде регулирования с учетом уплаты налога на прибыль организаций.

В состав внереализационных расходов включаются также расходы на консервацию основных производственных средств, используемых в регулируемых видах деятельности.

31. При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов допускается использовать в расчетах экспертные оценки, основанные на отчетных данных, представляемых организацией, осуществляющей регулируемую деятельность.

32. Расходы на инвестиции в расчетном периоде регулирования определяются на основе согласованных в установленном порядке инвестиционных программ (проектов) развития организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Инвестиционные программы (проекты) должны содержать перечень объектов, объем инвестиций, сроки их освоения, источники финансирования капитальных вложений, а также расчет срока окупаемости капитальных вложений.

Средства на финансирование капитальных вложений, направляемых на развитие производства, определяются с учетом амортизационных отчислений и сумм долгосрочных заемных средств, а также условий их возврата.

При этом регулирующие органы обязаны учитывать расходы, связанные с возвратом и обслуживанием долгосрочных заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений, начиная

с момента поступления средств на реализацию проекта, а также обеспечить учет таких расходов при расчете тарифов на последующие расчетные периоды регулирования в течение всего согласованного срока окупаемости проекта.

33. Расчетная величина дивидендов (распределяемого дохода), учитываемая на расчетный период регулирования в составе необходимой валовой выручки, определяется с учетом суммы дивидендов (распределяемого дохода), заявленной организацией, осуществляющей регулируемую деятельность, на расчетный период регулирования, и исходя из сумм фактически выплаченных дивидендов за последние 3 года, а также с учетом размера оставшейся после уплаты налогов и сборов прибыли, полученной в последний отчетный период.

Платежи в федеральный бюджет за пользование имуществом, находящимся в федеральной собственности, учитываются на расчетный период регулирования в составе необходимой валовой выручки.

34. Экономически обоснованные расходы на уплату взносов в уставные (складочные) капиталы и на инвестиции в ценные бумаги организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, включаются в состав необходимой валовой выручки в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

35. При расчете тарифов с использованием метода экономически обоснованных расходов валовая прибыль должна соответствовать экономически обоснованному уровню доходности инвестированного капитала организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Рассчитанные таким методом тарифы не должны превышать предельных максимальных уровней тарифов, установленных в соответствии с пунктом 53 и подпунктом 2 пункта 63 настоящего документа.

Экономически обоснованный уровень доходности инвестированного капитала определяется регулирующим органом на основании прогноза уровня инфляции, принятого при формировании федерального бюджета на очередной финансовый год, с учетом стоимости долгосрочного заемного капитала, сложившейся на финансовом рынке в отчетный период. Указанный уровень доходности не должен превышать действующую ставку рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, но не может быть ниже минимальной доходности облигаций федерального займа по состоянию на 1 июля последнего отчетного года.

Оценка величины инвестированного капитала на расчетный период регулирования осуществляется на основе бухгалтерского баланса организации, осуществляющей регулируемую деятельность, на

последнюю отчетную дату. При этом учитываются решения органов управления организации, осуществляющей регулируемую деятельность, принятые во исполнение решений Правительства Российской Федерации и в соответствии с законодательством Российской Федерации, ведущие к изменению величины уставного и добавочного капитала, относимой на регулируемые виды деятельности, в расчетный период регулирования.

Величина инвестированного капитала определяется как сумма долей уставного и добавочного капитала, относимых на данный вид регулируемой деятельности, и долгосрочных обязательств (долгосрочного заемного капитала, обоснованно относимого на данный вид регулируемой деятельности) организации, осуществляющей регулируемую деятельность.

Методика расчета и определения уровня доходности инвестированного капитала (включая особенности его определения в переходный период реформирования электроэнергетики) утверждается Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и применяется для следующих регулируемых видов деятельности: производство электрической энергии, производство тепловой энергии, передача электрической энергии, передача тепловой энергии и оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике.

36. При определении расходов, указанных в пунктах 22-26 и 29 настоящего документа, регулирующие органы используют:

- 1) регулируемые государством тарифы (цены);
- 2) цены, установленные на основании договоров, заключенных в результате проведения конкурсов, торгов, аукционов и иных закупочных процедур, обеспечивающих целевое и эффективное расходование денежных средств;
- 3) официально опубликованные прогнозные рыночные цены и тарифы, установленные на расчетный период регулирования, в том числе фьючерсные биржевые цены на топливо и сырье.

При отсутствии указанных данных применяются прогнозные индексы изменения цен по отраслям промышленности.

37. Если уровень инфляции (индекс потребительских цен), определенный в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, не превышает 12 процентов в год в расчетном периоде регулирования, регулирующие органы вправе применять при регулировании тарифов метод индексации тарифов (в том числе на срок более одного года) на основе прогнозируемого уровня инфляции (индекса потребительских цен).

Индексации подлежат ранее утвержденные предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов и тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.*37.2)

При применении указанного метода тарифы устанавливаются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам, которые учитывают:

- 1) программы сокращения расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, согласованные с регулирующими органами;
- 2) изменения состава и (или) объемов финансирования инвестиционной программы электроэнергетики;
- 3) отклонения фактических показателей выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях от прогнозных;
- 4) отклонения фактических цен на топливо от прогнозных;
- 5) отклонения фактического индекса потребительских цен от принятого при установлении тарифов прогнозного индекса;
- 6) изменения нормативных правовых актов, включая налоговое законодательство, влияющие на размеры расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Регулирующие органы ежегодно проводят анализ влияния установленных ими тарифов на финансово-экономическое состояние организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, на уровень инфляции, на финансово-экономическое состояние потребителей продукции (услуг) указанных организаций и на уровень жизни населения с целью учета результатов этого анализа при установлении тарифов на очередной расчетный период регулирования.

IV. Ценообразование на оптовом рынке

Регулируемый сектор

38. В регулируемом секторе купля-продажа электрической энергии (мощности), в том числе для последующей поставки на экспорт, осуществляется по регулируемым тарифам, устанавливаемым Федеральной службой по тарифам на расчетный период регулирования исходя из равенства сумм стоимости покупаемой и стоимости поставляемой на оптовый рынок электрической энергии, а также исходя из объемов поставки и потребления электрической энергии (мощности) на оптовом рынке (без учета сектора отклонений), утверждаемых Комиссией в сводном балансе.*38)

39. Выделение объемов производства и поставок электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) в сводном балансе осуществляется в установленном порядке.

40. В пределах одной ценовой зоны оптового рынка покупатель рассчитывается за электрическую энергию (мощность) по одинаковым ставкам тарифа, если иное не установлено законодательством Российской Федерации. Применение ставок тарифа, отличных от указанных ставок тарифа, действующих на дату вступления в силу настоящего документа, прекращается (в том числе поэтапно) по решению Федеральной службы по тарифам, согласованному с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерством энергетики Российской Федерации.

Ставки тарифа, отличные от указанных ставок, применяются в том числе по решению Федеральной службы по тарифам в случае получения поставщиками электрической энергии (мощности), осуществлявшими свою деятельность на розничном рынке, права на участие в регулируемом секторе в текущем периоде регулирования в отношении покупателей оптового рынка, для которых объем покупки электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе до даты получения указанными поставщиками права на участие в регулируемом секторе определялся с учетом объемов электрической энергии (мощности) этих поставщиков. В следующих периодах регулирования либо в случае получения указанными поставщиками права на участие в регулируемом секторе с начала периода регулирования отличные от указанных ставки тарифов для всех покупателей оптового рынка, осуществляющих свою деятельность на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, устанавливаются с учетом тарифов и объемов электрической энергии (мощности), установленных для указанных поставщиков (абзац дополнительно включен с 15 ноября 2005 года **постановлением Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2005 года № 676**).

41. На оптовом рынке для поставщиков и покупателей устанавливаются двухставочные тарифы и (или) их предельные уровни, включающие в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии и ставку за 1 киловатт установленной генерирующей мощности. В указанные тарифы не включается стоимость услуг, оказываемых на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности).

Оплата покупателем электрической энергии (мощности) осуществляется по ценам на электрическую энергию (с учетом мощности), определяемым исходя из установленных двухставочных тарифов на электрическую энергию и мощность и объемов потребляемой этим покупателем электрической энергии (мощности), утверждаемых в сводном балансе.

Методические указания по расчету указанных тарифов и цен утверждает Федеральная служба по тарифам. *41.3)

Расчет цены на электрическую энергию с учетом мощности осуществляется на основании установленных для покупателей двухставочных тарифов в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода (далее - Правила оптового рынка), а также методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.*41.4)

42. При расчете ставки тарифа на установленную генерирующую мощность для поставщиков оптового рынка в необходимую валовую выручку включаются расходы на содержание максимально доступной генерирующей мощности каждого поставщика, учтенной в сводном балансе на расчетный период регулирования, включая расходы на содержание технологического резерва мощности.

43. Доля установленной генерирующей мощности каждого поставщика, расчеты в отношении которой осуществляются в регулируемом секторе, определяется в соответствии с Правилами оптового рынка.*43)

44. Технологический резерв мощности включает в себя оперативный и стратегический резервы мощности.

Величина оперативного резерва мощности определяется Министерством энергетики Российской Федерации с участием системного оператора.

Величина стратегического резерва мощности определяется Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам, Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерством Российской Федерации по атомной энергии с участием организации, оказывающей услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, и системного оператора на основе перспективных балансов электрической энергии и мощности.

Технологический резерв мощности распределяется по отдельным электростанциям и генерирующему оборудованию (турбоагрегатам, гидроагрегатам) исходя из принципа минимизации суммарных расходов покупателей - участников оптового рынка на покупку электрической энергии и содержание мощности (производство электрической энергии).

45. Порядок формирования и размещения технологического резерва мощности в Единой энергетической системе России утверждается Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам, Министерством экономического развития и торговли Рос-

сийской Федерации и Министерством Российской Федерации по атомной энергии.

46. Федеральная служба по тарифам может устанавливать в регулируемом секторе в границах одной ценовой зоны не менее чем на год предельные максимальные уровни тарифов на электрическую энергию (мощность), продаваемую по двусторонним договорам купли-продажи, заключенным: *46.1)

покупателями и поставщиками - в отношении объемов потребления и производства электрической энергии, превышающих объемы потребления и производства, включенные в сводный баланс на 2003 год;

покупателями и поставщиками, имеющими генерирующие объекты, вводимые в эксплуатацию после 31 декабря 2003 года за счет инвестиций, не включенных в согласованные в установленном порядке в соответствии с пунктом 32 настоящего документа инвестиционные программы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, - в отношении генерирующих мощностей, не включенных в оперативный резерв мощности на момент заключения двусторонних договоров.

При установлении тарифов на очередной год не учитываются дополнительные доходы, а также убытки поставщиков, понесенные ими при реализации электрической энергии (мощности) по двусторонним договорам купли-продажи.

47. При оказании услуг по организации функционирования торговой системы оптового рынка, в том числе услуг по организации купли-продажи, и расчета за электрическую энергию (мощность) в регулируемом секторе применяются устанавливаемые Федеральной службой по тарифам тарифы для поставщиков и покупателей данной ценовой зоны.

48. В случае если по итогам отчетного периода регулирования выявляется несоответствие стоимости фактически поставленной и стоимости оплаченной электрической энергии, Федеральная служба по тарифам в очередном периоде регулирования принимает меры к его устранению.

49. Определение размера средств, необходимых для выполнения концерном «Росэнергоатом» обязанностей эксплуатирующей организации атомных электростанций и обеспечения безопасности функционирования и развития атомных электростанций, осуществляется Федеральной службой по тарифам.

Недостаток средств на указанные цели у концерна «Росэнергоатом», образовавшийся в результате сложившихся в секторе свободной торговли цен на электрическую энергию, компенсируется путем увеличения тарифа на установленную генерирующую мощность в регулируемом секторе.

Сектор отклонений

50. Расчет стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) осуществляется с использованием тарифов регулируемого сектора в соответствии с Правилами оптового рынка и методикой, утверждаемой Федеральной службой по тарифам (пункт в редакции, введенной в действие с 20 октября 2005 года постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2005 года N 620, - см. предыдущую редакцию). *50)

Сектор свободной торговли

51. Цены в секторе свободной торговли не могут быть выше предельного уровня, устанавливаемого Федеральной службой по тарифам.

Величина предельного уровня цен в секторе свободной торговли определяется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам, и Правилами оптового рынка.

52. Особенности ценообразования на оптовом рынке в части, не урегулированной настоящим документом, определяются Правилами оптового рынка. *52)

V. Ценообразование на розничном рынке

53. На основе прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на очередной год, одобренного Правительством Российской Федерации, Федеральная служба по тарифам устанавливает до принятия в первом чтении проекта федерального закона о федеральном бюджете на очередной год:

- 1) предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов для населения. Указанные тарифы могут устанавливаться с календарной разбивкой и с разбивкой по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей;
- 2) предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Указанные предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов устанавливаются (в том числе методом индексации) не менее чем на год.

54. Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов до принятия закона о бюд-

жете субъекта Российской Федерации на очередной финансовый год устанавливают на розничном рынке:

- 1) тарифы на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе тарифы для населения, в рамках установленных Федеральной службой по тарифам предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов;
- 2) тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в рамках установленных Федеральной службой по тарифам предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов на указанную тепловую энергию;
- 3) тарифы на тепловую энергию, за исключением тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- 4) бытовые надбавки гарантирующих поставщиков (особенности формирования таких надбавок определяются согласно методическим указаниям, утверждаемым Федеральной службой по тарифам в соответствии с основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии и определения порядка присвоения статуса гарантирующего поставщика).

Указанные тарифы и бытовые надбавки устанавливаются (в том числе методом индексации с разбивкой по годам) не менее чем на год в рамках установленных Федеральной службой по тарифам предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов.

Расчет указанных тарифов осуществляется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.*54.3)

55. При установлении тарифов, указанных в пунктах 53 и 54 настоящего документа, регулирующие органы обязаны учитывать:

- 1) макроэкономические показатели прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий год;
- 2) изменение видов и объемов топлива, используемого для производства электрической и тепловой энергии, а также цен на него;
- 3) изменение объемов покупаемой энергоснабжающими организациями и поставляемой потребителям электрической и тепловой энергии, в том числе за счет вывода потребителей электрической энергии на федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) и

перехода потребителей тепловой энергии на собственные источники теплоснабжения;

- 4) имевшее место в предыдущие периоды регулирования экономически не обоснованное сдерживание роста тарифов на электрическую и тепловую энергию отдельными органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

56. Государственное регулирование тарифов на розничном рынке может проводиться отдельно в отношении электрической энергии, поставляемой населению в пределах социальной нормы потребления и сверх социальной нормы потребления, определяемой в соответствии с законодательством Российской Федерации.

57. Тарифы на электрическую и тепловую энергию, поставляемую потребителям, представляют собой сумму следующих слагаемых:

- 1) стоимость единицы электрической (тепловой) энергии (мощности);
- 2) стоимость услуг по передаче единицы электрической (тепловой) энергии (мощности) и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

В счетах на оплату электрической и тепловой энергии помимо суммарного платежа должны отдельно указываться стоимость отпущенной потребителю энергии и стоимость услуг по ее передаче и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителю.

58. Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям, устанавливаются регулирующим органом одновременно в 3 вариантах:

- 1) одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость 1 киловатт-часа поставляемой электрической энергии;
- 2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии и ставку за 1 киловатт установленной генерирующей мощности;
- 3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Потребители, в том числе покупающие часть электрической энергии в секторе свободной торговли, самостоятельно выбирают для проведения расчетов за электрическую энергию один из указанных вариантов тарифа, уведомив об этом организацию, поставляющую ему электрическую энергию, не менее чем за месяц до вступления в установленном порядке в силу указанных тарифов. При отсутствии такого уведомления расчет за электрическую энер-

гию (если иное не будет установлено по взаимному соглашению сторон) производится по варианту тарифа, действовавшему в период, предшествующий расчетному. В расчетном периоде регулирования не допускается изменение варианта тарифа, если иное не будет установлено по взаимному соглашению сторон.

Потребители, покупающие часть электрической энергии в секторе свободной торговли, производят расчеты за электрическую энергию (мощность), купленную на розничном рынке, по тарифам, установленным для данных потребителей в соответствии с настоящим пунктом.

59. Дифференциация тарифов по группам (категориям) потребителей электрической энергии (мощности) должна отражать различия в стоимости производства, передачи и сбыта электрической энергии для групп потребителей и производиться исходя из следующих критериев:

- 1) величина присоединенной (заявленной) мощности потребителей электрической энергии;
- 2) режим использования потребителями электрической мощности;
- 3) категория надежности электроснабжения;
- 4) уровни напряжения электрической сети;
- 5) иные критерии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются в расчете на 1 гигакалорию отдельно по потребителям, получающим горячую воду и пар, с дифференциацией по параметрам давления пара.

Федеральная служба по тарифам утверждает методические указания по формированию групп (категорий) потребителей электрической и тепловой энергии и применению указанных критериев.

Тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, дифференцированные регулирующим органом по группам потребителей, должны обеспечивать получение в расчетном периоде регулирования указанными организациями необходимой валовой выручки.

Не допускается дифференциация тарифов на электрическую энергию (мощность) для потребителей в зависимости от их участия (неучастия) в секторе свободной торговли.

60. На розничном рынке для целей определения регулируемых тарифов на электрическую и тепловую энергию (мощность), отпускаемую энергоснабжающими (энергосбытовыми) организациями другим энергоснабжающим (энергосбытовым) организациям, последние рассматриваются в качестве потребителей, в отношении которых действуют положения пункта 59 настоящего документа.

61. На розничном рынке при расчетах по двусторонним (в том числе долгосрочным) договорам купли-продажи электрической (тепловой) энергии (мощности) применяются тарифы, устанавливаемые в соответствии с пунктами 53 и 54 настоящего документа.

62. На розничном рынке для определения размера оплаты электрической энергии, потребленной сверх количества, установленного договором, а также для определения стоимости отклонений участников сектора свободной торговли, не являющихся участниками регулируемого сектора, применяются тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, утверждаемые органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов. При этом применяются повышающие (понижающие) коэффициенты, рассчитанные в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

VI. Особенности ценообразования в отношении услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность

63. В отношении услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, Федеральная служба по тарифам устанавливает:

- 1) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети;*63.1)
- 2) предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям;
- 3) тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;*63.3)
- 4) размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;
- 5) тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);
- 6) цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности;
- 7) размер платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.*63.7)

Федеральная служба по тарифам утверждает методические указания по расчету (определению) указанных тарифов и размеров платы.

64. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям определяются путем деления необходимой валовой выручки организаций, оказывающих данные услуги (в том числе с привлечением других организаций), на суммарную

присоединенную (заявленную) мощность потребителей услуг в расчетном периоде регулирования и дифференцируются по уровням напряжения и иным критериям, установленным законодательством Российской Федерации, в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам (абзац в редакции, введенной в действие с 27 января 2005 года постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2004 года N 893, - см. предыдущую редакцию).

В качестве базы для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети в переходный период реформирования в электроэнергетике используются объем отпуска электрической энергии потребителям и величина присоединенной (заявленной) мощности потребителей (абзац дополнительно включен с 27 января 2005 года постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2004 года № 893).

В указанных тарифах учитываются расходы на оплату нормативных технологических потерь, не включенных в тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность), в целях компенсации экономически обоснованных расходов организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии, на покупку электрической энергии в объемах, необходимых для покрытия нормативных технологических потерь. Нормативы технологических потерь утверждаются Министерством энергетики Российской Федерации.

Учет указанных расходов в тарифах на услуги по передаче электрической энергии осуществляется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

65. Предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям устанавливаются Федеральной службой по тарифам для каждого субъекта Российской Федерации и дифференцируются по уровням напряжения.

Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в рамках указанных предельных уровней устанавливают тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям для организаций, оказывающих данные услуги на территории соответствующего субъекта Российской Федерации.

66. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии устанавливаются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в соответст-

вии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

67. Расчет тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению и определению размера ответственности субъектов оперативно-диспетчерского управления за причинение ущерба субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии в соответствии с пунктом 3 статьи 18 Федерального закона «Об электроэнергетике» и включаемых в состав платы за услуги системного оператора по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, осуществляется на основании методических указаний, утверждаемых Федеральной службой по тарифам. *67)

Указанные средства имеют строго целевое назначение и могут расходоваться только на уплату страховых взносов страховщику в связи с осуществлением страхования риска ответственности за причинение ущерба субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии.

68. Размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России рассчитывается исходя из обеспечения получения организацией, оказывающей данные услуги субъектам оптового рынка (за исключением концерна «Росэнергоатом»), необходимой валовой выручки, с определением расходов отдельно по каждой из указанных услуг.

Порядок и условия оплаты указанных услуг утверждаются Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерством энергетики Российской Федерации.

69. Услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) оказываются организацией, осуществляющей определенные законодательством Российской Федерации функции администратора торговой системы оптового рынка.

Тариф на указанные услуги может рассчитываться отдельно для регулируемого сектора и сектора свободной торговли. Стоимость указанных услуг оплачивается поставщиками и покупателями пропорционально объемам электрической энергии, проданной и купленной в каждом секторе оптового рынка.

Особенности расчета данного тарифа устанавливаются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

70. Цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности, оказываемые субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с управляемой нагрузкой, рассчитываются в

соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

71. Плата за технологическое присоединение к электрическим сетям производится организациями (физическими лицами), подавшими заявку на выдачу технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям в сетевую организацию, имеющую на праве собственности или на ином законном основании соответствующие объекты электросетевого хозяйства.

При наличии технической возможности технологического присоединения к электрическим сетям в размер платы за присоединение включаются средства для компенсации расходов сетевой организации на проведение мероприятий по технологическому

присоединению нового объекта к электрическим сетям.

Указанные мероприятия осуществляются в установленном порядке организацией, к объектам электросетевого хозяйства которой производится технологическое присоединение, и (или) потребителями (в том числе с привлечением специализированных организаций).

Размер платы за технологическое присоединение к электрическим сетям определяется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства.

УТВЕРЖДЕНЫ
постановлением Правительства
Российской Федерации
от 26 февраля 2004 года N 109

ПРАВИЛА государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации (с изменениями на 11 ноября 2005 года)

Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2004 года № 893 в тексте настоящих Правил с 27 января 2005 года слова: «Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации» в соответствующем падеже заменены словами: «Федеральная служба по тарифам» в соответствующем падеже.

1. Настоящие Правила, разработанные во исполнение статьи 5 Федерального закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», определяют основания и порядок установления тарифов на электрическую и тепловую энергию, предусмотренный Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утверждаемыми Правительством Российской Федерации (далее - Основы ценообразования).

2. Термины, используемые в настоящих Правилах, имеют значение, указанное в Основах ценообразования.

3. На основании одобренного Правительством Российской Федерации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на очередной год, а также предложений и материалов, указанных в пунктах 9-11 настоящих Правил, Федеральная служба по тарифам устанавливает до принятия Государственной Думой Федерального Собрания

Российской Федерации в первом чтении проекта федерального закона о федеральном бюджете на очередной год тарифы на электрическую и тепловую энергию и (или) их предельные уровни (далее - тарифы и (или) их предельные уровни) с учетом пунктов 40, 41, 53 и 63 Основ ценообразования.

4. На основании тарифов и (или) их предельных уровней, установленных Федеральной службой по тарифам, органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов до принятия закона о бюджете субъекта Российской Федерации на очередной финансовый год устанавливают тарифы, указанные в пунктах 54, 64 и 65 Основ ценообразования, на розничном рынке.

5. При установлении тарифов на очередной период регулирования регулирующей орган может проводить в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, проверки хозяйственной деятельности организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, в части обоснованности величины тарифов и правильности их применения.

6. Тарифы и (или) их предельные уровни вводятся в действие с начала очередного года на срок не менее одного года.

Действие настоящего пункта не распространяется на решения регулирующих органов, направленные на приведение ранее принятых решений об установлении тарифов или их предельных уровней в соответствие с законодательством Российской Федерации, а также на решения регулирующих органов об установлении тарифов для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование тарифов (абзац дополнительно включен с 27 января 2005 года постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2004 года № 893).

7. Установление тарифов и (или) предельных уровней производится регулирующими органами путем рассмотрения соответствующих дел.

8. Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, до 15 мая года, предшествующего периоду регулирования, представляют в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов обоснованные предложения об установлении предельных уровней тарифов в соответствии с Основами ценообразования.

9. Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов до 1 июня года, предшествующего периоду регулирования, представляют в Федеральную службу по тарифам обоснованные предложения об установлении предельных уровней тарифов в соответствии с Основами ценообразования.

Дело об установлении предельных уровней тарифов в субъектах Российской Федерации открывается с 15 июня года, предшествующего периоду регулирования.

10. Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, для открытия дела об установлении тарифов представляют до 1 июля года, предшествующего периоду регулирования, в соответствующий регулирующий орган следующие материалы:

- 1) баланс электрической энергии;
- 2) баланс электрической мощности;
- 3) баланс спроса и предложения в отношении тепловой энергии;
- 4) баланс тепловой мощности;
- 5) бухгалтерская и статистическая отчетность за предшествующий период регулирования;
- 6) расчет полезного отпуска электрической и тепловой энергии с обоснованием размера расхода электрической энергии на собственные и производственные нужды и на передачу (потери) по сетям;
- 7) данные о структуре и ценах потребляемого топлива с учетом перевозки;

8) расчет расходов и необходимой валовой выручки от регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета), разработанного в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам;

9) расчет тарифов на отдельные услуги, оказываемые на рынках электрической и тепловой энергии;*10.1.9)

10) инвестиционная программа (проект инвестиционной программы) с обоснованием потребности в средствах, необходимых для прямого финансирования и обслуживания заемного капитала;

11) оценка выпадающих или дополнительно полученных в предшествующий период регулирования доходов, которые были выявлены на основании официальной статистической и бухгалтерской отчетности или результатов проверки хозяйственной деятельности организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование тарифов, тарифы на очередной и текущий периоды регулирования рассчитываются независимо от сроков подачи материалов. При этом сроки рассмотрения регулирующим органом указанных материалов не должны превышать сроков, установленных в пунктах 13 и 16 настоящих Правил (абзац дополнительно включен с 27 января 2005 года постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2004 года № 893).

11. Производители энергии - поставщики оптового рынка вместо материалов, указанных в подпунктах 1-4 пункта 10 настоящих Правил, представляют в регулирующий орган сведения о включенных в сводный баланс объемах производства электрической и тепловой энергии и величине установленной, максимально доступной и рабочей генерирующей мощности.

В случае получения поставщиками электрической энергии (мощности), осуществлявшими свою деятельность на розничном рынке, права на участие в регулируемом секторе оптового рынка в текущем периоде регулирования Федеральная служба по тарифам может включать в сводный баланс в отношении указанных поставщиков объемы производства и поставки электрической энергии (мощности) и устанавливать для них тарифы, равные соответствующим объемам и тарифам, установленным для таких поставщиков органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, без открытия дела об установлении тарифов (абзац дополнительно

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

включен с 15 ноября 2005 года постановлением Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2005 года № 676).

Тарифы для получившего право на участие в регулируемом секторе в текущем периоде регулирования покупателя (поставщика), который приобрел в порядке правопреемства энергопринимающие устройства (генерирующее оборудование), ранее принадлежавшие участнику регулируемого сектора оптового рынка, могут устанавливаться в размере, равном тарифам, установленным для участника регулируемого сектора, правопреемником которого он является, без открытия дела об установлении тарифов (абзац дополнительно включен с 15 ноября 2005 года постановлением Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2005 года № 676).

Тарифы для получившего право на участие в регулируемом секторе оптового рынка в текущем периоде регулирования поставщика, который приобрел генерирующее оборудование, ранее принадлежавшее поставщику электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе, и (или) право продажи электрической энергии (мощности), производимой на указанном оборудовании, могут устанавливаться в размере, равном тарифам, установленным для участника регулируемого сектора оптового рынка, владевшего данным оборудованием (распоряжавшегося соответствующей электрической энергией (мощностью) по соответствующим точкам (группам точек) поставки, без открытия дела об установлении тарифов (абзац дополнительно включен с 15 ноября 2005 года постановлением Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2005 года № 676).

12. Регулирующий орган вправе не позднее 20 июля года, предшествующего периоду регулирования, запросить дополнительные материалы, указав форму их представления и требования к ним, а организации, осуществляющие регулируемую деятельность, обязаны их представить в 2-недельный срок со дня поступления запроса.

Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, вправе представить по своему усмотрению дополнительные материалы не позднее 20 июля года, предшествующего периоду регулирования.

13. Материалы, предусмотренные пунктами 10 и 11 настоящих Правил, регистрируются регулирующим органом в день получения (с присвоением регистрационного номера, указанием даты и времени получения) и помечаются специальным штампом.

Регулирующий орган в 2-недельный срок с даты регистрации проводит анализ указанных материалов и направляет организации, осуществляющей ре-

гулируемую деятельность, извещение об открытии дела об установлении тарифов с указанием должности, фамилии, имени и отчества лица, назначенного уполномоченным по делу.

14. В случае применения регулирующими органами метода индексации дело об установлении тарифов не открывается.*14)

15. Федеральная служба по тарифам утверждает регламент рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, предусматривающий порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, а также порядок согласования решений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов об установлении тарифов, превышающих предельный уровень, установленный в соответствии с Основами ценообразования.*15)

16. Регулирующий орган проводит экспертизу предложений об установлении тарифов и (или) их предельных уровней. Срок проведения экспертизы устанавливается регулирующим органом, но не может превышать один месяц. Регулирующий орган назначает экспертов из числа своих сотрудников. В случаях, определяемых регламентом рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, регулирующий орган может принять решение о проведении экспертизы сторонними организациями (физическими лицами).

Порядок проведения экспертизы и отбора организаций (физических лиц), привлекаемых для проведения экспертизы, утверждается Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства.

К делу об установлении тарифов и (или) их предельных уровней приобщается экспертное заключение, а также экспертные заключения, представленные организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, потребителями и (или) иными заинтересованными организациями. Эти экспертные заключения являются дополнительными материалами и представляются в регулирующий орган в срок, предусмотренный пунктом 12 настоящих Правил.

17. Экспертное заключение помимо общих мотивированных выводов и рекомендаций должно содержать:

- 1) оценку достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов и (или) их предельных уровней;
- 2) оценку финансового состояния организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (по общепринятым показателям);

- 3) анализ основных технико-экономических показателей, определяемых регулирующим органом, за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования;
- 4) анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов;
- 5) анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность;
- 6) сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования;
- 7) анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов и (или) их предельных уровней.

18. Решение об установлении тарифов и (или) их предельных уровней принимается на заседании правления (коллегии) регулирующего органа.

Организация, осуществляющая регулируемую деятельность, за 10 дней до рассмотрения дела об установлении тарифов и (или) их предельных уровней извещается (с подтверждением получения извещения) о дате, времени и месте заседания правления (коллегии), а не позднее чем за один день до заседания должна быть ознакомлена с его материалами, включая проект постановления.

19. Заседание правления (коллегии) регулирующего органа по рассмотрению дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней является открытым и считается правомочным, если в нем участвуют более половины членов правления (коллегии).

В случае отсутствия на заседании по уважительной причине официальных представителей организации, осуществляющей регулируемую деятельность, рассмотрение может быть отложено на срок, определяемый правлением (коллегией). В случае повторного отсутствия указанных представителей рассмотрение дела проводится без их участия.

Протокол заседания утверждается председательствующим (далее - протокол).

20. Заседание правления (коллегии) регулирующего органа по рассмотрению дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней проводится в соответствии с регламентом, утверждаемым Федеральной службой по тарифам.

21. Постановление регулирующего органа принимается по форме, утверждаемой Федеральной службой по тарифам, и включает в себя: величину тарифов и (или) их предельных уровней с разбивкой по категориям (группам) потребителей; даты введения в действие тарифов и (или) их предельных уровней;

сроки действия тарифов и (или) их предельных уровней с календарной разбивкой.

В протоколе, являющемся неотъемлемой частью решения об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, указываются основные экономические показатели расчетного периода регулирования, объем необходимой валовой выручки и основные статьи расходов по регулируемым видам деятельности в соответствии с Основами ценообразования.

22. Основания, по которым отказано во включении в тарифы отдельных расходов, предложенных организацией, осуществляющей регулируемую деятельность, указываются в протоколе.

23. Решение регулирующего органа об установлении тарифов и (или) их предельных уровней доводится до организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, в недельный срок.

Постановление регулирующего органа об установлении тарифов и (или) их предельных уровней публикуется в установленном порядке.

24. Разногласия, связанные с установлением тарифов и (или) их предельных уровней, рассматриваются Федеральной службой по тарифам в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

25. Решение об установлении тарифов и (или) их предельных уровней обратной силы не имеет.

26. Применение льготных тарифов на электрическую и тепловую энергию допускается при наличии соответствующего решения регулирующего органа, согласованного в установленном порядке с Министерством Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства, в котором указаны потребители (группы потребителей), в отношении которых законодательно установлено право на льготы, основания для предоставления льгот и порядок компенсации выпадающих доходов энергоснабжающих (энергосбытовых) организаций.

Списки потребителей электрической и тепловой энергии, имеющих право на льготы (за исключением физических лиц), подлежат опубликованию в установленном порядке.

Редакция документа с учетом изменений и дополнений подготовлена юридическим бюро «КОДЕКС»

