

# ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ  
ЖУРНАЛ



№2/2006

# СОДЕРЖАНИЕ

|  |           |
|--|-----------|
| <b>НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ</b>  | <b>4</b>  |
| <b>ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ</b>  | <b>11</b> |
| Кому доверить генподряд?   | 11        |
| <b>РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ</b>   | <b>13</b> |
| К вопросу об эффективности<br>и надежности новых устройств РЗА   | 13        |
| <b>ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО</b>  | <b>18</b> |
| Современные типы кабелей, используемых<br>при проектировании новых и реконструкции действующих<br>систем электроснабжения объектов различного назначения | 18        |
| Методика проведения испытаний, измерений<br>сопротивления изоляции силовых и контрольных<br>кабелей напряжением до 1000 В                                | 23        |
| Автоматические выключатели – основные понятия  | 30        |
| Автономное энергоснабжение предприятий<br>нефтегазовой отрасли   | 40        |
| <b>ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ</b>  | <b>43</b> |
| Полимерные трубы. Классификация и назначение   | 43        |
| Обзор систем водоподготовки  | 47        |
| Некоторые итоги по результатам<br>сравнительных испытаний теплосчетчиков   | 50        |
| <b>ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ</b>  | <b>54</b> |
| Модернизация и ремонт центробежных<br>компрессоров промышленных предприятий  | 54        |
| <b>ДИАГНОСТИКА</b>   | <b>58</b> |
| Общий обзор отечественных приборов<br>вибрационного контроля для начинающих специалистов   | 58        |
| <b>ОБМЕН ОПЫТОМ</b>  | <b>62</b> |
| Опыт создания крупномасштабной<br>распределенной системы управления<br>теплоэнергетическим оборудованием   | 62        |

## ЖУРНАЛ

### «ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК» №2/2006

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  
электроснабжения 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 электроснабжения 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 №



При подготовке материалов данного номера были использованы материалы изданий: [www.stroing.ru](http://www.stroing.ru); [www.entechmach.com](http://www.entechmach.com); Журнал «НЕФТЕГАЗ»; [www.krug2000.ru](http://www.krug2000.ru); [www.vibrocenter.ru](http://www.vibrocenter.ru); Журнал «Техника без опасности»; <http://nakipinet.ru>; Журнал Измерение.RU; Журнал «Нефтегазовая вертикаль»; [www.esco3e.ru](http://www.esco3e.ru); журнал «CADmaster»

## ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

67

Некоторые технико-экономические оценки при внедрении тепловых насосов в промышленности

67

## ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

73

Современные методы экономии энергетических ресурсов путем создания систем управления энергохозяйством на базе преобразователей частоты

73

## SOFT

77

Ремонт и реконструкция тепловой изоляции с использованием программы «Изоляция»

77

## ВОПРОС-ОТВЕТ

81

## СПРАВОЧНИК ЭНЕРГЕТИКА

84

Назначение, классификация и маркировка котельных агрегатов

84

## ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

88

Обеспечение электробезопасности в условиях наличия наведенного напряжения

88

## КНИЖНАЯ ПОЛКА

92

## НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

93

Постановление Правительства РФ «О внесении изменений в постановления Правительства Российской Федерации по вопросам участия в регулируемом секторе оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода»

93

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

99

## ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ В 2006 ГОДУ ВЫРАСТУТ НА 2% – ГЛАВА КЭС К ВЛАДИМИР НЕЧИТАЙЛОВ

Тарифы на электроэнергию в 2006 году вырастут на 1–2%, - сообщил на пресс-конференции генеральный директор ООО «КЭС-Мультиэнергетика» Владимир Нечитайлов.

Причиной роста тарифов, по его словам, является реализация инвестиционной программы по замене приборов учета электроэнергии. Эту программу разработали специалисты ОАО «Региональная сетевая компания». Она предусматривает два варианта привлечения средств для замены электроприборов учета. В первом случае специалисты Региональной энергетической комиссии закладывают в тариф сумму, необходимую на замену, ремонт и обслуживание счетчиков. Во втором случае необходимые средства по замене счетчиков закладываются РЭК в статью расходов энергетической компании. При введении отдельной строки расходов все счетчики будут переданы в собственность энергетической компании.

Генеральный директор КЭС отметил, что какой бы вариант решения проблемы потери электроэнергии не приняли специалисты РЭК, тарифы все равно повысятся. Однако после этого энергетики предпримут все меры по сдерживанию роста цен на электроэнергию.

Стоимость данного проекта составляет около 150 миллионов рублей. В настоящее время проект рассматривается специалистами РЭК.

*Интерфакс*

## ОТ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ СОБСТВЕННОЙ ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ «НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ» ПОЛУЧИЛ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ В 607 МЛН. РУБЛЕЙ

ОАО «Нижнекамскнефтехим» в рамках собственной программы энергосбережения с 2000 по 2005 гг. провело 404 энергосберегающих мероприя-

тия с экономическим эффектом 607 млн. рублей, сообщил генеральный директор предприятия Владимир Бусыгин.

Было сэкономлено 1,5 млн. Гкал тепловой энергии, 109 млн. кВт/ч электрической энергии, 75 тыс. т условного топлива. Выполнение программы позволило уменьшить затраты на приобретение энергоресурсов со стороны, ежегодно снижать удельные нормы расхода энергоресурсов. Доля энергозатрат в себестоимости товарной продукции за 9 месяцев 2005 года снизилась с 21,1% до 18,2%.

Напомним, что ОАО «Нижнекамскнефтехим» первым среди промышленных предприятий Татарстана в 2000 году провело энергоаудит. Была разработана программа развития энергопотребления, энергосбережения на 2000 – 2005 гг.

В программе были заложены мероприятия, требующие больших материальных затрат, но при этом обеспечивающие значительное снижение энергопотребления. Ее основные направления – совершенствование существующих энергосберегающих технологий, внедрение новых, реконструкция и модернизация технологического оборудования, рациональное использование вторичных энергоресурсов, внедрение информационных систем учета энергопотребления.

В рамках программы планируется завершение проекта по модернизации завода этилена и изопренового каучука. В результате модернизации снизится удельное потребление энергоносителей с одновременным увеличением технологических мощностей производства. Программой предусматривается строительство 4 установок по генерации энергии на базе газотурбинных технологий, обеспечивающих получение двух видов энергии при сжигании газа. Совместно с ОАО «Татэнерго» разработан проект реконструкции Нижнекамской ТЭЦ-1 на базе газотурбинной технологии. В мае 2004 года заключен контракт с компанией «General Electric» на поставку трех турбогенераторов мощностью по 25 мегаватт. В июне 2005 года строительные работы были начаты, пуск блока наме-

чен на ноябрь 2006 года. С вводом в эксплуатацию газотурбинного блока обеспечивается ежегодная выработка 590 млн. кВт/ч электрической энергии и свыше 1 млн. Гкал тепловой энергии, что даст снижение энергозатрат на сумму 437 млн. рублей. В дальнейшем в рамках совместного предприятия «Нефтехимэнерго» с участием «Нижнекамскнефтехима», группы компаний «ТАИФ», «Татэнерго» предусмотрен второй этап модернизации Нижнекамской ТЭЦ со строительством парагазового блока ПГУ 280.

Новые производства на ОАО «Нижнекамскнефтехим» строятся с экономичным потреблением энергоресурсов. Примером могут быть производства галобутилкаучуков, полистирола, полипропилена, где энергозатраты в себестоимости товарной продукции составят не более 2,5%. На заводе изопрена заканчивается освоение процесса одностадийного синтеза изопрена. За счет внедрения новой технологии будет достигнуто снижение потребления тепловой энергии до 1 млн. Гкал в год. Одним из значительных проектов развития компании до 2008 года является проект модернизации и расширения производства этилена. Производительность завода этилена по выпуску основных продуктов – этилена и пропилена увеличится без существенного увеличения энергопотребления, что отразится на снижении удельных норм расхода энергоресурсов по тепловой энергии – на 64%, по электроэнергии – на 6%, по топливному газу – на 93%.

Программа энергосбережения на 2006-2010 гг. предусматривает 111 энергосберегающих мероприятий с экономическим эффектом 757 млн. рублей. Планируется сэкономить 2 млн. Гкал тепловой энергии, 94 млн. кВт/ч электроэнергии, 32 тыс. т условного топлива.

*Евгения Газизова*

## СЕРТИФИКАТЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ВВОДЯТСЯ В РОССИИ

Подавать электроэнергию потребителям с 1 января 2006 года все энергосбытовые организации страны должны будут, только имея сертификат качест-

ва своей продукции. Соответствующее постановление принято Правительством России. Организацию работы в новых условиях обсуждали на семинаре в Туле представители энергоснабжающих организаций нескольких субъектов Федерации.

Правила, процедура и порядок проведения предстоящей сертификации качества электрической энергии вызвали немало вопросов у руководителей энергосберегающих организаций Тульской, Калужской, Курской, Псковской, Тамбовской, Брянской, Смоленской областей и Москвы. Ужесточение контроля за качеством предоставляемой электрической энергии потребителям является целью проведения сертификации.

По словам директора АНО «Центр сертификации» Тульской Торгово-промышленной палаты Николая Пантелеева, энергоснабжающим организациям придется делать капиталовложения для того, чтобы обновить свой парк. Лишь при наличии сертификата, подтверждающего качество поставляемой электроэнергии, сбытовые организации могут получить лицензии на подачу ее потребителям.

«Эта лицензия, – говорит начальник отдела по надзору за энергоснабжающими организациями Управления Ростехнадзора по Тульской области Евгений Гальгин, – подтверждает, что электрическая энергия, как товар, соответствует государственному стандарту». Скажется ли проведение сертификации на цене электроэнергии, пока сказать уверенно никто не берется.

*Елена Задорожная*

## МОСКОВСКИМ СТРОИТЕЛЯМ ДАДУТ 10 НОВЫХ ЭЛЕКТРОПОДСТАНЦИЙ

Для нужд жилищного строительства в 2006-2007 годах в Москве возведут 10 и реконструируют 11 электроподстанций, сообщает "Интерфакс" со ссылкой на анонимный источник в городской администрации.

По словам источника, мэр Москвы Юрий Лужков подписал масштабную программу «О мерах по обеспечению электроснабжением объектов жилищ-

ного строительства на 2006-2007 годы и задачах на 2008-2010 годы». Согласно этой программе на строительство 6 новых подстанций городские власти выделят 6,7 миллиарда рублей, а остальные подстанции будут возведены или реконструированы за счет «Мосэнерго». Кроме того, в 2008-2010 годах предполагается построить и реконструировать 17 электроподстанций. В связи с этим на проведение проектных работ до конца текущего года будет выделено 854 миллиона рублей из городского бюджета.

Новая программа подготовлена совместными усилиями городских властей и «Мосэнерго», рассказал пресс-секретарь компании Василий Захаров. В свою очередь, в департаменте топливно-энергетического хозяйства сообщили, что потребление электроэнергии в столице увеличивается ежегодно на 4-5 процентов. При этом, по мнению источника в департаменте, «рост потребления во многом связан с жилищным, коммунально-бытовым и другими видами строительства».

О необходимости увеличения энергетических мощностей также заявил руководитель столичного стройкомплекса Владимир Ресин. По его словам, в настоящее время «и промышленность, и строительство в городе опережают модернизацию энергетики». «Чтобы избежать серьезных проблем, в столице предстоит серьезное переоснащение энергетического комплекса», – сказал чиновник.

Техническими заказчиками строительства новых подстанций станут ОАО «Москапстрой» и «Московское агентство по энергосбережению».

*Интерфакс*

## НА РЕКЕ БЕШЕНКА ВВЕДЕНА В ПРОБНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ МАЛАЯ ГЭС

Завершила работу государственная комиссия по вводу в пробную промышленную эксплуатацию Малой ГЭС на реке Бешенка. Станция принята без замечаний и с 1 декабря начала вырабатывать первые киловатт часы электроэнергии.

Как и другие гидроэлектростанции ОАО «Кубаньэнерго», Малая ГЭС на реке Бешенка состоит из машинного

зала, деривационного трубопровода длиной более двух тысяч метров и головного узла. На станции расположен один гидроагрегат мощностью полтора мегаватта.

Малая ГЭС на реке Бешенка находится в поселке Красная поляна (город Сочи). В мае 2005 года она была передана на баланс филиала ОАО «Кубаньэнерго» «Кубанская генерация». С этого времени началась завершающая стадия по доведению гидроэлектростанции до работы в автоматическом режиме.

По словам заместителя главного инженера по эксплуатации ГЭС Владимира Любича, за полгода специалисты филиала «Кубанская генерация» при помощи подрядных организаций «Краснодарэнергоремонт» и ЗАО «Гидромонтаж» завершили строительство головного узла станции, антикоррозийную покраску напорного трубопровода, смонтировали и наладили автоматику регулирования по уровню, устранили замечания предписаний надзорных органов, разработали и утвердили в Ростехнадзоре критерии и декларацию безопасности гидросооружений.

Несмотря на то, что установленная мощность Малой ГЭС на реке Бешенка всего полтора мегаватта, это существенный шаг на пути обеспечения надежного энергоснабжения курорта Красная поляна и удовлетворения его возрастающих потребностей в электрической энергии.

*Пресс-служба ОАО «Кубаньэнерго»*

## ТАТНЕФТЬ В РЕЗУЛЬТАТЕ 6-ЛЕТНЕЙ ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ СОКРАТИЛА ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НА 25,4% ВМЕСТО 9,8% ПО ПЛАНУ.

ОАО «Татнефть» в результате реализации своей 6-летней программы энергосбережения, принятой в 2000 году, сократило потребление энергоресурсов на 25,4% вместо 9,8% по плану. Как сообщил корреспонденту АК&М первый замгендиректора – главный инженер Татнефти Наиль Ибрагимов, всего за эти годы сэкономлено 573,2

тыс. т условного топлива, тогда как потреблено 5,39 млн. т. В то же время добыча нефти возросла на 1,5%. Данная экономия сопоставима с энергопотреблением одного нефтегазодобывающего управления компании.

Наибольший вклад в экономию энергоресурсов достигнут за счет совершенствования системы поддержания пластового давления, в том числе путем внедрения насосно-компрессорных труб с внутренним полимерным покрытием», и других. На это направление пришлось 32 процента экономии. Также ведущими направлениями остаются совершенствование системы разработки месторождений, технологии добычи нефти, системы учета энергетических ресурсов.

Электроэнергии за 6 лет потреблено на 5,39 млн. т условного топлива, сэкономлено – на 30,7 тыс. т условного топлива. Это достигнуто, в основном, за счет оптимизации мощности основного энергетического оборудования. В котельно-печном отоплении потреблено 2,2 млн. т условного топлива, сэкономлено 352,35 тыс. т условного топлива благодаря оптимизации работы котельных и улучшению теплоизоляции. ГСМ потреблено 620,5 тыс. т условного топлива, сэкономлено 190,112 тыс. т условного топлива – за счет уменьшения потребления на единицу техники и контроля топливной аппаратуры.

«АК&М»

## ЗАВОЛЖСКИЙ МОТОРНЫЙ ЗАВОД В 2006 Г. МОЖЕТ НАЧАТЬ ЗАКУПАТЬ ЭНЕРГИЮ У АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ПОСТАВЩИКОВ

ОАО «Заволжский моторный завод» (ЗМЗ, входит в холдинг ОАО «Северсталь-авто») рассматривает возможность закупки в 2006 году энергоресурсов у альтернативных поставщиков. Об этом агентству «НТА-Приволжье» сообщили в пресс-службе предприятия.

По словам собеседника агентства, предприятие намерено определить поставщика энергоресурсов на тендере. Причем рассматриваются варианты со-

трудничества с региональным поставщиком энергии.

Сейчас ЗМЗ закупает электроэнергию у ОАО «Нижегородская сбытовая компания» (НСК, выделена из ОАО «Нижевоэнерго»).

НТА-Приволжье

## СТРОИТЕЛЬНЫМ ОРГАНИЗАЦИЯМ, ИСПОЛЗУЮЩИМ ПЕРЕДВИЖНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, БУДУТ КОМПЕНСИРОВАТЬ СВЕРХНОРМАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

Городские власти Москвы будут компенсировать строительным организациям сверхнормативные расходы, которые могут возникнуть при использовании на стройках передвижных электростанций.

Как сообщил «Интерфаксу» источник в городской администрации, соответствующее распоряжение подписал мэр Юрий Лужков.

По словам собеседника агентства, «возросшие в последние годы объемы строительства жилых домов затруднили получение в энергоснабжающих организациях технических условий на подключение стройплощадок к стационарным источникам энергии. Поэтому мы разрешили строительным организациям в случае необходимости предусматривать в заданиях на проектирование и разрабатываемую проектно-сметную документацию использование передвижных электростанций».

В то же время собеседник агентства подчеркнул, что «передвижные электростанции действуют на многих стройках уже сейчас и затраты на их работу не включены в проектно-сметную документацию. В этом случае строителям необходимо посчитать разницу между затратами на потребление электроэнергии от передвижных электростанций и затратами, которые могли бы возникнуть от использования стационарного источника электропитания. Затем эту разницу необходимо согласовать с городскими службами».

«Если в городских службах это согласование получит одобрение, то департамент экономической политики и развития города, а также департамент

жилищной политики и жилищного фонда должны будут компенсировать эту разницу», – рассказали в горадминистрации.

## НА ПРЕДПРИЯТИЯХ СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ БУДЕТ РЕШЕНА ПРОБЛЕМА ДЕФИЦИТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Для решения проблемы дефицита электроэнергии на промышленных узлах Свердловской области будут введены в эксплуатацию новые энергетические объекты, – сообщили АПИ в пресс-службе министерства промышленности, энергетики и науки Свердловской области.

Такое решение было принято на совещании с руководством Свердловского регионального диспетчерского управления под председательством заместителя министра промышленности, энергетики и науки Свердловской области Виталия Угарова.

Как подчеркнул замминистра, в Серово-Богословском узле планируется установка второй автотрансформаторной группы на подстанции «БАЗ» и сооружение межрегиональной высоковольтной линии «Северная-БАЗ», ввод которой намечен на 2010 год. Ввод в эксплуатацию высоковольтной линии позволит передавать в Серово-Богословский район ежегодно до 3 миллиардов кВтч электроэнергии из Пермской энергосистемы.

В апреле 2006 года намечен пуск переключющего пункта «Сосьва» и высоковольтной линии «Сосьва-Электросталь» для обеспечения электроэнергией ОАО «Металлургический завод им. А.К. Серова».

Кроме того, в Каменске-Уральском районе необходимо усиление сети 220 кВ. В связи с этим намечается сооружение переключющего пункта «Рефтинский». В Первоуральско-Ревдинском промышленном узле для снижения загрузки сетей 20 и 500 кВ планируется строительство подстанции «Емеино».

Специалистами министерства и энергетиками на совещании было отмечено, что для обеспечения устойчивой работы энергетического рынка в

Свердловской области необходимо создать комиссию по координации работы региональной энергетики.

## ПЛАТУ ЗА ПРИСОЕДИНЕНИЕ К ЭЛЕКТРОСЕТЯМ БУДУТ ВЗИМАТЬ ПРЕДСТАВИТЕЛИ СУБЪЕКТОВ РФ

Взимание с потребителей платы за присоединение к электросетям и полномочия по определению размера этой платы РАО «ЕЭС России» предлагает законодательно закрепить за субъектами РФ, – сообщил технический директор РАО ЕЭС Борис Вайнзихер. Такое заявление было сделано на заседании межведомственной энергетической комиссии, которая прошла под председательством полпреда президента РФ в УрФО Петра Латышева.

По словам Бориса Вайнзихера, в настоящее время плата за присоединение к электросетям введена только в Санкт-Петербурге и составляет от 500 до 1 тысячи долларов США за 1 кВт.

Выступая на заседании, технический директор РАО ЕЭС обратился к полпреду президента в УрФО с просьбой содействовать на федеральном уровне в принятии данного решения, которое в настоящее время находится в компетенции Федеральной службы по тарифам РФ.

Средства, полученные от потребителей в качестве платы за присоединение к электрическим сетям, планируется направлять на развитие электрических сетей. Как сообщил генеральный директор ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Урала и Волги» Алексей Бобров, плата за присоединение потребителей к электросетям должна быть введена в 2006 году.

В Екатеринбурге существует 10-процентное отчисление на развитие инфраструктуры города, куда и включена эта самая плата, – отметил Алексей Бобров. «О размере оплаты говорить рано, но я думаю, он будет не более 10 тысяч рублей за киловатт», – сказал гендиректор МРСК.

При этом, по словам Алексея Боброва, с крупными потребителями, кото-

рые будут присоединяться к сетям подачи электроэнергии, реализуя отдельные проекты, размер платы будет обсуждаться индивидуально, по специальной схеме присоединения.

## ПРОЕКТ МОСКОВСКОГО ЗАКОНА «ОБ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИИ» ОДОБРЕН

На заседании столичным правительством был одобрен с учетом доработки законопроект «Об энергосбережении в Москве». Его представил глава Департамента топливно-энергетического хозяйства города Всеволод Плешивцев.

В ходе своего доклада В. Плешивцев призвал к принятию данного законопроекта в связи с тем, что это, по его мнению, позволит значительно снизить расходы бюджета и ликвидировать дефицит энерго мощностей. Он рассказал, что в документе предусмотрена система мер стимулирования к энергосбережению, и назвал главной его целью «создание законодательных основ городской политики в области энергосбережения, направленных на увеличение уровня ее эффективности». По словам В. Плешивцева, при разработке законопроекта был учтен анализ опыта 40 субъектов РФ в создании программ энергосбережения. Исходя из этого, слабыми сторонами таких программ можно назвать в основном отсутствие контролирующего органа и несовершенное правовое регулирование вопроса. «В проекте мы попытались учесть эти недоработки, кроме того, мы стараемся обеспечить интерес к повышению эффективности использования энергоресурсов», – отметил глава топливно-энергетического департамента. Он добавил, что в соответствии с новым документом может быть предусмотрена административная ответственность потребителей за превышение выделяемых лимитов энергопотребления. Помимо этого, В. Плешивцев заявил, что необходимо создавать и внедрять механизмы внебюджетного финансирования энергетической отрасли.

Резюмируя, глава топливно-энергетического Департамента сказал, что политика энергосбережения приведет

не только к экономии городского бюджета, но и к повышению энергобезопасности. Таким образом, московская система энергоснабжения сможет работать надежно и четко.

Позицию В. Плешивцева поддержал председатель Комиссии по городскому хозяйству МГД Степан Орлов. Он также отметил, что политику энергосбережения нужно всячески стимулировать, в том числе и путем наказания за нерациональный расход ресурсов. Помимо этого, С. Орлов выразил мнение, что государственное финансирование данной отрасли недостаточно, и необходимо привлекать к нему частный бизнес.

Также председатель Комиссии по городскому хозяйству считает, что надо учитывать экономически обоснованные затраты потребителей на электроэнергию. Кроме того, он отметил, что немаловажной задачей является работа по просвещению москвичей о целях и задачах экономии энергоресурсов.

Обсуждая законопроект, члены Московского правительства поддержали мнение, что повышение эффективности использования энергоресурсов, бесспорно, важнейшая государственная задача, и документ, вынесенный на рассмотрение, действительно нужен. Однако в нем есть ряд недоработок, которые выделил Ю. Лужков.

По мнению мэра, законопроект ориентирован только на предпринятия с долей города, тогда как он должен касаться всех энергопотребителей столицы. Помимо этого, по мнению градоначальника, в столице должна быть создана мощная нормативная база, которая позволит оценивать энергосбережение или энергоизбыточность городских предприятий.

Также Ю. Лужков затронул тему нерационального использования энергоресурсов. «Москва каждый год потребляет около 27 млрд куб. м газа, что гораздо больше, чем во многих регионах», – сказал он, подчеркнув, что при этом температура в городе порой на 2-3 градуса выше, чем там. «Мы расточительно относимся к этому ресурсу», – добавил мэр. Он также отметил, что одной из главных задач в столице является повышение коэффици-

ента полезного действия на районных теплостанциях. «Нужно резко повысить его через систему инвестиций – как бюджетных, так и внебюджетных», – сказал Ю. Лужков. Он привел цифры, согласно которым на данный момент этот коэффициент в городе составляет менее 30%. «А нам нужно – 70-75%», – постановил столичный мэр. Ю. Лужков порекомендовал комплексу городского хозяйства доработать законопроект в соответствии с замечаниями и вновь представить на рассмотрение московским властям.

ИА «Альянс Медиа»

## ОАО «МОСЭНЕРГО» ПРЕДСТАВИЛО ПРОГРАММУ ВВОДА НОВЫХ МОЩНОСТЕЙ

На пресс-конференции генерального директора ОАО «Мосэнерго» А.Я. Копсова и первого заместителя генерального директора по стратегии и корпоративной политике Д.В. Васильева, была представлена Программа развития и технического перевооружения энергетической системы московского региона на 2006 – 2020 гг.

По словам А.Я. Копсова, Программа, разработанная совместными усилиями ОАО РАО «ЕЭС России», ОАО «Мосэнерго», Правительства Москвы, Российской академии наук, отражает общий подход всех участников к развитию энергосистемы региона.

Согласно Программе до 2010 года мощность электростанций «Мосэнерго», а также электростанций, расположенных в московском регионе и входящих в структуру ОАО РАО «ЕЭС России», увеличится на 2511 МВт. Из них 1725 МВт будет получено при вводе в эксплуатацию новых энергоблоков на ТЭЦ-21, ТЭЦ-26 и ТЭЦ-27, а также новых ГТУ-ТЭЦ в Московской области. Ввод мощностей при реализации программы строительства генерирующих мощностей правительства Москвы в то же время планируется в объеме 1500 МВт. В 2010-2020 гг. мощности ОАО «Мосэнерго», а также электростанций ОАО РАО «ЕЭС России», расположенных в Московской области, увеличатся еще на 7175 МВт.

2000 МВт мощности введет в строй правительство Москвы.

При техническом перевооружении существующих мощностей планируется использование самых современных парогазовых технологий, позволяющих повысить КПД, снизить расход топлива и улучшить экологичность установок.

Для реализации Программы до 2010 года ОАО «Мосэнерго» планирует привлечь 47,2 млрд. рублей инвестиций. Из них 21 млрд. рублей – из собственных средств общества, 7,1 млрд. рублей – из кредитных средств и 20 млрд. рублей – из инвестиционных средств.

По заявлению первого заместителя генерального директора ОАО «Мосэнерго» по стратегии и корпоративной политике Д.В. Васильева, рассматриваются следующие способы финансирования Программы: доэмиссия акций общества, кредиты международных финансовых организаций, создание дочерних обществ на базе ТЭЦ и привлечение инвесторов к долевному участию в их капитале.

Реализация Программы развития и технического перевооружения энергетической системы к 2020 году удвоит генерирующие мощности ОАО «Мосэнерго» и позволит полностью удовлетворить растущий спрос на электроэнергию в Москве и Московской области.

ОАО «Мосэнерго»

## РЕФОРМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ: ПЕРЕМЕН К ЛУЧШЕМУ НЕТ

Проводимые в российской электроэнергетической отрасли реформы недостаточны, чтобы сделать ее рыночной, отвечающей передовым технологическим вызовам.

Об этом говорится в справке к парламентским слушаниям на тему «Энергетическая стратегия России: проблемы и решения», проходящим в Совете Федерации РФ.

По мнению экспертов отдела стратегического анализа, «существует ряд обстоятельств, заставляющих усомниться в успехе реформы». Отрасль, говорится в справке, остается монополизированной и непрозрачной, рост

тарифов не прекращается, частные инвестиции не идут.

Эксперты отмечают, что при существующих темпах старения и прогнозируемых темпах прироста потребления электроэнергии через несколько лет возникнет кризис генерирующих мощностей. По подсчетам РАО «ЕЭС России», ежегодный объем инвестиций, необходимых для поддержания мощности, составляет 4-4,5 млрд. долларов. В настоящее время в электроэнергетику России вкладывается около 2,4 млрд. долларов.

В целом специалисты оценивают состояние энергетической системы России как критическое: износ основных фондов в электроэнергетике достиг 70%. Износ линий электропередач только в системе РАО ЕЭС превышает 25%, подстанций - 45%, теплосетей – 90%. Ежегодный ввод в эксплуатацию новых генерирующих мощностей не превышает 0,5%. Потери в тепловых сетях составляют более 16% годового расхода топлива, КПД не превышает 30-60%.

На сегодняшний день нормативной базой для реформы электроэнергетики служат пять основных федеральных законов и постановления Правительства РФ. «Энергетическая стратегия России до 2020 года» утверждена Правительством РФ 28 августа и представляет собой, по оценке экспертов, пространный документ, требующий корректировок.

Как утверждают специалисты, реформа идет «естественным путем и корректируется с учетом выявляемых проблем». По мнению экспертов, необходимо создание национальной системы современного электроснабжения. Это должен быть «амбициозный проект, реализация которого обеспечит качественное удвоение ВВП к 2010 году». Именно такой проект и должен быть подготовлен в ближайшее время, считают участники парламентских слушаний. Его основой станут новые федеральные законы и проекты и изменения в существующих нормативных актах.

АНН

## МИНПРОМЭНЕРГО РАСЧИТЫВАЕТ, ЧТО ДВУСТОРОННИЕ ДОГОВОРА НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ БУДУТ ВВЕДЕНЫ С 1 АПРЕЛЯ 2006 Г. ЛИБО НЕМНОГО ПОЗЖЕ

Минпромэнерго РФ рассчитывает, что двусторонние договора на рынке электроэнергии будут введены с 1 апреля 2006 г. либо немного позже. Об этом сообщил журналистам глава департамента Минпромэнерго Андрей Дементьев.

По его словам, в настоящее время министерство делает все от него зависящее, чтобы позволить сформировать предпосылки, необходимые для ввода двусторонних договоров в 2006 г. Также нерешенным остается вопрос о возможности или невозможности существования пилотных проектов двусторонних долгосрочных договоров, которые могут быть введены в 2006 г. В настоящее время этот вопрос активно обсуждается.

Предполагается, что в 2006 г. участники оптового рынка электроэнергии начнут заключать двусторонние долгосрочные договора сроком 1, 3 и 5 лет. В то же время не исключена возможность, что двусторонние долгосрочные договора появятся уже в 2006 г.

*ПРАЙМ-ТАСС*

## В РФ РАЗРАБОТАЮТ ГЕНСХЕМУ РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Минпромэнерго России совместно с Росатомом, РАО ЕЭС России и заинтересованными органами исполнительной власти разработает и представит в четвертом квартале 2006 года перспективную генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 года.

«В Минпромэнерго удовлетворены итогами обсуждения энергореформы на заседании правительства», –

сообщил директор департамента структурной и инвестиционной политики в промышленности и энергетике Минпромэнерго России Андрей Дементьев по итогам заседания правительства.

По словам Дементьева, Минпромэнерго в кратчайшие сроки внесет в Правительство России проект постановления, предусматривающего преобразование регулируемого сектора оптового рынка электроэнергии в систему регулируемых договоров.

В 2006 году Минпромэнерго совместно с Минэкономразвития утвердит список «пилотных» проектов по заключению долгосрочных договоров с отдельными энергоемкими потребителями.

Решения о темпах ежегодного снижения объемов электроэнергии в регулируемых договорах будут приниматься Минэкономразвития, Минпромэнерго и Федеральной службой по тарифам (ФСТ) при подготовке прогноза макроэкономических показателей, отметил Дементьев.

Кроме того, Минэкономразвития совместно с Минпромэнерго должно будет утвердить проекты обособления объектов генерации путем размещения дополнительных эмиссий акций, продажи части пакетов акций, а также выделения в процессе реорганизации в 2006-2007 годах нескольких генерирующих компаний.

«Мы также подготовим предложения о порядке использования выделенных средств, в том числе для увеличения доли государства в федеральной сетевой компании, системном операторе и ГидроОГК», – сказал представитель Минпромэнерго России.

Он добавил, что ФСТ в первом квартале 2006 года должно регламентировать порядок установления платы за присоединение к электрическим сетям.

Начиная с 1 января 2007 года строительство и реконструкция генерирующих объектов, в том числе и на возобновляемых источниках энергии, будет включаться в тариф ГидроОГК.

«В целях ликвидации перекрестного субсидирования при подготовке федерального бюджета на 2007 год необходимо предусмотреть выделение средств на компенсацию разницы между экономически обоснованными тарифами и пониженными тарифами для регионов Дальнего Востока, а также выделение средств на компенсацию разницы между экономически обоснованными тарифами и пониженными тарифами для поставки электроэнергии населению в пределах социальной нормы», – резюмировал Дементьев.

*РИА Новости*

## ТАТНЕФТЬ И ТАТЭНЕРГО СОВЕРШЕНСТВУЮТ УЧЕТ ЭНЕРГИИ

ОАО «Татнефть» и ОАО «Татэнерго» отработывают новые принципы автоматизации учета энергии у крупных промышленных потребителей. Сейчас ведется опытная эксплуатация автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) под названием «ДИСК-110» и управления сетевым электроснабжением Татнефти на линиях напряжением 0,4-6 кВ.

Как сообщает пресс-служба ОАО «Татэнерго», этому предшествовала большая подготовительная работа, проведенная заинтересованными сторонами в 2004-2005 годах, а опытная эксплуатация должна быть завершена 21 декабря.

*«Татар-информ»*

## ГАЗПРОМ ПРЕДЛОЖИЛ УСТАНОВИТЬ ПЕРЕХОДНЫЙ ПЕРИОД ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

ОАО «Газпром» предложил ввести трехлетний переходный период для промпотребителей в рамках либерализации рынка газа. Об этом сообщил заместитель председателя Газпрома Александр Рязанов. По его словам, указанный переходный период необ-

ходим, прежде всего, для «адаптации российской промышленности» и стимулирования энергосбережения.

Позднее заместитель председателя правления Газпрома Рязанов заявил, что либерализация цен на газ для промышленных потребителей в 2006 году невозможна. Он пояснил, что холдинг получил документ за подписью премьер-министра РФ Михаила Фрадкова о создании межведомственной группы, которая займется проработкой данного вопроса. Создание комиссии затянёт реализацию предложений Газпрома о дерегулировании цен на неопределённый срок, и поэтому в 2006 году либерализация цен невозможна, считает Рязанов.

*ThermoNews.Ru*

## ЭНЕРГЕТИКИ АВТОВАЗА: РАБОТА, НУЖНАЯ ВСЕМ

22 декабря отмечался Всероссийский День энергетика. Для коллектива энергетического производства ОАО «АвтоВАЗ» это двойной праздник – 38 лет тому назад была создана энергетическая служба Волжского автозавода. 22 декабря 1993 года ей был придан статус производства. Сегодня это высокотехнологичное подразделение, уникальное по своим масштабам и разнообразию выполняемых задач, технической оснащённости и кадровому составу, насчитывающему 4 тысячи 500 специалистов самого широкого профиля.

Энергетики АвтоВАЗа успешно решают свою основную задачу – обеспечить бесперебойное энергоснабжение автозавода, целого ряда других предприятий и всего Автозаводского района – одного из крупнейших в России по количеству населения. Выполнению планов способствует грамотная эксплуатация огромного хозяйства – тысяч километров трубопроводов, линий электропередач, шинопроводов и воздуховодов, сотен тысяч единиц установленного оборудования.

Станция по обеззараживанию питьевой воды в ультрафиолетовых лучах, запущенная в ОАО «АвтоВАЗ» в 1997 году, входит в пятерку самых крупных в мире. Энергетики эксплуатируют три водозабора на 40 скважин общей производительностью более 60 тысяч кубометров в сутки, обеспечивая производство всеми необходимыми видами воды – перегретой, отопительной, хозяйственно-питьевой, производственной, оборотной, деминерализованной. Питьевая вода, подаваемая на завод и в город, отвечает требованиям Всемирной организации здравоохранения. Введенный в строй в 2001 году комплекс доочистки стоков с помощью ультрафиолета позволил полностью отказаться от применения хлора.

В сферу обслуживания энергоцехов входит более 300 трансформаторных подстанций, около 1100 единиц насосного, десятки единиц холодильно-компрессорного оборудования, 870 кондиционеров, около 13 тысяч вентиляционных установок, сотни тысяч светильников. По сетям подается 3,5 миллиона гигакалорий тепла. Служба газоснабжения обеспечивает производство различными видами газов – азотом, аммиаком, ацетиленом, кислородом, аргоном, углекислотой, сжатым воздухом, хлором, природным газом.

Газовиками обслуживается 700 километров газопроводов, 25 тысяч комплектов приборов регулирующей аппаратуры, 10 компрессорных станций. Через головные трансформаторы мощностью более тысячи мегаватт потребителям передается 2,5 миллиарда киловатт-часов электроэнергии в год, сообщили в пресс-центре ОАО «АвтоВАЗ».

При строительстве завода были заложены высокие коэффициенты надёжности, что позволяет сегодня с минимальными затратами поддерживать энергохозяйство на должном уровне. В течение 2005 года подразделение стабильно обеспечивало выпуск автомобилей и комфортное проживание населения Автозаводского района.

*TLTnews.ru*

## СРЕДНИЙ РОСТ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ПО РЕГИОНАМ В СЛЕДУЮЩЕМ ГОДУ СОСТАВИТ ОКОЛО 6%

Средний рост тарифов на электроэнергию по регионам в следующем году составит около 6%, заявил глава Федеральной службы по тарифам России Сергей Новиков. По данным РИА «Новости», это в полтора раза ниже индекса потребительских цен.

## МАГНИТОГОРСКИЙ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ КОМБИНАТ ПОЛНОСТЬЮ ОБЕСПЕЧИВАЕТ СЕБЯ СОБСТВЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ

Как сообщили корреспонденту ИТАР-ТАСС в управлении главного энергетика комбината, главным событием 2005 года здесь стал ввод в эксплуатацию двух турбогенераторов модульного типа, позволяющих получать дополнительные мощности за счет утилизации пара. Теперь собственные энергетические мощности ведущего предприятия отрасли превышают 650 мегаватт.

Стоимость проекта, реализованного меньше чем за год, превысила 6,5 миллиона евро. Турбогенераторы были изготовлены в Чехии на заводе, входящем в состав компании «Сименс». Электроэнергия, вырабатываемая этими генераторами, обходится значительно дешевле покупной, так как для их работы используется так называемый сбросовый пар, который образуется при охлаждении конвертеров и летом сбрасывался в атмосферу.

Политика энергетической независимости будет продолжена и в дальнейшем. Для обеспечения энергоресурсами строящегося электросталеплавильного цеха заключен договор с компанией «Криогенмаш» на проектирование и строительство нового кислородного блока, будет продолжено и строительство участка по утилизации жидких углеводородных отходов для сжигания их в котлах центральной электростанции комбината.

*ИТАР-ТАСС*



## КОМУ ДОВЕРИТЬ ГЕНПОДРЯД?

Начало работы оптового рынка электроэнергии и возросший спрос на системы коммерческого учета электроэнергии послужили серьезным стимулом к приходу на рынок АСКУЭ новых игроков. Свои услуги по созданию систем учета стали предлагать компании, никогда раньше этим не занимавшиеся, но считающие себя достаточно профессиональными, чтобы в этом разобраться.

Все это заставило существующие компании, десятилетиями работающие в учете электроэнергии, встряхнуться и предложить своему Заказчику нечто большее, чем просто оборудование и программное обеспечение. Этим большим стали современные системные решения и высококачественные услуги генподрядца.

У заказчика появился выбор. С кем заключать договор генподряда? С компанией, имеющей опыт и оборудование? Или с новичком, имеющим финансово заманчивое предложение и «квалифицированный» персонал, но который, тем не менее, надо обучать, который будет делать ошибки и учиться за чужие деньги.

### **Генподряд значит управление**

Генподряд – это услуга по управлению проектами. Генподрядчики занимаются планированием всех работ, выбором субподрядчиков и их координацией, бюджетированием, сдачей готового объекта заказчику.

Термин «генподряд» пришел от строительства. Именно там впервые надо было совместить интересы многих для создания чего-то одного. По мнению строителей, услуга генподряда получила распространение в силу большей гибкости и мобильности «чистых» генподрядчиков. Невозможно собрать в одной фирме лучшую строительную технику и кадры, гораздо легче выбрать лучших из конкурирующих субподрядчиков.

На рынке же создания систем учета электроэнергии АИИС (АСКУЭ) пока все не так. Правила рынка еще до кон-

ца не определены, они все время меняются. Появляются как новые требования со стороны заказчиков, так и со стороны регулирующих органов. Кроме того, развитие новых технологий оказывает сильное влияние на процесс эволюции систем учета. И системный интегратор часто просто не знает все достоинства и недостатки чужого оборудования.

Поэтому до сих пор, особенно при реализации технических или масштабных новых проектов, в качестве генеральных подрядчиков выступают сами разработчики оборудования и систем учета электроэнергии. С течением времени, с отработкой стандартных решений это поменяется. Появятся (уже появляются) и «чистые генподрядчики».

### **Ошибки новичков**

Теоретически в роли генподрядчика может выступать любой, кому удастся заключить договор на создание системы АИИС. От проектной организации до финансовой или энергоснабжающей компании. На практике же оказывается, что подобным умением обладают единичные компании.

Конечно же, выступая в роли генподрядчика, можно заработать больше. Но отсутствие опыта и понимания, как управлять проектом, приводит к риску того, что заказчик может вообще ничего не получить.

Вот типовые ошибки новичков:

- ▼ Недооценка проекта (компания выигрывает тендер, но не представляет себе реальную стоимость тех или иных работ).
- ▼ Непонимание объема работ (могут вообще ничего не сделать).
- ▼ Некомпетентность в работах, проектах и т.д. (это вообще довольно часто встречается).
- ▼ Нет видения всего проекта целиком, всех процессов, работ (с опытом проходит).
- ▼ Нет знаний, где найти специалистов, подрядчиков в случае необходимости.

- ▼ Заказ сначала оборудования, а затем проекта, который необходимо согласовывать. Появляются изменения, а следовательно, и дополнительные затраты.
- ▼ Невыполнение согласованных сроков (идет от непонимания, что заказ одной маленькой детали может потребовать не меньше 8 недель с момента оплаты).
- ▼ Нет техподдержки и оперативного решения вопросов.
- ▼ Нет опытных наладчиков, владеющих специальным инструментарием, который позволяет им вносить требуемые изменения на месте, запускать систему (о таких часто говорят, что они просто волшебники, маги).  
А вот еще несколько примеров:
- ▼ Включение в проект заведомо не удовлетворяющего требованиям НП «АТС» оборудования. Использование старых решений, без глубокого понимания технических особенностей оборудования.
- ▼ Декларация об умении опрашивать чужие счетчики часто остается просто декларацией.
- ▼ Договоренность об обследовании и само обследование происходит раньше, чем утверждена структура системы, обговорены точки учета.
- ▼ Генеральный подрядчик, который не занимается учетом, не заинтересован в обучении конечных потребителей системы.
- ▼ Для исправления всех ошибок или внесения изменений по ходу проекта заказчику необходимо наладить прямое взаимодействие с исполнителем. А это взаимодействие не учтено ни в требовании к генподрядчику, ни в финансировании исполнителя.

## Советы профессионалов

Новички в конечном счете либо уйдут с рынка, либо станут профессионалами. Поэтому вот несколько советов по выбору генподрядчика от тех, кто стал профессионалом уже давно.

Генеральный подрядчик, который не занимается учетом, не заинтересован в обучении конечных потребителей системы.

Для исправления всех ошибок или внесения изменений по ходу проекта заказчику необходимо наладить прямое взаимодействие с исполнителем. А это взаимодействие не учтено ни в требовании к генподрядчику, ни в финансировании исполнителя.

Михаил Савчиц, начальник отдела управления проектами Эльстер Метроника: «Наш совет заказчикам звучит так: «Мы готовы принимать участие в ваших проектах на любой позиции, как генподрядчика, так и просто поставщика оборудования. Главное как бы не строилась схема договоров и подрядных работ, чтобы были востребованы такие сильные стороны Эльстер Метроники, как разработка, производство и системная интеграция».

Игорь Пантелеев, генеральный директор Энсис Технологии: «В современной, достаточно сложной, территориально-распределенной системе АИИС ИТ-составляющая играет значительную роль. Энергетика заканчивается на измерительном канале, на уровне контроллера, а дальше решаются традиционные информационно-вычислительные задачи. Поэтому

в энергетике, в учет пришли системные интеграторы. Синергия информационных и энергетических технологий позволяет получить новый качественный уровень компетенции».

Для заказчика совсем необязательно в качестве генподрядчика выбирать фирму национального уровня. В некоторых случаях есть смысл в качестве генерального подрядчика использовать местную компанию, хорошо известную и зарекомендовавшую себя на местном рынке.

Александр Караулов, генеральный директор компании «Экситон»: «Конечно, заказчику удобнее работать только с одним, кто отвечает за конечный результат, за всю систему целиком. К тому же часто работа с опытным генподрядчиком для заказчика более выгодна, за счет того, что он имеет скидки и уверен в своих силах».

Александр Стрюк, генеральный директор компании «Спецэлетромаш»: «Вопрос выбора генподрядчика для АИИС сегодня очень актуален. Надежный генподрядчик позволяет сэкономить время на дополнительных переговорах по отдельным этапам работ, часть этапов проводить параллельно, создавая систему с нуля и «под ключ», имея одного ответственного за весь комплекс работ и согласований».

Леонид Фридман, заместитель директора инженерно-технологического предприятия «РИТЭК-СОЮЗ»: «Несмотря на кажущееся, с первого взгляда, разнообразие предложений по автоматизированному учету, реально лишь несколько систем по структуре и функциональности отвечают современным требованиям, причем, по большому счету, только эти системы представляют из себя законченные и качественные продукты, имеющие сотни внедрений и зарекомендовавшие себя положительно. В рамках генерального подряда мы также выполняем другие работы, например оптимизацию значений коэффициентов класса качества (ККК) измерительных каналов, интеграцию АИИС КУЭ с АСДУ, плюс предлагаем привлекательную для заказчика программу техносервисного обслуживания АИИС».

## Требования заказчиков

Мы также составили краткий список требований, которые заказчики, со своей стороны, предъявляют к генеральным подрядчикам по созданию систем АИИС КУЭ. Безусловно, к этим требованиям вы можете добавить и свои. Но если ваш генподрядчик не удовлетворяет хотя бы 2 из этих 10 требований, то имеет смысл задуматься о его замене.

Генподрядчик обязан:

- ▼ Нести ответственность за конечный результат.
- ▼ Отвечать за организацию и проведение работ.
- ▼ Знать область АИИС-АСКУЭ и конъюнктуру рынка.
- ▼ Иметь опытных управляющих проектами.
- ▼ Иметь реальную регулярно работающую сеть субподрядных организаций.
- ▼ Выбирать и координировать работу субподрядчиков.
- ▼ Вести оформление технической и проектной документации.
- ▼ В некоторых случаях решать вопросы финансирования.
- ▼ Решать вопросы согласования в различных структурах.
- ▼ Обеспечить полное соответствие системы требованиям ОРЭ.

По материалам журнала «Измерение. RU»

**Шалин А.И. д.т.н., профессор,  
ведущий специалист  
ООО «ПНП БОЛИД», г.  
Новосибирск, Россия**



## К ВОПРОСУ ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ НОВЫХ УСТРОЙСТВ РЗА

Понятие «релейная защита» (РЗ) появилось примерно век назад и уже успело устареть, хотя в России это заметно меньше, чем в некоторых странах Запада, где само понятие *реле* постепенно уходит в прошлое, уступая место названию *микропроцессорный терминал*.



На международном рынке представлены устройства защиты, поставляемые десятками различных фирм. На сайте центральной службы релейной защиты и автоматики России представлен список из нескольких десятков отече-



ственных и зарубежных разработчиков и производителей техники релейной защиты и автоматики. Вниманию потребителя предлагаются устройства защиты и автоматики таких производителей, как ЧЭАЗ (в основном традиционные реле на электромеханической базе и на микросхемах среднего уровня интеграции), СП «АББ-Реле-Чебоксары» (цифровые устройства защиты и микропроцессорные терминалы), НПП «Экра», НПП «Бреслер», НПФ «Радиус», НТЦ «Механотроника», РК «Таврида Электрик», зарубежные фирмы AREVA (бывшая ALSTOM), Schneider Electric,

SIEMENS и других. Кроме крупных фирм устройства РЗ поставляются небольшими и мелкими, выполняющими заказы конкретными потребителями. В частности, разработкой, проектированием, производством и внедрением устройств релейной защиты от замыканий на землю занимается Новосибирский государственный технический университет и ООО «ПНП БОЛИД».

При чтении материалов по релейной защите часто возникает впечатление, что ее поведение в различных ситуациях легко предсказать, а основные величины, на которых базируется ее функционирование, могут быть достаточно точно определены. Реальная жизнь, как правило, не соответствует идеальным представлениям о ней. Это относится и к релейной защите, в процессе функционирования которой, как выяснилось, существенную роль играет фактор случайности и неопределенности. Рассмотрим этот вопрос подробнее.

В соответствии с работами А.М. Федосеева, Э.П. Смирнова и Е.Д. Зейлидзона все свойства релейной защиты делятся на *техническое совершенство* (включающее в себя селективность и устойчивость функционирования) и *надежность функционирования*.

С точки зрения надежности основной функцией РЗ является снижение ущерба при авариях в энергосистеме. Релейная защита, отключая поврежденный элемент, уменьшает глубину аварии, не дает ей развиться на окружающие элементы энергосистемы.

Защита, обладающая высоким техническим совершенством и надежностью, может значительно повысить надежность и эффективность функционирования энергосистемы. ненадежная защита сама становится источником аварийности и может нанести системе большой ущерб.

К защите от коротких замыканий (КЗ) предъявляются [6] следующие основные требования:

- \* не срабатывать при отсутствии КЗ в системе;
- \* не срабатывать при повреждениях вне зоны защиты;
- \* срабатывать при повреждениях на защищаемом объекте.

По причинам, часть которых будет описана ниже, в отдельных случаях перечисленные требования нарушаются, и тогда говорят, что защита отказывает в функционировании, т.е. проявляется фактор случайности и неопределенности в ее работе. Возможны следующие основные виды отказов в функционировании:

- \* ложные срабатывания (при отсутствии КЗ в системе);
- \* излишние срабатывания (при повреждениях вне зоны защиты);
- \* отказы в срабатывании (при повреждениях на защищаемом объекте).

Элементы случайности и неопределенности в работе защиты могут появляться в результате разных факторов, которые принято делить на две группы:

- ◆ проявляющиеся в исправной и правильно настроенной защите;
- ◆ возникающие при появлении неисправностей или неправильной настройке.

Обычно при неправильных действиях защиты требуется переопределить причину таких действий. Чаще всего отказы в функционировании РЗ возникают по следующим причинам:

- ◆ из-за низкого технического совершенства (в тех случаях, когда произошло такое неблагоприятное сочетание событий, на которое защита в принципе не рассчитана);
- ◆ из-за ошибок проектантов или обслуживающего персонала;
- ◆ из-за возникновения неисправностей в схеме защиты.

Процент неправильных действий  $\Delta_{\%}$ , величина которого обычно используется для оценки эффективности и надежности устройств релейной защиты в России, определяют следующим образом:

$$\Delta_{\%} = \frac{\Omega_{и} + \Omega_{л} + \Omega_{о}}{\Omega_{и} + \Omega_{л} + \Omega_{с}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где  $\Omega_{и}$  – параметр потока излишних срабатываний;  $\Omega_{л}$  – параметр потока ложных срабатываний;  $\Omega_{о}$  – параметр потока отказов в срабатывании релейной защиты;  $\Omega_{с}$  – параметр потока заявок на срабатывание.

Исторически устройства релейной защиты выполнялись на разных элементах:

- \* на электромеханических реле;
- \* с использованием электронных ламп;
- \* с использованием полупроводниковых транзисторов и диодов;
- \* на микросхемах среднего уровня интеграции (операционные усилители, логические ячейки и т.д.);
- \* на базе микропроцессоров.

В развитых странах, как отмечалось выше, подавляющее большинство устройств РЗА выполняется на базе микропроцессоров.

В нашей стране релейная защита энергосистем в большинстве случаев по-прежнему выполняется на базе реле, по большей части электромеханических. Переход на более современную элементную базу – микросхемы среднего уровня интеграции и микропроцессорную технику – происходит медленно.

По данным фирмы ОРГРЭС [1], к 2002 году в энергосистемах России находилось в эксплуатации 98,5% электромеханических устройств (включая устройства с элементами микроэлектроники и на полупроводниковой основе) и 1,5% микроэлектронных устройств, включая микропроцессорные. В соответствии с [2], число микропроцессорных устройств РЗА составляет порядка 0,12% от общего количества. Таким образом, можно констатировать, что переход на современную элементную базу, о необходимости которого длительное время говорится, пока не состоялся.

Ситуация осложняется еще и тем, что конечная цель такого перехода – значительное повышение эффективности функционирования – как правило, не достигается. *Заметно улучшилось техническое совершенство*. Микропроцессорные терминалы и панели релейной защиты на микросхемах среднего уровня интеграции гораздо проще на-

страивать, они дают достаточно полную информацию о произошедшей аварии, могут по команде с диспетчерского пункта изменить в случае необходимости свои уставки и т.д. Но процент неправильных действий современных панелей и шкафов РЗ часто оказывается существенно выше, чем для старых защит, выполненных на электромеханических реле.

Появились своего рода «чемпионы» по количеству отказов. Так, по данным фирмы ОРГРЭС [3], в 1994 году процент неправильной работы дифференциальной защиты блоков на базе реле ДЗТ-21 составил 62,5 %. В последующие годы показатели колебались около этой цифры. Дифференциальная защита трансформаторов с реле ДЗТ-21 и ДЗТ-23 неправильно работала в 30,3 % случаев, дифференциальная защита шин с торможением – в 24,1 % и т.д. Едва ли такие результаты можно назвать удовлетворительными.

Рассмотрим одну из причин такой неприятной статистики.

Величина  $\Omega_C$  для таких защищаемых объектов, как силовые трансформаторы и сборные шины, очень мала. Например, силовые трансформаторы повреждаются в среднем один раз в 15...40 лет (при таких повреждениях и возникает необходимость в срабатывании их защиты), ненамного чаще повреждаются сборные шины (частота их повреждений зависит от напряжения и количества присоединений). В то же время короткие замыкания вне зоны защиты случаются по несколько раз в год. Если хотя бы малая часть этих внешних КЗ приводит к излишним срабатываниям, то величина  $\Delta_{\%}$  в соответствии с (1) будет угрожающе большой.

В качестве примера рассмотрим дифференциальную защиту силового трансформатора. Условно примем, что излишние срабатывания защиты случаются один раз на 200 внешних коротких замыканий, а других отказов в функционировании у рассматриваемой защиты вообще не возникает.

Применим рассматриваемую защиту на силовом трансформаторе, на котором повреждения возникают в среднем один раз в пятнадцать лет, т.е.  $\Omega_C = 0,067$  1/год. Предположим, что внешние короткие замыкания возникают в среднем 4 раза в год (что вполне вероятно при нескольких электрически связанных с этим трансформатором линиях). Тогда

$$\Omega_{\text{и}} = 0,02 \text{ 1/год, а } \Delta_{\%} = 23\%.$$

Если ту же самую защиту установить на силовом трансформаторе, который повреждается один раз в сорок лет, то  $\Omega_C = 0,025$  1/год, а  $\Delta_{\%} = 44,4\%$ .

Таким образом, оказывается, что при вполне, казалось бы, удовлетворительных характеристиках самой защиты высокий процент ее неправильных действий обусловлен низкой повреждаемостью защищаемого объекта, причем, устанавливая одну и ту же защиту на разных защищаемых объектах, получаем разные значения процента неправильных действий.

Для объектов, которые повреждаются относительно часто (например, для линий электропередачи), статистика отказов гораздо благоприятнее. Например, в соответствии с [7] в 1997 году токовая защита от замыкания на землю на ЛЭП 500...750 кВ типа ПДЭ-2002 имела 7,1% неправильных срабатываний, дистанционная защита ШДЭ-2800 – 2,3%, направленная высокочастотная защита ПДЭ-2802 – 3,2% неправильных срабатываний и т.д.

Все описанные выше устройства защиты выполнены на микроэлектронной элементной базе (в основном, с использованием микросхем среднего уровня интеграции). В то же время, как отмечалось выше, в энергосистемах России по-прежнему эксплуатируется большое количество устройств РЗ, выполненных на старых электромеханических реле. Процент их неправильных действий в среднем составляет 0,4...0,5%.

Справедливости ради следует отметить, что и в развитых странах Запада переход на современную элементную базу, связанный, как правило, с усложнением схемы и конструкции устройств и панелей РЗ, также сопровождался существенным увеличением количества отказов в функционировании. В соответствии с данными [4] на Западе в конце прошлого века процент неправильных действий устройств релейной защиты, выполненных на электромеханических реле, составлял 0,1% (в России для аналогичного оборудования – 0,4...0,6%), для реле на базе интегральных микросхем – 0,3% (в России для различных шкафов и панелей 2,3...10%), для защит на базе микропроцессоров – 5% (в последние годы в России [1] появились первые, хотя и не очень представительные данные по проценту неправильных действий таких устройств – 1,4%. Видимо, путем частых автоматических диагностических проверок, период между которыми в ряде случаев приближается к нескольким часам, удалось предотвратить переход большинства дефектов в аварии).

Срок службы электромеханических реле на Западе составлял в то время 30 лет и более, остальных – 20 лет и более. В последнее время появились сведения о том, что срок службы систем релейной защиты, например, в США приблизился к 5-7 годам. Быстрый прогресс в области разработки новых защит на микропроцессорной базе там приводит к частому обновлению применяемой техники.

В [1] отмечается, что 38% устройств РЗ в России проработали больше 25 лет, морально и физически устарели и требуют замены. Количество отказов в функционировании, связанных со старением аппаратуры, растет из года в год. Аналогично обстоит дело и с объектами защиты, – многие элементы силовой схемы энергосистемы (генераторы, трансформаторы и т.д.) проработали уже гораздо больше своего нормативного срока, что приводит к росту числа отказов и, в свою очередь, повышает требования к релейной защите.

По-прежнему порядка 60% отказов в функционировании устройств РЗА связано с ошибками персонала [1]. Ста-

рение парка РЗ и большое количество отказов по вине эксплуатационного персонала приводит к необходимости широкого использования автоматических и полуавтоматических диагностических устройств, основная цель которых – быстро выявить возникающие в схемах РЗ дефекты и дать возможность персоналу устранить их до того, как они перейдут в разряд аварий (при возникновении в системе коротких замыканий или других возмущений).

Во многих странах принята технология обслуживания устройств защиты, не требующая участия обслуживающего персонала служб релейной защиты электрических станций, распределительных подстанций и промышленных предприятий в проверках, наладках и изменении уставок. Всем этим занимается специально обученный персонал предприятий – изготовителей и поставщиков устройств защиты. Сам объем проверок во много раз меньше, чем на нашей традиционной технике, поскольку большая часть проверок выполняется автоматически диагностическими устройствами, встроенными в сами устройства релейной защиты. Например, некоторые микропроцессорные терминалы проверяют сами себя раз в несколько часов и при появлении неисправностей тут же информируют об этом оперативный персонал.

Такой подход позволил не только в несколько раз поднять надежность, но и существенно (до двух раз) сократить персонал электротехнических лабораторий.

Большинство специалистов сходятся во мнении, что переход на микропроцессорную элементную базу РЗ в России неизбежен, хотя и будет связан с большими трудностями. Например, в [5] перечисляются следующие основные причины, затрудняющие такой переход: отсутствие квалифицированного обслуживающего персонала, низкая надежность устройств РЗ на микропроцессорах, высокая стоимость, плохая электромагнитная совместимость с теми условиями, которые реально существуют на большинстве подстанций, и т.д. В [5] сказано: «В российских условиях проще снести подстанции бульдозером и на их месте построить новые. Можно привести в пример Казахстан. Там получили иностранный кредит и выбрали концепцию чистого поля, вплоть до того, что будут строиться новые подстанции параллельно с действующими». В качестве временной меры в [5] предлагается, устанавливая новые микропроцессорные комплекты РЗ, дублировать их российскими электромеханическими аппаратами.

Много раз за последние годы специалисты, заказывающие современные микропроцессорные импортные устройства релейной защиты, убеждались в том, что дорогие импортные устройства далеко не всегда правильно работают в российских условиях. Это объясняется рядом причин:

❶ Импортные микропроцессорные терминалы в большинстве случаев предъявляют повышенные требования к параметрам контура заземления, в частности требуют низкого импульсного сопротивления этого контура. На Западе принято для таких устройств монтировать свой

собственный контур заземления. В российских условиях многие отказы в функционировании таких защит связаны с наведенными в контуре заземления импульсными помехами.

- ❷ Микропроцессорные терминалы подвержены влиянию электромагнитных помех, поступающих «из воздуха», по цепям оперативного тока, цепям напряжения и трансформаторов тока. Отмечались случаи ложного срабатывания защиты, например, при включении рядом с ней мобильного телефона.
- ❸ Современные устройства защиты часто не могут быть удовлетворительно «состыкованы» с отечественными трансформаторами тока, которые имеют недопустимо большие для западных терминалов погрешности как в установившихся, так, особенно, в переходных режимах.
- ❹ Часто импортные защиты не учитывают особенностей отечественной техники, в частности, защищаемых объектов.
- ❺ Сама «идеология» построения импортных устройств РЗА обычно не соответствует отечественной. В частности, на Западе практически отсутствуют такие понятия, как АЧР, САОН, по-другому выполняется АПВ и т.д.

Все это требует от отечественных заказчиков внимательного анализа всего комплекса проблем в целом еще до того, как заказать те или иные современные устройства релейной защиты. Практика показывает, что так бывает далеко не всегда, и эксплуатационники выявляют многие недостатки защит уже в процессе их практической работы, сопровождающейся отказами в функционировании защиты.

В процессе перехода РЗ на современную элементную базу, кроме решения указанных выше задач, по-видимому, придется учитывать следующие тенденции:

- \* микропроцессорные (МП) защиты не должны слепо дублировать уже известные алгоритмы, необходимо активно работать над совершенствованием теории релейной защиты и создавать для МП защит новые, более совершенные одиночные алгоритмы и группы таких алгоритмов, дополняющих и корректирующих друг друга;
- \* при разработке новых защит необходимо уделять особое внимание обеспечению их высокой надежности и эффективности;
- \* шире должны использоваться адаптивные к схеме и режиму защищаемого объекта защиты;
- \* от «распределенной» системы с установкой отдельных, независимых комплектов защиты на каждом защищаемом объекте целесообразно переходить к централизованной защите, использующим информацию с нескольких смежных силовых объектов;
- \* в российскую практику РЗ необходимо вводить более совершенные датчики тока и напряжения, шире использовать неэлектрические параметры, характеризующие состояние защищаемого объекта и т.д.

Для повышения схемной надежности релейной защиты часто пользуются так называемым резервированием, используя несколько комплектов защиты и включая выходные цепи каждого из них на отключение защищаемого объекта. Это далеко не всегда приводит к ожидаемым результатам. Иногда при реализации такого решения надежность и эффективность защиты не повышается, а понижается. Это объясняется следующими причинами.

Рассмотрим один из показателей надежности релейной защиты, который подробно описан в [5].

Математическое ожидание потери эффективности от неидеальной надежности защиты

$$M[\mathcal{E}] = M_L[\mathcal{E}] + M_{II}[\mathcal{E}] + M_O[\mathcal{E}], \quad (2)$$

где  $M_L[\mathcal{E}]$ ,  $M_{II}[\mathcal{E}]$ ,  $M_O[\mathcal{E}]$  - математическое ожидание потери эффективности от ложных, излишних срабатываний и отказов в срабатывании релейной защиты соответственно.

Применительно к реальным объектам энергетики расчет значений  $M_L[\mathcal{E}]$ ,  $M_{II}[\mathcal{E}]$ ,  $M_O[\mathcal{E}]$  обычно ведется через математические ожидания недоотпуска электрической энергии  $M_L[\text{НЭ}]$ ,  $M_{II}[\text{НЭ}]$ ,  $M_O[\text{НЭ}]$  по выражениям:

$$M_L[\mathcal{E}] = c_1 \cdot M_L[\text{НЭ}], \quad (3)$$

$$M_{II}[\mathcal{E}] = c_2 \cdot M_{II}[\text{НЭ}], \quad (4)$$

$$M_O[\mathcal{E}] = c_3 \cdot M_O[\text{НЭ}]. \quad (5)$$

В (3)... (5)  $c_1$ ,  $c_2$ ,  $c_3$  - «стоимость ненадежности».

Иногда математическое ожидание потери эффективности от отказов в срабатывании релейной защиты  $M_O[\mathcal{E}]$  не удается оценить выражением (5), поскольку его основная составляющая зависит не от недоотпуска электроэнергии, а от стоимости ремонтов поврежденного оборудования.

В любом случае каждая из составляющих в (3)...(5) при расчёте надёжности устройств РЗ может быть представлена в следующем виде:

$$M_L[\mathcal{E}] = K_L \frac{1}{T_{o,cp}}, \quad (6)$$

$$M_{II}[\mathcal{E}] = \sum_{r=1}^n K_{IIr} q_r, \quad (7)$$

$$M_O[\mathcal{E}] = \sum_{l=1}^m K_{Ol} q_l, \quad (8)$$

где  $K_L$ ,  $K_{IIr}$ ,  $K_{Ol}$  - стоимостные коэффициенты, учитывающие степень важности отказов в выполнении соответствующих функций и частоту возникновения соответствующих требований к функционированию защиты;  $n$ ,  $m$  - общее число выполняемых защитой функций несрабатывания при внешних и срабатывания при внутренних КЗ,  $T_{o,cp}$  - среднее время наработки защиты на одно ложное срабатывание,  $q_r$ ,  $q_l$  - коэффициенты неготовности защиты соответственно при внешнем КЗ и повреждении на защищаемом объекте.

Почти любая попытка путем изменения схемы повысить надежность защиты приводит к тому, что один из аспектов надежности улучшается, а другой ухудшается. Например, устанавливая дополнительный комплект защиты и

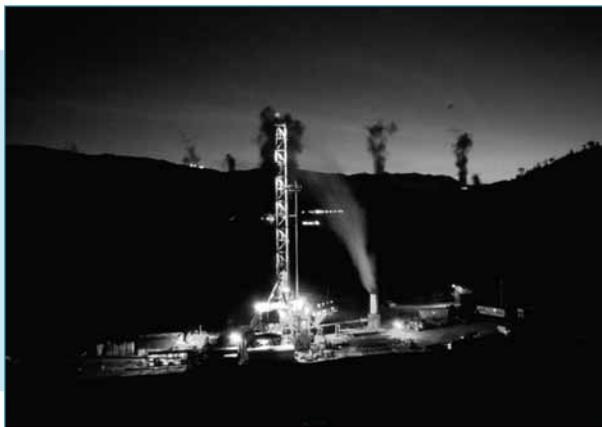
«заводя» его на отключение защищаемого объекта, мы повышаем надежность срабатывания, т.е. снижаем ту часть математического ожидания ненадежности, которая описывается выражением (8). При этом надежность несрабатывания уменьшается (возрастают составляющие, определяемые выражениями (6) и (7)). Суммарный ущерб от ненадежности для одного защищаемого объекта (например, силового трансформатора) может уменьшиться, а для другого - увеличиться.

Для особо ответственных силовых объектов может оказаться оптимальной схема с тремя полноценными комплектами РЗ, при этом защищаемый объект должен отключаться только при одновременном действии на отключение не менее двух из этих комплектов.

Оптимальные с точки зрения надежности и эффективности всего комплекса устройств РЗА силового объекта могут быть получены только после обстоятельного анализа особенностей не только применяемых устройств релейной защиты, но и анализа особенностей защищаемого объекта, его роли в работе окружающей части электроэнергетической системы, последствий, к которым приводит отказ в исполнении каждой из функций защиты.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Ковалова Е.В. Основные результаты эксплуатации устройств РЗА энергосистем Российской Федерации /Сборник докладов XV научно-технической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2002». ПАО «ЕЭС России». М.: 2002. – Стр.19 ...23.
2. Белотелов А.К. Научно-техническая политика ПАО «ЕЭС России» в развитии систем релейной защиты и автоматики/Сборник докладов XV научно-технической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2002». ПАО «ЕЭС России». М.: 2002. – Стр.3...7.
3. Ковалова Е.В. Статистические данные по работе устройств РЗА энергосистем Российской Федерации / Тезисы докладов на научно-технической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем-96». ПАО «ЕЭС России». М.: 1996. – Стр.60...64.
4. C.R. Heising, R.C. Patterson. Reliability Expectations for Protective Relays. Fourth International Conference on Developments in Power System Protection. Conference Publication № 302, 1988. The Institution of Electrical Engineers. Printed in Great Britain by Centreno Ltd. S.23...26.
5. Релейная защита: цена ошибки / Оборудование: рынок, предложение, цены. 2003, № 9.
6. Шалин А.И. Надежность и диагностика релейной защиты энергосистем. Учебник. Новосибирск, НГТУ, 2002. - 384 с.
7. Белотелов А.К. Автореферат дисс. на соискание ученой степени к.т.н. М.: АО ВНИИЭ, 1999. – 23 с.



Э. А. Киреева

## СОВРЕМЕННЫЕ ТИПЫ КАБЕЛЕЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ НОВЫХ И РЕКОНСТРУКЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

В настоящее время кабели с пластмассовой изоляцией активно заменяют кабели с бумажной изоляцией в классах среднего и высокого напряжения (10–220 кВ).

Среди пластмассовых изолирующих материалов наиболее современным является сшитый полиэтилен (СПЭ), отличающийся хорошими диэлектрическими свойствами и большим запасом термической стойкости.

Для изоляции и оболочки кабеля используют полимерные материалы, обладающие большим диапазоном рабочих температур, малой гигроскопичностью, прочностью, легкостью. Эти качества обусловили преимущественное применение кабелей с изоляцией из СПЭ в развитых странах Европы и Америки.

Поставщиками силового кабеля с изоляцией из СПЭ являются многие фирмы ближнего и дальнего зарубежья и России: компании «АББ Москабель», ОАО «Электрокабель», Кольчугинский завод, ОАО «Севкабель-Холдинг» и др.



Ниже приведены условные обозначения кабелей с изоляцией из СПЭ, основные характеристики изоляции из СПЭ, их сравнение с характеристиками бумажной изо-

ляции, а также параметры силовых кабелей известных фирм-производителей, рассмотренных в качестве примеров.

## Условные обозначения кабелей с изоляцией из СПЭ

|                   |                                 |  |
|-------------------|---------------------------------|--|
| Материал жилы     | Без обозначения                 | Медная жила (например, ПвП 1x95/16-10)   |
|                   | А                               | Алюминиевая жила (например, АПвП 1x95/16-10)   |
| Материал изоляции | Пв                              | Изоляция из сшитого (вулканизированного) полиэтилена (например, ПвВ 1x95/16-10)  |
| Броня             | Б                               | Броня из стальных лент (например, ПвБп 3x95/16-10)   |
|                   | Ка                              | Броня из круглых алюминиевых проволок (например, ПвКаП 1x95/16-10)   |
|                   | Па                              | Броня из профилированных алюминиевых проволок (например, АПвПаП 1x95/16-10)  |
| Оболочка          | П                               | Оболочка из полиэтилена (например, АПвП 3x150/25-10)   |
|                   | Пу                              | Усиленная ребрами жесткости оболочка из полиэтилена (например, АПвПу 3x150/25-10)  |
|                   | В                               | Оболочка из ПВХ пластиката (например, АПвВ 3x150/25-10)  |
|                   | Внг                             | Оболочка из ПВХ пластиката пониженной горючести (например, АПвВнг 3x150/25-10)   |
|                   | г (после обозначения оболочки)  | Продольная герметизация экрана водонабухающими лентами (например, АПвПг 1x150/25-10)   |
|                   | 2г (после обозначения оболочки) | Поперечная герметизация алюминиевой лентой, сваренной с оболочкой, в сочетании с продольной герметизацией водонабухающими лентами (например, АПвП2г 1x300/35-64/110) |
| Тип жилы          | Без обозначения                 | Круглая многопроволочная жила (класс 2)  |
|                   | (ож)                            | Круглая однопроволочная жила (класс 1) (например, АПвВ 1x50(ож)/16-10)   |

## Основные характеристики изоляции из СПЭ и их сравнение с характеристиками бумажной изоляции для кабелей среднего напряжения

|   | Кабель с СПЭ изоляцией | Кабель с бумажной изоляцией |
|---|------------------------|-----------------------------|
| Длительно допустимая температура, °С                                  | 90                     | 70                          |
| Допустимый нагрев в аварийном режиме, °С                              | 130                    | 100                         |
| Предельно допустимая температура при протекании тока КЗ, °С           | 250                    | 200                         |
| Температура при прокладке без предварительного подогрева, не ниже, °С | -(15...20)             | 0                           |
| Относительная диэлектрическая проницаемость $\epsilon$ при $t=20$ °С  | 2,4                    | 4,0                         |
| Коэффициент диэлектрических потерь $\text{tg}\epsilon$ при $t=20$ °С  | 0,001                  | 0,008                       |
| Разница уровней на трассе прокладки, м                                | Не ограничена          | 14                          |

## Сравнительные характеристики силовых кабелей с ПВХ изоляцией и кабелей с изоляцией из силанольносшитого полиэтилена

|  | Кабель с изоляцией из ПВХ        | Кабель с изоляцией из силанольносшитого полиэтилена |
|--|----------------------------------|---|
| Электрическое сопротивление изоляции на 1 км длины при $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , не менее, МОм/км | 7                                | 150   |
| Длительно допустимая температура нагрева жилы, $^{\circ}\text{C}$ , не более                             | 70                               | 90  |
| Длительно допустимая температура нагрева жилы в аварийном режиме, $^{\circ}\text{C}$ , не более          | 80                               | 130   |
| Максимально допустимая температура жил при коротком замыкании, $^{\circ}\text{C}$ , не более             | 160                              | 250   |
| Срок службы, лет, не менее   | 30                               | 30  |
| Максимальная разность уровней при прокладке, м, не более   | Без ограничения разности уровней | Без ограничения разности уровней                    |
| Максимальный радиус изгиба при прокладке, не менее, (Dн - наружный диаметр кабеля)                       | 7,5Dн                            | 7,5Dн   |

Основные преимущества кабелей с изоляцией из СПЭ по сравнению с кабелями с бумажной изоляцией:

- \* допустимые токи нагрузки на 20–30% больше;
- \* больший ток термической стойкости при КЗ;
- \* низкий вес и меньший диаметр;
- \* повреждаемость в 3...50 раз ниже;
- \* меньше затраты на ремонт;
- \* уменьшение времени и стоимости прокладки и монтажа.

Силовые кабели с изоляцией из силанольносшитого полиэтилена являются более предпочтительными, чем кабели с ПВХ изоляцией, по следующим характеристикам:

- \* электрическому сопротивлению изоляции на 1 км длины при  $T = 20^{\circ}\text{C}$ ;
- \* длительно допустимой температуре нагрева жилы;
- \* длительно допустимой температуре нагрева жилы в аварийном режиме;
- \* максимально допустимой температуре жил при коротком замыкании;
- \* наружным диаметрам и материалоемкости конструкций силовых кабелей с изоляцией из силанольносшитого полиэтилена, которые значительно ниже (до 38%) по сравнению с кабелем с ПВХ изоляцией.

Марки кабелей и преимущественная область их применения:

- а) ПвВГ, АПвВГ** – изоляция выполнена из силанольносшитого полиэтилена, оболочка – из поливинилхлоридного пластика. Эти кабели применяются для прокладки одиночных линий в кабельных сооружениях, помещениях при условии отсутствия опасности механических повреждений. Допускается групповая их прокладка в кабельных сооружениях при условии применения дополнительных мер по огнезащите, например, нанесения огнезащитных мастик;

**б) ПвВГнг, АПвВГнг** – изоляция выполнена из СПЭ, оболочка – из поливинилхлоридного пластика пониженной горючести. Применяются там же, что и кабели пункта а для групповой прокладки;

**в) ПвБШв, АПвБШв** – изоляция выполнена из силанольносшитого полиэтилена, защитный покров типа БШв. Применяются эти кабели для прокладки в земле (траншеях), за исключением пучинистых и просадочных грунтов, и для прокладки одиночных линий в кабельных сооружениях. Могут быть проложены в земле (траншеях) независимо от коррозионной активности грунтов и грунтовых вод. Допускается групповая прокладка их в кабельных сооружениях при условии применения дополнительных мер по огнезащите, например, нанесения огнезащитных мастик;

**г) ПвБШнг, АПвБШнг** – изоляция выполнена из силанольносшитого полиэтилена, защитный покров типа БШнг. Применяются эти кабели для групповой прокладки в кабельных сооружениях, помещениях;

**д) АПвБШп, АПвБШп** – изоляция выполнена из СПЭ, защитный покров типа БШп. Применяются эти кабели для прокладки в земле (траншеях), за исключением пучинистых и просадочных грунтов, и для прокладки одиночных линий в кабельных сооружениях. Могут быть проложены в земле (траншеях) независимо от коррозионной активности грунтов и грунтовых вод, а также в грунтах с повышенной влажностью и в воде.

Компания «АББ Москабель» выпускает следующие виды силовых кабелей с СПЭ изоляцией:

- \* одножильные и трехжильные на напряжение 10 кВ;
- \* одножильные на напряжение 35 кВ;
- \* одножильные на напряжение 110 кВ;
- \* одножильные на напряжение 220 кВ.

Марки выпускаемых кабелей и преимущественная область их применения: ПвП (ПвПу), АПвП (АПвПу), ПвВ

(ПвВнг), АПвВ (АПвВнг), а также ПвПаП, АПвПаП, ПвКаП, АПвКаП, бронированные алюминиевыми круглыми или плоскими проволоками.

**а)** Область применения одножильных кабелей на напряжение 10 кВ ПвП, АПвП, ПвПу, АПвПу – для прокладки в земле (ПвПу, АПвПу) – на сложных участках трасс, а также на воздухе при условии обеспечения мер противопожарной защиты. Кабели с продольной герметизацией – для прокладки в грунтах с повышенной влажностью и в сырых, частично затапливаемых помещениях.

ПвВ, АПвВ, ПвВнг, АПвВнг – для прокладки в кабельных сооружениях и производственных помещениях (ПвВнг, АПвВнг – применяются при групповой прокладке), а также для прокладки в сухих грунтах.

**б)** Область применения трехжильных кабелей на напряжение 10 кВ ПвП, ПвПу, АПвП, АПвПу – для прокладки в земле, а также на воздухе при условии обеспечения мер противопожарной защиты (ПвПу, АПвПу – на сложных участках трасс).

ПвВ, АПвВ, ПвВнг, АПвВнг – для прокладки в кабельных сооружениях и производственных помещениях (ПвВнг, АПвВнг – применяются при групповой прокладке), а также для прокладки в сухих грунтах.

**в)** Область применения одножильных кабелей на напряжение 35 кВ ПвП, ПвПу, АПвП, АПвПу – для прокладки в земле (ПвПу, АПвПу – на сложных участках трасс), а также на воздухе при условии обеспечения мер противопожарной защиты. Кабели с продольной герметизацией – для прокладки в грунтах с повышенной влажностью и в сырых, частично затапливаемых помещениях.

ПвВ, АПвВ, ПвВнг, АПвВнг – для прокладки в кабельных сооружениях и производственных помещениях (ПвВнг, АПвВнг – применяются при групповой прокладке), а также для прокладки в сухих грунтах.

ОАО «Электрокабель «Кольчугинский завод» выпускает следующие марки кабелей с изоляцией из силанольносшитого полиэтилена:

**а)** ПвВГ на 1 кВ – с медными жилами, в ПВХ оболочке; для прокладки одиночных линий в кабельных сооружениях, помещениях при отсутствии опасных механических повреждений.

ПвВнг (А)-LS на 1 кВ – с медными жилами, в оболочке из ПВХ пластика пониженной пожароопасности; для групповой прокладки линий в кабельных сооружениях при отсутствии механических повреждений, в том числе во взрывоопасных зонах.

АПвВГ и АПвВнг (А)-LS – то же, с алюминиевыми жилами.

**б)** ПвБШв на 1 кВ – с медными жилами, в оболочке из ПВХ пластика; для прокладки в земле (траншеях) за исключением пучинистых и просадочных грунтов и для прокладки одиночных линий в кабельных сооружениях.

ПвБШнг (А)-LS на 1 кВ – с медными жилами, бронированные, с наружной оболочкой из ПВХ пластика пониженной пожароопасности; для групповой прокладки линий в кабельных сооружениях, в том числе во взрывоопасных зонах.

АПвБВГ и АПвБШнг (А)-LS – то же, но с алюминиевыми жилами.

Диапазон температур эксплуатации для кабелей, указанных в пунктах а) и б) –

ПвВГ, АПвВГ, ПвБШв, АПвБШв: -50...+50°C.

ПвВг (А)-LS, АПвВГ (А)-LS, ПвБШнг (А)-LS, АПвБШнг (А)-LS: -40...+50°C.

**в)** ПвБШп (АПвБШп), ПвзБШп (АПвзБШп) – с медными (алюминиевыми) жилами, бронированные, с наружной оболочкой из полиэтилена; для прокладки в земле (траншеях) независимо от степени коррозионной активности грунтов и грунтовых вод, за исключением пучинистых и просадочных грунтов, и для прокладки в грунтах с повышенной влажностью и в воде. Допускается прокладка в кабельных сооружениях при условии обеспечения дополнительных мер противопожарной защиты, например, нанесение огнезащитных покрытий. Диапазон температур эксплуатации – 60...+50°C.

Пожаробезопасные силовые кабели, выпускаемые ЗАО «Завод Москабель», можно условно разделить на две группы:

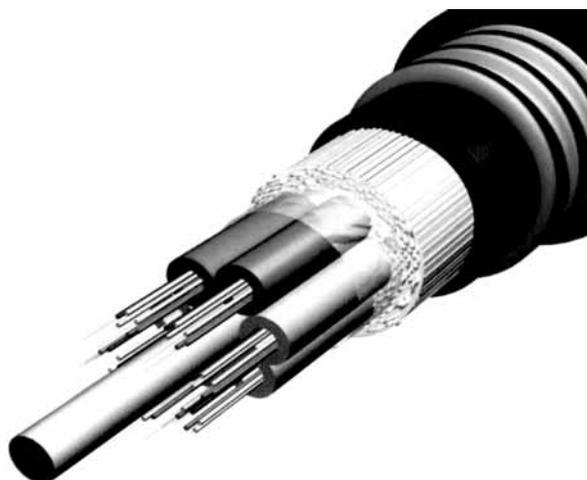
\* силовые кабели, не распространяющие горение, с изоляцией и оболочкой из полимерных композиций, не содержащих галогенов (с индексом – нг – HF): ППГнг –HF, ПББПнг –HF, ПвПГнг –HF;

\* силовые кабели, не распространяющие горение, с низким дымо- и газовыделением (с индексом – нг – LS).

**а)** ППГнг –HF – кабели силовые с медными жилами, изоляция и оболочка выполнены из полимерных композиций, не содержащих галогенов. Прокладка их осуществляется в кабельных сооружениях и помещениях при отсутствии опасности механических повреждений в процессе эксплуатации. Число жил: 1, 3, 4, 5. Номинальные сечения: 16...240 мм<sup>2</sup>;

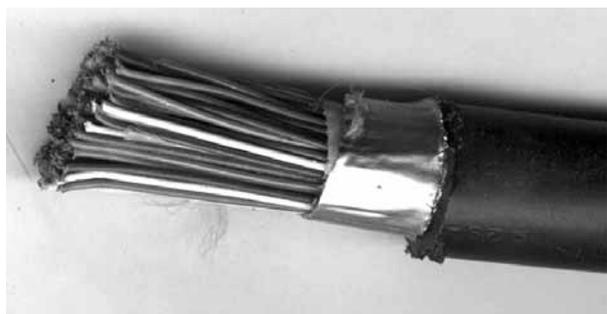
**б)** ПББПнг –HF – то же, бронированные. Прокладка их осуществляется в кабельных сооружениях и помещениях при наличии опасности механических повреждений в процессе эксплуатации. Число жил: 3, 4, 5. Номинальные сечения: 16...240 мм<sup>2</sup>.

**в)** ПвПГнг –HF – силовые кабели с медными жилами, изоляция выполнена из сшитого полиэтилена, оболочка – из полимерной композиции, не содержащей галогенов. Прокладка их осуществляется в кабельных сооружениях и помещениях при отсутствии опасности механических повреждений в процессе эксплуатации. Число жил: 1, 3, 4, 5. Номинальные сечения: 16...35 мм<sup>2</sup>.



Для всех трех категорий номинальное напряжение 1 кВ.

- а) АПвВГнг-LS** – кабели силовые с алюминиевыми жилами, изоляция выполнена из вулканизированного полиэтилена, оболочка – из ПВХ пластиката пониженной горючести с низким дымо- и газовыделением без защитного покрова. Прокладка их осуществляется в кабельных сооружениях, помещениях и сооружениях метрополитенов, в т. ч. в пожароопасных зонах, при отсутствии опасности механических повреждений в процессе эксплуатации. Число жил: 1, 3, 4, 5. Номинальные сечения: 50...625; 16...240 мм<sup>2</sup>. Номинальное напряжение 1 кВ.



- б) ПвВГнг-LS** – то же, с медными жилами.  
**в) ВВВнг-LS** – кабели силовые бронированные, с медными жилами, с изоляцией и наружным шлангом из ПВХ композиции пониженной пожароопасности, с низким дымо- и газовыделением. Прокладка их осуществляется в кабельных сооружениях, помещениях и сооружениях метрополитенов, в т. ч. в пожароопасных и взрывоопасных зонах, при отсутствии растягивающих усилий в процессе эксплуатации. Число жил: 1, 3, 4, 5. Номинальные се-

чения (соответственно по порядку числа жил): 50...625; 240...625; 16...240 мм<sup>2</sup>.

- г) АВВВнг-LS** – то же, с алюминиевыми жилами, за исключением взрывоопасных зон классов В-1 и В-1а.  
**д) АПвВВнг-LS** – кабели силовые бронированные с алюминиевыми жилами, изоляция выполнена из вулканизированного полиэтилена, наружный шланг – из ПВХ пластиката пониженной горючести и с низким дымо- и газовыделением. Прокладка их осуществляется в кабельных сооружениях, помещениях и сооружениях метрополитенов, в т. ч. в пожароопасных зонах, при отсутствии растягивающих усилий в процессе эксплуатации. Число жил: 1, 3, 4, 5. Номинальные сечения: 50...625; 16...240 мм<sup>2</sup>.  
**е) ПвВВнг-LS** – то же, с медными жилами.  
**ж) АВВГнг-LS** – кабели силовые с алюминиевыми жилами, изоляция и оболочка выполнены из ПВХ композиции пониженной горючести с низким дымо- и газовыделением без защитного покрова. Прокладка их осуществляется в пожароопасных помещениях, при условии отсутствия опасности механических повреждений. Число жил: 1, 3, 4, 5, 5. Номинальные сечения: 16...240; 16...35; 50...240 мм<sup>2</sup>.  
**з) ВВГнг-LS** – то же, с медными жилами.  
**и) АВБШВнг-LS** – кабели силовые с алюминиевыми жилами с изоляцией из ПВХ композиции пониженной пожароопасности, с защитным покровом типа ББШв со шлангом из ПВХ композиции пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением. Прокладка их осуществляется в кабельных сооружениях и помещениях, в т. ч. в пожароопасных зонах, при отсутствии растягивающих усилий в процессе эксплуатации. Число жил: 3, 4. Номинальные сечения: 16...240 мм<sup>2</sup>.  
**к) ВБШВнг-LS** – то же, с медными жилами.

## Литература

- 1) *Новейшие технологии в мире кабелей. Рекламный каталог компании «АББ Москабель», 2003.*
- 2) *Каталог продукции ОАО «Электрокабель» Кольчугинский завод», третье издание, 2005.*
- 3) *Каталог продукции ЗАО «Завод Москабель», 2005.*

Янсюкевич В. А.



## МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ, ИЗМЕРЕНИЙ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ И КОНТРОЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

### ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Рекомендации настоящей методики распространяются на проведение испытаний, измерение сопротивления изоляции силовых и контрольных кабелей напряжением до 1000 В.

Силовые кабели применяются для передачи электрической энергии, основное назначение контрольных кабелей – передача энергии, управляющих и измерительных импульсов в цепях вторичной коммутации. В качестве контрольных кабелей могут применяться силовые кабели с малым сечением токопроводящих жил, применение контрольных кабелей в качестве силовых практически не практикуется.

### Выдержки из ГОСТ 15845-80 «Изделия кабельные. Термины и определения»

| Силовые кабели                         |   |
|--|---|
| Силовой кабель                         | Кабель для передачи электрической энергии токами промышленных частот                      |
| Кабели и провода различного назначения |   |
| Кабель управления                      | Кабель для цепей дистанционного управления, релейной защиты и автоматики                  |
| Контрольный кабель                     | Кабель для цепей контроля и измерения на расстоянии электрических и физических параметров |

Выдержки из ГОСТа приведены для общего понятия в принципе разделения кабелей по их назначению. Для удобства мы будем рассматривать кабели управления и контрольные кабели как одно целое и в даль-

нейшем будем именовать их как контрольные.

Самое важное преимущество кабельных линий в долговечности и почти полной независимости от атмосферных воздействий.

## ДЕНЬ НЕЗАВИСИМОСТИ... ОТ ЭНЕРГИИ

Согласно исследованиям независимых экспертов, после майского отключения электричества в Москве резко увеличился спрос на системы аварийного освещения. На данный момент в этом сегменте уверенно лидирует система аккумуляторов RZB, позволяющая обеспечивать энергией аварийные и эвакуационные светильники (220 В AC/DC). При помощи компьютера система аккумуляторов RZB автоматически проверяет сеть и контролирует состояние подключенных светильников. Динамика увеличения спроса на системы аварийного освещения по отраслям по сравнению с 2004 годом выглядит следующим образом: банки – 50%, страховые компании (в том числе, стейкхолдеры) – 50%, аэропорты России – 15%, государственные телефонные и частные мобильные операторы связи – 20%.

По материалам компании Группа MODUL

## ИТОГИ ВЫСТАВКИ «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ РОССИИ (ЛЭП 2005)».

С 29 ноября по 2 декабря на ВВЦ состоялась Международная специализированная выставка и семинар «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ РОССИИ (ЛЭП-2005)». Организаторами выступило ЗАО «Энервек-Экспо» при поддержке ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы».

В работе выставки и семинара приняли участие представители энергетических компаний России, межсистемных электрических сетей, электросетевых строительных, монтажных и проектных организаций. Также в выставке среди участников были энергетики стран СНГ, специалисты энергетики других отраслей промышленности, а также зарубежные фирмы и совместные предприятия (производители оборудования, конструкций и материалов).

Завод «Электрокабель» принял участие в выставке и награжден Дипломом «За пропаганду передовых до-



**Рисунок 1. Прокладка силовых и контрольных кабелей по эстакадам.**

В основном силовые кабельные линии напряжением 0,4кВ (до 1000В) прокладывают на небольшие расстояния, или в том случае, когда применение ВЛ нецелесообразно по причине перегруженности надземного пространства. В производственных помещениях и на производственных и заводских территориях в последнее время все чаще применяют кабельные эстакады для прокладки как силовых, так и контрольных кабелей. (Рис. 1)

Внутри зданий кабели прокладываются по стенам и потолкам. Разрешается также прокладка кабелей в трубах или каналах в полу или междуэтажных перекрытиях, где они могут быть легко заменены в случае повреждения. Для горизонтальной прокладки по стенам применяются специальные опорные металлические конструкции, настенные полки и профили с кабельными закладными подвесами.

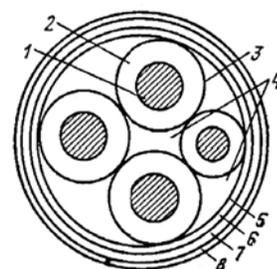
Все кабели должны подвергаться периодическим испытаниям в соответствии с данной методикой.

### ОБЪЕКТ ИСПЫТАНИЯ

Силовые и контрольные кабели любого напряжения состоят из токопроводящих жил, изоляционных и защитных оболочек.

**Токопроводящие жилы** кабелей выполняются из меди или алюминия. По форме сечения жилы изготавливаются круглыми, секторными и сегментными. В зависимости от числа токопроводящих жил силовые кабели

бывают одно-, двух-, трех и четырехжильными. Отечественные заводы изготавливают силовые кабели следующих стандартных сечений: 1,5; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240; 300; 400; 500 и 600 мм<sup>2</sup>.



**Рисунок 2. Силовой кабель на напряжение до 1кВ.**

**1 – токопроводящая жила, 2 – изоляция, 3 – обмотка прорезиненной лентой (или пластик), 4 – заполнение, 5 – обмотка лентой, 6 – оболочка, 7 – броня, 8 – защитные покровы.**

Силовые кабели изготавливаются на различные напряжения и в зависимости от этого имеют определенный диапазон стандартных сечений. Четырехжильные кабели (Рис. 2) изготавливаются только на напряжения до 1000В и имеют сечения жил от 1,5 до 185 мм<sup>2</sup>. Четвертая жила четырехжильного кабеля, называемая нулевой, имеет сечение, равное фазной жиле или вдвое меньшее. В настоящее время все большее распространение получают силовые кабели

для электроустановок напряжением до 1000 В с пятью отдельными жилами, из которых три являются фазными, одна – нулевой рабочей и одна – нулевой защитной.

Токоведущие жилы контрольных кабелей имеют сечение от 0,75 мм<sup>2</sup> до 4 мм<sup>2</sup> и могут быть выполнены из меди или алюминия. Следует сразу отметить, что алюминиевые жилы обычно имеют сечение не менее 2,5 мм<sup>2</sup>, это обусловлено условиями механической прочности отдельной жилы. Медные жилы могут выполняться многопроволочными – каждая жила состоит из отдельных проволочек в общей изоляции – это делает каждую жилу более устойчивой к излому в процессе разделки кабеля и монтажа.

Процесс монтажа многопроволочного кабеля несколько усложняется – это связано с тем, что необходимо каждую проволочку жилы покрыть припоем перед установкой наконечника.

**Изолирующие оболочки** кабелей предназначены для изоляции токоведущих жил друг от друга (фазная изоляция) и от земли (поясная изоляция). Изолирующие оболочки могут быть выполнены из резины, пластика и бумаги, пропитанной маслоканифольным составом.

**Защитные оболочки** кабелей служат для защиты изолирующих оболочек от разрушения при проникновении влаги и от механических повреждений. Защитные оболочки, образующие герметический слой вокруг изоляционных оболочек, выполняются из свинца, алюминия или пластмасс.

Для защиты свинцовых оболочек от химических воздействий их обматывают бумажной лентой, пропитанной кабельной массой (канифоль, растворенная в минеральном масле), а поверх покрывают оболочкой из джута. От механических повреждений кабель защищается броней, которая состоит из плоских стальных лент или стальных проволочек. Защита брони от воздействия различных веществ, находящихся в почве, осуществляется еще одной джутовой оболочкой.

Кабели в зависимости от конструкции их защитных оболочек могут быть проложены в земляных траншеях, по стенам, потолкам и конструкциям внутри здания, в блоках, туннелях и каналах. Так, например, во внутренних помещениях, а также в каналах и туннелях прокладывают кабели с алюминиевой, свинцовой, пластмассовой внешней оболочкой, небронированные и бронированные, но без внешней джутовой оболочки. В земляных траншеях прокладывают силовые кабели, защищенные броней и джутовой оболочкой, а также некоторые кабели с пластмассовой оболочкой.

### ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

#### Измерение сопротивления изоляции.

Измерение сопротивления изоляции производится мегаомметром. У силовых кабелей на напряжение до 1кВ и ниже сопротивление изоляции должно быть не ниже 0,5 МОм. У контрольных кабелей сопротивление изоляции не должно быть ниже 1 МОм.

#### Испытание изоляции кабелей.

Изоляция силовых кабелей напряжением до 1000 В и контрольных кабелей испытывается напряжением 1кВ частоты 50 Гц в течение 1 минуты. Для силовых кабельных линий одномоментное испытание изоляции может быть заменено измерением сопротивления изоляции с помощью мегаомметра на напряжение 2500 В. Испытание изоляции производится перед вводом в эксплуатацию.

Испытание контрольных кабелей в составе устройств релейной защиты производится в период проведения наладочных работ (Н), а также первом профилактическом контроле (К1).

#### Определение целостности жил кабелей и фазировка кабельных линий.

Производится в эксплуатации после окончательного монтажа, перемонтажа муфт или отсоединения жил кабеля.

стижений в области строительства, технического перевооружения».

В процессе работы на выставке были получены новые интересные предложения по сотрудничеству от ряда крупных компаний, специалисты завода смогли познакомиться с представленными другими производителями новинками, технологиями, смогли обменяться идеями.

INFOLine

### «ЭС-ПОЛИТЕХ» ПОМОЖЕТ С ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕМ

Санкт-Петербургский государственный политехнический университет (СПбГПУ) организовал комплексный центр энергосбережения «ЭС-Политех», сообщил начальник отдела перспективных разработок СПбГПУ, кандидат технических наук Сергей Счисляев.

По его словам, основное предназначение центра — это проведение энергоаудита государственных или частных предприятий и компаний. Энергоаудит позволяет выявить неоправданные потери и оптимизировать энергетические ресурсы предприятия. Специалисты центра по итогам аудита разрабатывают рекомендации по снижению энергетических расходов и повышению эффективности использования энергоресурсов.

Как отметил Сергей Счисляев, энергетические обследования крупных предприятий показали, что неоправданные потери порой достигают нескольких десятков процентов, а это приносит огромные убытки компаниям, годовое потребление которых составляет миллиарды киловатт-часов. С учетом ежегодного роста тарифов вопрос энергосбережения становится во многом определяющим фактором развития предприятия и одним из основных с точки зрения конкурентоспособности, отметил он.

Центр «ЭС-Политех» оснащен самым современным оборудованием, включающим в себя тепловизор, газоанализатор, расходомер жидкости, инфракрасный и электронный термометры, измеритель влажности, люксметр, термоанемометр, манометр,

Фазировка силового кабеля после испытания необходима в том случае, если это было испытание нового кабеля после монтажа, или производилась установка промежуточной муфты в месте повреждения и т.п. При проведении профилактических испытаний проверка фазировки не требуется.

## УСЛОВИЯ ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ

Испытание силовых и контрольных кабельных линий производят при положительной температуре окружающей среды, это связано с тем, что в холодное время года, в мороз в случае наличия в кабельной массе или внутри изоляции низковольтного кабеля частиц воды в замерзшем состоянии это не будет выявлено при испытании, так как лед является диэлектриком.

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

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

## СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерение сопротивления изоляции силовых и контрольных кабелей производят с помощью мегаомметра. Если измерения проводятся в нормальных условиях (не во взрывоопасной зоне), то мегаомметр может быть любого типа на соответствующее напряжение.

Испытание повышенным напряжением 1кВ производят с помощью специальных повышающих трансформаторов и ЛАТРов для регулирования напряжения. Для измерения напряжения при испытании применяют вольтметры.

В последнее время выпускаются специальные установки, которые

обеспечивают испытательное напряжение от 0 до 2,5 или даже 5 кВ. Такие установки можно с успехом применять для проведения испытаний силовых кабелей напряжением 0,4 кВ, контрольных кабелей и цепей освещения.

Проверку целостности жил кабеля производят с помощью мостов постоянного тока, мультиметров или методом амперметра-вольтметра с подачей тока, не превышающего номинальный ток кабельной линии.

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

## ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ

### Измерение сопротивления изоляции.

Схема для измерения сопротивления изоляции силовых кабельных линий представлена на рисунке 3.

В условиях действующих электроустановок отключать силовые кабели от коммутационных аппаратов не обязательно, исключение составляют случаи, когда отключение связано с обеспечением безопасных условий работ – технические мероприятия при подготовке рабочего места.

Принцип измерения сопротивления изоляции состоит в том, чтобы произвести измерение между каждым парными проводниками кабеля и (в случае если кабель бронированный) между каждым проводником и

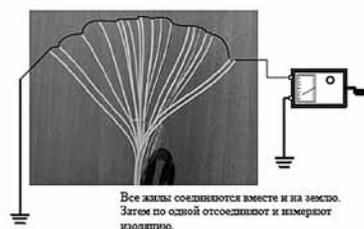
броней. Иными словами, необходимо измерить сопротивление изоляции между фазными проводниками, между каждым фазным проводником и нулевой жилой, между каждым проводником кабеля и РЕ-проводником (броней). Если в кабеле существует и РЕ-проводник и броня одновременно, то их можно считать одним проводником при измерении сопротивления изоляции. В случае если в кабеле нет пятой жилы и нет брони, за РЕ-проводник можно принимать металлические конструкции РУ, заземление и заземленных частей электрооборудования. Таким образом можно выявить нарушение изоляции нулевой жилы и общей изоляции или оболочек кабеля.

Измерение сопротивления изоляции контрольных кабелей проводят аналогично. При измерении разрешается объединять все проводники вместе и измерять затем сопротивление изоляции всего пучка относительно одного, затем отсоединять следующий и т.д. (Рис. 4). Проводник, у которого изоляцию уже измерили, необходимо подключить к общему пучку проводников. Второй конец контрольного кабеля также должен быть «разделан» и все жилы разведены в воздухе. Таким образом постепенно измеряется сопротивление изоляции каждой жилы кабеля относительно земли и других жил.

Если контрольный кабель уже установлен и все жилы его подключены к оборудованию, то сопротивление



**Рисунок 3. Измерение сопротивления изоляции силового кабеля в действующей электроустановке.**



**Рисунок 4. Измерение сопротивления изоляции контрольного кабеля до монтажа.**

Изоляции этого кабеля измеряют вместе с сопротивлением изоляции самого оборудования. Иными словами, отключение кабеля от цепей оборудования не производится.

#### Испытание кабелей повышенным напряжением

Схема для испытания изоляции силового кабеля повышенным напряжением промышленной частоты представлена на рисунке 5.

Испытание изоляции кабельных линий повышенным напряжением производится с целью выявления местных сосредоточенных дефектов, которые не обнаруживаются при измерении мегаомметром, путем доведения их в процессе испытания до пробоя. Такое испытание повышенным напряжением выпрямленного тока производится от специальной испытательной установки. Напряжение от установки прикладывается поочередно к каждой фазе кабеля при заземлении двух других фаз, оболочки кабеля и нулевой жилы.

При испытаниях напряжение должно плавно подниматься до испытательной величины и поддерживаться неизменным в течение всего периода испытания. Отсчет времени производится с момента приложения полной величины испытательного напряжения. Наблюдение за испытанием производится по часам с секундной стрелкой.

Кабель считается выдержавшим испытание, если не произошло пробоя, не было скользящих разрядов и толчков тока или его нарастания после того, как он достиг установившегося значения. Время испытания – одна минута.

На рисунке 5 приведена примерная схема испытательной установки.

После проведения испытаний повышенным напряжением необходимо повторно измерить сопротивление изоляции.

#### ОБРАБОТКА ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ ИСПЫТАНИЯХ

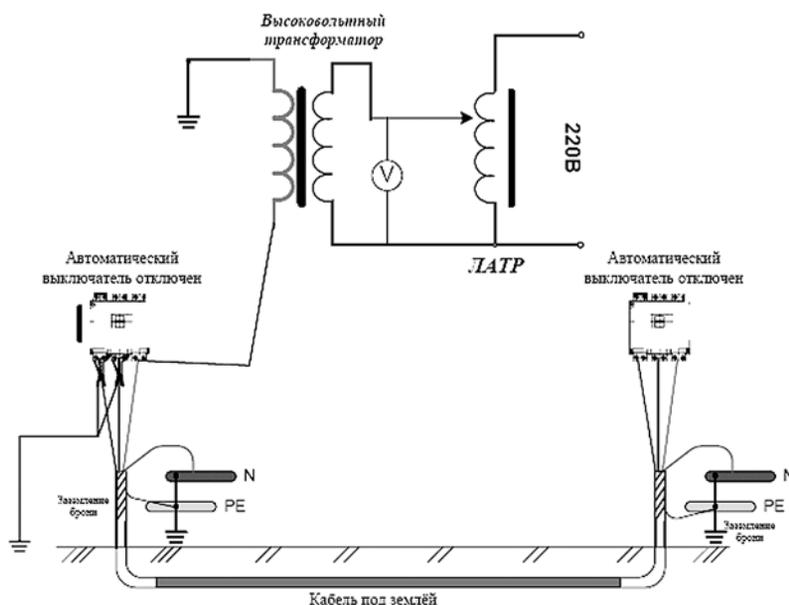
Первичные записи рабочей тетради должны содержать следующие данные:

- \* дату измерений;
- \* температуру, влажность и давление;
- \* наименование, тип оборудования;
- \* номинальные данные объекта испытаний;
- \* результаты испытаний: сопротивление изоляции до испытания повышенным напряжением и после испытания, испытательное напряжение, время приложения испытательного напряжения;
- \* используемую схему испытаний;

#### МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИСПЫТАНИЙ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Пред началом работ необходимо:

- \* Получить наряд (разрешение) на производство работ.
  - \* Подготовить рабочее место в соответствии с характером работы: убедиться в достаточности принятых мер безопасности со стороны допускающего (при работах по наряду) либо принять все меры безопасности самостоятельно (при работах по распоряжению).
  - \* Подготовить необходимый инструмент и приборы.
  - \* При выполнении работ действовать в соответствии с программами (методиками) по испытанию электрооборудования типовыми или на конкретное присоединение. При проведении высоковольтных испытаний на стационарной установке действовать в соответствии с инструкцией.
- Пред окончанием работ необходимо:
- \* Убрать рабочее место, восстановив нарушенные в процессе работы коммутационные соединения (если таковое имело место).
  - \* Сдать наряд (сообщить об окончании работ руководителю или оперативному персоналу).
  - \* Сделать запись в рабочую тетрадь для последующей работы с полученными данными.



**Рисунок 5. Испытание силового кабеля в действующей электроустановке повышенным напряжением.**

\* Оформить протокол на проведенные работы.

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

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

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

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

При работе с мегаомметром прикасаться к токоведущим частям, к которым он присоединен, не разрешается. После окончания работы следует снять с токоведущих частей остаточный заряд путем их кратковременного заземления.

## **ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ С ПОДАЧЕЙ ПОВЫШЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ ОТ ПОСТОРОННЕГО ИСТОЧНИКА ПРИ ИСПЫТАНИИ СИЛОВЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ**

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

Испытания электрооборудования, в том числе и вне электроустановок, проводимые с использованием передвижной испытательной установки, должны выполняться по наряду. Проведение испытаний в процессе работ по монтажу или ремонту оборудования должно оговариваться в строке «Поручается» наряда.

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

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

Рабочее место оператора испытательной установки должно быть отделено от той части установки, которая имеет напряжение выше 1000 В. Дверь, ведущая в часть установки, имеющую напряжение выше 1000 В, должна быть снабжена блокировкой, обеспечивающей снятие напряжения с испытательной схемы в случае открытия двери и невозможность подачи напряжения при открытых дверях. На рабочем месте оператора должна быть предусмотрена отдельная световая, извещающая о включении напряжения до и выше 1000 В, и звуковая сигнализация, извещающая о подаче испытательного напряжения. При подаче испытательного напряжения оператор должен стоять на изолирующем ковре.

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

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

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

При размещении испытательной установки и 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 мм<sup>2</sup>. Перед испытанием следует проверить надежность заземления корпуса.

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

Сечение медного провода, применяемого в испытательных схемах заземления, должно быть не менее 4 мм<sup>2</sup>.

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

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

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

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

Этот провод следует закреплять так, чтобы избежать приближения (подхлестывания) к находящимся под напряжением токоведущим частям на расстоянии 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 380/220 В.

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

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

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

ультразвуковой толщиномер, портативный анализатор электроэнергии, мегомметр.

Все оборудование размещается в передвижной лаборатории на базе автомобиля «Газель».

*Росбалт*

### В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ ВВЕДУТ В СТРОЙ НОВЫЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД

Холдинговая компания «Мега Групп» планирует ввести в строй новый завод ООО «Пластика-Тюмень». На первом этапе будет запущено производство мощностью около 20 тысяч километров полимерных труб в год. Данная продукция, по оценкам специалистов, будет очень востребована: сейчас в России изношено около 40 миллионов километров внутридомовых водопроводных и тепловых сетей.

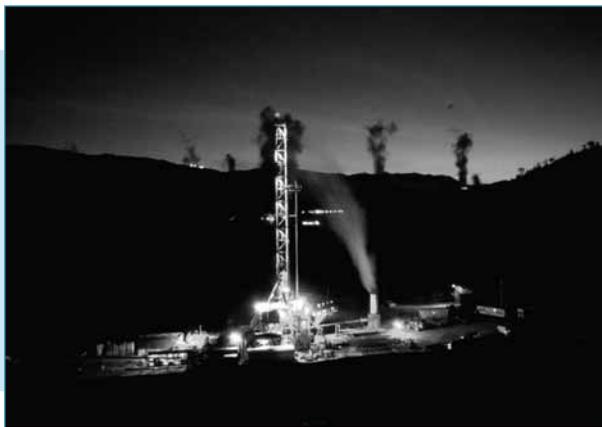
Трубное производство будет включать 5 технологических линий, на установку которых направлено 20 миллионов долларов. На следующем этапе планируется наладить выпуск фитингов, минеральной ваты и сэндвич-панелей на основе пенополиуретана и минеральной ваты. Общая стоимость проекта — 250 миллионов долларов.

*Регнум*

### НА УРАЛЕ НАЧНУТ ВЫПУСКАТЬ СОВРЕМЕННЫЕ ПРИБОРЫ ЭНЕРГОУЧЕТА

Современное оборудование для учета энергопотребления будут производить в Свердловской области. Такое заявление сделал исполняющий обязанности министра промышленности, энергетики и науки Свердловской области Владимир Молчанов на встрече с делегацией ЗАО «Данфосс» — сообщили в пресс-службе министерства.

Российское предприятие «Данфосс» является частью датской корпорации Danfoss и производит современное оборудование для организации учета и регулирования энергопотребления. В настоящее время фир-



**В. Харечко,  
Ю. Харечко**

## АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ - ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ<sup>1</sup>

### УСЛОВИЯ ОПЕРИРОВАНИЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

*Стандартные условия эксплуатации* – установленные в стандарте условия, в которых следует эксплуатировать автоматический выключатель.

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. для автоматических выключателей установлены так называемые «стандартные условия для оперирования». Эти условия в ГОСТ Р 50345 названы иначе – «нормальные условия эксплуатации». В новой версии ГОСТ Р 50345 или стандарта, его заменяющего, целесообразно использовать понятие «стандартные условия эксплуатации», которое больше соответствует наименованию аналогичного понятия из первоисточника – стандарта МЭК 60898.

Автоматические выключатели бытового назначения предназначены для эксплуатации в следующих стандартных условиях:

- ♦ температура окружающего воздуха должна быть не более + 40°C и не менее – 5 °С, среднесуточное ее значение – не выше + 35 °С;
- ♦ высота места установки над уровнем моря не должна превышать 2000 м;
- ♦ относительная влажность воздуха – не более 50% при температуре окружающего воздуха + 40°C (при мень-

ших значениях температуры окружающего воздуха возможно увеличение относительной влажности воздуха, например, до 90% при + 20°C);

- ♦ монтаж автоматических выключателей выполняется в соответствии с инструкциями изготовителя.

Серийно выпускаемые автоматические выключатели обычно рассчитаны на эксплуатацию при температуре окружающего воздуха от – 25 до + 40°C. При установке в низковольтных распределительных устройствах автоматические выключатели крепятся на монтажных рейках шириной 35 мм с помощью собственных специальных приспособлений. Автоматические выключатели можно монтировать и вертикально, и горизонтально.

*Нормальные условия эксплуатации* – см. стандартные условия эксплуатации.

В ГОСТ Р 50345 для автоматических выключателей бытового назначения установлены нормальные условия эксплуатации, хотя в стандарте МЭК 60898-1 2003 г. эти условия в названы стандартными условиями для оперирования. В новой версии ГОСТ Р 50345 или стандарта, его заменяющего, целесообразно использовать понятие «стандартные условия эксплуатации».

*Температура окружающего воздуха* – установленная для предписанных условий температура воздуха, окружающего автоматический выключатель. Для автоматического

<sup>1</sup> Продолжение, начало в журналах № 9–12, 2005 г., №1, 2006 г.

выключателя, имеющего оболочку, это температура воздуха вне оболочки.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «температура окружающего воздуха» определен так: «установленная для предписанных условий температура воздуха, окружающего укомплектованное коммутационное устройство или плавкий предохранитель». В примечании к определению сказано, что для коммутационных устройств или плавких предохранителей, установленных внутри оболочки, это есть температура воздуха снаружи оболочки.

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 использован такой же термин, который определен следующим образом: «определенная при предписанных условиях температура воздуха, окружающего весь коммутационный аппарат или предохранитель». В примечании к определению сказано, что «для коммутационных аппаратов или предохранителей, установленных внутри оболочки, — это температура воздуха вне оболочки».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «температура окружающего воздуха» имеет следующее определение, которое основано на представленном выше определении из МЭС: «установленная для предписанных условий температура воздуха, окружающего автоматический выключатель (для автоматического выключателя в оболочке это есть воздух снаружи оболочки)».

В ГОСТ Р 50345 рассматриваемый термин имеет похожее определение — «определенная в предписанных условиях температура воздуха, окружающего автоматический выключатель (для автоматического выключателя, заключенного в оболочку, это температура воздуха вне оболочки)».

Автоматические выключатели бытового назначения предназначены для эксплуатации при температуре окружающего воздуха от  $-5$  до  $+40$ °C. Однако выпускаемые автоматические выключатели обычно рассчитаны на больший температурный диапазон от  $-25$  до  $+40$ °C. Расцепитель сверхтока современного автоматического выключателя включает в себя тепловой расцепитель перегрузки, подверженный воздействию температуры окружающего воздуха. Поэтому проверку время-токовой характеристики автоматического выключателя предписано выполнять при строго определенной температуре окружающего воздуха, равной  $30$ °C, которая называется контрольной температурой окружающего воздуха.

**Контрольная температура окружающего воздуха** — температура окружающего воздуха, при которой устанавливают время-токовую характеристику автоматического выключателя.

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. определен термин «эталонная температура окружающего воздуха» — «температура окружающего воздуха, на которой базируются время-токовые характеристики».

В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет наименование «контрольная температура окружающего воздуха» и следующее

определение: «температура окружающего воздуха, при которой устанавливают время-токовые характеристики». При подготовке новой редакции ГОСТ Р 50345 или стандарта, его заменяющего, рассматриваемый термин целесообразно назвать эталонной температурой окружающего воздуха.

Параметры стандартной время-токовой зоны автоматического выключателя установлены для контрольной температуры окружающего воздуха, равной  $30$ °C. Поэтому проверку характеристики расцепления автоматического выключателя обычно проводят при температуре окружающего воздуха, которая равна  $30$ °C. Однако указанную проверку можно проводить и при температуре, отличной от  $30$ °C. В этом случае для получения надлежащего результата следует соответствующим образом корректировать испытательные токи. Увеличение или уменьшение испытательных токов (против нормативных токов) не должно превышать  $1,2\%$  на  $1$  °C соответственно уменьшения или увеличения температуры, при которой выполняется проверка, относительно контрольной температуры окружающего воздуха.

**Контрольная температура калибровки** — см. контрольная температура окружающего воздуха.

В п. 8.6.1 стандарта МЭК 60898-1 2003 г. указано, что параметры стандартной время-токовой зоны установлены для эталонной температуры калибровки, равной  $30$ °C. В ГОСТ Р 50345 этот термин назван контрольной температурой калибровки. При подготовке новой редакции ГОСТ Р 50345 или стандарта, его заменяющего, рассматриваемый термин целесообразно назвать эталонной температурой калибровки.

**Продолжительный режим автоматического выключателя** — режим, при котором главные контакты автоматического выключателя остаются замкнутыми, проводя установившийся электрический ток без прерывания в течение продолжительного времени (неделями, месяцами и даже годами).

В стандарте МЭК 60947-1 2004 г. установлено несколько номинальных режимов оперирования коммутационных устройств, которые рассматриваются в качестве их стандартных режимов. Одним из таких режимов оперирования является так называемый «непрерывный режим», который определен так: «режим, не имеющий какого-либо периода без нагрузки, в котором главные контакты оборудования остаются замкнутыми пока проводят установившийся ток без прерывания в течение промежутков времени, больших чем восемь часов (неделями, месяцами, или даже годами)». В примечании к определению разъяснено, что этот вид эксплуатации установлен обособленно от восьмичасового режима, потому что окислы и грязь могут накапливаться на контактах и приводить к прогрессирующему нагреванию. Непрерывный режим может быть принят в расчет или коэффициентом снижения номинальной мощности, или специальными конструктивными исполнениями.

В ГОСТ Р 50030.1 рассматриваемый режим назван продолжительным режимом и определен так: «режим нагруз-

ки, в котором главные контакты аппарата остаются замкнутыми, проводя установившийся ток, без перерыва более 8 ч (в течение недель, месяцев или даже лет». В примечании к определению указано, что «такой режим эксплуатации отличается от вомьмичасового, поскольку на контактах могут накапливаться оксиды и грязь, вызывая постепенное увеличение нагрева. При продолжительном режиме либо вводится коэффициент снижения номинальной мощности, либо применяется специальная конструкция (например предусматриваются серебряные контакты)».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «непрерывный режим» определен следующим образом: «режим, в котором главные контакты автоматического выключателя остаются замкнутыми пока проводят установившийся ток без прерывания в течение продолжительных периодов (которые могут быть неделями, месяцами или даже годами)».

В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет наименование «продолжительный режим» и похожее определение – «режим, при котором главные контакты автоматического выключателя остаются замкнутыми, непрерывно проводя установившийся ток в течение длительного времени (неделями, месяцами или даже годами)».

Продолжительный режим является основным режимом работы автоматического выключателя бытового назначения. Будучи включенным, автоматический выключатель проводит электрический ток неделями, месяцами и даже годами. Он может разомкнуть главные контакты или при появлении в его главной цепи сверхтока, или при ручном управлении, или при удаленном управлении. Одна из основных характеристик автоматического выключателя «номинальный ток» установлена для его оперирования в продолжительном режиме.

**Категория применения (коммутиционного устройства или плавкого предохранителя)** – сочетание определенных требований, относящихся к условию, в котором коммутиционное устройство или плавкий предохранитель осуществляет свое назначение, выбранное представлять характеристическую группу практических применений.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «категория применения (коммутиционного устройства или плавкого предохранителя)» определен так: «сочетание определенных требований, относящихся к условию, в котором коммутиционное устройство или плавкий предохранитель осуществляет свое назначение, выбранное представлять характеристическую группу практических применений». В примечании к определению термина разъяснено, что определенные требования могут касаться, например, значений включающих способностей (если применимы), отключающих способностей и других характеристик, присоединенных цепей и соответствующих условий применения и режима работы.

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение рассматриваемого термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 термину дано наименование «категория применения (коммутиционного аппарата или плавко-

го предохранителя)» и похожее определение: «комбинация определенных требований, отнесенных к состоянию, в котором коммутационный аппарат или плавкий предохранитель выполняет свои функции, отобранных в качестве типичных для характерной группы практических применений». В примечании к определению термина сказано, что «требования могут затрагивать, например, значения включающей способности (при ее наличии), отключающей способности и другие характеристики, подключенные цепи, условия эксплуатации и поведение».

Категория применения имеет буквенно-цифровое обозначение, которое содержит буквы «АС» для переменного тока и «DC» – для постоянного тока. Стандарт МЭК 60947-1 и ГОСТ Р 50030.1 имеют приложения «А», в которых представлены примеры категорий применения для коммутационной аппаратуры и аппаратуры управления. В приведенной таблице 12 представлены категории применения электромеханических контакторов и пускателей, выпускаемых в соответствии с требованиями стандарта МЭК 60947-4-1 и ГОСТ Р 50030.4.1.

**Короткое замыкание** – случайный или преднамеренный проводящий путь между двумя или более проводящими частями, принуждающий различия электрических потенциалов между этими проводящими частями становиться равными или близкими к нулю.

В стандарте МЭК 60050-195 определен термин «короткое замыкание» – «случайный или преднамеренный проводящий путь между двумя или более проводящими частями, принуждающий различия электрических потенциалов между этими проводящими частями становиться равными или близкими к нулю». В стандартах МЭК 60050-826 и МЭК 60050-151 приведено такое же определение термина «короткое замыкание».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение рассматриваемого термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 термину дано следующее определение: «случайное или намеренное соединение резистором или импедансом со сравнительно низким сопротивлением двух или более точек в цепи, нормально находящихся под различным напряжением».

Короткое замыкание обычно возникает в аварийном режиме электроустановки здания при повреждении изоляции каких-либо токоведущих частей, находящихся под разными электрическими потенциалами, и возникновении между ними электрического контакта. В аварийном режиме возможно также замыкание токоведущих частей на проводящие части, которые находятся под иными электрическими потенциалами, например, на открытые и сторонние проводящие части, имеющие электрическую связь с нейтралью источника питания (при типах заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S). Короткое замыкание может быть результатом действий, совершаемых персоналом при монтаже и эксплуатации электроустановки здания, когда соединяют между собой проводящие части с разными электри-

**Таблица 12. Примеры категорий применения для коммутационной аппаратуры и аппаратуры управления**

| Категория             | Типичное применение  |
|-----------------------|--|
| <b>Переменный ток</b> |  |
| АС-1                  | Неиндуктивная и слабо индуктивная нагрузки, печи сопротивления   |
| АС-2                  | Электродвигатель с фазным ротором: пуск, отключение  |
| АС-3                  | Электродвигатель с короткозамкнутым ротором: пуск, отключение электродвигателей в течение работы   |
| АС-4                  | Электродвигатель с короткозамкнутым ротором: пуск, торможение противовключением <sup>2</sup> , толчковый режим <sup>3</sup>                    |
| АС-5a                 | Коммутация системами управления электрических газоразрядных ламп   |
| АС-5b                 | Коммутация ламп накаливания  |
| АС-6a                 | Коммутация трансформаторов   |
| АС-6b                 | Коммутация батарей конденсаторов   |
| АС-8a                 | Управление электродвигателем герметичного холодильного компрессора с ручной установкой расцепителей перегрузки                                 |
| АС-8b                 | Управление электродвигателем герметичного холодильного компрессора с автоматической установкой расцепителей перегрузки                         |
| <b>Постоянный ток</b> |  |
| DC-1                  | Неиндуктивная и слабо индуктивная нагрузки, печи сопротивления   |
| DC-3                  | Электродвигатели параллельного возбуждения, пуск, торможение противовключением, толчковый режим. Динамическое отключение электродвигателей     |
| DC-5                  | Электродвигатели последовательного возбуждения, пуск, торможение противовключением, толчковый режим. Динамическое отключение электродвигателей |
| DC-6                  | Коммутация ламп накаливания  |

ческими потенциалами. Например, электрическое соединение фазного и нейтрального проводников, двух фазных проводников разных фаз, полюсного и среднего проводников порождает короткое замыкание.

Короткое замыкание характеризуется током короткого замыкания, который может многократно превышать значение номинального тока электрической цепи. Даже кратковременное его воздействие на какие-либо элементы электроустановки здания может вызвать пожар в здании. Поэтому в электроустановках зданий всегда проводят мероприятия, направленные на снижение вероятности возникновения короткого замыкания, а также выполняют защиту от короткого замыкания с помощью устройств защиты от сверхтока – автоматических выключателей и плавких предохранителей.

**Перегрузка** – условия оперирования в электрически не поврежденной цепи, которые вызывают сверхток.

В стандарте МЭК 60050-441 определен термин «перегрузка» – «условия оперирования в электрически не поврежденной цепи, которые вызывают сверхток».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 также использован термин «перегрузка», который определен следующим образом: «условия появления сверхтока в электрически не поврежденной цепи».

В электрических цепях электроустановки здания могут возникать сверхтоки при отсутствии в них электрических повреждений. Причиной появления этих сверхтоков является перегрузка электрических цепей.

Вероятность возникновения перегрузки в одних электрических цепях существенно больше, чем в других. Перегрузка маловероятна в распределительных электрических цепях, а также в групповых электрических цепях, имеющих в своем составе только стационарные электроприемники, например, стационарные электрические светильники. В групповых электрических цепях штепсельных розеток вероятность перегрузки значительно выше. В какой-то момент времени сумма номинальных токов всех одновременно работающих переносных, передвижных и стационарных электроприемников, которые подключены к штепсельным розеткам, может превысить номинальный ток их групповой электрической цепи.

Длительная перегрузка проводников может вызвать их сильный нагрев и стать причиной пожара в здании. Поэтому в электроустановках зданий выполняют специальные мероприятия по защите их частей от перегрузок. Электрические цепи защищают устройствами защиты от сверхтока, которые, в том числе, должны своевременно отключать токи перегрузки.

Перегрузка часто возникает в переходных режимах работы электрических цепей, например, при включении какого-либо электрооборудования. Пусковые токи электрооборудования могут в 5–7 и более раз превышать их номинальные токи и вызывать кратковременные перегрузки. Однако устройства защиты от сверхтока не должны отключать электрические цепи, которые они защищают, при появлении в них кратковременных пусковых токов.

**Сверхток** – электрический ток, превышающий номинальный электрический ток.

В стандарте МЭК 60050-826 имеется термин «сверхток», определенный следующим образом: «электрический ток, превышающий номинальный электрический ток». В примечании к определению рассматриваемого термина отмечается, что для проводников номинальный ток считается равным допустимому току.

<sup>2</sup> Под торможением противовключением понимается быстрая остановка или реверсирование электродвигателя изменением первичных соединений электродвигателя, пока он работает.

<sup>3</sup> Под толчковым режимом (толчковый режим работы) понимается возбуждение электродвигателя однократно или неоднократно в течение коротких периодов, чтобы получить маленькие движения приводимого механизма

В стандарте МЭК 60050-151 термин «сверхток» определен так: «электрический ток, значение которого превышает определенную предельную величину».

В стандарте МЭК 60050-441 термин «сверхток» определен более кратко: «ток, превышающий номинальный ток».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение термина заимствованы из стандарта МЭК 60050-441. В ГОСТ Р 50030.1 использован такой же термин, который определен следующим образом: «любой ток, превышающий номинальный».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. определение термина «сверхток» также взято из стандарта МЭК 60050-441. В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет похожее определение – «любой ток, превышающий номинальный».

Сверхток представляет собой любой электрический ток, величина которого превышает номинальный ток какого-либо элемента электроустановки здания или номинальный ток используемого в ней электрооборудования, например, номинальный ток электрической цепи, допустимый длительный ток проводника, номинальный ток автоматического выключателя, плавкого предохранителя и т. д.

Появление сверхтока в каком-либо элементе электроустановки здания может привести к его перегреву, возгоранию и, как следствие, к возникновению пожара в здании. Поэтому в электроустановке здания выполняют специальные мероприятия, имеющие своей целью защиту ее элементов от сверхтока.

В нормативной документации различают два вида сверхтока – ток перегрузки и ток короткого замыкания.

**Ток короткого замыкания** – сверхток в электрической цепи при коротком замыкании.

В стандарте МЭК 60050-195 термин «ток короткого замыкания» определен так: «электрический ток в данном коротком замыкании». Рассматриваемый термин аналогично определен и в стандарте МЭК 60050-826.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «ток короткого замыкания» имеет иное определение: «сверхток, являющийся результатом короткого замыкания из-за повреждения или неправильного соединения в электрической цепи».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение термина заимствованы из стандарта МЭК 60050-441. В ГОСТ Р 50030.1 рассматриваемый термин определен следующим образом: «сверхток, появляющийся в результате короткого замыкания, вызываемого повреждением или неправильным соединением в электрической цепи».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «ток короткого замыкания» определен так: «сверхток, являющийся результатом повреждения с незначительным полным сопротивлением между точками, предназначенными быть под разными потенциалами при нормальном функционировании». В примечании к определению сказано, что ток короткого замыкания может происходить в результате повреждения или от неправильного соединения.

В ГОСТ Р 50345 рассматриваемый термин имеет похожее определение – «сверхток, обусловленный замыканием с ничтожно малым сопротивлением между точками, которые в нормальных условиях эксплуатации должны иметь различный потенциал». В примечании к определению разъяснено, что «ток короткого замыкания может явиться результатом повреждения или неправильного соединения».

Ток короткого замыкания является сверхтоком. В отличие от тока перегрузки ток короткого замыкания возникает в аварийном режиме электроустановки здания, характеризующемся повреждением изоляции каких-либо токоведущих частей, обычно находящихся под разными электрическими потенциалами, и возникновением между ними электрического контакта с пренебрежимо малым полным сопротивлением. В аварийном режиме возможно также замыкание токоведущих частей на проводящие части, которые находятся под иными электрическими потенциалами, например, на открытые и сторонние проводящие части, имеющие электрическую связь с нейтралью источника питания (при типах заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S). Ток короткого замыкания может возникнуть из-за ошибочных соединений проводящих частей с разными электрическими потенциалами, допущенных при монтаже и эксплуатации электроустановки здания. Если выполнено электрическое соединение, например, фазного и нейтрального проводников электрической цепи, то при ее включении по обоим проводникам будет протекать ток короткого замыкания.

Величина тока короткого замыкания многократно (на несколько порядков) превышает значение тока перегрузки. Даже кратковременное его воздействие на какие-либо элементы электроустановки зданий может вызвать их перегрев, возгорание и, как следствие, пожар в здании. Поэтому проводники электрических цепей в электроустановках зданий должны быть защищены от токов короткого замыкания с помощью устройств защиты от сверхтока – автоматических выключателей или плавких предохранителей.

**Ток перегрузки** – сверхток в электрической цепи при перегрузке.

В стандарте МЭК 60050-826 термин «ток перегрузки (электрической цепи)» определен следующим образом: «сверхток, возникающий в электрической цепи, который не вызывается коротким замыканием или замыканием на землю».

Процитированное определение имеет серьезную логическую ошибку – не всякое замыкание на землю приводит к протеканию сверхтока замыкания на землю. Сверхтоки замыкания на землю имеют место в электроустановках зданий, соответствующих типам заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S, когда опасные токоведущие части замыкаются на открытые проводящие части, сторонние проводящие части или защитные проводники. В электроустановках зданий, соответствующих типам заземления системы TT и IT, даже короткие замыкания на землю сопровождаются

незначительными токами замыкания на землю. При замыкании токоведущей части на землю через какое-то сопротивление ток замыкания на землю может измеряться долями Ампера.

В ранее действовавшем стандарте МЭК 60050-826 1982 г. рассматриваемый термин был определен более точно: «сверхток, имеющий место в цепи в отсутствие электрического повреждения».

В стандарте МЭК 60947-1 рассматриваемый термин определен так: «сверхток, случающийся в электрически неповрежденной цепи».

В ГОСТ Р 50030.1 также используется термин «ток перегрузки», который определен следующим образом: «сверхток в электрически не поврежденной цепи».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. рассматриваемый термин определен следующим образом: «сверхток, случающийся в электрически неповрежденной цепи». В примечании к определению разъяснено, что ток перегрузки может быть причиной повреждения, если поддерживается достаточное время.

В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет похожее определение – «сверхток в электрически не поврежденной цепи». В примечании к определению сказано, что «достаточно длительный ток перегрузки может привести к повреждению».

Ток перегрузки является разновидностью сверхтока, который может появиться в какой-либо части электроустановки здания при перегрузке, когда в электрической цепи отсутствуют электрические повреждения. Вероятность появления тока перегрузки в одних электрических цепях существенно больше, чем в других. В групповых электрических цепях освещения, в которых используются стационарные электрические светильники, а также в других групповых электрических цепях, имеющих в своем составе только стационарные электроприемники, маловероятно появление длительного тока перегрузки. В групповых электрических цепях штепсельных розеток вероятность возникновения тока перегрузки значительно выше. В какой-то момент времени сумма номинальных токов всех одновременно работающих переносных и передвижных электроприемников, подключенных к штепсельным розеткам, может превысить номинальный ток их групповой электрической цепи.

Длительное протекание тока перегрузки по проводникам может вызвать их сильный нагрев и стать причиной пожара в здании. Поэтому электрические цепи в электроустановках зданий защищают от токов перегрузки.

В большинстве электрических цепей могут возникать кратковременные токи перегрузки, которые обусловлены пусковыми токами электрооборудования. Например, при включении асинхронных электродвигателей пусковые токи могут в 5–7 раз превышать их номинальные токи. При включении светильников с лампами накаливания пусковой

ток может достигать значения, равного 10 номинальным токам. Продолжительность промежутка времени, в течение которого протекают пусковые токи перегрузок, не превышает нескольких секунд. Устройства защиты от сверхтока (автоматические выключатели или плавкие предохранители) не должны отключать защищаемые ей электрические цепи при появлении в них пусковых токов.

**Защита от сверхтока** – защита, предусматривающая отключение электрической цепи при появлении в ней сверхтока.

В электроустановке здания должна быть выполнена защита от сверхтока проводников ее электрических цепей. С этой целью электрические цепи подключают к устройствам защиты от сверхтока, к которым, прежде всего, относятся автоматические выключатели и плавкие предохранители. Требования к защите электрических цепей от токов перегрузки и короткого замыкания сформулированы в стандартах комплекса ГОСТ Р 50571.

В ГОСТ Р 50571.5–94 (МЭК 364-4-43–77) «Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от сверхтока» изложены общие требования к осуществлению защиты проводников в электроустановках зданий от сверхтока, установлены требования к характеристикам устройств защиты от сверхтока, приведены требования по согласованию характеристик проводников и устройств защиты от перегрузки и короткого замыкания, а также конкретизированы требования по защите проводников от токов перегрузки и токов короткого замыкания.

В качестве устройств защиты от сверхтока можно использовать автоматические выключатели, плавкие предохранители и их сочетания. Устройства защиты от токов перегрузки должны иметь время-токовую характеристику с обратно-зависимой выдержкой времени, а также обеспечивать отключение токов перегрузки раньше, чем произойдет опасное повышение температуры проводников и их соединений. Отключающая способность устройств защиты от перегрузки может быть меньше ожидаемого тока<sup>4</sup> короткого замыкания в месте установки. Устройства защиты от токов короткого замыкания должны отключать любые токи короткого замыкания вплоть до их отключающей способности раньше, чем эти токи вызовут опасные повышения температуры проводников и их соединений или опасные механические воздействия на проводники. Эти устройства могут устанавливаться в местах, где защита от токов перегрузки не требуется или она выполняется другими защитными устройствами.

В ГОСТ Р 50571.9–94 (МЭК 364-4-473–77) «Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Применение мер защиты от сверхтоков» приведены требования по выполнению защиты от сверхтока в электрических цепях электроустановки здания.

<sup>4</sup> Под ожидаемым током понимается электрический ток, который будет протекать в электрической цепи, если каждый полюс устройства защиты от сверхтока заменить проводником с ничтожно малым сопротивлением

Устройства защиты от перегрузок и коротких замыканий, как правило, следует устанавливать в тех точках электрических цепей, где из-за изменения сечения, конструкции или материала проводников, а также способа их прокладки уменьшаются значения допустимых длительных токов проводников. Рекомендуется не устанавливать устройства защиты от сверхтока в электрических цепях, питающих электрооборудование, отключение которого может привести к возникновению угрозы безопасности. К таким электрическим цепям относятся, например, цепи возбуждения электрических машин, электрические цепи, питающие грузоподъемные электромагниты, вторичные цепи трансформаторов тока. В этих случаях необходимо устанавливать устройства аварийной сигнализации.

В фазных проводниках необходимо выполнять обнаружение сверхтоков. Отключать следует те фазные проводники, в которых сверхток обнаружен. Однако если отключение одного фазного проводника может вызвать опасные последствия, например, в электрической цепи, питающей трехфазный электродвигатель, должны быть предусмотрены специальные меры.

В электроустановках зданий, соответствующих типам заземления системы TN-C, TN-S, TN-C-S и TT, не требуется обнаружение сверхтока в нулевых рабочих проводниках, если их сечения равны сечениям фазных проводников. Если в какой-то электрической цепи сечение нулевого рабочего проводника меньше сечения фазных проводников, следует предусмотреть обнаружение в нем сверхтока с последующим отключением фазных проводников. Нулевой рабочий проводник при этом можно не отключать. Однако не требуется обнаружение сверхтока в нулевом рабочем проводнике при выполнении следующих двух условий:

- ◆ нулевой рабочий проводник защищен от короткого замыкания с помощью защитного устройства фазных проводников электрической цепи;
- ◆ максимальный ожидаемый ток, который может протекать по нулевому рабочему проводнику в нормальном режиме, меньше значения допустимого длительного тока этого проводника.

В электроустановках зданий, соответствующих типу заземления системы IT и имеющих нулевые рабочие проводники, требуется обнаружение сверхтока в нулевом рабочем проводнике каждой электрической цепи. При его выявлении следует отключить все проводники, находящиеся под напряжением, включая нулевой рабочий проводник. В некоторых случаях стандарт не предписывает выполнение указанных мер.

Если необходимо отключить нулевой рабочий проводник, то это можно сделать после отключения фазных проводников. Включение нулевого рабочего проводника мож-

но выполнять раньше или одновременно с фазными проводниками.

**Защита от короткого замыкания** – защита, предусматривающая отключение электрической цепи при возникновении в ней короткого замыкания.

В электроустановке здания должна быть выполнена защита от короткого замыкания проводников ее электрических цепей. С этой целью электрические цепи подключают к устройствам защиты от сверхтока, к которым, прежде всего, относятся автоматические выключатели и плавкие предохранители. Требования к защите электрических цепей от токов перегрузки и короткого замыкания сформулированы в стандартах комплекса ГОСТ Р 50571.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.5 устройства защиты от короткого замыкания должны отключать любые токи короткого замыкания вплоть до их отключающей способности раньше, чем эти токи вызовут опасные повышения температуры проводников и их соединений или опасные механические воздействия на проводники. Эти устройства могут устанавливаться в местах, где защита от токов перегрузки не требуется или она выполняется другими защитными устройствами.

Любое устройство защиты от короткого замыкания должно отвечать двум следующим условиям:

- ◆ отключающая способность устройства должна быть не менее значения ожидаемого тока короткого замыкания в том месте, где оно установлено;
- ◆ время отключения короткого замыкания в любой точке электрической цепи не должно превышать времени, в течение которого температура проводников достигнет допустимого предела.

Для короткого замыкания продолжительностью до 5 сек время отключения короткого замыкания можно приблизительно рассчитать по формуле:

$$\sqrt{t} = K \frac{S}{I}, \quad (3)$$

где  $t$  – продолжительность, с;  
 $S$  – сечение проводника, мм<sup>2</sup>;  
 $I$  – действующее значение тока короткого замыкания, А;

$K = 115$  – для медных проводников с поливинилхлоридной изоляцией и для соединений медных проводников, выполняемых пайкой;

$K = 135$  – для медных проводников с резиновой изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена;

$K = 74$  – для алюминиевых проводников с поливинилхлоридной изоляцией;

$K = 87$  – для алюминиевых проводников с резиновой изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена.

В стандарте сказано, что для очень малой продолжительности короткого замыкания (менее 0,1 с), а также для токоог-

<sup>5</sup> Речь идет о значении характеристики  $I^2t$  защитного устройства, установленном его производителем. То есть значение характеристики  $I^2t$  устройства защиты от сверхтока должно быть меньше значения  $K^2S^2$ .

раничивающих устройств защиты от сверхтока значение  $K^2S^2$  должно быть больше значения пропускаемой энергии ( $I^2t$ ), заявленного производителем защитного устройства<sup>5</sup>.

Если характеристики устройства защиты от перегрузки соответствуют требованиям, предъявляемым к характеристикам устройства защиты от короткого замыкания, оно может быть использовано в качестве единого устройства, которое применяется и для защиты от перегрузки, и для защиты от короткого замыкания. В противном случае следует применять два защитных устройства, согласовав их характеристики так, чтобы мощность короткого замыкания не превышала значения, которое может выдержать устройство защиты от перегрузки.

Современные автоматические выключатели бытового назначения (по ГОСТ Р 50345) могут отключать короткое замыкание за промежуток времени менее 0,01 с. Для защиты от короткого замыкания электрических цепей целесообразно использовать токоограничивающие автоматические выключатели, которые резко снижают негативное воздействие токов короткого замыкания на проводники. Групповые электрические цепи рекомендуется защищать автоматическими выключателями с типом мгновенного расцепления В, которые имеют диапазон токов мгновенного расцепления свыше трех до пяти номинальных токов. В тех случаях, когда групповые электрические цепи содержат электрооборудование, имеющее большие пусковые токи, следует применять автоматические выключатели с типом мгновенного расцепления С, которые имеют диапазон токов мгновенного расцепления свыше пяти до десяти номинальных токов. Быстрое срабатывание автоматического выключателя происходит при токах короткого замыкания, превышающих верхнюю границу диапазона токов мгновенного расцепления. Поэтому при выборе характеристик автоматического выключателя желательно обеспечить следующее соотношение – минимальный ток однофазного короткого замыкания в наиболее удаленной точке электрической цепи должен быть больше или равен верхней границе диапазона токов мгновенного расцепления.

**Защита от перегрузки** – защита, предусматривающая отключение электрической цепи при возникновении в ней перегрузки.

В электроустановке здания должна быть выполнена защита от перегрузки проводников ее электрических цепей. С этой целью электрические цепи подключают к устройствам защиты от сверхтока, к которым, прежде всего, относятся автоматические выключатели и плавкие предохранители. Требования к защите электрических цепей от токов перегрузки и короткого замыкания сформулированы в стандартах комплекса ГОСТ Р 50571.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.5 устройства защиты от перегрузки должны иметь время-токовую характеристику с обратно-зависимой выдержкой времени и обеспечивать отключение токов перегрузки раньше, чем произойдет опасное повышение температуры про-

водников и их соединений. Их отключающая способность может быть меньше ожидаемого тока короткого замыкания в месте установки.

Рабочая характеристика любого устройства защиты от сверхтока, применяемого для защиты кабеля (проводов) электропроводки от перегрузки, должна отвечать следующим условиям:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z, \quad (1)$$

$$I_2 \leq 1,45 I_Z, \quad (2)$$

где  $I_B$  – рабочий ток электрической цепи, А;

$I_n$  – номинальный ток устройства защиты от сверхтока, А;

$I_Z$  – допустимый длительный ток жил кабеля (провода), А;

$I_2$  – ток, обеспечивающий надежное срабатывание устройства защиты от сверхтока, А.

Ток  $I_2$  принимают равным для автоматических выключателей – току срабатывания при заданном времени срабатывания, для плавких предохранителей – току плавления плавкой вставки при заданном времени срабатывания.

Однако, как отмечается в стандарте, при соблюдении указанных требований нельзя обеспечить защиту проводников от малых длительных токов перегрузки. Если подобные токи могут иметь место в электрических цепях электроустановки здания, то для обеспечения гарантированной защиты проводников электропроводок от малых токов перегрузки следует применять автоматические выключатели, номинальные токи которых меньше чем допустимый длительный ток проводников. Например, для защиты от сверхтока групповых электрических цепей, выполненных медными проводниками сечением 1,5 мм<sup>2</sup> и 2,5 мм<sup>2</sup>, целесообразно использовать автоматические выключатели бытового назначения (по ГОСТ Р 50345) с номинальным током не более соответственно 13 А и 16 А.

**Автоматическое отключение питания** – прерывание одного или более линейных проводников, производимое при помощи автоматического срабатывания защитного устройства в случае повреждения.

Термин «автоматическое отключение питания» в стандарте МЭК 60050-195 определен так: «прерывание одного или более линейных проводников, осуществляемое автоматическим срабатыванием защитного устройства в случае повреждения». Аналогичное определение этому термину дано и в стандарте МЭК 60050-826.

Термин «автоматическое отключение питания» появился в национальной нормативной документации в 1995 г. после введения в действие первых стандартов комплекса ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий».

Требования к автоматическому отключению питания изложены в ГОСТ Р 50571.3–94 (МЭК 364-4-41–92) «Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током», который разработан на основе стандарта

МЭК 60364-4-41 1992 г. и введен в действие с 1 января 1995 г. В главе 1.7 Правил устройства электроустановок седьмого издания также содержатся требования к автоматическому отключению питания, которые сформулированы на основе требований ГОСТ Р 50571.3.

Автоматическое отключение питания является мерой защиты от косвенного прикосновения<sup>6</sup>, наиболее широко применяемой в электроустановках зданий. При повреждении основной изоляции какой-либо опасной токоведущей части электрооборудования класса I возможно ее электрическое соединение с открытой проводящей частью. В результате этого на открытой проводящей части электрооборудования класса I может появиться опасное для человека напряжение. Автоматическое отключение питания ориентировано на быстрое отключение электрической цепи (прерывание ее линейных проводников) при появлении в ней аварийного электрооборудования класса I.

Основная цель автоматического отключения питания – исключить прикосновение человека или животного к открытой проводящей части, оказавшейся под опасным для них напряжением, или уменьшить время косвенного прикосновения до безопасного значения.

Для реализации указанной меры защиты от косвенного прикосновения в электроустановках зданий выполняют следующие технические мероприятия:

- ◆ устанавливают защитные устройства, с помощью которых осуществляется автоматическое отключение электрических цепей с аварийным электрооборудованием класса I;
- ◆ производят защитное заземление открытых проводящих частей;
- ◆ выполняют уравнивание потенциалов.

Защитное устройство должно иметь такие характеристики, которые позволят ему автоматически отключить питание электрической цепи или электрооборудования класса I в случае появления на какой-либо открытой проводящей части напряжения, превышающего 50 В переменного тока или 120 В постоянного тока. Если электрооборудование применяется в помещениях с повышенной опасностью поражения электрическим током, то защитное устройство должно сработать при меньшем значении напряжения на открытых проводящих частях, например, при напряжении 25 В переменного тока или 60 В постоянного.

В зависимости от типа заземления системы, которому соответствует электроустановка здания, применяют различные защитные устройства. При типах заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S для автоматического отключения питания используют устройства защиты от сверхтока, которыми обычно являются плавкие предохранители и автоматические выключатели,

и устройства защиты, реагирующие на дифференциальный ток (устройства защитного отключения).

В системе TT в подавляющем числе случаев в качестве защитного устройства используют устройства защитного отключения. Применение устройств защиты от сверхтока здесь практически невозможно из-за малых токов замыкания на землю, значения которых могут быть меньше значений их номинальных токов.

При типе заземления системы IT для автоматического отключения питания обычно используют устройства контроля изоляции (при первом замыкании на землю), а также применяют устройства защиты от сверхтока, которые отключают электрические цепи при возникновении второго замыкания на землю, и устройства защиты, реагирующие на дифференциальный ток.

Для создания условий, обеспечивающих надежное срабатывание защитных устройств, в электроустановке здания следует выполнить защитное заземление открытых проводящих частей, а также смонтировать систему уравнивания потенциалов.

Защитное заземление всех открытых проводящих частей электрооборудования класса I, применяемого в электроустановке здания, выполняется путем их присоединения к защитным (нулевым защитным) проводникам в соответствии с особенностями типа заземления системы, которому соответствует рассматриваемая электроустановка здания.

Система основного уравнивания потенциалов охватывает сторонние проводящие части здания. При необходимости (в помещениях здания, где имеется повышенная вероятность поражения электрическим током) устраивается система дополнительного уравнивания потенциалов, которая объединяет сторонние проводящие части и открытые проводящие части, расположенные в одном или нескольких помещениях здания.

## ХАРАКТЕРИСТИКИ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

**Время замыкания** – интервал времени между моментом инициирования замыкания и моментом соприкосновения контактов во всех полюсах автоматического выключателя.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «время замыкания» определен так: «интервал времени между инициированием замыкающего оперирования и моментом, когда контакты соприкасаются во всех полюсах».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение рассматриваемого термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1, который разработан на основе

<sup>6</sup> По классификации ГОСТ Р 50571.3. В ГОСТ Р МЭК 61140-2000 «Защита от поражения электрическим током. Общие положения по безопасности, обеспечиваемой электрооборудованием и электроустановками в их взаимосвязи» дана иная классификация мер защиты от поражения электрическим током. Автоматическое отключение питания в этом стандарте классифицировано в качестве меры защиты при повреждении.

стандарта МЭК 60947-1 1999 г., термину даны такое же наименование и похожее определение: «интервал времени между началом замыкания и моментом соприкосновения контактов во всех полюсах».

Для осуществления замыкания какого-либо коммутационного устройства, например, автоматического выключателя, требуется определенное время, которое в нормативной документации называют временем замыкания. Время замыкания представляет собой интервал времени между моментом инициирования замыкания автоматического выключателя и моментом, когда осуществляется соприкосновение главных контактов во всех его полюсах.

**Время размыкания** – интервал времени между моментом, когда электрический ток в главной цепи автоматического выключателя, находящегося в замкнутом положении, достигает значения срабатывания расцепителя сверхтока, и моментом, когда дуговые контакты разомкнулись во всех полюсах.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «время размыкания (механического коммутационного устройства)» определен так: «интервал времени между определенным моментом инициирования размыкающего оперирования и моментом, когда дуговые контакты разделились во всех полюсах». В примечании к определению сказано, что момент инициирования размыкающего оперирования, то есть применения команды размыкания (например, возбуждение расцепителя), дается в уместном стандарте изделия.

В стандарте МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение рассматриваемого термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 термину дано наименование «время размыкания (контактного коммутационного аппарата)» и похожее определение: «интервал времени между установленным начальным моментом размыкания и моментом разъединения дугогасительных контактов во всех полюсах». В примечании к определению сказано, что «начальный момент размыкания (например подача сигнала к размыканию на расцепитель и т. п.), устанавливается в стандарте на соответствующий аппарат».

В стандарте МЭК 60947-2 2003 г. использован указанный термин и его определение из стандарта МЭК 60947-1 со следующими пояснениями:

- ♦ «в случае автоматического выключателя, непосредственно приводимого в действие, момент инициирования времени размыкания есть момент инициирования тока, достаточно большого, чтобы заставить автоматический выключатель сработать»;
- ♦ «в случае автоматического выключателя, приводимого в действие любой формой вспомогательной энергии, момент инициирования времени размыкания есть момент применения или снятия вспомогательной энергии к расцепителю размыкания».

В примечании к пояснениям сказано, что для автоматических выключателей «время размыкания» обычно упоминается как «время расцепления», хотя, строго говоря, вре-

мя расцепления применяется ко времени между моментом инициирования времени размыкания и моментом, когда команда размыкания становится необратимой.

В ГОСТ Р 50030.2 наименование и определение рассматриваемого термина заимствованы из МЭК 60947-1 1988 г. и снабжены следующими дополнениями:

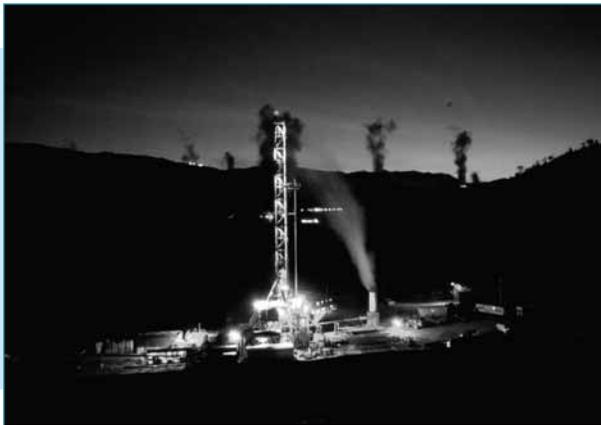
- ♦ «для выключателя с непосредственным управлением начальным моментом времени размыкания служит момент появления тока, достаточного, чтобы вызвать срабатывание выключателя»;
- ♦ «для выключателя, управляемого источником энергии любой формы, начальным моментом времени размыкания служит момент подачи или прекращения подачи энергии этого источника на отключающий расцепитель».

В примечании к пояснениям 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 стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «время размыкания» определен иначе: «время, измеренное от момента, в который ток в главной цепи автоматического выключателя, находящегося в замкнутом положении, достигает значения срабатывания расцепителя сверхтока, до момента, когда дуговые контакты разделились во всех полюсах». В примечании к определению 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 ГОСТ Р 50345 этот термин определен похоже: «время, замеренное от момента, когда в выключателе, находящемся в замкнутом положении, ток в главной цепи достигает уровня срабатывания максимального расцепителя тока, до момента разъединения дугогасительных контактов во всех полюсах». Примечание к определению гласит: «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 автоматическим выключателем автоматического размыкания требуется определенное время, которое в нормативной документации называют временем размыкания. Время размыкания представляет собой интервал времени между моментом, когда электрический ток в главной цепи автоматического выключателя достигает уровня срабатывания расцепителя сверхтока, и моментом, когда происходит размыкание дуговых контактов во всех его полюсах.



**Валерий Ситников –  
руководитель  
маркетинговой службы  
«БПЦ Энергетические системы»**

## АВТОНОМНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

**Практически все предприятия нефтегазовой отрасли решают сегодня проблему выбора энергетического оборудования для создания автономных источников энергии, независимых от системы централизованного энергоснабжения. В широком спектре оборудования, предлагаемого на рынке, особое место занимают газотурбинные электростанции (ГТЭС) относительно небольшой мощности с приводом на базе радиальных турбин. Созданные и апробированные в течение последних 10–15 лет, они аккумулировали в своей конструкции самые передовые технологии в области материаловедения, механики, электроники и управления. Высокие технические и потребительские свойства этих станций подтверждены опытом промышленной эксплуатации нефтяниками и газовиками во многих странах мира в самых различных условиях работы. В данной статье представлено новое поколение газотурбинных электростанций, построенных на основе радиальных турбин.**

### ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ OPRA

Высокие технические, эксплуатационные и экологические характеристики электростанции OPRA обусловлены простотой конструкции, дублированием инженерных систем, повышенной степенью автоматизации, применением микропроцессорных систем управления, оптимальным использованием преимуществ радиальных турбин. (Рис. 1)

**Особенности оборудования OPRA состоят в следующем:**

- Одновальная конструкция газотурбинного двигателя OP16;
- Небольшой вес и консольная подвеска ротора, благодаря чему подшипники вынесены из горячей зоны;
- Возможность работы на двух видах топлива (газообразное и жидкое) с переключением с одного вида на другой без остановки двигателя;

- Гибкость к составу топлива. Допустимо содержание сероводорода ( $H_2S$ ) до 5%;
- Отсутствие охлаждающей жидкости;
- Низкая трудоемкость эксплуатации и обслуживания.

Турбина OP16 имеет рабочее колесо с центростремительным направлением движения газового потока. Оно выполнено из термоустойчивого и прочного сплава. Кольцевая камера сгорания позволила отказаться от установки специальной всасывающей камеры и минимизировать количество несгораемого топлива и окиси углерода ( $CO$ ) в потоке отходящих газов. Система управления подготовкой и подачей топливной смеси COFAR™ использует смеситель со специфической геометрией сопла, которая выполняет также функцию стабилизации пламени. Система COFAR™ обеспечивает контроль состава топливной смеси и гибкость по отношению к разным видам топлива.

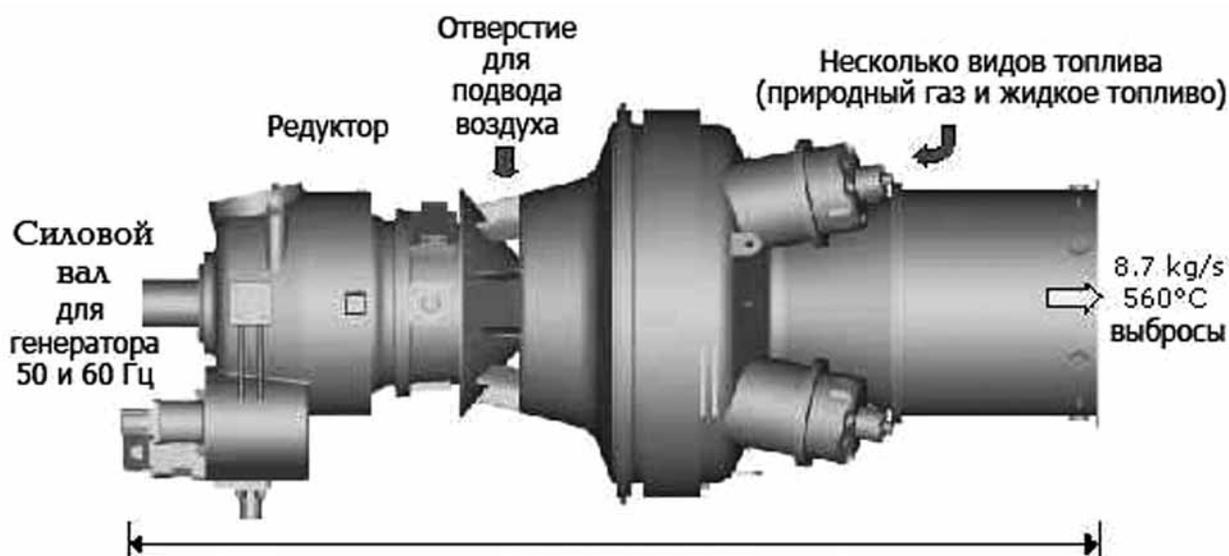


Рис. 1

| OPRA   |             |
|--|-------------|
| Электрическая мощность, МВт                      | 1,8         |
| Выходное напряжение, кВ                          | 0,4         |
| Расход топливного газа, м <sup>3</sup> /ч        | 712         |
| Расход жидкого топлива, л/ч                      | 670         |
| Вес, т   | 14,3        |
| Периодичность технического обслуживания, ч       | 8000        |
| Выбросы вредных веществ, ppm                     |             |
| NOx  | 6           |
| CO   | 6           |
| УНС  | 5           |
| Тепловая мощность, Гкал/час, max                 | 4.3         |
| Кпд когенерации, %                               | 90          |
| Давление газа на входе, кг/см <sup>2</sup> , min | 10          |
| Частота вращения ротора, мин <sup>-1</sup>       | 26000       |
| Габариты, м, д*ш*в                               | 6,0*2,1*2,6 |
| Срок службы до капитального ремонта, ч           | 40000       |
| Уровень шума, дБ                                 | 80          |

Запуск турбины производится электрогидравлическим устройством, работающим от централизованной электросети или автономного источника электрической мощностью 40 кВт. Для передачи мощности от турбины к генератору используется планетарный редуктор. Выходной вал редуктора вращается с частотой 1500 оборотов в минуту. Турбогенератор комплектуется четырехполюсным, безщеточным, синхронным электрогенератором с самовозбуждением и обеспечивает эластичность по нагрузке в диапазоне от 0 до 100% мощности.

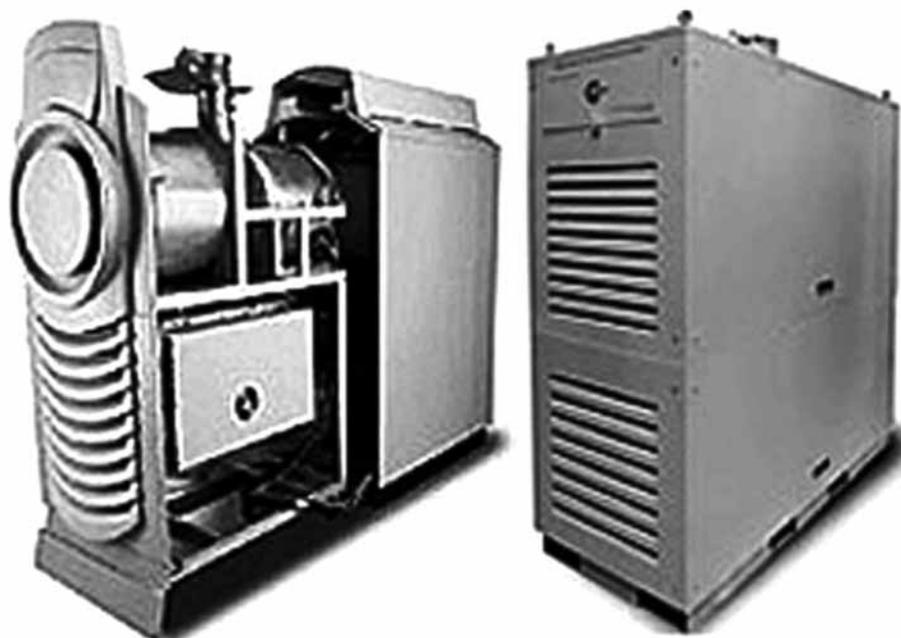
В режиме когенерации горячие выхлопные газы турбины с температурой 540—555°C и массовым выходом 8,7 кг/с при утилизации в паровом котле обеспечивают производство пара до 6 т/час с давлением около 9 кг/см<sup>2</sup>.

Оборудование электростанции OPRA имеет российские сертификаты ГОСТ Госгортехнадзора, СЭС, пожарной службы, электромагнитной совместимости, экологический сертификат.

## ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ CAPSTONE

В таблице приведены данные для двух моделей электростанций CAPSTONE – С30 (первая цифра) и С60, построенных по технологии микротурбин. (Рис. 2)

Микротурбины, которые достаточно просты в монтаже, можно устанавливать непосредственно у скважин, с возможностью использования газа затрубного пространства. Высокая степень автоматизации и надежность системы управления обеспечивают работу установок в автоматическом режиме, без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Микротурбины позволяют производить электричество из природного газа, попутных нефтяных газов и других видов газов. Важным свойством микротурбины является ее способность работать на высокосернистых газах, содержащих до 7% сернистого водорода (H<sub>2</sub>S) с низкой или переменной теплотой сгорания. Микротурбина выполнена в виде конструкции с одной движущейся деталью — вращающимся валом, на котором соосно расположены электрический генератор, компрессор и сама турбина. Особенностью микротурбин является непосредственная передача мощности от турбины к генератору без использования редуктора. Вал поддерживается воздушными подшипниками, которые не требуют жидкой смазки и периодического обслуживания. Генератор охлаждается набегающим потоком воздуха, что исключает необходимость в сис-



**Рис. 2**

теме жидкостного охлаждения. Низкие требования к качеству топлива сочетаются с отличными характеристиками по выбросам вредных продуктов сгорания.

Высокоскоростной генератор производит высокочастотный ток, который конвертируется в постоянный ток, а

затем преобразуется в выходной ток номинальной частоты и напряжения. Электрическая система обеспечивает высокое качество выходного напряжения с точки зрения стабильности, амплитуды, частоты, синусоидальности и искажений в соответствии с международными стандартами ISO. Это очень важное потребительское свойство для многих применений.

Любая энергоустановка Capstone обеспечивает работу в широком диапазоне мощностей — от 0 до 100% — и оснащается (по желанию заказчика) модемом для непосредственной электронной связи с заводом-изготовителем.

Применение нескольких энергоустановок Capstone (объединенных единой системой автоматики) для наращивания мощности гарантирует надежное и гибкое энергообеспечение. Кроме того, системой автоматики при объединении нескольких энергоустановок в кластер — энергетическую станцию (предусмотрено объединение до 100 энергоустановок) — обеспечивается одинаковая наработка моточасов каждой установки. За счет этого повышается общий ресурс энергетической станции.

В России микротурбины Capstone получили сертификат соответствия Госстандарта, разрешение Госгортехнадзора на применение, санитарно-эпидемиологическое заключение на соответствие правилам и нормативам, заключение Государственной противопожарной службы по пожарной безопасности, протокол на соответствие параметрам электромагнитной совместимости, сертификат соответствия Системы сертификации «Связь» на применение для электропитания оборудования связи, экологический сертификат.

## CAPSTONE

|  |                |
|--|----------------|
| Электрическая мощность, кВт                      | 30/60          |
| Выходное напряжение, кВ                          | 0,4            |
| Расход топливного газа, м <sup>3</sup> /ч        | 12/22          |
| Расход жидкого топлива, л/ч                      | 11,3           |
| Вес, кг  | 478/758        |
| Периодичность технического обслуживания, ч       | 8000           |
| Выбросы вредных веществ, ppm                     |                |
| NOx  | 9              |
| CO   | 40             |
| УНС  | 9              |
| Тепловая мощность, Гкал/час                      | 0,073/0,137    |
| Кпд электрический, %                             | 30             |
| Давление газа на входе, кг/см <sup>2</sup> , min | 0,35/5         |
| Частота вращения ротора, мин <sup>-1</sup>       | 96000          |
| Габариты, м, д*ш*в                               | 1,34*0,71*1,9/ |
|  | 1,96*0,76*2,1  |
| Срок службы до капитального ремонта, ч           | 60000          |
| Уровень шума, дБ                                 | 58/70          |

**Роман МУРАШОВ,**  
эксперт журнала  
«Строительная инженерия»



## ПОЛИМЕРНЫЕ ТРУБЫ. КЛАССИФИКАЦИЯ И НАЗНАЧЕНИЕ

**Несмотря на очевидные преимущества полимерных труб перед металлическими, не стоит забывать о том, что «полимеры» имеют жесткие ограничения по рабочему давлению, напрямую зависящему от средней температуры всего срока эксплуатации, а также максимальному диаметру трубы. И с этими ограничениями, увы, приходится считаться.**

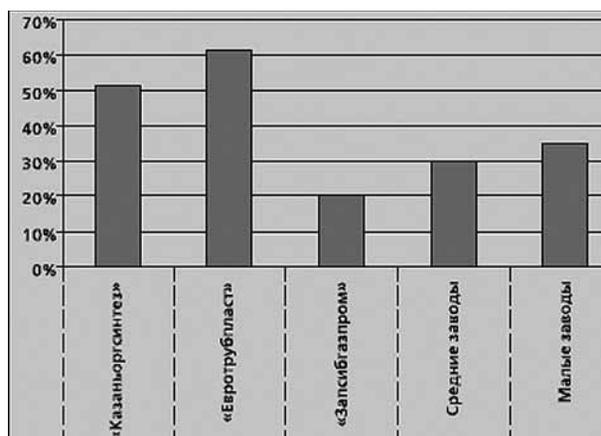
### ПОЛИМЕРНЫЕ ТРУБЫ В РОССИИ

В стране насчитывается более 80 заводов, производящих полимерные трубы. Общие производственные мощности оцениваются на уровне 250–300 тыс. тонн труб в год. Заводы импортируют 20–25 экструзионных линий для производства полимерных труб за это же время.

Производители условно поделены на три группы: крупные (их три, на них приходится примерно половина отечественного производства), средние (таких около десяти, объемы 1,5–3 тыс. тонн в год) и около 70 мелких.

Ценовой разброс у производителей сократился, и потребители в большей степени стали обращать внимание на качество продукции и уровень обслуживания клиентов. Но ассортимент полимерных труб нуждается в расширении. С этим связано увеличение доли импортной продукции на отечественном рынке. Примерно половину импортируемых труб для водоснабжения и канализации (напорных и ненапорных) составляют трубы большого диаметра. Сложность их производства не в последнюю очередь связана с повышенными требованиями к качеству, в частности к точности соблюдения геометрических параметров. В России производство таких труб освоили три предприятия: «Климовский трубный завод», входящий в холдинг «Евротрубпласт», «Завод по переработке пластмасс» ОАО «Казаньоргсин-

тез» (напорные трубы) и ООО «Бородино-пласт» (ненапорные трубы).



**Схема 1. Степень загрузки мощностей трубных заводов**

### КЛАССИФИКАЦИЯ ПО МАТЕРИАЛАМ

Полимерные трубы производятся согласно ГОСТу или в соответствии техническим условиям, утвержденным Госстандартом России. Этими нормативными документами

предписана маркировка труб, которая наносится на изделия. Она включает в себя обозначение завода-изготовителя, диаметр и толщину стенки (или отношение диаметра к толщине стенки), в некоторых случаях указана нормативная информация, область применения, рабочие давление и температура.

В первую очередь стоит рассматривать крупнотоннажные производства полимерных труб – из поливинилхлорида (ПВХ), полиэтилена (ПЭ) высокой и средней плотности (из ПЭ низкой плотности производится очень незначительное количество труб) и трубы из полипропилена (ПП). Эти три группы материалов занимают около 90% в объеме производства всех полимерных труб. Трубы из сшитого ПЭ, полибутена (ПБ), полиамида (ПА) в силу заданных требований (высокие рабочие температура, давление, устойчивость к химическим средам) и затратной технологии синтеза сырья сравнительно дороги.

*Эксплуатационные параметры на трубах не пишутся и указываются в технической (паспортной) документации.*

## КЛАССИФИКАЦИЯ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

### Напорные трубы

Применяются для транспортировки воды и газа, в химической промышленности – для продуктов и работы в средах, к которым ПЭ стоек. Этот материал отличается хорошей химической стойкостью: примерно из 200 тыс. химических сред можно найти всего лишь сотню-две, в которых полиэтилен подвержен изменениям. Существуют каталоги, позволяющие определить, какие полимерные трубы для каких химических сред пригодны. Важно учитывать и температурный режим транспортируемой среды.

Трубы для транспортировки воды в России выпускаются диаметром от 10 до 1200 мм. Стандартное давление, на которое они рассчитаны, – 10 бар, но производят и на 16, и на 25 бар. Увеличение диаметра (с сохранением толщины стенки) снижает параметр давления, на которое рассчитана труба.

Максимальная рабочая температура широко применяемых труб из ПЭ и ПВХ – 40–60°C. Для горячего водоснабжения и отопления требуются полимерные трубы из ПП, ПБ, сшитого ПЭ. Для этих труб стабильная рабочая температура – 75–95°C. Оптимальным вариантом в этой группе являются трубы из сшитого ПЭ (главным образом – РЕХ-В) в сопоставлении цена/эксплуатационные характеристики. Они превосходят по свойствам трубы из ПП и уступают трубам из ПБ, но существенно дешевле полибутэновых труб.

Существуют особенные полимерные материалы, которые также можно отнести к группе «экзотических», например поливинилфторид (ПВФ). Изготовленные из него трубы выдерживают рабочую температуру 120°C и выше, но он дорог в сравнении с другими полимерами, используется крайне редко и только там, где трубы должны обладать исключительной химической и термической стойкостью. В мире мало предприятий, которые производят трубы из ПВФ.

### Безнапорные трубы

Самая широкая область применения – внутренняя канализация зданий. Используются трубы из ПВХ и ПП, реже – из ПЭ (в силу меньшей пригодности).

Для наружной канализации и сливных стоков – безнапорных и напорных канализаций малого давления – применяют трубы из ПЭ и ПВХ большего диаметра, чем трубы для водоснабжения и отопления. Нормативных документов для труб внешней канализации не существует. Исключение составляет ГОСТ на трубы и соединительные детали для внутренних канализаций зданий, которые в данном случае рассматриваются не отдельно, а в качестве единой системы. Удельная длина труб во внутренней канализации здания не столь значительна. Больше место занимают соединительные «двойники», «тройники». Внутри одного здания применяется около 30 типов соединительных деталей.

**Таблица 1. Классификация полимерных труб по назначению**

| Материал<br>Среда                         | ПЭ  | Сшитый ПЭ | ПВХ и Х-ПВХ | ПП  | ПБ  |
|---|-----|-----------|-------------|-----|-----|
| Вода                                      | Да  | Да        | Да          | Да  | Да  |
| Газ                                       | Да  | Да        | Да          | Нет | Нет |
| Химическая промышленность<br>горячая вода | Да  | Да        | Да          | Да  | Да  |
| Нет                                       | Да  | Да        | Да          | Да  | Да  |
| Отопление центральное (95 °С)             | Нет | Да        | Нет         | Нет | Да  |
| Отопление автономное (70 °С)              | Нет | Да        | Да          | Да  | Да  |
| Внутренняя канализация                    | Да  | Нет       | Да          | Да  | Нет |
| Наружная канализация                      | Да  | Нет       | Да          | Нет | Нет |

## СРАВНИТЕЛЬНЫЕ СВОЙСТВА ТРУБ

### Полимерные трубы

1. Высокая коррозионная и химическая стойкость, долговечность (гарантированный срок эксплуатации – от 25 лет). Исключена возможность образования накипи на внутренней поверхности трубы.
2. Низкий коэффициент шероховатости – коэффициент шероховатости (Кш) стали равен 0,2 Кш, полимерной трубы в среднем в 20 раз меньше и равен 0,01. Коэффициент шероховатости чугунных труб примерно в 40–50 раз больше, чем Кш полимерных труб. Требуют меньших затрат электроэнергии на перекачку жидкости (это утверждение актуально для горячего и холодного водоснабжения, поскольку там используется большая скорость потока транспортируемой среды).
3. В 5–7 раз легче стальных, что облегчает монтажные работы, особенно в стесненных условиях, поэтому небольшие перемещения их при монтаже не требуют грузоподъемных механизмов, недорогая доставка.
4. Низкая теплопроводность стенки, снижающая тепловые потери и уменьшающая образование конденсата на наружной поверхности труб.
5. Отсутствие необходимости в обслуживании и катодной защите. Стыковая сварка полиэтиленовых труб дешевле, проще, занимает меньше времени, не требует дополнительных расходных материалов; есть возможность многократного монтажа и демонтажа при низких затратах. Имеет место высокая надежность сварных швов со-

единений в течение всего срока эксплуатации трубопроводов. Отменная ремонтпригодность труб позволяет быстро ликвидировать механические повреждения.

6. Низкая вероятность физического разрушения трубопровода при замерзании жидкости, так как при этом труба увеличивается в диаметре, затем, при оттаивании жидкости, приобретает прежний размер; практически отсутствует опасность физического разрушения трубопровода от гидроударов вследствие сравнительно низкого модуля упругости. Стандартный запас прочности полимерных труб – 50–60% сверх расчетного рабочего давления.
7. Существует возможность поставки длинномерными отрезками (бухтами), что сокращает сроки и стоимость монтажа и прокладки трубопровода (на 1 км газопровода диаметром 110 мм приходится всего два стыка), гибкость некоторых видов труб позволяет проходить повороты трассы трубопровода без использования фасонных деталей.
8. Можно объединить в одной оболочке до четырех труб, что позволяет максимально оптимизировать схему прокладки в зависимости от назначения и характера трассы.
9. Есть возможность использовать полимеры для ремонта (фактически – для восстановления) стальных трубопроводов: протяжка профилированных полиэтиленовых труб внутри изношенных стальных незначительно изменяет диаметр водопровода, что позволяет сохранить в нем давление. Профилированная труба восстанавливает свою первоначальную форму и плотно прилегает к стенкам трубы под воздействием пара. Протяжка применима для реконструкции водопроводов диаметром от 100 до 500 мм. Существующая труба используется как футляр. Это напрямую уменьшает объем земляных работ, затраты на капитальный ремонт, сокращает сроки работ.
10. Полимерные трубы позволяют получить существенную экономию воды при промывке вводимых в строй трубопроводов – их достаточно промыть один раз, тогда как стальные – минимум три раза.
11. Минимальная звукопередача в помещении, которая достигается за счет высокой упругости стенки. Это позволяет увеличивать скорость транспортируемой жидкости.

## Стальные трубы

1. Одно из главных преимуществ стальных труб – прочность. Это имеет значение при перемещении по трубопроводам высоконапорных сред. В жилищно-коммунальной сфере прочностные качества стальных труб во внутренних санитарно-технических системах используются всего на 2–12%, а в инженерных – до 30%.
2. Устойчивость к разрывному давлению позволяет делать толщину стенки у стальной трубы в 1,5–3 раза меньше, чем у полимерной.
3. Еще одно положительное свойство – низкий показатель теплового расширения. Линейное удлинение стальной

трубы примерно в 20 раз меньше, чем трубы из сшитого полиэтилена.

4. Практически 100-процентная газовая и кислородная герметичность. Это свойство прежде всего используется в замкнутых инженерных системах для предотвращения их завоздушивания (например, теплоснабжение).
5. Коррозия – основной недостаток стальных труб, небольшой срок эксплуатации – максимум 10–15 лет. Продукты коррозии ухудшают качество воды и засоряют внутреннюю полость труб, уменьшая их пропускную способность и ухудшая работу арматуры и устройств системы автоматического регулирования. Заращение внутренней поверхности труб приводит к увеличению стоимости 1 м<sup>3</sup> воды до 50%. Затраты электроэнергии на производство и реализацию 1 м<sup>3</sup> воды на 30% выше среднеевропейского уровня.
6. Пропускная способность стальных труб при прочих равных ниже, потому что внутренняя поверхность шероховатая, что вызывает завихрения в потоке жидкости и затрудняет ее продвижение.
7. Стальные трубы имеют большой вес, монтаж системы из стальных труб – трудоемкое дело, требующее высокой квалификации монтажников.
8. Высокая теплопроводность при транспортировке холодной воды становится недостатком: трубы «отпотевают», корродируют снаружи, увлажняется и разрушается прилегающая к ним стена.

**Таблица 2\*. Разновидности сшитого полиэтилена, используемые в системах теплоснабжения**

| Материал   | Принятое обозначение |
|--|----------------------|
| <b>Сшитый полиэтилен и классификация по способу сшивки и защиты от диффузии кислорода:</b> |                      |
| – пероксидный  | PEX                  |
| – органосилоксанами  | PEX-a                |
| – радиационный   | PEX-b                |
| – радиационный   | PEX-c                |
| <b>С противокислотным диффузным барьером из этиленвинилового спирта</b>                    | PEX-EVOH             |

\* Журнал «Полимерные трубы».

9. Монтаж сетей из стальных труб осуществляется на резьбе или с помощью сварки. Сварной стык – самый уязвимый для коррозии участок. Известковые отложения не позволяют фитингам плотно соединять (обжимать) трубы.
10. Электропроводность, неустойчивость к агрессивной химической среде, высокий процент разрушений при замерзании жидкости.
11. Ограниченная длина поставляемых отрезков (на 1 км газопровода диаметром 110 мм приходится от 84 стыков), гибкость ограничена, требуется большое количество фасонных и соединительных деталей.

## Сталь и пластик: практика применения

Несмотря на очевидные преимущества полимерных труб перед металлическими, не стоит забывать о том, что «полимеры» имеют жесткие ограничения по рабочему давлению,

напрямую зависящему от средней температуры всего срока эксплуатации, а также максимальному диаметру трубы. И с этими ограничениями, увы, приходится считаться.

*Расчет эксплуатационных характеристик производится в соответствии с требованиями стандарта ISO 13760 «Пластмассовые напорные трубы для транспортировки жидкостей. Правило Майнера. Метод расчета накопленных повреждений».*

Первое, что сделали немцы после объединения Германии, – переложили в Берлине и в восточной части страны изношенные коммуникации, заменили их более долговечными трубами из полимерных материалов.

При температуре выше 75°C проявляются преимущества сшитого полиэтилена. Более низкая базовая цена полипропилена не может их компенсировать. Поэтому полипропилен в виде наиболее теплостойкой его разновидности – рандом-сополимера – применяют в основном в системах холодного и горячего водоснабжения.

Сшитый полиэтилен РЕХ является перспективным материалом для теплоснабжения – без ущерба для своих физических качеств он выдерживает принятую в России температуру теплоносителя 95°C.

Под сшивкой понимается процесс связки звеньев молекул в широкоячеистую трехмерную сетку за счет образования поперечных связей. В таблице 1 приведены его разновидности и принятые обозначения.

Производят также трубу с противокислотным диффузным барьером из алюминия – РЕХ-AL-РЕХ, но это композитная труба и ее нельзя рассматривать рядом с РЕХ. Она не имеет расчетного срока службы, поскольку его нельзя посчитать.

Оптимальными прочностными и теплофизическими свойствами обладают трубы из РЕХ-b: затраты на их производство сравнительно низки, материал самостоятельно через 4–6 месяцев после экструзии приобретает необходимые по ГОСТу 65% сшивки. Для этого не требуется сложного вспомогательного оборудования – на выходе из экструдера материал имеет уже 20% сшивки. Высокой однородности степени сшивки по всей толщине стенки можно добиться и ускоренным методом в течение 2–8 часов под воздействием пароводяной ванны. Прочностные свойства РЕХ-b позволяют производить трубы с большим наружным диаметром – до 500 мм.

### **Выбор полимерной трубы**

Специалист всегда исходит из проектной документации. Затем оперирует ГОСТами и ТУ полимерных труб, в которых содержится полная информация о продукте.

*Осуществлять подбор, опираясь только на маркировку, нанесенную на трубы, нельзя.*

Продукция отечественных производителей соответствует международным стандартам качества системы ISO и нормам стран Европейского сообщества. Если взять две одинаковые трубы (один и тот же материал, назначение и одна область применения), изготовленные российским или

иностранным заводами, то, по утверждениям экспертов, определяющим фактором будет ценовое предложение.

### **Причина задержки массового использования пластиковых труб в России**

Сталь в Советском Союзе была дешевле полимеров. Этот факт в значительной мере тормозил отечественное производство полимерных труб. В последние годы существования СССР был запланирован общий объем производства полимерных труб 250 тыс. тонн. Реально было произведено 220 тыс. тонн. США за тот же временной отрезок произвели почти 2 млн тонн, Западная Европа – 2 млн тонн. В это время производство стальных труб в Советском Союзе неуклонно росло, в США и Западной Европе – наоборот, падало с перемещением акцента в сторону увеличения производства полимерных труб.

Еще двадцать лет назад в Западной Европе 98% газораспределительных сетей были выполнены из полимерных труб. В нашей стране сегодня менее 30% газораспределительных сетей «одеты» в пластик.

Второй серьезной проблемой на пути внедрения полимерных коммуникаций в России выступила неподготовленность строительных организаций: отсутствие оборудования и опыта.

Производители же полимерных труб форсированными темпами наладили производство соединительных деталей, количественный недостаток которых также сильно сдерживал строительство пластиковых трубопроводов.

Мировой опыт показывает, что надежность полимерных трубопроводов в эксплуатации существенно выше, чем стальных. В Европе и США полимерные газо- и водопроводы, пролежав в земле два десятка лет, не претерпели никаких изменений.

### **Завтрашний день полимерных труб**

Мировая практика уже доказала, что в горячем и холодном водоснабжении альтернативы полимерам уже нет. Стремится нагнать упущенное и Россия. Снизив температурный график горячего водоснабжения с 65 °C до 55 °C на выходе от источника тепла, государство стремится таким способом стимулировать внедрение полимеров в инженерных коммуникациях, так как температурный порог 60 °C отрицательно влияет на большинство производимых ныне полимерных труб, в 3–4 раза сокращается срок их службы.

Основная работа сосредоточена в лабораториях полимеропроизводящих компаний и направлена на улучшение исходных свойств уже известных полимеров, создание новых. Целью достижения являются высокая прочность, возможность держать высокое давление (армированные трубы из композитных материалов способны выдерживать в качестве рабочего давления 40–70 бар), температуру и изготовление труб максимально большего и малого диаметра. Идет непрерывный поиск путей повышения простоты и надежности соединений.



## ОБЗОР СИСТЕМ ВОДОПОДГОТОВКИ

В системах водоснабжения, отопления, охлаждения возникают отложения, затрудняющие движение воды и ухудшающие теплопередачу. Второй проблемой является коррозия.

Существующие системы водоподготовки можно разделить на две основные категории:

- Химическая (реагентная) водоподготовка
- Физическая (безреагентная) водоподготовка

### **ХИМИЧЕСКАЯ (РЕАГЕНТНАЯ) ВОДОПОДГОТОВКА**

Подразумевает прямое добавление внутрь системы химических веществ, которые умягчают воду или подавляют коррозию.

#### **Фосфатирование**

Это система, где кристаллы полифосфатов медленно растворяются в потоке воды, покрывая любые металлические части, которые контактируют с водой, тонкой пленкой. Эта пленка эффективно предотвращает образование отложений и коррозии на металлических трубах. Процесс дозирования автоматизирован, полифосфаты добавляются в воду пропорционально расходу воды. Воду после обработки нельзя использовать для питья и приготовления пищи.

#### **Умягчитель воды (ионообменный фильтр)**

Это устройство, где вода пропускается через мембрану, которая эффективно замещает кальций из воды на натрий из мембраны. Со временем все ионы натрия в мембране будут замещены. Чтобы вернуть способность мембраны к замещению ионов кальция натрием, ее необходимо регенерировать. Мембрану помещают в крепкий соляной раствор, при этом ионы натрия переходят из раствора в мембрану, а ионы кальция – в раствор. Во время регенерации устройством нельзя пользоваться.

После регенерации отработанный раствор сливают. Отработанный раствор относится к категории агрессивных жидкостей, его сброс нужно согласовывать в соответствующих организациях.

При нарушении сроков регенерации срок службы дорогостоящей мембраны значительно сократится.

К тому же умягченная вода не может растворить карбонатные отложения, их приходится регулярно очищать кислотой.

Также не приветствуется использование умягченной воды в системах центрального отопления, т. к. умягченная вода коррозионно активна.



**Рис. 1 Контроль над коррозией**

## Контроль над коррозией

В системах, содержащих воду, существуют два основных пути подавления коррозии:

- удаление кислорода из воды, механическая или химическая деаэрация;
- добавление ингибиторов коррозии.

## Ингибиторы коррозии

Ингибитор коррозии – это вещество, которое эффективно уменьшает степень коррозии в системе. Основные виды ингибиторов коррозии:

- Пассивирующие (анодные) ингибиторы – образуют пленку оксидов на поверхности металла. Это лучшие ингибиторы, потому что расходуются в небольших количествах, их защитные пленки прочные и быстро восстанавливаются при повреждении.
- Осадительные (катодные) ингибиторы – реагенты, которые образуют нерастворимые вещества, которые могут покрыть и защитить поверхность.
- Адсорбирующие ингибиторы – поляризованные вещества, их заряды притягивают их к поверхности металла. Обычно это органические вещества.

## Пассивирующие ингибиторы

Примерами пассивирующих (анодных) ингибиторов могут быть вещества, содержащие хроматы, нитриты, молибдаты (соли молибденовой кислоты) и ортофосфаты. Все они являются окислителями и способствуют пассивированию, увеличивая электрический потенциал железа. Хроматы и нитриты не нуждаются в кислороде, и это делает их наиболее эффективными. Однако, из соображений безопасности здоровья и окружающей среды, использование хроматов и нитритов существенно сокращено.

Молибдаты и ортофосфаты тоже являются отличными пассиваторами. Хотя молибдаты – это дорогой материал, они могут быть очень эффективным ингибитором, особенно в сочетании с другими химикатами.

## Осадительные ингибиторы

Ортофосфаты – это хороший пример осадительного ингибитора, который демонстрирует двойное действие, действуя как анодный пассиватор и катодный осадитель.

## Адсорбирующие ингибиторы

Адсорбирующие ингибиторы должны быть полярными, чтобы быть адсорбированными, например, как амины. Часто эти молекулы обладают двойной функциональностью. В них содержится гидрофильная группа, которая адсорбируется в поверхность металла, а противоположная гидрофобная группа предотвращает последующий контакт металла с водой.

## Силикаты

Многие годы силикаты использовались для подавления коррозии в водных растворах, особенно в системах с питьевой водой. Их механизм ингибирования еще не полностью изучен. Вероятнее всего они, подавляют коррозию при помощи механизма адсорбции. Силикаты являются медленнодействующими ингибиторами, в некоторых случаях может потребоваться 2-3 недели для полной защиты системы.

## Ингибиторы медной коррозии

Наиболее эффективными ингибиторами коррозии для меди и ее сплавов являются ароматические triazoles, такие как benzotriazole (BZT) и tolyltriazole (ТТА). Эти компаунды (сложные структуры) образуют связи непосредственно с оксидом меди на поверхности металла, образуя хемсорбционную пленку.

## Факторы, о которых не надо забывать

Чтобы действие ингибиторов коррозии было эффективным, им необходим контакт с поверхностью металла. Тогда защитная пленка на его поверхности будет стабильной. Поэтому перед обработкой системы надо предварительно ее очистить от отложений.

Эффективность подавления коррозии также зависит от концентрации ингибитора в воде.

Если в системе присутствуют трубы, оборудование из разных металлов, следует использовать продукты, содержащие комплекс ингибиторов, для того чтобы достаточно защитить каждый металл системы. В дополнение к таким часто используемым металлам и сплавам, как железо, медь, сталь и латунь, следует подумать и об алюминии.

Обычно этот металл защищен пленкой оксида алюминия, которая предотвращает возникновение коррозии в воде (или на воздухе), но под воздействием кислоты или сильных щелочей пленка оксида алюминия разлагается, обнажая металл. Некоторые виды воды создают щелочную среду в системе центрального отопления, что приводит к коррозии алюминия и образованию сопутствующих газов. С ростом числа систем центрального отопления, содержащих алюминий, все разумнее становится применение нейтральных (не кислых и не щелочных) ингибиторов коррозии.

## ФИЗИЧЕСКАЯ (БЕЗРЕАГЕНТНАЯ) ВОДОПОДГОТОВКА

Как видно из названия, эта группа устройств функционирует без расходных материалов. Часть из них используется для работы электропитание, другие обходятся и без него. В эту категорию входит много устройств, которые можно разделить на группы:

- ➔ постоянные магниты;
- ➔ электромагниты;
- ➔ электронные;
- ➔ электролитические;
- ➔ электростатические.

Все эти устройства эффективно меняют поведение воды. При использовании этих устройств уменьшается уровень отложений или увеличивается интервал между очистками системы. Некоторые из устройств способны даже удалять из системы существующие отложения.

По существу, физические ингибиторы отложений, магнитные, электролитические или электронные работают схожим образом, меняя поведение природных солей в воде так, что они остаются в растворе, а не на стенках труб.



**Рис. 2 Постоянные магниты**

#### Постоянные магниты

Это наиболее простое из устройств этого класса. Представляет из себя группу постоянных магнитов, соединенных между собой. Проходящая через устройство вода обрабатывается магнитным полем. Магнитное поле заставляет воду накапливать электростатические заряды, что приводит к временным изменениям в форме кристаллов солей. Оно изменяет их форму с обычного прямоугольного параллелепипеда на иглоподобную структуру, которая более подвержена вымыванию из системы, чем прилипанию к поверхностям.

Для работы не требуется питания и расходных материалов. Устройство врезается в систему. Существуют разработки, устанавливаемые на трубу без врезок в систему.

Модели подбираются по диаметру и потоку воды. Есть ограничения по температуре воды.

#### Электромагнитные системы

Подобны системам с постоянными магнитами, но обладают более мощным магнитным полем и служат дольше. Обычно должны быть установлены очень близко к котлу, т. к. они обрабатывают только воду, протекающую через них. Если поток остановится, накопление воды зарядами прекратится до тех пор, пока движение воды не начнется снова.

В отличие от магнитных могут работать на больших потоках воды и при более высоких температурах, но дороже магнитных и требуют тщательной очистки внешней поверхности трубы в месте установки.

#### Электронные системы (Рис. 3)

Электронные системы водоподготовки отличаются тем, что их работа не зависит от скорости потока воды. Высо-



**Рис. 3**

кочастотный сигнал оказывает воздействие на воду на молекулярном уровне при помощи установленного поверх трубы устройства. Воздействие на воду оказывается 24 часа в сутки в обоих направлениях, по и против потока воды, обрабатывая одновременно всю воду в системе.

Высокочастотный радиосигнал изменяет характеристики кристаллизации солей в воде, предотвращая образование новых отложений.

Некоторые устройства этой группы способны удалять старые отложения и вызывать эффект пассивирования в металлах труб, предотвращая коррозию.

#### Электролитические системы

Небольшой электрический ток, проходя через воду, эффективно меняет молекулярную структуру образующихся кристаллов отложений, предотвращая образования жестких отложений на котлах, трубах. Эта система модифицирует физические свойства ионов, но химической реакции не происходит. В водном растворе соли кальция, магния и некоторые другие соли частично ионизированы, и поэтому на них влияет электромагнитное или электростатическое поле. Увеличение степени ионизации ионов в растворе снижает образование отложений.

#### Электростатические системы

Кинетическая энергия движущегося потока воды создает заряд, который передается в воду. Это нарушает стабильность частиц в воде, которые находятся в состоянии равновесия, обладая равными зарядами. Нейтрализуя заряды и нарушая равновесное состояние смеси, устройство заставляет частицы выпадать в осадок, увлекая за собой вещества, которые могут образовать накипь. Устройство вызывает раннее, неконтролируемое осаждение небольших, не полностью сформировавшихся кристаллов. Таким образом предотвращается образование жестких отложений, а мягкий шлам вымывается из системы.

*По материалам ООО «Гидрофлю»*



**А.В. БОГДАНОВ,**  
начальник отдела по  
энергосбережению в ЖКХ и  
бюджетной сфере  
( ГУ «Кузбасский центр  
энергосбережения», г.Кемерово )

## НЕКОТОРЫЕ ИТОГИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СРАВНИТЕЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕПЛОСЧЕТЧИКОВ

Белорусским государственным институтом метрологии (РУП «БелГИМ») по поручению Госстандарта Республики Беларусь в г. Витебске на горячеводной расходомерной поверочной установке класса 0,05 были проведены международные сравнительные испытания теплосчетчиков, куда были приглашены ведущие изготовители указанных средств измерений Российской Федерации, Республики Беларусь и Украины. На испытания также приглашались в качестве наблюдателей представители крупнейших метрологических центров, теплоснабжающих организаций и ведущих центров энергосбережения указанных стран в целях достижения максимальной степени объективности при их проведении.

Испытания были инициированы крупнейшими теплоснабжающими организациями Республики Беларусь, которые были озабочены низким качеством теплосчетчиков, используемых для коммерческого учета. Необходимо отметить, что в Белоруссии в силу известных причин оснащение узлов коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя теплосчетчиками началось значительно раньше, нежели в Российской Федерации.

В настоящее время подавляющее количество расчетов в РБ осуществляется по результатам измерений теплосчетчиками. Проблемы учета заставили ряд крупнейших теплоснабжающих организаций Республики Беларусь приобрести



метрологическую базу, позволяющую осуществлять поверку и исследования теплосчетчиков в условиях, которые максимально приближены к условиям их реальной эксплуатации.

Необходимо также отметить высокую степень проработки нормативной документации сравнительных испытаний, которая была представлена «Программой» и «Регламентом» сравнительных испытаний, утвержденных в установленном порядке и направленных заблаговременно в адреса планируемых участников испытаний. Приглашения были направлены 18 ведущим изготовителям и 16 наблюдателям из Российской Федерации, Республики Беларусь и Украины.

В качестве организаторов испытаний выступили: Белорусский государственный институт метрологии, коммунальное унитарное предприятие по эксплуатации и ремонту коммунальных тепловых сетей и котельных г. Минска, унитарное коммунальное предприятие по эксплуатации и ремонту коммунальных тепловых сетей и котельных г. Витебска, Общественное объединение Академия метрологии «Белая Русь».

Заявка на участие в испытаниях поступила от следующих участников:

Изготовители:

- 1 ЗАО «Энергосервисная компания ЗЭ» – электромагнитные теплосчетчики ЭСКО МТР-06 и ЭСКО-Т (Российская Федерация).
  - 2 ООО «ТБН Энергосервис» – электромагнитный теплосчетчик КМ-5 (Российская Федерация).
  - 3 СООО «Семпал-Бел» – ультразвуковой теплосчетчик СВТУ-10М (Республика Украина).
- Наблюдатели:
- 1 Хабаровский центр энергоресурсосбережения (Российская Федерация)
  - 2 Гродненские тепловые сети (Республика Беларусь).
  - 3 ГУ «Кузбасский центр энергосбережения» (Российская Федерация).

К большому сожалению, остальные приглашенные без каких-либо объяснений не приняли участие в испытаниях. Особенно это относится к таким известным фирмам, как «Взлет», «Теплоком». Поэтому, пользуясь правом, которое было предоста-

влено нормативной документацией испытаний (Регламентом), организаторы за свой счет сняли типовые образцы теплосчетчиков, которые наиболее распространены на их коммерческих узлах учета, в том числе:

- X электромагнитный теплосчетчик ТЭМ-05М (Республика Беларусь);
- X электромагнитный теплосчетчик ТЭМ-02 (Республика Беларусь);
- X ультразвуковой теплосчетчик SKU-02 (Республика Беларусь);
- X ультразвуковой теплосчетчик СвИТ-02 (Республика Беларусь).

Несмотря на поданные заявки, на испытания не явились представители Хабаровского центра энергоресурсосбережения (РФ). Представитель Гродненских тепловых сетей (РБ) прибыл на испытания в последний день экспериментальных исследований. А ведь эти организации имеют большой авторитет, и их мнение было бы очень ценно.

Испытания были сконцентрированы на исследовании каналов измерений расхода (объема, массы) теплосчетчиков, которые были признаны в качестве наиболее критичных с точки зрения достоверности результатов измерений теплосчетчика.

По результатам предварительных исследований проверялось изменение погрешности каналов измерений расхода теплосчетчика в случае:

- а) перенесения его с установки изготовителя (после проверки на холодной воде) в другие условия эксплуатации на холодной воде;
- б) внесения на вход прямого участка его измерительной камеры типового гидравлического сопротивления, которое имитирует работу регулирующих устройств и влияние на симметрию скорости потока теплоносителя гидравлических сопротивлений (поворотов, сужений, расширений труб и т.д.);
- в) эксплуатации его на горячей воде с температурой  $85 \pm 5^\circ\text{C}$ ;
- д) эксплуатации его на горячей воде с температурой  $85 \pm 5^\circ\text{C}$  при внесении в воду ингибиторов коррозии защитной концентрации 100 мг/л.

ма имеет 18 филиалов, в том числе в Перми, Тюмени и Екатеринбурге.

Компания ведет работу по расширению сети поставщиков. Стратегической целью ЗАО «Данфосс» является размещение заказов на производство комплектующих в полном объеме на предприятиях России. Генеральный директор компании Симонсен Лайф представил областному министру образцы энергосберегающих приборов и оборудования, рассказал о том, что после встречи губернатора Свердловской области Эдуарда Росселя с делегацией Дании руководство компании приняло решение организовать в Свердловской области сборку терморегуляторов и других энергосберегающих приборов. Для этого в регион будет поставлено необходимое оборудование, а персонал пройдет соответствующее обучение.

*ThermoNews.Ru*

## ELDIN: ОТКРЫТИЕ СЕРВИСНЫХ ЦЕНТРОВ

В продолжение работы по организации сети послепродажного обслуживания продукции завода в ноябре 2005 года подписаны договора, выданы сертификаты и открыты сервисные центры Ярославского электромашиностроительного завода на базе следующих компаний-дилеров ОАО «ELDIN»:

ЗАО «Сибпромкомплект» г. Красноярск — дилер

ООО «Сибмотор» г. Томск — дилер

ООО «Компания Машэнерго» г. Уфа — дилер

ООО фирма «Сибирский Тракт» г. Челябинск — дилер

*ОАО «ELDIN»*

## ОПАСНЫЕ ПОДДЕЛКИ ПРОДУКЦИИ. ОАО «КОНТАКТОР»

Вниманию предприятий и организаций, приобретающих или эксплуатирующих автоматические выключатели производства завода «Контактор» (г. Ульяновск) серий: ВА 50-41, ВА 50-43, АВ2М, АВМ, «Электрон» и АЗ790.

При проведении испытаний была обеспечена полная объективность, присутствовала атмосфера творчества и доброжелательности. Все участники испытаний имели право тщательно проверять корректность проведенных измерений и в случае возникновения обоснованных сомнений измерения многократно повторялись, а эталонные средства лаборатории также повторно проверялись. По окончании рабочего дня на руки каждому участнику выдавались оформленные протоколы промежуточных этапов испытаний. По окончании всего цикла испытаний каждый участник получил официальные протоколы, подписанные в установленном порядке членами комиссии, на которые не последовало ни одного возражения. (Таблица 1)

Результаты испытаний показали, что безусловным лидером среди представленных приборов являются теплосчетчики ЭСКО. Особенно по хорошему удивил всех участников испытаний на фоне результатов, которые показывали другие типы теплосчетчиков, теплосчетчик ЭСКО МТР-06. А

ведь по различным официальным документам остальные представленные теплосчетчики имели исключительные характеристики, которые зачастую превышали аналогичные характеристики зарубежных образцов. Может быть, по этим причинам отказались от участия в испытаниях другие изготовители теплосчетчиков? Ведь никаких существенных претензий к «ПРОГРАММЕ» и «РЕГЛАМЕНТУ» испытаний от них не последовало. Становится ясно, что при проведении тендеров просто необходимо представлять результаты именно таких испытаний.

Справедливости ради необходимо отметить, что ГУ «Кузбасский центр энергосбережения» неофициально провел испытания теплосчетчиков «Взлет-ТСР» и «ЭСКО-Т», которые отработали по два года и были сняты с действующих объектов и привезены в Белоруссию без какой-либо подготовки. Результаты оказались достаточно хорошими. Оба прибора оказались в классе и значительно опередили большинство из официально представленных приборов.

**Таблица 1. Итоговая таблица по результатам испытаний указанных типов теплосчетчиков**

| № п/п | Наименование СИ  | Экспериментальная оценка качества МХ СИ, (баллы) | Дополнительные оценки качества МХ СИ (баллы) |                   |                  |                  | Результирующая оценка МХ СИ (баллы) |
|-------|--|--|--|-------------------|------------------|------------------|-------------------------------------|
|       |  |  | ΣСИ <sub>прог</sub>                          | ΣСИ <sub>ΔG</sub> | ΣСИ <sub>ε</sub> | ΣСИ <sub>Г</sub> |                                     |
| 1     | Идеальный канал измерений расхода по СТБН ЕН 1434<br>$\left  \beta_{rel} \right  - \left( 1 + 0,01 \frac{G_{max}}{G_t} \right) \cdot \%$ | 59   | 55   | 16                | 16               | 4                | 150                                 |
| 1     | ЭСКО МТР-06  | 90   | 70   | 0,0               | 18               | 7                | 185                                 |
| 2     | ЭСКО-Т-2   | 40   | 16   | 0,0               | 15               | -1               | 70                                  |
| 3     | СВТУ-10М(М2)   | 50   | 21   | 0,0               | -6               | 2                | 67                                  |
| 4     | SKU-02   | 45   | -1   | 10                | 1                | -3               | 52                                  |
| 5     | ТЭМ-05М  | 17   | 1  | 16                | 12               | -4               | 42                                  |
| 6     | КМ-5   | 2  | 7  | 0,0               | 12               | -1               | 20                                  |

Примечания:

1. ΣСИ<sub>ΔG</sub> - Дополнительная оценка за фактический диапазон измерений, достигнутый в результате испытаний
2. ΣСИ<sub>ε</sub> - Дополнительная оценка (повышающий коэффициент), который учитывал, что теплосчетчик был снят с действующего объекта эксплуатации.
3. ΣСИ<sub>Г</sub> - Дополнительная оценка, которая учитывала степень воздействия на теплосчетчик несимметричных потоков теплоносителя.
4. ΣСИ<sub>Δt</sub> - Дополнительная оценка, которая учитывала устойчивость результатов измерений теплосчетчика к температуре теплоносителя
5. Комиссия постановила по образцам теплосчетчика ТЭРМ-02 и СВГТ-02 не давать качественных и количественных оценок, поскольку по результатам экспериментальных исследований их недопустимо признавать коммерческими средствами измерений.



В последнее время появилось много различных приборов для учета тепловой энергии и теплоносителя. Простому потребителю трудно ориентироваться при выборе теплосчетчика. Зачастую на них оказывают определенное давление и стимулирование изготовители приборов, официальная документация вводит в заблуждение относительно характеристик и качества приборов. В результате потребитель отдает предпочтение приборам с более низкой ценой. А ведь качественный товар не может стоить дешево. Поэтому действительно хорошие приборы не всегда находят применение. А ведь экономя на стоимости прибора, потребитель теряет многократно больше при его эксплуатации, а самое главное – на результатах измерения.

Потребитель имеет право знать всю объективную информацию о качестве приборов, а изготовитель обязан ему эту информацию представлять. И в этой связи нам необходимо на постоянной основе внедрять методы непрерывного, эффективного и объективного инструментального контроля за качеством выпускаемой продукции. Необходимо эффективно выявлять и поощрять лучших изготовителей. И не надо путать в теплосчетчике функции измерений с сервисными функциями по архивированию и передаче информации на расстояние. В принципе, к теплосчетчику должны предъявляться такие же требования как и к электросчетчику. Он должен правильно считать, и в этом его основная обязанность, а накапливать и передавать информацию на расстояние должны совсем другие системы, которые и оцениваться должны на основании своих нормативных документов. В противном случае выберут теплосчетчик, который безотказно будет передавать на расстояние неправдоподобную информацию.

Страны ЕЭС поставили перед собой задачу к 2008 году сократить потребление энергоресурсов на 20% за счет внедрения энергосберегающих технологий и оборудования. Для этого необходимо иметь точный учет и контроль потребления. А ведь качество передовых зарубежных приборов и так очень высоко. Мы же в настоящее время приборным учетом пока пытаемся отсечь огромные и ничем не обоснованные количества тепловой энергии и воды, зачастую предъявляемые энергоснабжающими организациями. При этом на качество приборов не обращаем пристального внимания. Для дальнейшего движения, чтобы не отстать от остального мира, необходимо тщательно подходить к выбору средств измерений, имеющих высокие характеристики и «экономически обоснованную» стоимость.

Надеюсь, что представленный отчет по результатам сравнительных испытаний теплосчетчиков поможет как специалистам, так и простым потребителям выработать свой нормальный подход при организации приборного учета потребления тепловой энергии и теплоносителя. В названном документе представлен не только глубокий анализ результатов испытаний, но и раскрыта причинно-следственная связь подобного положения дел в области коммерческих измерений тепловой энергии, а также даны вполне обоснованные рекомендации по минимизации возникших негативных явлений. Авторы «Отчета» не дают указания, как следует поступать в том или ином случае, а стремятся убедить читателя отказаться от некоторых привычных штампов и принять новые подходы в оценке качества измерений и применения теплосчетчиков.



**В.З. Семаков, А.И. Репринцев,  
Д.Е. Бганцов  
НПФ «Энтехмаш»**

## МОДЕРНИЗАЦИЯ И РЕМОНТ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Центробежные компрессорные машины (ЦКМ) составляют значительную долю основного технологического оборудования металлургических заводов, химической, нефтехимической, газовой и металлообрабатывающей промышленности и потребляют до 40% общей заводской мощности. В настоящее время по экономическим причинам, существенное обновление парка старых компрессорных машин затруднено. Гораздо более целесообразным оказывается обновление лишь проточной части. Учитывая большой опыт ремонта этих машин нашей фирмой, работы все чаще производятся совместными усилиями на предприятии заказчика.

Ремонт оборудования проводится в плановом порядке, средний и капитальный ремонт – по мере выработки ресурса основных частей машины. Предварительно проводится дефектация собственно компрессора и его узлов.

Дефектация компрессора в собранном виде заключается в определении его технического состояния по значениям измеренных параметров путем сравнения с параметрами, которые соответствуют техническим условиям на поставку компрессора. Техническое состояние собственно компрессора определяется по результатам газодинамических и механических испытаний компрессора рядом основных параметров:

- \* потребляемой мощностью (политропный КПД);
- \* температурой опорных вкладышей;
- \* температурой упорных колодок;
- \* уровнем вибрации ротора компрессора;
- \* безвозвратными потерями масла (при наличии торцовых уплотнений).

При превышении предельных значений указанных параметров, которые, как правило, указаны в эксплуатационной документации или определяются методом экспертной оценки, требуются вскрытие и ремонт компрессора.

Газодинамические испытания компрессора проводятся с целью получения зависимостей степени сжатия  $R_k/R_n$ , политропного КПД, потребляемой мощности  $N_{потр}$  от производительности компрессора  $Q$ .

При газодинамических испытаниях измеряют следующие параметры компрессоров или их секций:

- \* начальную и конечную температуру сжимаемого газа;
- \* начальное и конечное давление сжимаемого газа;
- \* частоту вращения ротора;
- \* состав газа;
- \* производительность (при начальных условиях).

Как правило, испытания проводят, используя одни и те же штатные приборы при условии их исправности и достато-

чной точности. Установку приборов производят в соответствии с требованиями, изложенными в [1]. При таких условиях, не претендуя на абсолютную точность измерений, можно говорить о сравнительных данных газодинамических испытаний компрессора до и после ремонта (модернизации).

В приведенном далее примере использована типичная схема установки приборов для измерения газодинамических характеристик (Рис. 1). Компрессор был остановлен для проведения ремонта по причине повышенной вибрации ротора, достигавшей 6,5 мм/с. До вскрытия машины были проведены газодинамические и вибрационные испытания, которые позволили оценить состояние проточной части и установить причину повышенной вибрации ротора ЦНД.

После анализа частотных характеристик ротора ЦНД специалистами НПФ «Энтехмаш» было принято решение о поэлементной балансировке ротора. Далее были проведены повторные испытания ротора на максимальной частоте вращения  $n=3350$  об/мин. Результаты некоторых промежуточных измерений виброскорости на опорном и опорно-упорном подшипниках до и после балансировки приведены в таблицах 1 и 2.

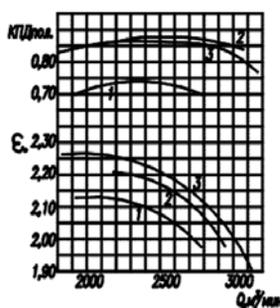
**Табл. 1 Результаты вибрационных испытаний центробежного компрессора до проведения балансировки**

|                          |      |      |      |      |      |      |      |      |
|--------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Частота вращения, об/мин | 1100 |      | 1300 |      | 3000 |      | 3400 |      |
| № опоры                  | 6    | 5    | 6    | 5    | 6    | 5    | 6    | 5    |
| Виброскорость, мм/с:     |      |      |      |      |      |      |      |      |
| вертикальная             | 0,60 | 0,22 | 0,30 | 0,20 | 1,70 | 1,40 | 3,80 | 4,55 |
| поперечная               | 0,20 | 0,10 | 0,20 | 0,18 | 1,50 | 2,00 | 3,45 | 4,00 |
| осевая                   | 0,38 | 0,30 | 0,28 | 0,13 | 1,48 | 1,35 | 3,40 | 3,00 |

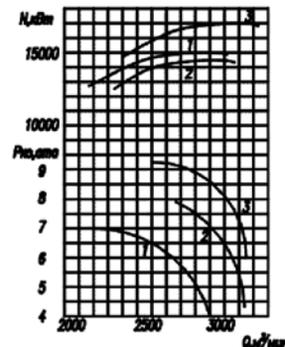
**Табл. 2 Результаты вибрационных испытаний центробежного компрессора после балансировки**

|                          |      |      |      |      |      |      |
|--------------------------|------|------|------|------|------|------|
| Частота вращения, об/мин | 3348 |      | 3348 |      | 3345 |      |
| Давление, МПа            | 0,30 |      | 0,45 |      | 0,60 |      |
| № опоры                  | 6    | 5    | 6    | 5    | 6    | 5    |
| Виброскорость, мм/с:     |      |      |      |      |      |      |
| вертикальная             | 0,90 | 1,60 | 0,90 | 1,70 | 1,25 | 1,80 |
| поперечная               | 0,90 | 1,60 | 1,00 | 1,20 | 1,40 | 1,45 |
| осевая                   | 0,90 | 0,90 | 1,15 | 0,80 | 1,25 | 1,15 |

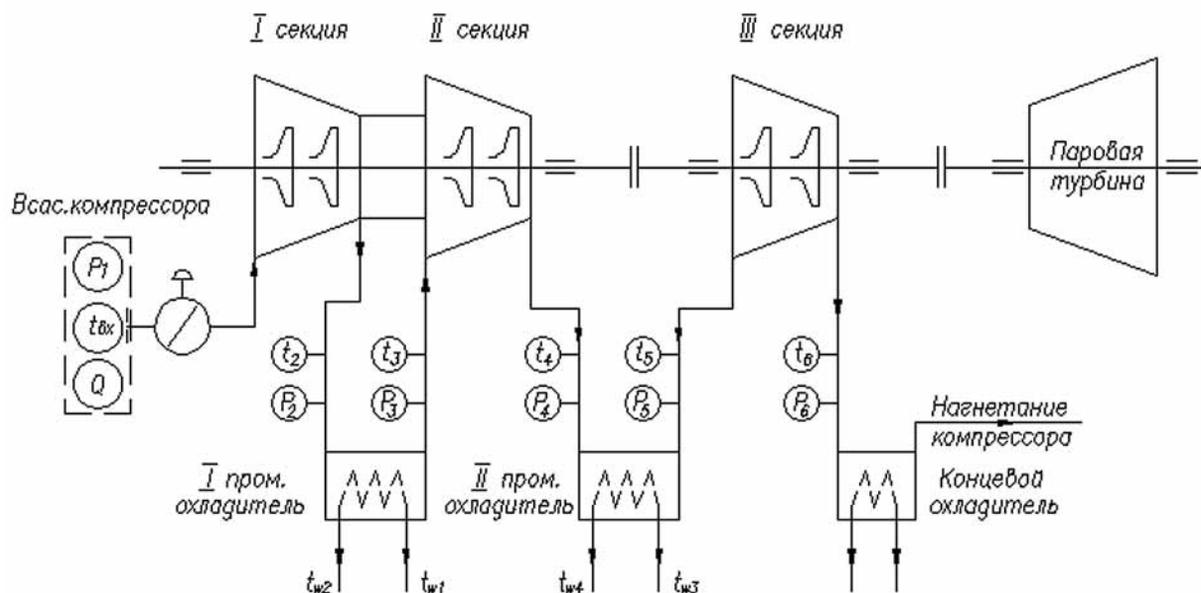
Газодинамические характеристики первой секции, а также суммарные характеристики центробежного компрессора до и после балансировки представлены на рис.2, 3.



**Рис. 2 Газодинамические характеристики первой секции цилиндра центробежного компрессора:**  
1—до балансировки, 2—после балансировки, 3—по ТУ



**Рис. 3 Газодинамические характеристики первой секции центробежного компрессора:**  
1—до балансировки, 2—после балансировки, 3—по ТУ



**Рисунок 1. Схема установки приборов для измерения газодинамических характеристик**

При невозможности измерения производительности компрессора стандартными устройствами производительность компрессора определяют по степени сжатия и частоте вращения ротора по специальной методике путем пересчета полученных режимных точек на начальные условия газа, соответствующие ТУ [2].

Полученные режимные точки наносятся на паспортную характеристику компрессора, и по результатам снижения параметров делается вывод о необходимости ремонта или модернизации компрессора.

После вывода компрессора в ремонт проводят обследование и дефектацию его основных узлов: ротора, уплотнений, вкладышей, диффузоров, статорных элементов проточной части, соединительной муфты, а также корпуса, которые в первую очередь влияют на его работоспособность.

При дефектации проводят следующие основные виды контроля:

- \* внешний осмотр и снятие формулярных размеров и биений с занесением их в ремонтный формуляр;
- \* поверхностную дефектоскопию;
- \* оценку стабильности механических свойств металла путем измерения его твердости;
- \* определение глубины распространения дефектов;
- \* исследование микроструктуры материала.

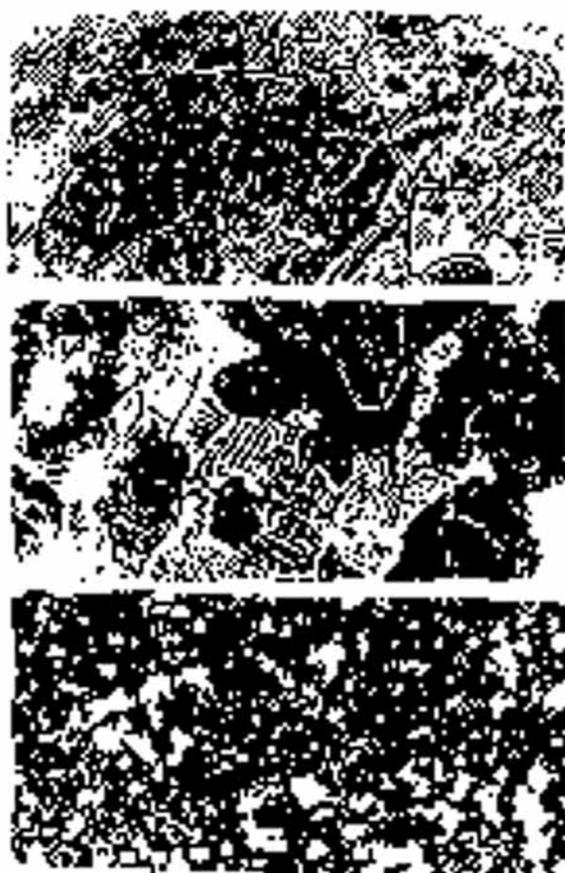
На рис. 4 и 5 показаны детали нагнетателя во время внешнего осмотра, на рис. 6 - микроструктура некоторых применяемых материалов.



**Рис. 4 Внешний вид уплотнения нагнетателя сернистого газа после вскрытия проточной части машины**



**Рис. 5 Колесо нагнетателя, подлежащее замене при проведении ремонтно-восстановительных работ**



**Рис.6 Микроструктура легированных конструкционных сталей:**

- 1 – 15ХМ (перлит и феррит),**
- 2 – 18ХН4ВА (мартенсит),**
- 3 – 12Х18Н10Т (зерна аустенита с двойниками скольжения).**

После оценки результатов дефектации проводится исправление дефектов по специально разработанной технологии.

Модернизация ЦКМ проводится в случаях, когда по условиям эксплуатации компрессор работает на нерасчетных режимах или при технологической необходимости перехода на другие параметры сжимаемых сред. Ниже, в табл. 3 представлены параметры модернизированного компрессора с увеличенными расходом и напором.

В условиях эксплуатации часто требуется изменение номинальных параметров компрессора, как правило, увеличения производительности или напора. Существует множество способов изменения параметров компрессора, а именно:

- ① Изменение частоты вращения ротора;
- ② Изменение профиля лопатки рабочего колеса;
- ③ Изменение геометрии рабочего колеса;
- ④ Поворот лопаток диффузора;
- ⑤ Изменение профиля лопаток диффузора;

**Табл. 3** Параметры центробежного компрессора до и после модернизации отдельных элементов машины.

**Требовалось поднять производительность и увеличить напор компрессора в связи с увеличением потребностей в сжатом воздухе**

| параметры  | до модернизации | после модернизации |
|--|-----------------|--------------------|
| Производительность массовая, кг/мин  | 1320            | 1450               |
| Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям, м <sup>3</sup> /мин    | 1210            | 1330               |
| Давление воздуха конечное абсолютное при выходе из нагнетательного патрубка ЦВД, МПа | 3,53            | 3,53               |
| Мощность, потребляемая компрессором, кВт   | 13500           | 13600              |
| Отношение давлений   | 38,3            | 38,3               |

- ⑥ Изменение количества лопаток диффузора;
- ⑦ Изменение закрутки перед входом в рабочие колеса;
- ⑧ Перепуск сжимаемого газа на всасывание или в атмосферу;
- ⑨ Дросселирование на всасывании;
- ⑩ Дросселирование на нагнетании и др.

Наиболее эффективные из них - 1-й, 2-й, 4-й и 7-й способы.

Изменение параметров при таких способах регулирования приведены соответственно на рис. 7-9.

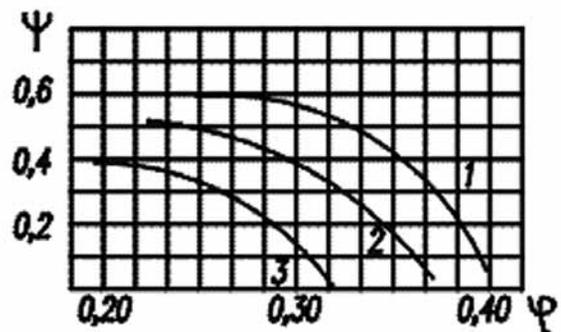
Изменение проточной части компрессора требует точного расчета. Наиболее надежный и достоверный расчет проточной части выполняется методом подобия на базе модельных характеристик центробежного компрессора.

На основе результатов экспериментальных исследований комплектных ступеней ЦКМ формируют банк данных модельных ступеней ЦКМ. В банке данных представлена подробная информация о геометрии и газодинамических характеристиках более 300 промежуточных и конечных ступеней различной расходности и напорности, с лопаточными и безлопаточными диффузорами, радиальными и осерадиальными колесами. Эта информация позволяет проектировать проточные части компрессоров с любыми параметрами и высокими экономическими показателями.

Банк данных является основой для компьютерных программ расчета газодинамических и конструктивных параметров проточных частей, суммарных характеристик компрессоров, осевых усилий, динамического поведения ротора.

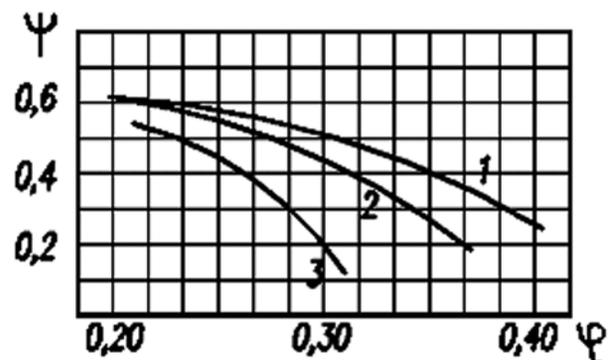
#### Список литературы

1. Рис В.Ф. Центробежные компрессорные машины. М.-Л.: Машиностроение, 1964.
2. Евдокимов В.Е. Банк экспериментальных данных по модельным ступеням и их элементам для проектирования ЦКМ. Турбины и компрессоры. 1997. вып. 3-4.



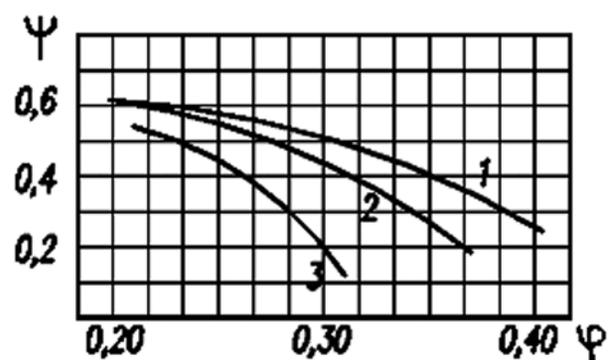
**Рис. 7** Характеристики компрессора при различной частоте вращения:

- 1- $n=3400$  об/мин,
- 2- $n=3200$  об/мин,
- 3- $n=3000$  об/мин.



**Рис. 8** Влияние входного угла лопаток диффузора на характеристики компрессора:

- 1-  $ALPHA3=20^\circ$ ,
- 2-  $ALPHA3=16^\circ$ ,
- 3-  $ALPHA3=13^\circ$ .



**Рис. 9** Характеристики компрессора при изменении закрутки перед входом в рабочее колесо:

- 1-угол закрытия ВРА 0 градусов,
- 2-угол закрытия ВРА 30 градусов,
- 3-угол закрытия ВРА 45 градусов,
- 4-угол закрытия ВРА 60 градусов.



# ОБЩИЙ ОБЗОР ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПРИБОРОВ ВИБРАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ НАЧИНАЮЩИХ СПЕЦИАЛИСТОВ



Вопросов у начинающих специалистов всего два: «Какие приборы вибрационного контроля есть на рынке» и «Какой прибор нужен нам». Кажущаяся наивность этих вопросов скрывает в себе всю глубину и сложность использования методов вибрационной диагностики в практике.

Попробуем кратко ответить на эти вопросы, хотя это и очень сложно, т. к. чем наивнее вопрос, тем сложнее на него ответить. Начнем с общего обзора рынка отечественных приборов, предлагаемых на рынке в настоящее время. Основой для такого обзора является имеющаяся у нас справочная информация, а также рекламная информация производителей.

Продукция восьми наиболее известных (и интересных) отечественных фирм-производителей приборов приведена в таблице 1. Фирмы расставлены в таблице произвольно, учитывалось только место их расположения. Понятно, что общее количество фирм-производителей оборудования, работающих на нашем рынке, существенно выше.

Все приборы, конечно, несколько условно, в приведенной таблице сведены в четыре раздела. Это виброметры, приборы, предназначенные только для измерения интегральных параметров вибрации, и анализаторы различной сложности, способные проводить спектральный анализ вибросигналов.

Практически все начинающие задают самый простой вопрос: а в чем же заключается основное отличие виброметра от виброанализатора. Если отвечать так же просто, то виброметр при каждом измерении определяет только один интегральный параметр вибрации и показывает его

**Таблица 1**

| N | Производитель                | Виброметры             |                | Анализаторы |           |
|---|------------------------------|------------------------|----------------|-------------|-----------|
|   |                              |                        | 1 кан.         | 2 кан.      | >2 кан.   |
| 1 | ДИАМЕХ,<br>Москва            | AU-34                  | Кварц<br>Топаз | Агат        | Кварц (8) |
| 2 | ВиКонт,<br>Москва            | ВК-5                   | ВИК-3          |             |           |
| 3 | Оргтехдиагностика,<br>Москва | СК-100                 | СК-1100        | СК-2300     |           |
| 4 | МЕРА,<br>Москва              |                        |                |             | MIC-300   |
| 5 | ВАСТ,<br>С.-Петербург        |                        | СД-11<br>СД-12 |             |           |
| 6 | ТСТ<br>С.-Петербург          |                        | Спектр 07      |             |           |
| 7 | Вибро-Центр,<br>Пермь        | Vibro Vision<br>Корсар | Корсар+        | Диана-2М    | Атлант-8  |
| 8 | ИНКОТЕС,<br>Н. Новгород      |                        |                | ДСА-2001    | СМ-3001   |

на стрелочном приборе (что сейчас уже трудно встретить) или на цифровом дисплее. Это же значение прибор может записать в память, если это предусмотрено его конструкцией. Анализатор вибросигналов может преобразовывать, показывать на своем графическом экране и записывать в память временные выборки – форму сигнала вибрации, спектры сигналов и т. д. Функции виброметра всегда включены в функции анализатора и составляют малую часть возможностей анализатора. Анализаторы вибросигналов всегда дороже виброметров и требуют определенной подготовки персонала.



### Сравнение приборов начнем с обзора рынка виброметров

Эти приборы предназначены для измерения интегральных параметров вибрации, в основном СКЗ (среднеквадратичного значения – RMS) виброскорости. По существующим стандартам эти измерения производятся в диапазоне частот от 10 до 1000 герц. Многие виброметры измеряют не только СКЗ виброскорости, (размерность мм/сек), но и виброускорение (размерность пик) и виброперемещение (размерность пик-пик). В таблице исключение составляет виброметр «СК-100», который измеряет только СКЗ виброскорости.

Равенство встроенных функций приводит к тому, что сравнение приборов между собой может быть проведено только по дополнительным факторам. Попробуем это сделать.

- 1 Габаритные размеры и масса виброметров. Минимальные размеры имеет прибор «СК-100», который относят к классу «виборучек» – самых маленьких виброметров. Далее идет прибор «ВК-5», немного больше его прибор «Vibro Vision». Максимальные габариты имеет прибор «Корсар».
- 2 Параметры информационного дисплея. Наиболее удобными для отображения информации являются жидкокристаллические графические индикаторы расширенного температурного диапазона до -20 градусов. Они имеют подсветку, облегчающую работу с прибором в условиях недостаточного освещения. Такими экранами оснащены приборы «Vibro Vision» и «Корсар». Все остальные приборы оснащаются цифровыми индикаторами, имеющими худшие эксплуатационные показатели. У прибора «СК-100» имеется модификация со светодиодным индикатором, но он имеет большее потребление энергии от внутренней батареи.
- 3 Тип элементов питания. Наименее удобными, с этой точки зрения, являются приборы с батарейным питанием – «СК-100» и «ВК-5». Почему-то в наших экономических условиях замена батарейки требует больших временных и административных затрат. Более удобно применение аккумуляторного питания. В приборе «AU-34» для зарядки аккумулятора его необходимо доставать из корпуса, в приборах «Vibro Vision» и «Корсар» зарядка аккумуляторов производится «без демонтажа», непосредственно в корпусе, что является оптимальным для эксплуатации.
- 4 Дополнительные функции. Наиболее «нагружены» дополнительными функциями приборы нашего производства. И «Vibro Vision» и «Корсар+» имеют в своем составе функции анализатора вибросигналов начального

уровня – просмотр формы сигнала и спектра. В «**Vibro Vision**» встроена функция диагностики подшипников качения, а прибор «**Корсар**» имеет внутреннюю память на 40 тысяч замеров, что очень удобно при массовых обследованиях оборудования. Все остальные приборы являются «чистыми» виброметрами.

- 5 Время разработки прибора. Чем больший интервал времени прибор выпускается без модификации, тем менее совершенным является прибор. «Лидером» в этом вопросе является прибор «**AU-34**», выпускающийся без модификации уже десять лет. Прибор, в целом, неплохой, но моральное отставание от других приборов уже чувствуется. Предпочтение нужно отдавать современным микропроцессорным приборам, использующим лучшие разработки фирм, производителей электронной техники.
- 6 Цена прибора. Это очень тонкий экономический вопрос. Не называя истинных значений цены, просто расположим все приборы в порядке роста их стоимости: «**СК-100**», «**Vibro Vision**», «**БК-5**», «**AU-34**», «**Корсар+**».

Какой виброметр следует все-таки покупать, этот вопрос придется решать каждому потребителю самостоятельно, выше приведенная информация может только несколько помочь ему в этом. Если говорить кратко, то для проведения инспекции подходят все указанные выше приборы. Для проведения работ теми, кому интересны особенности возникновения вибрации, лучше подходят приборы (виброметры) с дополнительными функциями.

## Сравнение параметров анализаторов вибросигналов

В нашей таблице мы «разложили» все анализаторы вибросигналов на три группы: одноканальные, двухканальные и многоканальные. Конечно, можно было систематизировать их и по другому принципу, но нам показалось, что такой подход наиболее нагляден для начинающих диагностов.

### Одноканальные анализаторы вибросигналов

Это наиболее распространенные приборы анализа вибрации. Они занимают порядка 70% всего нашего рынка, хотя во всем мире предпочтение отдается двухканальным приборам. В нашем обзоре мы привели восемь приборов, значительно различающихся своими свойствами.

- 1 Сложность и насыщенность приборов функциями обработки сигналов вибрации. Многофункциональностью отличаются приборы «**Кварц**» и «**Топаз**» (клон от прибора «**Кварц**»). Они обладают полным «джентльменским» набором встроенных функций. Немного уступают им приборы «**СД-11**», «**СД-12**» и «**Спектр 07**», но они максимально ориентированы на проведение диагностики подшипников качения. Интересным прибором является «**Спектр 07**», в который встроена система диагностики, однако мы предостерегаем всех от излишнего оптимизма, речь о диагностике дефектов в приборе может идти только относительно простых дефектов, при не очень высокой достоверности диагнозов. В одноканальном приборе автома-

тизированная диагностика может быть только ущербной. Прибор «**ВИК-3**» предназначен для сбора информации по маршруту, имеет в своем составе набор функций анализа. Наиболее приспособлены для сбора информации по маршруту, имеют большую внутреннюю память приборы «**СК-1100**» и «**Диана-С**», причем последний прибор является «нормальным» анализатором сигналов.

- 2 Частотные свойства приборов. В этом вопросе приборы различаются достаточно значительно. Однако пользователь должен понимать, в каком диапазоне частот его интересует анализ сигналов. Некоторым нужно анализировать вибрации от долей герца до десятков килогерц, большинству хватает диапазона от единиц герц до 5 килогерц, однако это уже специальный вопрос. Как говорится, большой частотный диапазон не повредит, если цена за него приемлема для бюджета. Лучшими в этом вопросе являются приборы «**Кварц**», «**Топаз**» и «**Спектр 07**», однако здесь нужно «не промахнуться», т. к. производители указывают частотный диапазон прибора, тогда как диапазон поставляемых с прибором датчиков существенно уже. Вопрос частотных свойств имеет вторую сторону – для каждого прибора задается максимальное количество линий в спектре. Чем больше линий, тем точнее может быть проведена диагностика. В приборе «**Корсар+**» может быть получено 800 линий в спектре, но это очень дешевый прибор. В приборах «**Кварц**», «**Топаз**», «**СД-11**», «**Спектр 07**» может быть получено до 1600 линий. Лучшими в этом вопросе являются приборы «**СК-1100**» и «**Диана-С**», где количество линий может быть 6400 и больше, правда, с использованием обработки сигналов в компьютере.
- 3 Возможность балансировки роторов в собственных опорах. Это джентльменская обязательная функция анализаторов вибросигналов, причем программа балансировки должна быть не подгружаемой, а постоянно находящейся в памяти. Прибор без балансировки мы не рекомендуем покупать вообще, это существенно снизит ваши возможности как диагноста и специалиста. Из перечисленных приборов балансировка отсутствует в «**Спектр 07**» (нет ссылки в рекламе) и в приборе «**СК-1100**».
- 4 Программное обеспечение для ЭВМ. В полной мере свойства приборов проявляются в том случае, когда они используются совместно с компьютером. На компьютере должна располагаться программа хранения информации, обработки и преобразования, проведения диагностики состояния. Цена этого ПО может быть весьма существенной, до десяти тысяч долларов США. Мы не будем сравнивать функциональную насыщенность программ, сравним только их цены. С приборами «**Корсар+**», «**Диана-С**» и, частично с «**ВИК-3**» программное обеспечение поставляется бесплатно. Далее цены растут в следующей последовательности: «**Спектр 07**», «**СК-1100**», «**Кварц**» и «**СД-11**». Когда вы будете выбирать прибор по цене, всегда плюсуйте туда стоимость программного обеспечения,

так как что бы ни говорили производители программ, в конечном итоге, к каждому прибору приходится отдельно покупать программное обеспечение.

Стоимость приборов. Не приводя «абсолютных» значений цены приборов, расположим их в порядке возрастания. Это выглядит примерно так: «Корсар+», «СК-1100», «Диана-С», «СД-11», «Спектр 07», «Кварц» и «Топаз».

### Двухканальные анализаторы вибрации

На наш взгляд, это наиболее универсальные приборы, обладающие сравнительно небольшой ценой, но позволяющие проводить достаточно сложные диагностические работы. Во всем мире эти приборы являются наиболее покупаемыми. В наш обзор попали четыре прибора – «Агат», «СК-2300», «Диана-2М» и «ДСА-2001».

Наибольший интерес представляют микропроцессорные, малогабаритные переносные приборы, это первые три. Приборы «СК-2300» и «Диана-2М» являются наиболее предпочтительными, т. к. обладают необходимым набором функций и имеют хорошее спектральное разрешение, равное 3200 линий. Прибор «Агат» тоже имеет неплохие параметры, однако спектральное разрешение в 800 линий делает его непригодным для диагностики целого ряда распространенных дефектов. Цена этих приборов различается, но не очень существенно. Примерно одинаковую цену имеют приборы «Агат» и «Диана-2М», прибор «СК-2300» несколько дороже.

Прибор «ДСА-2001» относится к другому классу, т. к. он создан на основе ноутбука, и, соответственно, обладает расширенными свойствами регистрации и анализа. Ценой за это является снижение эксплуатационной надежности прибора.

Любой из трех вышеприведенных микропроцессорных приборов, особенно «СК-2300», «Диана-2М», может явиться основой для создания службы вибрационной диагностики предприятия различного профиля, их можно покупать в качестве «первого» прибора. Прибор на основе ноутбука обычно приобретается для решения более узких задач, он менее универсален, это обычно «второй» или «третий» прибор.

### Многоканальные приборы

Это приборы для специальных исследований. В наш обзор попали «СМ-3001» (3 канала), «МІС-300», «Диана-8», «Атлант-8» (8 каналов) и «Кварц» с расширительной приставкой на 8 каналов.

Прибор «СМ-3001» является компактным сборщиком сигналов и практически не имеет внутреннего сервиса. Сравнить с другими многоканальными приборами мы его не будем. Это прибор специального применения.

Наибольший интерес представляют 8-канальные микропроцессорные приборы «Кварц» с расширительной приставкой и прибор «Диана-8». Использование расширительной приставки с одноканальным прибором «Кварц» позволило приблизиться к синхронной регистрации сигналов по многим каналам (это очень эффективный диагностический прием), однако применимо это только к медленно текущим процессам, когда не требуется хорошего частотного и временного разрешения. Для примера, при 8-канальной при-

ставке возможно получение спектров с разрешением всего в 200 линий, что очень мало для диагностики. 16-канальная приставка вообще не позволяет проводить синхронную регистрацию, это просто последовательный коммутатор. Прибор «Диана-8» является нормальным синхронным восьмиканальным анализатором с разрешением в 6400 линий в спектре, чего достаточно для проведения диагностики любого уровня. Его отличают приемлемые габариты, экран с большим разрешением, возможность автономной работы от аккумуляторов. По цене прибор «Кварц» с 8-канальной приставкой и необходимым программным обеспечением стоит в два раза дороже, чем прибор «Диана-8» с программным обеспечением.

Приборы «МІС-300» и «Атлант-8» созданы на основе компьютеров, первый на основе одноплатного компьютера, а второй на основе ноутбука. Они нужны для проведения специальных исследований, мы не рекомендуем покупать их в качестве «первого» прибора контроля вибрации. Наберитесь опыта, определитесь с решаемыми проблемами, и только тогда...

### Самый главный вопрос остался – какой же прибор следует купить вам?

Попробуем сформулировать ответ в нескольких предложениях.

- ➔ Если вам нужен прибор для измерения общего уровня вибрации, с целью оценки возможности эксплуатации оборудования, вы инспектор или «не очень большой начальник», то покупайте обычный виброметр.
- ➔ Если дополнительно к оценке вибрации вы хотите, пусть пока даже теоретически, попробовать понять **причины** возникновения вибрации (вы не просто начальник, а механик производства, руководитель ремонтной бригады), то покупайте виброметр с расширенными функциями «Vibro Vision» или «Корсар+».
- ➔ Если вы планируете заниматься **измерениями вибрации, диагностикой и балансировкой** оборудования хотя бы периодически, т. е. редко, у вас хватает и другой работы, то покупайте одноканальный недорогой анализатор вибрации.
- ➔ Если вы работаете в службе эксплуатации и диагностики, у вас **много работы и проблем с вибрацией**, за это вам платят основные деньги, то вам нужен двухканальный анализатор.
- ➔ Если вам нужно проводить **сложные исследования**, есть проблемы в «хитром» и дорогом оборудовании, вы разработчик современных агрегатов, то покупайте многоканальный прибор.
- ➔ Если вы создаете у себя на производстве **систему обслуживания оборудования по техническому состоянию**, у вас много оборудования, на котором нужно часто измерять вибрацию, то вам нужен прибор «Корсар+» с программным обеспечением «Аврора 2000».

*По материалам фирмы «Вибро-Центр»*



**И.М. Цесарев,**  
**зам. генерального директора**  
**НПФ «КРУГ»**  
**И.К. Плаксин,**  
**главный конструктор НПФ**  
**«КРУГ»**

# ОПЫТ СОЗДАНИЯ КРУПНОМАСШТАБНОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ОБОРУДОВАНИЕМ

### **ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ**

В состав одного из крупнейших в СНГ металлургических комбинатов «ИСПАТ-КАРМЕТ» (г. Темиртау, Республика Казахстан) входит ТЭЦ-ПВС. Комбинат осуществляет постоянную модернизацию оборудования, одним из этапов которой стал ввод в действие нового турбоагрегата мощностью 65 МВт. Турбоагрегат было решено оснастить современной системой управления. При этом заказчик принял решение создать не локальную АСУ ТП турбоагрегата, а одну мощную систему, охватывающую как сам турбогенератор, так и основное общестанционное оборудование, в том числе:

- Турбоагрегат ПТ-65/75-90/3 – (одновалный двухцилиндровый агрегат с двумя регулируемыми и четырьмя нерегулируемыми отборами)
- Генератор
- Деаэраторы
- Питательные электронасосы
- БРОУ
- Паропреобразовательная установка (четыре корпуса)
- Испарительные установки №1 и №2, состоящая из четырех корпусов каждая

- Группы контролируемых параметров 4-х соседних турбоагрегатов.

### **ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ**

Основные цели создания АСУ ТП заключались в обеспечении контроля, управления и диагностики теплофикационного оборудования ТЭЦ-ПВС в нормальных, переходных и предаварийных режимах работы для выполнения главной функции – выработки электрической и тепловой энергии требуемого количества и качества. АСУ ТП также должна обеспечивать защиту теплофикационного турбоагрегата и оборудования путем останова при угрозе аварии.

### **АВТОМАТИЗИРУЕМЫЕ ФУНКЦИИ**

#### **Информационные функции:**

- Контроль и измерение технологических параметров
- Сигнализация отклонений параметров от установленных границ
- Сигнализация нарушений состояния оборудования
- Ручной ввод данных
- Формирование и выдача данных оперативному персоналу в форматах протокола сообщений, режимных листов и протоколов аварийных ситуаций
- Ведение архивов.

## Управляющие функции:

- Дистанционное управление технологическим оборудованием
- Дистанционное управление исполнительными механизмами в режиме ручного управления
- Выполнение алгоритмов защит и блокировок
- Автоматическое регулирование.

## Функции самодиагностики:

- Контроль прохождения команд управления в контроллер
- Контроль срабатывания блокировок и защит
- Контроль правильности выбора объекта управления
- Программно-аппаратная самодиагностика контроллеров с выводом информации на индикаторы плат и на верхний уровень
- Контроль обрыва линий связи с УСО
- Вывод диагностической информации на станции оператора и станцию инжиниринга.

## Вспомогательные функции:

- Автоматический перезапуск ПК при срабатывании WatchDog
- Оперативная перенастройка системы и реконфигурация программного обеспечения
- Поддержка единства системного времени
- Осуществление переходов «зима-лето» и «лето-зима»
- Регистрация лица, осуществляющего управление объектом и протоколирование всех его действий.

## АРХИТЕКТУРА

Система реализована на базе SCADA «КРУГ-2000» и с контроллеров TREI-05B-02. Архитектура АСУ ТП изображена на рисунке 1.

Автоматизированная система управления технологическим процессом турбоагрегата №3 и общестанционного оборудования представляет собой четырехуровневую распределенную систему управления с использованием клиент-серверной архитектуры.

В 1-й (нижний) уровень системы входят: выносные устройства связи с объектом (УСО), выполняющие функции автоматического сбора и «оцифровки» измеряемых параметров, приема управляющих воздействий от процессорных блоков микропроцессорных контроллеров (МПК) и выдачу управляющих воздействий на исполнительные механизмы (ИМ); дублированные линии интерфейса RS-485 (1Мбит/с) для связи УСО с процессорными блоками МПК.

Во 2-й (нижний) уровень системы входят микропроцессорные контроллеры подсистем технологических защит и блокировок, автоматического регулирования, дистанционного управления и информационных подсистем, включающие в себя процессорные блоки для обработки измеряемых параметров по заданным технологическим алгоритмам и формирования управляющих воздействий в виде цифровых кодов. Часть из них включают в себя и модули УСО.

Микропроцессорные контроллеры, используемые в подсистемах защит, выполнены со 100%-ным «горячим» резервированием.

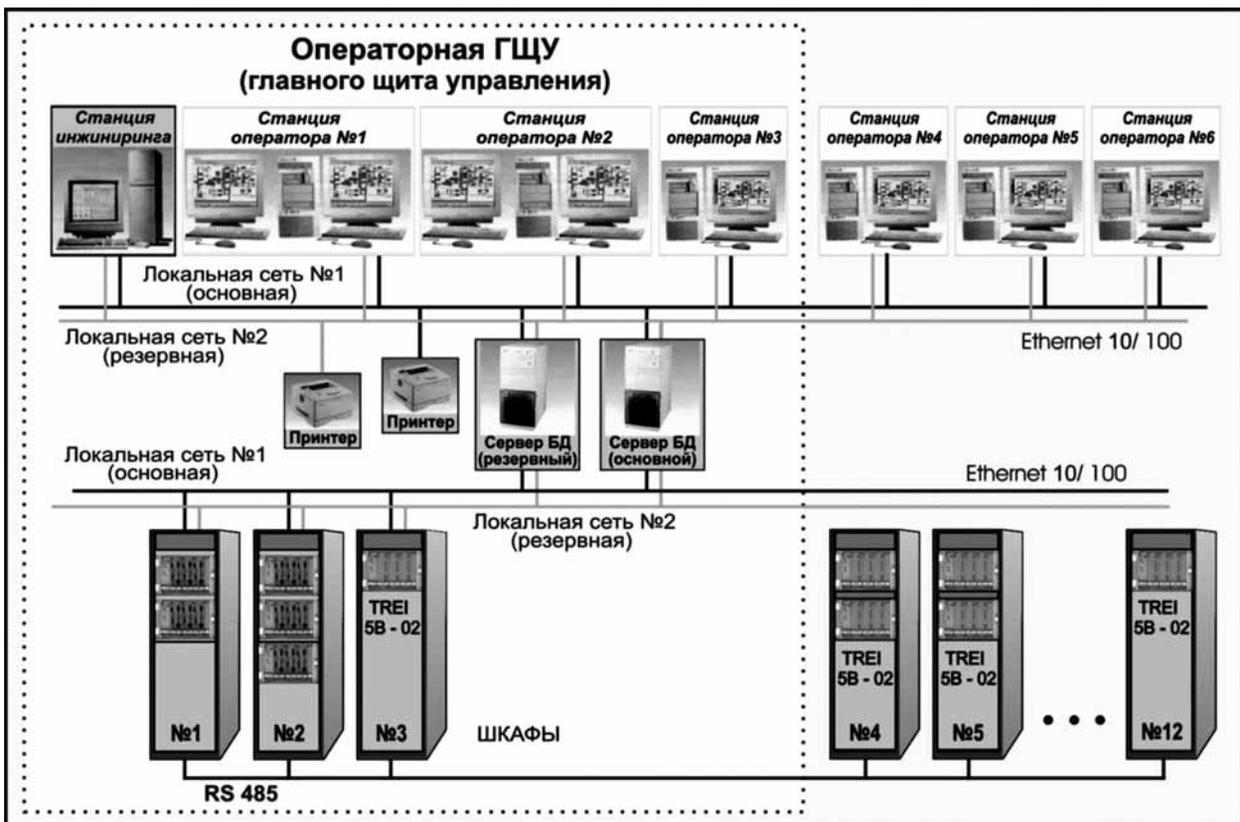
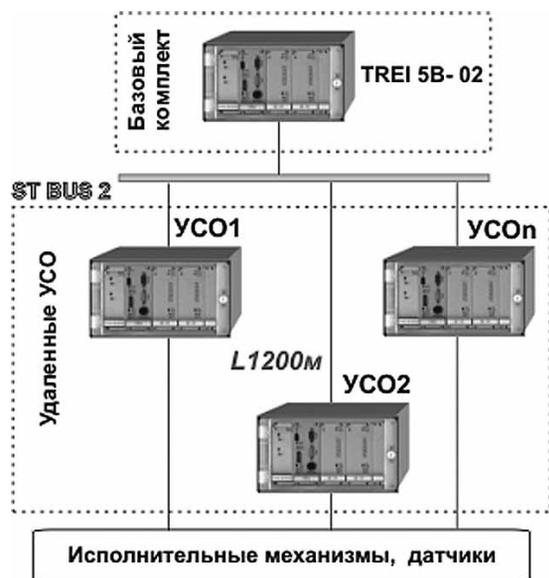


Рисунок 1 – Структурная схема АСУ ТП «ИСПАТ-КАРМЕТ»

Микропроцессорные контроллеры, используемые в подсистемах локальных защит и блокировок, а также автоматического регулирования, выполнены со 100%-ным «горячим» резервированием процессорных модулей.

Особенностью примененной архитектуры явилась возможность размещения модулей ввода/вывода в непосредственной близости от объектов управления (Рисунок 2).



**Рисунок 2 – Особенности архитектуры нижнего уровня АСУ ТП**

Модули ввода/вывода установлены в шкафах RITTAL исполнения IP-65. С помощью данных модулей осуществляется прием и выдача сигналов управления на объект.

Процессорные модули контроллеров установлены в шкафах RITTAL в помещении операторной ГЦУ. Связь процессорных модулей с модулями ввода/вывода осуществляется по дублированной шине ST-BUS2 контроллеров по протоколу RS-485 на скорости до 1Мбод при удалении до 300 м (максимальное удаление без применения ретрансляторов составляет до 1200 м). В подсистемах регулирования и технологических блокировок также использовано дублирование процессорных модулей.

Достоинством данной архитектуры стала возможность существенной экономии кабельной продукции, удешевления монтажных работ и уменьшения сроков монтажа АСУ ТП за счет размещения шкафов с вынесенными модулями УСО непосредственно на объекте. Кроме того, значительно сократилась площадь, используемая оборудованием АСУ ТП, размещаемым непосредственно в операторной ГЦУ.

В 3-й (средний) уровень системы входят: средства для вычислительной обработки информации, ее регистрации и архивирования, реализуемой на серверах БД со 100%-ным горячим резервированием.

В 4-й (верхний) уровень системы входят: средства отображения и диалога оператора с системой, реализуемые с помощью АРМов оператора, станция инжиниринга, средства печати.

Связь нижнего и среднего уровня АСУ ТП обеспечивается посредством дублированной локальной вычислительной сети Ethernet 10/100 Мб/с.

Связь верхнего и среднего уровня АСУ ТП обеспечивается посредством дублированной локальной вычислительной сети Ethernet 10/100 Мб/с.

Питание шкафов с УСО и датчиков осуществляется от двух независимых вводов ~220VAC и =220VDC.

Питание абонентов верхнего уровня осуществляется через индивидуальные источники бесперебойного питания, что повышает устойчивость системы к отказам по питанию.

## ФУНКЦИИ АБОНЕНТОВ СРЕДНЕГО УРОВНЯ

Серверы БД предназначены для сбора, обработки оперативных данных от УСО, хранения и отображения архивной информации по заданным параметрам, ее предоставления абонентам верхнего уровня (станциям оператора – СО) в режиме клиент-сервер. Серверы БД являются резервируемыми и выполняют зеркализацию данных.

Архивированию подлежат тренды, печатные документы и протокол сообщений. Архивирование осуществляется на жесткий диск компьютера и на сменные носители информации (магнитооптические диски).

## ФУНКЦИИ АБОНЕНТОВ ВЕРХНЕГО УРОВНЯ

Станции оператора предназначены для отображения оперативных данных от УСО (рисунки 3, 4) и архивной информации, хранящейся на серверах БД или магнитооптических дисках, и работают в режиме клиент-сервер с серверами БД.

На станциях оператора реализуются следующие функции:

- Индикация параметров ТП, отображающих состояние определенных зон технологического объекта
- Индикация на экране и звуковая сигнализация выхода параметров за технологические и аварийные пределы, сигнализация аварийных ситуаций
- Дистанционное управление исполнительными механизмами и приводами
- Дистанционное управление регуляторами
- Резервирование и диагностика локальных вычислительных сетей связи с серверами САБД
- Коррекция собственного системного времени при получении команды от серверов САБД
- Разграничение доступа к средствам системы управления по паролю
- Просмотр в журналах системы следующей информации:
  - сообщений о нарушениях и других событиях на объекте и в системе управления,
  - сообщений о действиях операторов-технологов,
  - сообщений о работе комплекса технических средств контроля и управления
- Просмотр истории параметров процесса на экране дисплея в виде графиков и таблиц и распечатки на принтере в табличном виде или как копии экрана
- Просмотр архивов печатных документов на экране дисплея и распечатки на принтере.

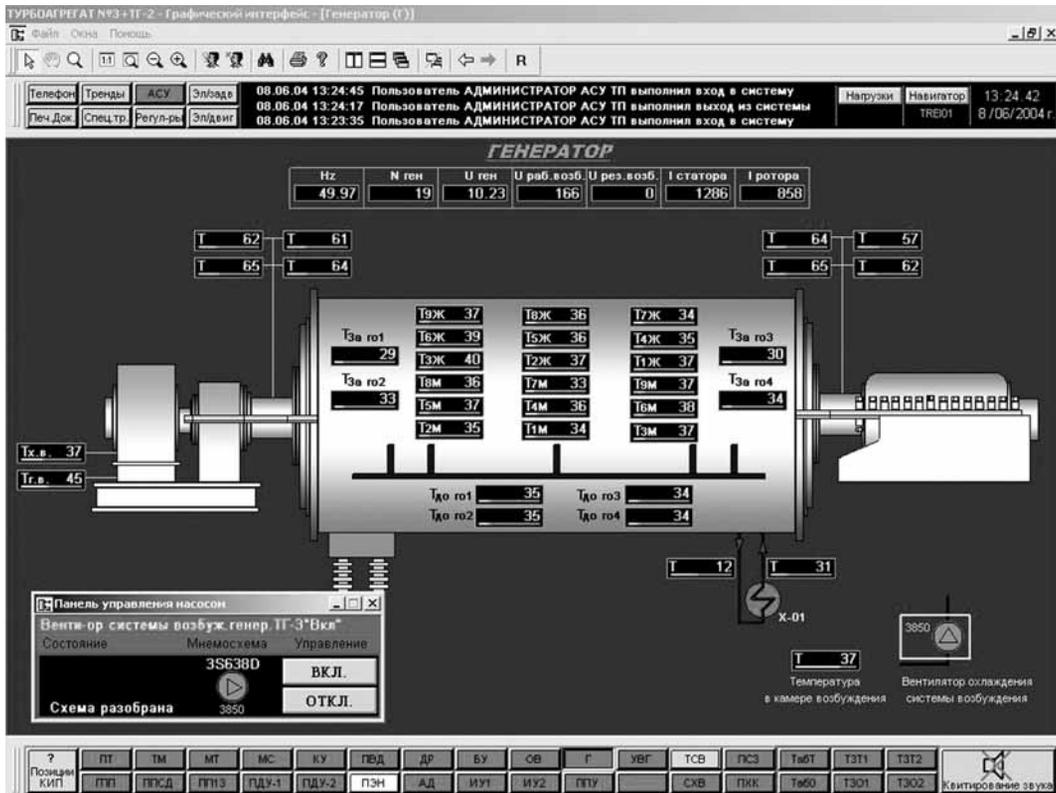


Рисунок 3 – Мнемосхема «Генератор»

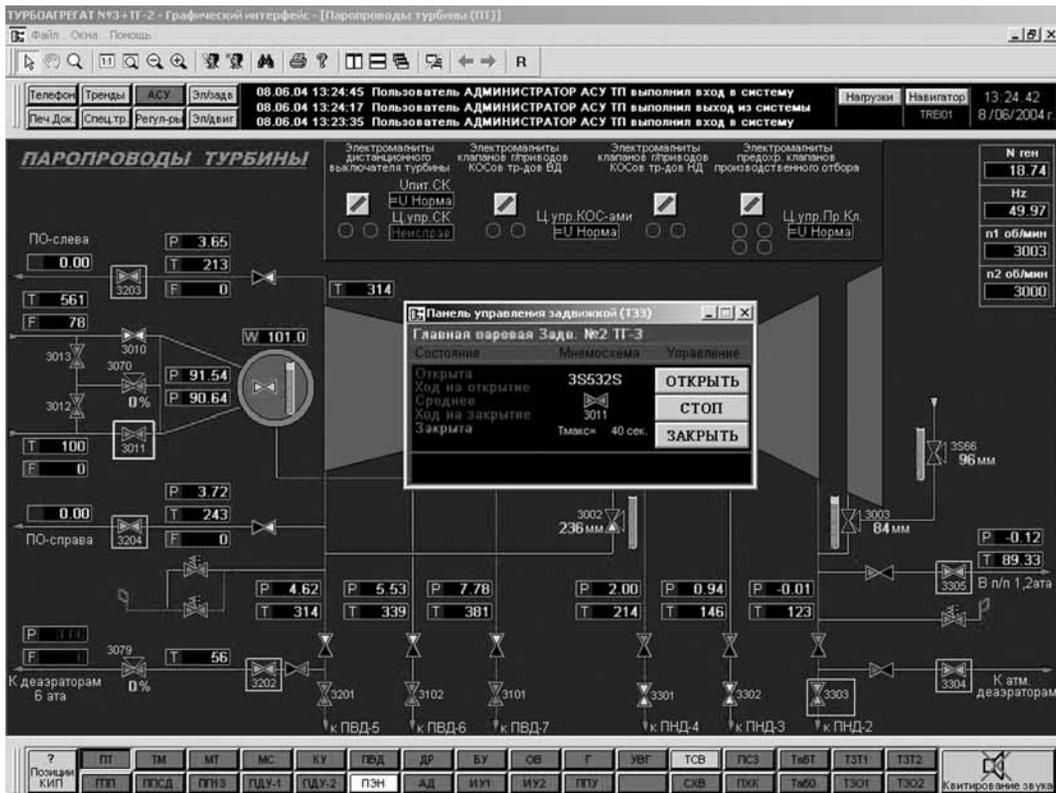


Рисунок 4 – Мнемосхема «Паропроводы турбины». Управление Главной задвижкой

Станция инжиниринга (СИ) предназначена для прикладного ПО системы, расширения или перенастройки системы и адаптации системы к реально существующему оборудованию.

Средства печати включают принт-серверы, подключенные к локальной вычислительной сети Ethernet 100 Мб/с, и лазерные принтеры. На принтеры может быть выведена информация от любого абонента верхнего уровня системы.

## ОБОРУДОВАНИЕ

В АСУ ТП используются:

- Микропроцессорные контроллеры – 12 шт., в том числе: контроллеры подсистемы защит турбоагрегата со 100%-ным «горячим» резервированием – 2 шт., контроллеры подсистем регулирования, локальных защит и блокировок со 100%-ным «горячим» резервированием процессорных модулей – 3 шт., контроллеры подсистем дистанционного управления и информационной – 7 шт.
- Серверы базы данных с функциями архивирования и горячим резервированием – 2 шт.
- Автоматизированные рабочие места операторов – 6 шт. (в том числе 2 мониторные станции – 2 шт.). Три АРМа находятся в оперативном контуре управления, три – в неоперативном
- Станция инжиниринга
- Сетевые принтеры – 2 шт.

## ХАРАКТЕРИСТИКИ УСО

Шкафы управления 19" (RITTAL).

В качестве УСО применены модули ввода-вывода TREI-5B-02. Часть каркасов данных контроллеров вынесена непосредственно к объекту. Связь с удаленными каркасами УСО осуществляется по дублированной шине контроллеров с протоколом RS485, обеспечивающей скорость до 1 Мбит/с на расстояние до 1200 м.

## ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

SCADA «КРУГ-2000» для ОС Windows NT\2000\XP.

Система реального времени контроллера (СРВК) производства НПФ «КРУГ» для ОС QNX.

## ИНФОРМАЦИОННАЯ МОЩНОСТЬ

|   |                 |
|---|-----------------|
| <b>База данных</b>  |                 |
| Количество переменных                                     | 12500           |
| <b>Количество переменных, получаемых по каналам связи</b> |                 |
| Входные аналоговые (с учетом резервируемых каналов)       | 1500            |
| Входные дискретные (с учетом резервируемых каналов)       | 4800            |
| Выходные дискретные (с учетом резервируемых каналов)      | 2500            |
| Контуры регулирования                                     | более 80        |
| <b>Тренды</b>   |                 |
| Оперативные   | 1400 параметров |
| Исторические (архивируемые – минутные, часовые)           | 2800 параметров |
| <b>Абоненты системы</b>                                   |                 |
| Количество абонентов                                      | 24              |
| <b>Графический интерфейс</b>                              |                 |
| Количество мнемосхем                                      | более 200       |
| Количество мнемосхем шаблонов и приборов управления       | более 200       |

## ВРЕМЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

|   |                             |
|---|-----------------------------|
| <b>Контроллеры</b>                            |                             |
| Период опроса и выполнения программ           | от 100 м/сек и выше         |
| <b>Серверы БД</b>                             |                             |
| Период опроса каналов (УСО)                   | не более 1 сек              |
| Время передачи команд управления в УСО        | не более 200 м/сек          |
| Глубина хранения архивов                      | определяется размером диска |
| <b>АРМ операторов</b>                         |                             |
| Время вызова видеокладов                      | от 1 до 1,5 сек             |
| Время запаздывания светозвуковой сигнализации | не более 0,5 сек            |

## ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ SCADA И СРВК

SCADA «КРУГ-2000»:

- Модульное построение SCADA «КРУГ-2000»
- Клиент-серверная архитектура
- Интегрированная среда разработки
- Двухмониторный менеджер
- Свободно компокуемые видеоклады групп данных
- Групповое управление
- Расширенные выборки из протокола событий
- Передача данных на верхний уровень АСУ предприятия с использованием открытого интерфейса доступа к базам данных (ODBC).

СРВК:

- Функции учета тепла в расчетах расходов пара, воды
- Модульное построение SCADA «КРУГ – 2000» (возможность выбрать только те модули, которые необходимы) обеспечило оптимизацию затрат для заказчика на программное обеспечение. Использование резервированных структур и средств Графического интерфейса SCADA «КРУГ-2000» позволило эффективно решить задачи обеспечения надежности и оперативного отображения состояния технологического процесса.

## ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ

В решении комплексной задачи создания и внедрения крупной АСУ ТП приняли участие специалисты следующих фирм:

ТРЭИ ГМБХ (Штуттгарт, Пенза) – генеральный подрядчик и генпоставщик, БелТЭИ (Минск) – техническое проектирование, ЦКБ «Энергоремонт» – разработка проектно-сметной документации, НПФ «КРУГ» – программное обеспечение, инжиниринговые и пусконаладочные работы. Огромный вклад в создание системы внесли А.М. Антонов и другие специалисты «ИСПАТ-КАРМЕТ».

## ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Планируется установить программы Web-Контроль™ на ряде компьютеров специалистов и руководителей ТЭЦ.

Кроме того, запланировано наращивание информационной мощности и добавление в систему новых параметров и дополнительного оборудования АСУ ТП без остановки основного технологического оборудования, т.е. «на ходу». Как программные, так и аппаратные средства позволяют это сделать.

## ВЫВОДЫ

АСУ ТП находится в промышленной эксплуатации с мая 2003 г., что на практике подтвердило работоспособность и эффективность крупномасштабной распределенной системы управления на базе SCADA «КРУГ-2000».

**А.А. Злобин, В.Н. Курятов,  
А.П. Мальцев, Г.А. Романов**



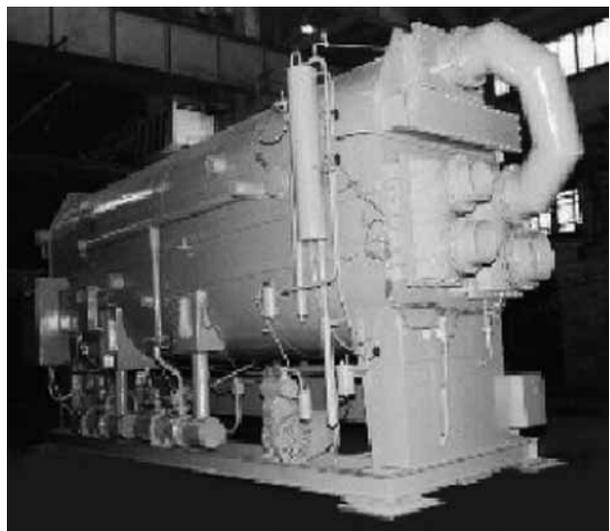
## НЕКОТОРЫЕ ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ ПРИ ВНЕДРЕНИИ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Энергосбережение в промышленности на основе использования тепловых насосов (ТН) преследует основную цель – уменьшение затрат первичного топлива для производства теплоты.

Масштабы затрат топлива на теплоснабжение и многочисленные технологические процессы нагрева в различных отраслях промышленности весьма велики и составляют 30-40% от суммарных затрат топлива. В этой ситуации рациональное использование ТЭР является основным направлением повышения энергоэффективности производства. Одним среди эффективных технических решений энергосбережения в промышленности является внедрение ТН и комбинированных установок теплохладоснабжения, термодинамическая эффективность которых очевидна и доказана еще в 1852 г. У. Томсоном. За последние несколько десятков лет в развитых странах возросло производство ТН и эксплуатируется примерно 20 млн. установок мощностью от кВт до десятков МВт.

*В нашей стране ТН практически не применяются и их массовое освоение в промышленности вряд ли возможно на ближайшую перспективу из-за сложившейся ситуации цен на ТЭР и значительных капитальных и*

*эксплуатационных затрат по сравнению с традиционными источниками (ТЭЦ, котельная). Этот факт подтверждается результатами многочисленных энергетических обследований (более 100 крупных предприятий), проведенных авторами статьи.*



<<51

В последнее время в городе Ульяновске и некоторых других городах России активизировалась торговля восстановленными выключателями, ранее произведенными Ульяновским заводом «Контактор» и вышедшими из строя в процессе эксплуатации.

Основные признаки фальсифицированных выключателей:

- \* Отсутствие фирменной голограммы предприятия
- \* Установлен блок защиты, отличный от МРТ-1, МРТ-9.
- \* Маркировочная этикетка старого образца.
- \* Паспорт к изделию – обычная черно-белая ксерокопия.
- \* Срок изготовления изделия значительно меньше объявленного заводом-изготовителем.
- \* Цена ниже цены завода-изготовителя.
- \* Копии сертификатов соответствия не заверены синими печатями.

Вся продукция, выпущенная Ульяновским заводом «Контактор», реализуется «Торговым домом «Контактор» и через официальных партнеров во всех регионах России.

Завод-изготовитель сообщает:

Продукция, якобы произведенная в 2004-2005 годах, фактически является продуктом переработки выключателей 80-90 гг. выпуска, на которых произведена замена фирменных этикеток и изготовлены фальшивые паспорта.

Восстановление выключателей, вышедших из строя, производится с использованием комплектующих, произведенных в кустарных условиях и без соблюдения условий технологического процесса.

Восстановленные выключатели укомплектовываются электронными блоками защиты, которые в настоящее время сняты с производства.

Произведенная экспертиза подтверждает, что характеристики восстановленных выключателей не соответствуют техническим условиям завода-изготовителя.

Эксплуатация восстановленных выключателей не обеспечивает защиту коммутируемых цепей от токов перегрузки и коротких замыканий и

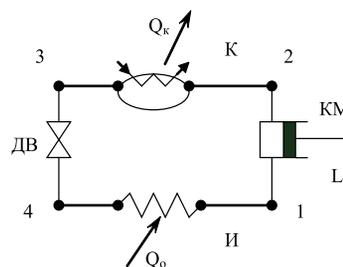
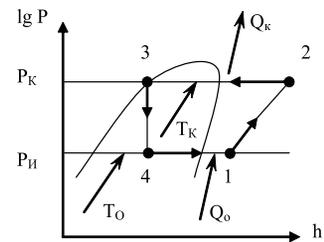


Рис. 1 КМ – компрессор, К – конденсатор, ДВ – дроссельный вентиль, И – испаритель.

Вместе с тем практически каждое обследованное предприятие регулярно включает в свои инвестиционные программы энергосбережения мероприятия по внедрению тепловых насосов.

Очевидно, это связано с «агрессивными» тенденциями производителей ТН на рынке высокотехнологичной, дорогой техники, которые не оговаривают дополнительных, специфических условий практической адаптации этих установок к реальной ситуации, учет которых, в принципе, может превратить высокоэффективное мероприятие в убыточное, а иногда невыполнимое в реальных условиях. Практически все рекламы производителей ТН представляют эти установки как наиболее эффективные устройства, позволяющие получать в 3-7 раз больше «высокопотенциальной» тепловой энергии для отопления и ГВС, чем затраты механической энергии со сроком окупаемости до 3-х лет.



На наш взгляд, в такой обстановке необходимо иметь определенные знания в области практического использования ТН с учетом индивидуальных особенностей многочисленного ряда ТН, необходим предварительный технико-экономический анализ и подробный бизнес-план проекта по их внедрению.

Принципиальная схема пароконденсационного ТН и процессы в диаграмме lg P- h представлены на рис. 1.

Энергетический баланс ТН записывается

$$Q_k = Q_o + L,$$

где

$Q_k$  – тепловой поток, отведенный в конденсаторе при  $T_k, K$ ;

$Q_o$  – тепловой поток, подведенный в испарителе при  $T_o, K$ ;

$L$  – затраченная мощность в цикле.

Энергетическая эффективность ТН оценивается коэффициентом трансформации тепла –  $\epsilon_{отоп}$ , который определяется

$$\epsilon_{отоп} = Q_k/L, \text{ кВт (теплоты)/ кВт (электроэнергии).}$$

На рис. 2 представлены идеальные и реальные значения  $\epsilon_{отоп}$  в зависимости от  $T_k$  и  $T_o$ .

При температуре конденсации  $t_k = 60^\circ C$  коэффициент трансформации действительного цикла ТН находится в интервале  $\epsilon_{отоп} = 2-4$ , а идеального – 5-8. Причем при сближении  $t_o$  к  $t_k$   $\epsilon_{отоп}$  стремится к  $\infty$ . То есть применение ТН достаточно эффективно в процессах, у которых  $t_k$  незначительно отличается от  $t_o$ , например, дистилляция и разделение близкикипящих смесей в нефте-химической и пищевой промышленности, когда ТН

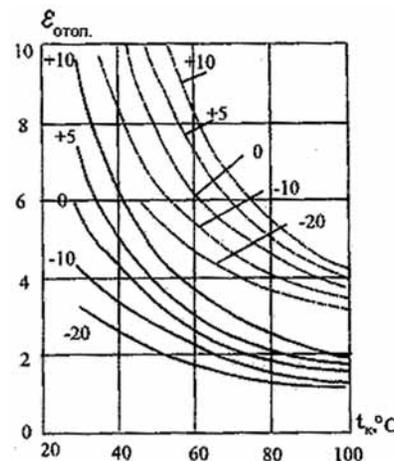


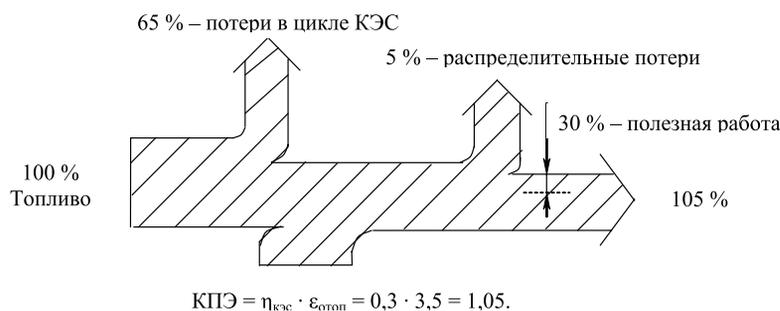
Рис. 2

69>>

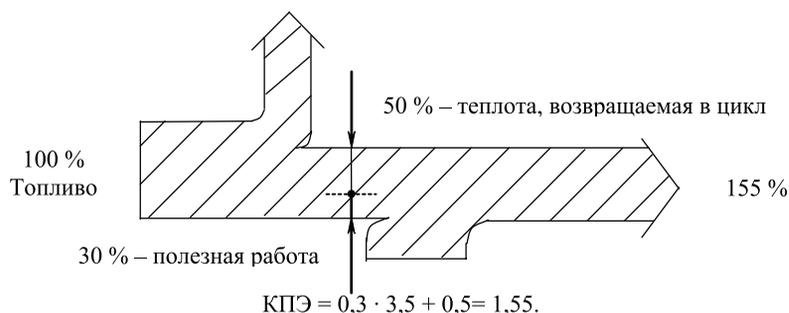
**Схема 1**



**Схема 2**



**Схема 3**



используется одновременно для выработки тепла и холода [1].

Для более объективной оценки эффективности ТН обычно используют коэффициент использования первичной энергии (топлива) (КПЭ), который определяется как отношение отпущенной теплоты к энергии первичного топлива, затраченного на привод компрессора ТН.

В качестве примера приведем энергетическое сравнение основных способов получения теплоты.

**Промышленная котельная (Схема 1).**

ТН с приводом компрессора от электродвигателя с  $\epsilon_{отоп} = 3,5$  (источник электроэнергии КЭС) (Схема 2).

Из энергетического баланса ТН следует, что теплота взятая у холодного источника, составляет в %

$$Q_0 = Q_k - L \square Q_o = 105 - 30 = 75 \%$$

**ТН с приводом компрессора от ДВС (двигателя внутреннего сгорания) (Схема 3).**

155% - 50% - 30% = 75% – теплота, взятая у холодного источника.

С точки зрения термодинамической эффективности, максимальный КПЭ возможно получить при использовании в качестве привода компрессора – ДВС, так как часть теплоты продуктов сгорания можно утилизировать в рекуператорах.

В сравниваемых вариантах коэффициент трансформации был принят равным 3,5.

приводит к перегреву выключателей и выходу их из строя.

Восстановленные выключатели не сопровождаются гарантийным обслуживанием завода-изготовителя.

Выключатели серии АВМ сняты с производства в 1984 г., их современные улучшенные и полностью совместимые аналоги – выключатели серии АВ2М всегда есть в продаже.

Если у вас возникли сомнения в качестве выключателя или его происхождении, вы можете получить консультацию в Центре технической поддержки.

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

**ШКАФЫ SAREL: КАЧЕСТВО, СОВРЕМЕННЫЙ ВИД, ШИРОКИЙ АССОРТИМЕНТ**

Как защитить электрооборудование от воздействия окружающей среды, как обеспечить работу электронной системы управления при низких температурах, где найти корпуса шкафов, идеально отвечающих конкретному техническому решению, вот далеко не полный перечень вопросов, стоящих перед российскими производителями распределительных шкафов и шкафов управления. Ответом на них служит продукция под торговой маркой Sarel.

Компания Sarel основана в 1956 г., в 1984 г. вошла в состав Schneider Electric. В настоящее время входит в тройку мировых лидеров по производству корпусов шкафов для электрооборудования.

Для удовлетворения современных запросов в области распределения электроэнергии, автоматизации и сетевой электроники Sarel постоянно расширяет ассортимент своей продукции. На сегодняшний день можно выделить следующие семейства изделий:

**клеммные коробки, настенные шкафы, напольные шкафы.**

Качество — приоритетное направление промышленной политики Sarel, что подтверждается сертификатом ISO 9001 на разработку и производственный процесс и сертификатом ISO 14001 на соблюдение требо-

<<69

ваний охраны окружающей среды. Высокое качество продукции достигается путем использования самых современных методов обработки и материалов: лазерная резка и специальная технология укладки полиуретанового уплотнителя при изготовлении шкафов из листовой стали; литье под давлением двух- или трехкомпонентных смесей и автоматическая сборка при обработке пластмасс; обработка терморезистивных материалов путем горячей прессовки полиэстера SMS, укрепленного стекловолокном.

**Области применения**

Корпуса Sarel нашли широкое применение в промышленности, гражданском строительстве и инфраструктурах. Наличие вентиляционных комплектов и модулей кондиционирования среди дополнительного оборудования позволяет реализовывать системы управления на базе частотнорегулируемого электропривода, а 19-ти дюймовые стойки незаменимы для размещения типовых электронных плат.

**Sarel в России**

Сегодня продукцию Sarel можно приобрести со склада ЗАО «Новая Электрическая Компания» в Москве. Оборудование Sarel уже установлено на многих российских предприятиях, например, на НПЗ «Кириши нефтеоргсинтез» (система управления вентиляторами) и Новолипецком металлургическом комбинате (автоматизация доменного производства).

*Новая Электрическая Компания, ЗАО*

**ВСЕ ТИПЫ ОТВЕТВИТЕЛЬНЫХ ЗАЖИМОВ ОТ ТПГ «ТЕХЭЛЕКТРО»**

ТПГ «Техэлектро» предлагает новый продукт высоких технологий — зажим прокалывающий ответвительный герметичный (ЗПО) по самым привлекательным ценам.

Прокалывающие зажимы предназначены для выполнения ответвлений от магистральных изолированных проводов напряжением до 1 кВ медными и алюминиевыми проводами без их разрезания и снятия изоляции. Контроль над усилием затяжки болтов осу-

На самом деле, при внедрении ТН о возможной экономии можно судить по расходу первичного топлива или по относительному расходу топлива при выработке одинакового количества теплоты.

Обозначим через  $\epsilon$  относительный расход топлива

$$\bar{\epsilon} = B_2 / B_1$$

где

$B_1$  — расход топлива при работе котла,  $B_1 = \epsilon_k \cdot Q$ ,

$B_2$  — расход топлива при работе ТН,

$$B_2 = \epsilon_3 \cdot \frac{Q}{\epsilon_{отоп}}$$

$$\bar{\epsilon} = \frac{\epsilon_3 \cdot Q}{\epsilon_k \cdot Q \cdot \epsilon_{отоп}} = \frac{\epsilon_3}{\epsilon_k \cdot \epsilon_{отоп}}$$

где

$\epsilon_3$  — удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии на КЭС;

$\epsilon_k$  — удельный расход условного топлива на выработку 1 Гкал теплоты на котельной.

Примем в расчетах

$$\epsilon_3 = 93 \frac{\text{кг у. т.}}{\text{ГДж (э. э.)}} \approx 0,330 \div 0,340 \frac{\text{кг у. т.}}{\text{кВт·ч}};$$

$$\epsilon_k = 38,2 \frac{\text{кг у. т.}}{\text{ГДж (тепло)}} \approx 160 \frac{\text{кг у. т.}}{\text{Гкал}}.$$

Здесь возможны 3 варианта:

если  $\epsilon = 1$  — нет выгоды при использовании ТН,

$\epsilon < 1$  — выгоднее использование ТН,

$\epsilon > 1$  — выгоднее использование котельной.

Тогда предельное значение  $\epsilon_{отоп}$  можно оценить

$$\epsilon_{отоп}^{пред} = \frac{\epsilon_3}{\epsilon_k} = \frac{93}{38,2} \geq 2,4.$$

Процесс принятия инвестиционных решений в промышленности отдельной хозяйственной единицей базируется не столько на оценке **экономической выгоды** проекта в целом, например, снижение расхода топлива, сколько на оценке конкретного инвестиционного проекта с точки зрения частного инвестора, которая базируется на **финансовом анализе**, то есть в основном на сроке окупаемости.

Нормативный срок окупаемости в экономике СССР составлял  $\approx 8$  лет. Из-за кризиса в экономике России с 90-х годов реальные пороговые требования инвесторов к эффективности капиталовложений снижены до 2 – 5 лет.

Простой срок окупаемости можно оценить, как

$$T = K / \Delta \epsilon,$$

где

$K$  — капитальные затраты, в руб.;

$\Delta \epsilon$  — экономический эффект от внедрения проекта, руб./год.

В качестве примера для доказательства утверждений, представленных выше, рассмотрим некоторые из возможных вариантов использования ТН, которые требуют предварительной оценки технико-экономической эффективности:

1. *Использование ТН в технологических процессах нагрева сырьевых потоков и готовой продукции за счет утилизации сбросной теплоты.*

Очевидно, менее дорогим и более эффективным способом на первом этапе утилизации теплоты по отношению к ТН является применение рекуператоров, регенераторов или котлов-утилизаторов. Рекуперация тепловых ВЭР на обследованных предприятиях составляет менее 50% от максимального выхода вторичных энергоресурсов. Так, например, на одном из химических производств, для того чтобы вернуть конденсат на ТЭЦ с требуемой температурой, его охлаждают в дополнительно установленных воздушных охладителях (АВО), сбрасывая избытки теплоты в окружающую среду.

**Практически все обследованные предприятия имеют избыток тепловых высокопотенциальных ВЭР, которые необходимо утилизировать с помощью простых теплообменников и без применения дорогих ТН.**

2. *Применение ТН в системах теплоснабжения.*

Для удовлетворения потребителей постоянной тепловой нагрузкой

74>>

при наличии постоянного источника низкопотенциальной теплоты и при незначительном теплоподъеме, (например, с 30 °С до 50 °С, системы ГВС) энергоэффективно использовать ТН.

Однако экономичность ТН резко снижается с ростом отношения температур (т.е. с уменьшением минимальной и ростом максимальной температур цикла), а также при использовании ТН при изменении сезонных тепловых нагрузок в зависимости от температуры наружного воздуха. Причем, для большинства районов России максимальная отопительная нагрузка отличается от средней примерно в 2 раза. Поэтому в зимний период ТН должен вырабатывать максимальное количество теплоты при максимальной температуре сетевой воды ≈150 °С, что в принципе получить с помощью существующих ТН практически невозможно.

Для обеспечения сезонных нагрузок с помощью ТН необходимо их сочетать с пиковыми котельными, предусмотреть плавное регулирование производительности (например, частотный привод) и одновременно решить вопрос об уменьшении температуры обратной воды до 30-40 °С.

В публикациях по этой тематике, к сожалению, недостаточно данных для оценки экономической эффективности использования реальных тепловых насосов в системах теплоснабжения, либо эти данные несколько преувеличены, например, срок окупаемости проектов оценивается в 1,5-2 года. По нашим оценкам, срок окупаемости таких проектов гораздо выше.

Ниже в качестве примера приведены расчеты экономической эффективности по использованию компрессионного теплового насоса в системе теплоснабжения с пиковой котельной максимальной тепловой мощностью 1 МВт для IV климатической зоны России [2]. Рабочее вещество – R12. Производительность ТН регулируется по графику отопительной нагрузки. Температурный график теплосети – 90 °С / 70 °С. Температура источника низкого потенциала (артезианская скважина) –15 °С.

*Исходные данные для расчетов были взяты из [2]:*

|  |                   |
|--|-------------------|
| Количество теплоты, отпущенной потребителям за отопительный сезон:                               | ~ 1 598 000 кВт ч |
| в т.ч. тепловой насос,   | 1 334 000 кВт ч   |
| пиковая котельная.   | 264 000 кВт ч     |
| Расход электроэнергии на привод компрессора ТН и насосов (артезианского, циркуляционного и др.): | ~ 473 400 кВт ч   |
| в т.ч. компрессор ТН,  | 406 500 кВт ч     |
| насосы.  | 66 900 кВт ч      |

#### Технико-экономическая оценка работы ТН

Расход условного топлива для варианта отопления от котельной:

$$B_1 = \frac{Q_{отоп}}{Q_n^p \cdot \eta_k \cdot \eta_{m.c.}} = \frac{1598000 \cdot 3,6}{29,3 \cdot 0,8 \cdot 0,95} = 258300 \text{ кг у.т./год.}$$

Расход условного топлива для варианта отопления с помощью ТН+пиковая котельная:

$$B_2 = B_{пк} + B_{тн} = \frac{264000 \cdot 3,6}{29,3 \cdot 0,8 \cdot 0,95} + 473400 \cdot 0,32 = 194168 \text{ кг у.т./год,}$$

где

$B_{пк}$  – расход топлива на пиковой котельной, кг у.т.;

$B_{тн} = \Delta \cdot b_{\Delta}$  – расход топлива на ТН,

где  $\Delta$  – расход электроэнергии на привод ТН, кВт·ч,

$b_{\Delta}$  – удельный расход топлива на выработку электроэнергии, 0,32 кг у.т./кВт·ч;

$\eta_k, \eta_{т.с.}$  – КПД котельной и тепловых сетей.

Экономия топлива от замещения котельной тепловым насосом с пиковой котельной составляет:

$$\Delta B = B_1 - B_2 = 258300 - 194168 = 64132 \text{ кг у.т./год}$$

или в процентах – 25 %.

Финансовая экономия составит (в предположении, что топливо – природный газ, стоимостью  $\Delta = 660$  руб./1000 м<sup>3</sup>):

$$\Delta C = \Delta B \cdot \Delta = \frac{64132}{1,14} \cdot 0,66 = 37129 \text{ руб./год.}$$

Простой срок окупаемости:

$$T_1 = \frac{3}{\Delta C},$$

где 3 – капитальные затраты на ТН (ТН500-2,7·10<sup>6</sup> руб.),

$$T_1 = \frac{2700000}{37129} > 50 \text{ лет}$$

Простой срок окупаемости при замещении **электрокотлов** тепловым насосом с пиковой котельной можно оценить:

$$\Delta \Delta = \Delta_1 - \Delta_2,$$

где

$\Delta_1$  – расход электроэнергии в котельной с электрокотлами (предположим  $\eta_{э.к.} = 1$ ), кВт·ч,

$\Delta_2$  – расход электроэнергии на привод ТН с пиковой котельной, кВт·ч.

$$\Delta \Delta = 1598000 - (473400 + 264000) = 861000 \text{ кВт·ч,}$$

или в процентах – 54%.

Финансовая экономия составит:

$$\Delta C = \Delta \Delta \cdot \Delta = 861000 \text{ кВт·ч} \cdot 1 \text{ руб./кВт·ч} = 0,861 \text{ млн. руб./год.}$$

Простой срок окупаемости:

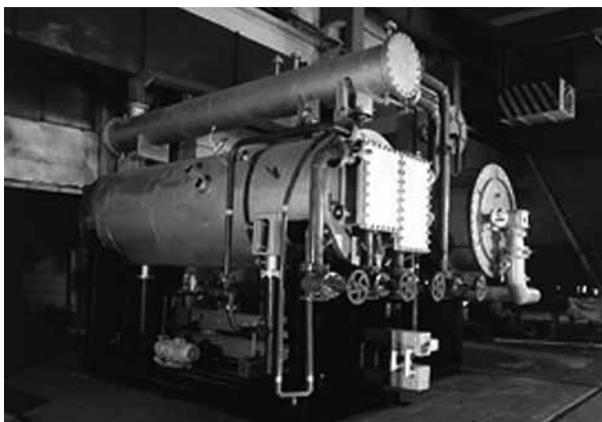
$$T_2 = \frac{2700000}{861000} \approx 3$$

Такая разница в сроках окупаемости объясняется разницей тарифов на электроэнергию и топливо (природный газ) [3] (стр. 43).

При внедрении ТН необходимо иметь в виду, что **срок окупаемости, приводимый в рекламах производителя ТН и в большинстве журнальных публикаций оценивается при замещении электрокотлов тепловыми насосами [4, 5].**

Несомненно, приведенные варианты не охватывают все многообразие ситуаций, требующих конкретных предельных расчетов. Тем не менее, некоторые очевидные факторы, которые требуют обязательного учета при внедрении ТН, приведены ниже.

❶ Традиционная ориентация в России на централизованное теплоснабжение, которое в ряде стран вообще отсутствует.



Л Ограниченность максимальной температуры цикла ТН, температуры, до которой можно эффективно вырабатывать теплоту. Для R12 и R22 эта температура не превышает 60 °С, а для R142 температура может достигать 70 °С. Для специальных промышленных установок можно получить максимальные температуры порядка 120-140 °С с использованием холодильных агентов типа R113, R114. Однако «холодный источник» в данном случае должен обладать температурой порядка 70 °С.

- 3 Неблагоприятное соотношение цен на электроэнергию и топливо. Так, например, стоимость электроэнергии в Центральном регионе России примерно в 20 раз выше стоимости единицы теплоты. Поэтому даже при коэффициенте трансформации ТН  $\epsilon_{отоп} \cong 4-6$  их применение не даёт экономической выгоды по сравнению с традиционным методом.
- 4 Значительные капитальные затраты на ТН, которые в 6-8 раз выше, чем капитальные затраты для обычных систем отопления на базе котлов, работающих на природном газе (стоимость отечественных ТН без НДС составляет 160-180 тыс. долларов США за 1 Гкал/ч).
- 5 Повышенные эксплуатационные расходы на ТН, которые снижаются с понижением стоимости электроэнергии и увеличением продолжительности эксплуатации (например, стоимость заправки ТН-3000 фреоном R134a составляет  $\cong 16\ 000$  \$);
- 6 Достаточно большой срок окупаемости ТН и сравнительно низкий срок службы ТН до капитального ремонта, который для отечественных трансформаторов типа ТН-300-3000 составляет 35-45 тыс. часов.
- 7 Экономичность работы ТН в значительной степени зависит от правильного выбора источников теплоты «низкого» потенциала и потребителей теплоты «высокого» потенциала. В частности, для решения вопроса о целесообразности внедрения ТН необходимо также иметь в виду:
  - ⇨ совпадение по времени и по температурным уровням выхода сбросных потоков теплоты и потребителей теплоты повышенного потенциала;
  - ⇨ относительное расположение источников теплоты и по-

ребителей;

- ⇨ состояние теплоносителей (газ, жидкость);
- ⇨ соотношение между возможным потреблением теплоты и возможностями «холодного источника»;
- ⇨ использование ТН можно предусматривать только после реализации максимальной рекуперации теплоты существующих горячих технологических потоков;
- ⇨ климатические условия региона;
- ⇨ соотношение региональных тарифов на электроэнергию и топливо (например, для г. Москвы).

Стоимость 1 кВт ч теплоты

ТН с коэффициентом трансформации 3

(при тарифе на электроэнергию 1 руб./кВт ч) 0,33 руб./кВт ч

ТЭЦ (при цене на тепловую энергию 238 руб./Гкал) 0,205 руб./кВт ч

собственной котельной,

работающей на природном газе

(при цене газа - 663 руб./1000 м<sup>3</sup>) 0,079 руб./кВт ч

электрокотельная

(при цене электроэнергии - 1 руб./кВт ч) 1,11 руб./кВт ч

Из анализа данных таблицы следует, что соотношение стоимости за кВт ч теплоты, полученной с помощью ТН и, например, в котельной составляет  $0,33/0,079 \approx 4$ . Поэтому, чтобы получить финансовую выгоду от применения ТН по сравнению с котельной, необходимо, по крайней мере, четырехкратное увеличение тарифов на топливо (газ).

## Выводы

- 1 Термодинамическая эффективность ТН очевидна, т.к. на каждый затраченный кВт ч электроэнергии можно в реальном компрессионном тепловом насосе получить 3-4 кВт ч теплоты, причем экономия топлива по сравнению с котельными может составить от 4 до 6 кг у. т. на 1 ГДж вырабатываемого тепла.
- 2 Вместе с тем получение финансовой выгоды, при сложившейся ситуации цен в России на электроэнергию и топливо, а также с учетом значительных капитальных и эксплуатационных затрат на ТН в настоящее время, вряд ли возможно из-за значительного срока окупаемости.

## Литература

1. Янговский Е.И., Левин Л.А. Промышленные тепловые насосы. М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. Тепловые и конструктивные расчеты холодильных машин. Под ред. И.А. Сакуна. Л.: Машиностроение, 1987. – 423 с.
3. Лисиенко В.Г., Щелоков Я.М., Ладыгичев М.Г. Хрестоматия энергосбережения. Справочное изд. В 2-х книгах. М.: Теплоэнергетик, 2002.
4. Колпаков В. Альтернативные системы теплоснабжения с использованием тепловых насосов. М.: Энергосбережение, выпуск № 4, 1999.
5. Славин В.С., Данилов В.В. Повышение эффективности системы централизованного теплоснабжения на основе применения технологии тепловых насосов. Энергосбережение и водоподготовка, № 2, 2000, с.5-14.

**А.П. Крячко,  
П.А. Новицкий**



## СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ЭКОНОМИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ПУТЕМ СОЗДАНИЯ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВОМ НА БАЗЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ЧАСТОТЫ

На современных металлургических и горнорудных предприятиях значительную долю составляют теплоэнергетические установки, насосные агрегаты, а также технологическое и вспомогательное оборудование, где в электрическом приводе машин и механизмов применяются асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором мощностью от нескольких до сотен и тысяч киловатт. Удельный вес двигателей других типов (постоянного тока, синхронных и асинхронных с фазным ротором), особенно в энергоустановках предприятия, незначителен.

Анализ энергетических и технологических установок с асинхронным приводом показывает, что в большинстве случаев управление технологическими процессами агрегатов, приво-

димых в действие этими двигателями, осуществляется применением разного рода регулирующих устройств, воздействующих на характеристики этих механизмов или создаваемые ими технологические потоки. Так, например, при перекачке центробежными насосами жидкого продукта (в частности, воды) в случае необходимости изменения расходов или давления, как правило, регулируют поток в нагнетающей сети насоса его дросселированием (заслонкой, задвижкой и т.п.).

Существенной альтернативой при управлении технологическими процессами в агрегатах с асинхронными приводами может быть регулирование скорости их двигателей.

С позиции теории электрических машин и электропривода основным и

наиболее экономичным способом регулирования скорости асинхронного двигателя является частотное управление им.

Принципиальная возможность регулирования угловой скорости асинхронного двигателя изменением частоты питающего напряжения вытекает из формулы

$$\omega = \frac{2f_1(1-S)}{P} \quad (1)$$

где  $f_1$  – частота питающего напряжения,  $S$  – скорость двигателя;  $P$  – число пар полюсов асинхронной машины.

При регулировании частоты возникает необходимость регулирования питающего двигателя напряжения  $U$ , что следует из выражения

<<70

ществляется срывной головкой. Зажим позволяет произвести надежное герметичное подсоединение отходящего проводника к магистрали в кратчайшее время без лишних усилий.

www.techelectro.ru;

**«ТОМСКАБЕЛЬ» – СЕРЕБРЯНЫЙ ПРИЗЕР КОНКУРСА «100 ЛУЧШИХ ТОВАРОВ РОССИИ»**

7 декабря в Томской областной администрации состоялось награждение победителей конкурсов «100 лучших товаров России» и «Лучшие товары и услуги Томской области». ЗАО «Томскабель» стал серебряным призером конкурса «100 лучших товаров России» в номинации «Товары производственно-технического назначения» – провод ПЩ гибкий неизолированный для щеток электрических машин.

Генеральный директор ЗАО «Томскабель» Чуловский С. И. по решению совета организаторов программы «100 лучших товаров России» награжден почетным знаком «Отличник качества».

**КАБЕЛИ, ПРОИЗВОДИМЫЕ НА ЗАВОДЕ «ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬ»**

То, что совершенствованию конструкции и технологий изготовления кабелей на заводе уделяется значительное внимание, не является для потребителей новостью. Для этих целей специалисты завода постоянно проводят мониторинг рынка, исследуют технологию и конструкции других производителей, перенимают передовой опыт. Ряд сравнительных испытаний и сравнений параметров конструкции, проводимые в рамках данных мероприятий, позволяет сделать вывод о том, что кабели, производимые на заводе «Электрокабель», не только соответствуют всем требуемым нормативной документацией характеристикам, но и имеют ряд преимуществ по сравнению с продукцией других производителей.

Например, у кабелей марок КСПнЗП и КСПЗП отмечены следующие выигрышные моменты конструк-

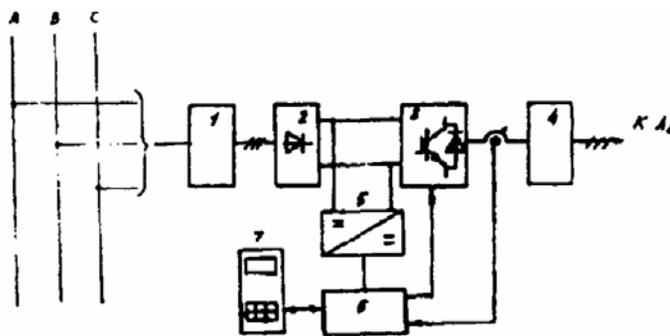


Рис.1. Структурная схема частотного преобразователя:

1 – фильтр входной; 2 – выпрямитель; 3 – инвертор (АИН); 4 – фильтр выходной; 5 – источник питания; 6 – микропроцессорный контроллер (МК); 7 – пульт управления

$$U_1 = k \cdot \Phi \cdot f_1 \quad (2)$$

где  $\Phi$  – значение магнитного потока в машине;  $k$  – коэффициент пропорциональности.

Из формулы (2) явствует, что если при неизменном напряжении  $U$  изменять частоту  $f_1$ , то поток  $\Phi$  будет изменяться обратно пропорционально частоте. Например, при уменьшении частоты и неизменном напряжении поток возрастает, что может привести к насыщению стали машины, и как следствие, к резкому увеличению тока и превышению температуры двигателя. При увеличении частоты  $f_1$ , при тех же условиях следствием уменьшения потока  $\Phi$  является снижение допустимого момента двигателя. Поэтому для наилучшего использования асинхронного двигателя при регулировании его угловой скорости изменением частоты необходимо одновременно регулировать питающее напряжение в функции частоты в разомкнутых и в функции частоты и нагрузки в замкнутых системах.

Сегодня на рынке Украины и стран СНГ для управления скоростью асинхронных двигателей появилось большое количество технических средств, из которых, на наш взгляд, наибольший интерес представляют транзисторные частотные преобразователи. В указанных преобразователях реализовано частотное управление асинхронными двигателями, заключающееся во взаимосвязанном

регулировании частоты  $f_1$ , и действующего значения  $U_1$  основной гармоники питающего электродвигатель напряжения. Закон изменения  $U_1$  от  $f_1$  программируется.

Основу преобразователей составляет трехфазный инвертор напряжения (АИН) с широтно-импульсной модуляцией (ШИМ)(Рис. 1). Система управления преобразователя выполнена на базе программируемого микропроцессорного контроллера (МК). В АИН преобразование постоянного напряжения в трехфазное переменное осуществляется в мостовом транзисторном инверторе, собранном на трех транзисторно-диодных модулях. Каждый модуль содержит два IGBT-транзистора с шунтирующими обратными диодами. IGBT-транзисторы переключаются многократно в течение периода выходной частоты в соответствии с ШИМ-алгоритмом МК. Алгоритм ШИМ-управления поддерживает требуемое регулирование частоты и действующего значения основной гармоники выходного напряжения, обеспечивая при этом синусоидальность формы тока нагрузки.

Приведенные выше частотные преобразователи (Рис. 3) имеют большое количество свободно программируемых, автоматически выполняемых функций, из которых для энергетических и технологических агрегатов представляют интерес и могут быть использованы:

85>>

- ✓ частотные пуск и остановка двигателя с оптимальными по времени разгоном и торможением;
- ✓ регенеративное торможение двигателя;
- ✓ реверс двигателя;
- ✓ обеспечение заданной диаграммы скорости с количеством ступеней регулирования не менее шестнадцати;
- ✓ автоматическая идентификация параметров двигателя;
- ✓ самонастройка минимального тока двигателя с обеспечением требуемого момента;
- ✓ полное управление моментом во всем диапазоне частот;
- ✓ бессенсорное и (или) сенсорное векторное управление двигателем (при разомкнутой системе управления);
- ✓ ПИД-регулирование управляемого технологического параметра (при замкнутой системе с датчиком этого параметра);
- ✓ дистанционное оперативное управление преобразователем и двигателем;
- ✓ сетевой обмен данными с использованием стандартных интерфейсов и системных шин;
- ✓ самодиагностика и диагностика состояния двигателя;
- ✓ электрические защиты преобразователя и управляемого двигателя;
- ✓ отображение значений основных параметров на средствах встроенной или удаленной индикации.

На базе частотных преобразователей могут быть реализованы системы регулирования скорости следующих объектов:

- ✓ насосных агрегатов воды в системах водо- и теплоснабжения, вспомогательного оборудования котелен, ТЭС, ТЭЦ и т.п.;
- ✓ вентиляторов и дымососов котлоагрегатов;
- ✓ песковые и пульповые насосы в технологических линиях обогатительных фабрик;

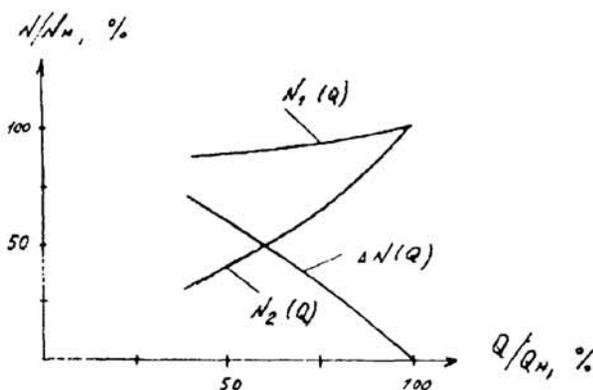


Рис. 2. График зависимости потребляемой мощности при регулировании подачи насосного агрегата:

$N_1(Q)$  - дросселирование;  $N_2(Q)$  - скоростью насоса;  $\Delta N(Q)$  - экономия мощности

- ✓ роулеры, конвейеры, транспортеры и другие транспортные средства;
- ✓ дозаторы и питатели;
- ✓ лифтовое оборудование;
- ✓ дробилки, мельницы, мешалки, экструдеры;
- ✓ центрифуги различных типов;
- ✓ оборудование прокатных станов и других металлургических агрегатов;
- ✓ приводы буровых станков, электробуров, бурового оборудования;
- ✓ электроприводы станочного оборудования;
- ✓ высокооборотные механизмы (шпиндели шлифовальных станков и т.п.);
- ✓ экскаваторное оборудование;
- ✓ крановое оборудование;
- ✓ механизмы силовых манипуляторов и т.п.

Основной эффект от применения частотных преобразователей в системах регулирования – экономия электроэнергии.

В качестве примера сравним два способа регулирования производительности насосного агрегата. Первый – традиционный, дросселированием потока в нагнетающей сети. Второй – изменением скорости рабочего колеса насоса.

Регулирование дросселированием – это способ, при котором изменение рабочего режима агрегата при его неизменной скорости достигается изменением гидравлического сопротивления сети. При этом в области допустимых диапазонов изменения рабочих параметров насоса зависимость мощности на его валу  $N$  от расхода рабочей жидкости  $Q$  может быть с высокой степенью точности представлена в виде

$$N = N_0 + K_q Q,$$

где  $N_0$  и  $K_q$  – коэффициенты линеаризации.

На основании этой формулы можно оценить относительное уменьшение мощности при уменьшении производительности насоса дросселированием, например, от номинального значения заданного  $Q$

$$\frac{N_n - N}{N_n} = \frac{K_q (Q_n - Q)}{N_0 + K_q Q_n},$$

где  $N_n$  – мощность на валу насоса при номинальной производительности  $Q_n$ .

При глубине регулирования насоса производительности 1/2 относительное уменьшение мощности составляет 8-12%.

При изменении скорости рабочего колеса насоса его производительность пропорциональна первой, а потребляемая мощность – третьей степени отношения соответствующего значения скорости  $n$  к его номинальному значению  $n_n$

$$Q = Q_n \left( \frac{n}{n_n} \right), \quad N = N_n \left( \frac{n}{n_n} \right)^3,$$



**Рисунок 3**

В этом случае относительное уменьшение потребляемой мощности при уменьшении производительности насоса от номинального значения  $Q_H$  до заданного  $Q$  равна

$$\frac{N_n - N}{N_n} = 1 - \left( \frac{n}{n_H} \right)^3 = 1 - \left( \frac{Q}{Q_H} \right)^3$$

т.е. теоретически может достигать значения 87,5%.

На рис. 2 показаны типичные графики изменения мощности насоса на его валу при регулировании дросселированием и скоростью рабочего колеса, а также график ее экономии.

Регулирование скорости рабочего колеса обеспечивается регулированием скорости вращения связанного с ним вала приводного двигателя.

Экономия электроэнергии при переменных графиках нагрузок с использованием регулируемого электропривода для насосов, по данным фирмы Strometrg (Финляндия), в среднем составляет 50-75% от мощности, потребляемой насосами при дроссельном регулировании. Аналогичная картина име-

ет место при регулировании тягодутьевых механизмов котельных установок и котлоагрегатов, вентиляторов и т.п.

Рассмотрим другой пример – регулирование скорости конвейера.

Мощность приводного двигателя  $P$  конвейера в общем случае имеет две составляющие:

$P_0$  – квазипостоянную часть холостого хода;

$P_x$  – переменную часть, зависящую от нагрузки конвейера.

Составляющая  $P_x$  всецело зависит от массы груза  $M$  на ленте конвейера и его скорости, которая пропорциональна скорости вращения приводного барабана  $n$  ( $K$  – коэффициент пропорциональности)

$$P = P_0 + KMn.$$

Таким образом, рациональным для конвейера может быть режим работы с переменной скоростью, которой бы обеспечил требуемую производительность, сохраняя неизменным тянущее усилие.  $K$  таким относятся входные конвейеры дробильных и обогатительных фабрик.

Применение частотного пуска позволит снизить на 20-30 % мощность двигателя конвейера.

С точки зрения экономии электроэнергии представляет определенный интерес функция самонастройки минимального тока двигателя с обеспечением требуемого момента. Действие функции заключается в поиске напряжения, при котором ток при требуемом моменте минимален.

Применение частотных преобразователей, помимо экономии электроэнергии, дает ряд дополнительных преимуществ, например:

- ✓ плавный пуск и остановка двигателя исключают вредное воздействие переходных процессов (гидравлический удар и т.п.);
- ✓ пуск двигателя осуществляется при токах, ограниченных на уровне номинального значения, что повышает долговечность двигателя, снижает требования к мощности питающей сети и мощности коммутирующей аппаратуры;
- ✓ реализация систем регулирования параметров управляемого технологического оборудования;
- ✓ возможна модернизация действующих технологических агрегатов без замены основного оборудования и практически без перерывов в его работе.

В заключение отметим, что системы управления на базе асинхронных приводов с частотными преобразователями могут иметь любые технологически требуемые функции, реализация которых возможна как за счет встроенных в преобразователи программируемых контроллеров, так и дополнительных контроллеров, функционирующих совместно с ними. Например, регулирование содержания кислорода в продуктах сгорания путем изменения производительности вентилятора позволит оптимизировать потребление природного газа и дать дополнительный эффект с точки зрения энергосбережения при функционировании котлоагрегата.

Сергей Гакель



## РЕМОНТ И РЕКОНСТРУКЦИЯ ТЕПЛОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММЫ «ИЗОЛЯЦИЯ»

Рациональное использование тепловой энергии – необходимый фактор эффективной работы современного производства. В снижении тепловых потерь промышленного оборудования и теплоизолируемых трубопроводов главную роль играет тепловая изоляция, обеспечивающая принципиальную возможность проведения высоко- и низкотемпературных технологических процессов при оптимальном потреблении топливно-энергетических ресурсов.

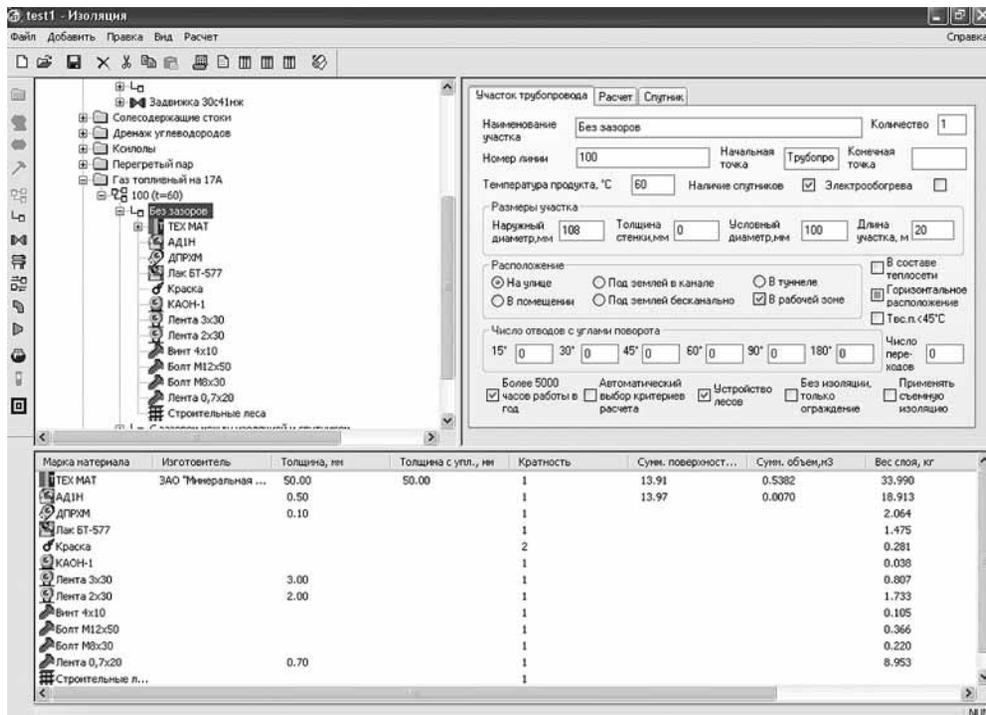
В результате проведенных исследований промышленной теплоизоляции на действующем производстве выяснилось, что высокие сверхнормативные потери тепла обусловлены как неудовлетворительным техническим состоянием теплоизоляционных конструкций оборудования и трубопроводов, так и возросшими требованиями к теплотехнической эффективности теплоизоляции, определяемые на сегодняшний день СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».

Реально сэкономить топливно-энергетические ресурсы в промышленности можно за счет своевременного ремонта тепловой изоляции действующего оборудования и трубопроводов. На практике такой ремонт чаще всего осуществляется в соответствии со старыми проектами, в которых заложены устаревшие нормативные требования. Кроме того, зачастую не учитывается появление на рынке новых, более качественных теплоизоляционных материалов.

От правильного выбора тепловой изоляции во многом зависит не только энергосбережение, но и возможность проведения технологических процессов в заданных параметрах, безопасность и комфортность условий труда обслуживающего персонала на производстве, эффективность транспортировки тепла от источника до потребителя, предотвращение замерзания холодной воды в трубопроводах в зимнее время года, возможность хранения сжиженных и природных газов в изотермических хранилищах.

ОАО «Акрон» – один из крупнейших производителей минеральных удобрений на северо-западе России, выпускающий широкий спектр химической продукции. В состав технологического оборудования предприятия входят сотни километров трубопроводов и тысячи единиц технологических аппаратов, работающих при температурах от  $-2000^{\circ}\text{C}$  до  $+15000^{\circ}\text{C}$ . В таких условиях эффективное теплосбережение – насущная потребность.

Надежность, долговечность теплоизоляционной конструкции, ее безопасная эксплуатация и необходимый уровень энергосбережения во многом зависят от качества проектирования. Это и стало причиной поиска современного программного обеспечения, способного максимально автоматизировать процесс разработки тепловой изоляции на предприятии. После всестороннего анализа рынка руководство ОАО «Акрон» приняло решение приобрести програм-



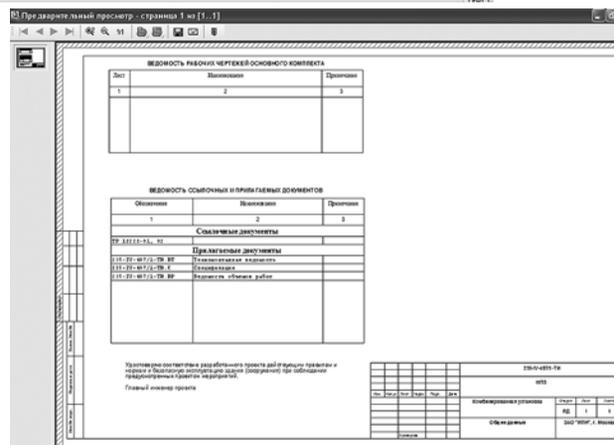
**Рис. 1. Диалоговое окно программы «Изоляция»**

му «Изоляция». (Рис.1) Такой выбор был сделан неслучайно. Программа, разработанная НТП «Трубопровод», обеспечивает выполнение широкого спектра работ по проектированию тепловой изоляции, таких как:

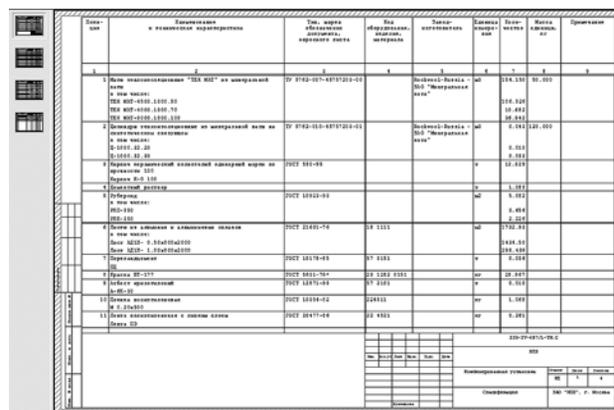
- + автоматический выбор материалов теплоизоляционного слоя и формирование теплоизоляционной конструкции в соответствии с заданными условиями;
- + расчет толщины теплоизоляционного слоя и подбор типоразмеров теплоизоляционных материалов;
- + расчет поверхностей и объемов слоев;
- + расчет расхода материалов и объемов теплоизоляционных работ;
- + автоматическое формирование комплекта проектных документов по тепловой изоляции (ведомость ссылочных и прилагаемых документов, техномонтажная ведомость, заказная спецификация, ведомость объемов работ). (Рис. 2-4)

Процесс проектирования тепловой изоляции включает следующие этапы:

- + анализ технических характеристик изолируемого объекта, назначения изоляции, условий эксплуатации теплоизоляционных конструкций;
- + выбор материалов теплоизоляционного и покрывного слоев;
- + расчет толщины теплоизоляционного слоя;
- + разработка конструктивных решений и рабочих чертежей теплоизоляционных конструкций;
- + разработка техномонтажной ведомости и спецификации оборудования.



**Рис. 2. Ведомость ссылочных и прилагаемых документов**



**Рис. 3. Спецификация**

Предварительный просмотр, страница 1 из 1 [1..7]

| № п/п               | Наименование оборудования, трубопровода | Условное обозначение | Секция | Материал                   | Материал                   | Техническое задание |           |                              |                         | Объем  | Единица измерения | Примечание |
|---------------------|---|----------------------|--------|----------------------------|----------------------------|---------------------|-----------|------------------------------|-------------------------|--------|-------------------|------------|
|                     |   |                      |        |                            |                            | Толщина             | Плотность | Коэффициент теплопроводности | Коэффициент теплоотдачи |        |                   |            |
| <b>Оборудование</b> |   |                      |        |                            |                            |                     |           |                              |                         |        |                   |            |
| 1                   | Теплообменник Р-2011, Т-3 (УЗВ) с/б     | ТЭХ                  | 1      | Материал: минеральная вата | Материал: минеральная вата | 100                 | 100       | 0,045                        | 0,045                   | 40,50  | м <sup>2</sup>    |            |
| 2                   | Теплообменник Р-2011, Т-3 (УЗВ) с/б     | ТЭХ                  | 1      | Материал: минеральная вата | Материал: минеральная вата | 100                 | 100       | 0,045                        | 0,045                   | 25,100 | м <sup>2</sup>    |            |
| 3                   | Теплообменник Р-2011, Т-3 (УЗВ) с/б     | ТЭХ                  | 1      | Материал: минеральная вата | Материал: минеральная вата | 100                 | 100       | 0,045                        | 0,045                   | 10,100 | м <sup>2</sup>    |            |
| 4                   | Теплообменник Р-2011, Т-3 (УЗВ) с/б     | ТЭХ                  | 1      | Материал: минеральная вата | Материал: минеральная вата | 100                 | 100       | 0,045                        | 0,045                   | 10,100 | м <sup>2</sup>    |            |
| 5                   | Теплообменник Р-2011, Т-3 (УЗВ) с/б     | ТЭХ                  | 1      | Материал: минеральная вата | Материал: минеральная вата | 100                 | 100       | 0,045                        | 0,045                   | 10,100 | м <sup>2</sup>    |            |
| 6                   | Теплообменник Р-2011, Т-3 (УЗВ) с/б     | ТЭХ                  | 1      | Материал: минеральная вата | Материал: минеральная вата | 100                 | 100       | 0,045                        | 0,045                   | 10,100 | м <sup>2</sup>    |            |
| 7                   | Теплообменник Р-2011, Т-3 (УЗВ) с/б     | ТЭХ                  | 1      | Материал: минеральная вата | Материал: минеральная вата | 100                 | 100       | 0,045                        | 0,045                   | 10,100 | м <sup>2</sup>    |            |
| 8                   | Теплообменник Р-2011, Т-3 (УЗВ) с/б     | ТЭХ                  | 1      | Материал: минеральная вата | Материал: минеральная вата | 100                 | 100       | 0,045                        | 0,045                   | 10,100 | м <sup>2</sup>    |            |
| 9                   | Теплообменник Р-2011, Т-3 (УЗВ) с/б     | ТЭХ                  | 1      | Материал: минеральная вата | Материал: минеральная вата | 100                 | 100       | 0,045                        | 0,045                   | 10,100 | м <sup>2</sup>    |            |
| 10                  | Теплообменник Р-2011, Т-3 (УЗВ) с/б     | ТЭХ                  | 1      | Материал: минеральная вата | Материал: минеральная вата | 100                 | 100       | 0,045                        | 0,045                   | 10,100 | м <sup>2</sup>    |            |
| 11                  | Теплообменник Р-2011, Т-3 (УЗВ) с/б     | ТЭХ                  | 1      | Материал: минеральная вата | Материал: минеральная вата | 100                 | 100       | 0,045                        | 0,045                   | 10,100 | м <sup>2</sup>    |            |
| 12                  | Теплообменник Р-2011, Т-3 (УЗВ) с/б     | ТЭХ                  | 1      | Материал: минеральная вата | Материал: минеральная вата | 100                 | 100       | 0,045                        | 0,045                   | 10,100 | м <sup>2</sup>    |            |
| 13                  | Теплообменник Р-2011, Т-3 (УЗВ) с/б     | ТЭХ                  | 1      | Материал: минеральная вата | Материал: минеральная вата | 100                 | 100       | 0,045                        | 0,045                   | 10,100 | м <sup>2</sup>    |            |
| 14                  | Теплообменник Р-2011, Т-3 (УЗВ) с/б     | ТЭХ                  | 1      | Материал: минеральная вата | Материал: минеральная вата | 100                 | 100       | 0,045                        | 0,045                   | 10,100 | м <sup>2</sup>    |            |

Рис. 4. Техномонтажная ведомость

Эффективность теплоизоляционных конструкций во многом зависит от правильно составленного технического задания, в котором должны быть учтены все необходимые для проектирования данные:

- + наименование объекта с указанием его местонахождения;
- + перечень изолируемого оборудования и линий трубопроводов;
- + характеристика и свойства веществ, содержащихся в изолируемом объекте;
- + расположение изолируемого объекта;
- + расчетная температура окружающей среды;
- + наличие наружного обогрева, его вид и характеристики;
- + назначение теплоизоляционной конструкции;

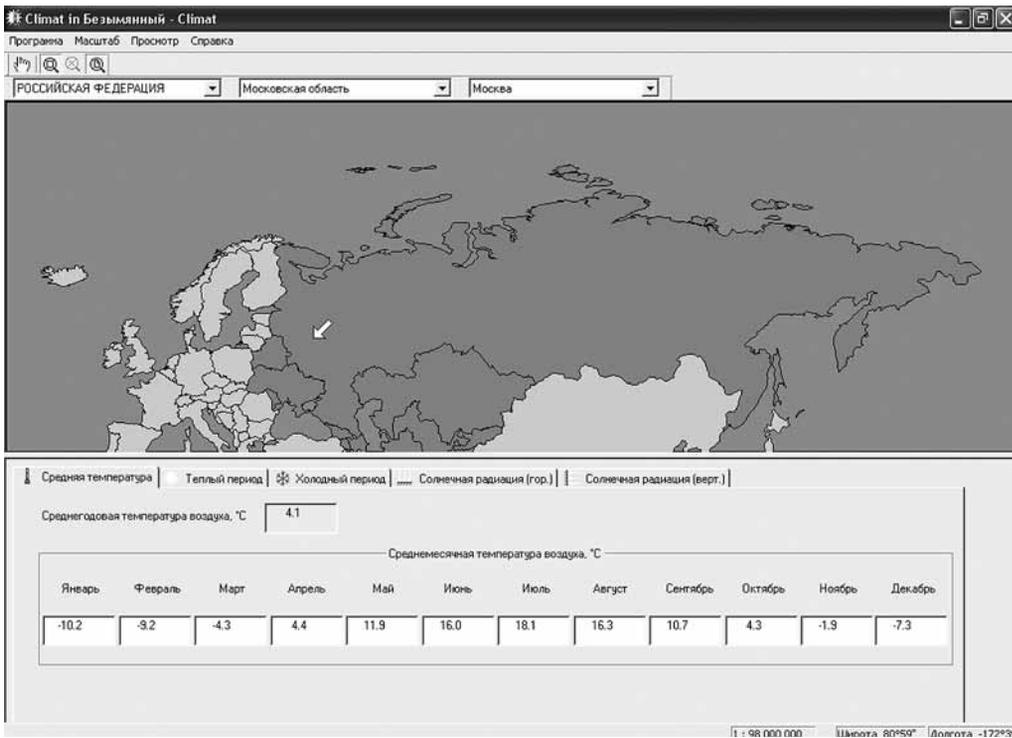


Рис. 5. Модуль «Климат»

+ специальные требования, предъявляемые к теплоизоляционным конструкциям.

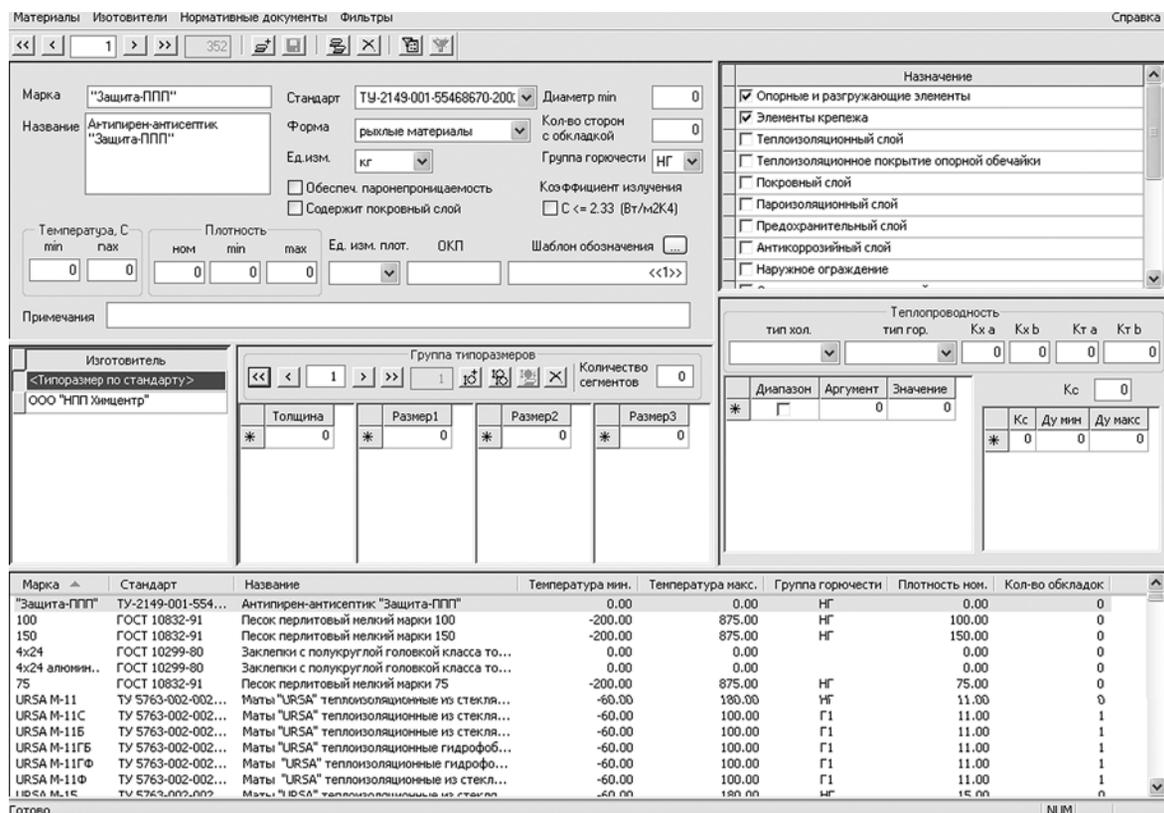
При составлении технического задания ключевую роль играет назначение тепловой изоляции, которое и определяет толщину теплоизоляционного слоя с учетом:

- + нормированной плотности теплового потока;
- + заданной величины теплового потока;
- + заданной величины охлаждения (нагрева) вещества, сохраняемого в емкости в течение определенного времени;
- + заданного снижения температуры вещества, транспортируемого трубопроводами;
- + заданного количества конденсата в паропроводах;
- + заданного времени приостановки движения жидкого вещества в трубопроводах в целях предотвращения его замерзания или увеличения вязкости;
- + заданной температуры поверхности изоляции;
- + предотвращения конденсации влаги из окружающего воздуха на покрывном слое тепловой изоляции оборудования и трубопроводов, содержащих вещества с температурой ниже температуры окружающего воздуха;
- + предотвращения конденсации влаги на внутренних поверхностях объектов, транспортирующих газообразные вещества, которые содержат водяные пары и газы.

Программа «Изоляция» полностью соответствует требованиям СНиП 41-03-2003 в части расчетов теплоизоляционных конструкций[1]. Необходимые расчетные температуры окружающей среды определяются модулем «Климат», использующим данные СНиП 23-01-99 «Строительная климатология». (Рис. 5) При этом рассматриваются все

случаи расположения изолируемых объектов: на открытом воздухе, в помещении, в туннеле, под землей (в канале и бесканально). Кроме того, встроенный в программу модуль СТАРС позволяет производить дополнительные расчеты с учетом состава, теплофизических свойств и фазовых равновесий транспортируемых или хранимых продуктов.

Основными элементами теплоизоляционной конструкции являются теплоизоляционный и по-



**Рис. 6. База данных материалов изоляции**

кровный слой, от правильного выбора материалов которых зависит эксплуатационная надежность конструкции тепловой изоляции. При этом определяющее значение имеет назначение и область применения такой конструкции. В программе «Изоляция» предусмотрены «правила выбора», в которых реализован алгоритм выбора материалов теплоизоляционной конструкции в зависимости от тех или иных условий. Каждое правило содержит перечень предусмотренных программой элементов теплоизоляционной конструкции с указанными для каждого варианта условиями применения. Следуя однажды созданным правилам, программа выбирает материалы и рассчитывает их количество и объемы работ для проектов любого размера. При этом можно использовать «правила выбора», поставляемые с программой, либо создать свои, основанные на требованиях нормативной документации и непосредственного заказчика, что, наряду с возможностью вносить в базу данных новые материалы, значительно упрощает работу проектировщика. (Рис. 6)

Реконструкция тепловой изоляции на действующем предприятии (особенно на таком большом, как ОАО «Акрон») часто вызывает необходимость расчета достаточно необычных и сложных теплоизоляционных конструкций, например, с использованием редких материалов, необычной комбинации слоев, сложных конфигураций обогревающих спутников и т.п. Решение таких нестандартных

расчетных задач стало испытанием для программы. И хотя программа изначально не была специально ориентирована на подобные расчеты, она успешно справилась с ними благодаря своей гибкости и оперативным консультациям специалистов НТП «Трубопровод». Этот своеобразный экзамен пошел на пользу и разработчикам: они определили пути дальнейшего совершенствования продукта, выявили и оперативно устранили некоторые незначительные ошибки.

По результатам расчета программа автоматически формирует выходные проектные документы в составе техномонтажной ведомости, спецификации, ведомости объемов работ с помощью мощного редактора выходных форм List & Label Desinger. Правда, нам как пользователям хотелось бы, чтобы разработчики уделили больше внимания инструкции по настройке этого сложного инструмента.

Кроме того, обозначая пути для дальнейшего совершенствования программы, обратим внимание и на то, что она пока не выпускает чертежи теплоизоляционных конструкций, предлагая ссылаться на альбомы типовых конструкций или на рекомендации по применению различных теплоизоляционных материалов, разработанных ОАО «Теплопроект». Однако эти документы у производителей работ обычно отсутствуют. Поэтому в последующих версиях программы хотелось бы увидеть отдельный модуль с примерами типовых чертежей.

**В этом номере на вопросы читателей отвечает профессор кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» Московского энергетического института Киреева Эльвира Александровна**



**ВОПРОСЫ МОЖНО ЗАДАВАТЬ ПО ПОЧТОВОМУ АДРЕСУ РЕДАКЦИИ ИЛИ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОЧТЕ: GLAVENERGO@MAIL.RU**

**Вопрос 1.** Поясните, пожалуйста, как правильно выбрать номинальную мощность силового трансформатора.

**Ответ.** Известно, что расчетный срок службы трансформаторов обеспечивается при соблюдении следующих условий:

$$\left. \begin{aligned} S_{н.т.} &= S_{т, ном}; \\ V_c &= V_{c, ном}; \end{aligned} \right\} (1)$$

$$\tau_{о.ср} = \tau_{о.ср.ном},$$

где  $S_{н.т.}$ ,  $S_{т, ном}$  – нагрузка трансформатора и его номинальная мощность;

$V_c$ ,  $V_{c, ном}$  – фактическое и номинальное напряжение сети;

$\tau_{о.ср.}$ ,  $\tau_{о.ср.ном}$  – фактическая и номинальная температура окружающей среды

Ответ показывает, что при проектировании, строительстве, пуске и эксплуатации эти условия никогда не выполняются.

Для правильного выбора номинальной мощности трансформаторов необходимо иметь суточный график нагрузки, из которого известными являются:

- максимальная активная нагрузка;
- среднесуточная активная нагрузка;
- продолжительность максимума нагрузки.

На основании суточного графика можно утверждать, соответствуют ли эксплуатационные условия загрузки теоретическому сроку службы, определяемому заводом-изготовителем (обычно 20...25 лет).

При проектировании и отсутствии суточного графика с достаточной для практических целей точностью на заданный расчетный уровень определяют максимальную активную нагрузку подстанции и на ее основе осуществляют выбор трансформатора.

Для однострансформаторной подстанции при выборе номинальной мощности трансформатора исходят из условий:

$$S_{т, ном} \geq \Sigma P_{\max} \geq P_p \quad (2)$$

где  $\Sigma P_{\max}$  – максимальная активная нагрузка пятого года эксплуатации;

$P_p$  – проектная расчетная мощность подстанции.

В этом случае при графике с кратковременным пиком нагрузки (0,5...1 ч) трансформатор длительное время бу-

дет работать с недогрузкой. При этом будет иметь место неизбежное завышение номинальной мощности трансформатора и, следовательно, завышение установленной мощности подстанции.

В ряде случаев выгоднее выбирать номинальную мощность трансформатора, близкой к максимальной нагрузке достаточной продолжительности с полным использованием его перегрузочной способности с учетом систематических перегрузок в нормальном режиме.

Для двухтрансформаторной подстанции номинальная мощность каждого трансформатора как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции: при установке двух трансформаторов их мощность выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них оставшийся мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей с допустимой аварийной перегрузкой.

Номинальная мощность трансформатора на подстанции с числом трансформаторов  $n > 1$  в общем виде определяется из следующего выражения:

$$S_{т, ном} \geq \frac{P_p}{K_{д.п.} (n-1) \cos \varphi} \quad (3)$$

где  $P_p = P_{\max} \cdot k_{1-2}$  – расчетная мощность;

$P_{\max}$  – суммарная активная максимальная нагрузка подстанции на расчетный уровень пять лет;  $k_{1-2}$  – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-ой и 2-ой категории;  $K_{д.п.}$  – коэффициент допустимой аварийной перегрузки;  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности нагрузки.

Для двухтрансформаторной подстанции, т. е. при  $n=2$

$$S_{т, ном} \geq \frac{P_{\max} \cdot k_{1-2}}{K_{д.п.} \cos \varphi}; \quad (4)$$

Окончательно можно принять:

$$S_{т, ном} \geq \frac{P_{\max}}{\cos \varphi \cdot K}$$

где  $K = k_{1-2}/K_{д.п.}$  – коэффициент, принимаемый в настоящее время равным 0,7. При использовании выражения (2) считается, что имеет место компенсация реактивной мощности.

**Вопрос 2.** Каковы особенности выбора трансформаторов цеховых подстанций?

**Ответ.** При выборе трансформаторов цеховых подстанций определяют их количество, тип, габариты, учитывают единичную номинальную мощность каждого, место размещения, способ присоединения со стороны высокого напряжения и выхода на щит (шкаф, магистраль) низкого напряжения, вид переключения ответвлений, схемы и группы соединения обмоток.

Выбор трансформаторов осуществляют также в зависимости от окружающей среды.

Для внутренней установки применяют в основном масляные трансформаторы, но с ограничениями по количеству и мощности с учетом этажности.

Для сухих трансформаторов или трансформаторов с негорючим жидким (твердым) диэлектриком для внутрицеховых подстанций отсутствуют ограничения по мощности, количеству, расстоянию между ними, этажности. Эти трансформаторы применяют в производственных помещениях, где по условиям среды, по количеству, значению мощности и этажности нельзя использовать масляные трансформаторы. Кроме того, сухие трансформаторы мощностью до 1000 кВА устанавливают в административных и общественных зданиях, где возможны большие скопления людей, а также в помещениях с ограничениями по условиям обеспечения пожарной безопасности. Кроме того, применение сухих трансформаторов целесообразно, например, для питания освещения при системе раздельного питания силовых и осветительных нагрузок.

Практика эксплуатации и проектирования показывает, что число типов и исполнений трансформаторов, применяемых на одном предприятии, необходимо ограничивать. Это связано с тем, что разнообразие трансформаторов создает неудобства в эксплуатации, вызывает дополнительные затраты на электроремонт, осложняет резервирование и взаимозаменяемость.

**Вопрос 3.** Каковы недостатки батарей конденсаторов, используемых в качестве компенсирующих устройств?

**Ответ.** К недостаткам батарей конденсаторов (БК), используемых для компенсации реактивной мощности, относятся:

- зависимость генерируемой реактивной мощности от напряжения;
- недостаточная прочность, особенно при КЗ и перенапряжениях;
- пожароопасность;
- наличие остаточного заряда;
- перегрев при повышении напряжения и наличии в сети высших гармоник, ведущих к повреждению конденсаторов;
- сложность регулирования реактивной мощности (ступенчатое регулирование).

**Вопрос 4.** Почему в сетях с изолированной нейтралью замыкание одной фазы на землю считается опасным режимом?

**Ответ.** Дело в том, что, если в одной из фаз трехфазной системы, работающей с изолированной нейтралью, произошло замыкание на землю, то напряжение ее по отношению к земле станет равным нулю, а напряжение двух других фаз по отношению к земле станет равным линейному, т. е. увеличится в  $\sqrt{3}$  раза.

Повышение напряжения по отношению к земле в поврежденных фазах при наличии слабых мест в изоляции этих фаз может вызывать междуфазное КЗ. Поэтому хотя и разрешается ПУЭ работа сети с изолированной нейтралью при замыкании фазы на землю, его требуется немедленно обнаружить и устранить.

**Вопрос 5.** Какие преимущества имеют сталеалюминевые провода?

**Ответ.** Сталеалюминевые провода отличаются повышенной механической прочностью. Они представляют собой алюминиевые провода со стальным сердечником, который выполняется из одной или нескольких свитых стальных оцинкованных проволок.

Алюминиевые проволоки, покрывающие стальной сердечник одним, двумя или тремя повивами, являются токоведущей частью провода. Электропроводность стального сердечника мала и потому не учитывается.

Механическую нагрузку (тяжение по проводу) воспринимают сталь и алюминий. В сталеалюминевых проводах с отношением сечения алюминия к сечению стали около 5...6 алюминиевые проволоки принимают 50...60% полного тяжения по проводу, а остальное – стальной сердечник.

Сталеалюминевые провода изготавливаются следующих марок: АС, АСО (облегченной конструкции), АСУ (усиленной конструкции). Наиболее целесообразно применение проводов АСО.

**Вопрос 6.** Уточните, пожалуйста, понятия схема и группа соединения обмоток трансформаторов.

**Ответ.** Схема и группа соединений обмоток трансформатора являются важными параметрами подключения его к сети. Группой соединений называют угловое (кратное  $30^\circ$ ) смещение векторов между одноименными вторичными и первичными линейными напряжениями холостого хода трансформатора.

Возможны четыре схемы соединения силовых трансформаторов: звезда Y, звезда с выведенной нейтралью  $Y_N$ , треугольник  $\Delta$ , зигзаг Z.

Группа соединений указывается числом от 0 до 12. Так, например, 11 соответствует углу  $330^\circ$ .

Наибольшее распространение на электрических станциях и подстанциях получили следующие схемы и группы соединений двухобмоточных трансформаторов:

- звезда – звезда с выведенной нейтралью  $Y/Y_N$  – 12;
- звезда – треугольник  $Y/\Delta$  – 11;
- звезда с выведенной нейтралью – треугольник  $Y_N/\Delta$  – 11.

В трехобмоточных трансформаторах наиболее часто применяются соединения: звезда – звезда с выведенными нейтральями – треугольник  $Y/Y_N/\Delta$  – 11, 12.

**Вопрос 7.** Укажите, пожалуйста, допустимые температуры шин, кабелей и проводов при КЗ.

**Ответ.** Ток КЗ, протекая по элементам систем электроснабжения, вызывает дополнительный нагрев и тем самым повышение их температуры. Однако протекание тока КЗ, как правило, происходит в течение малого промежутка времени (не более нескольких секунд).

Для различных токоведущих частей и элементов допускаются некоторые повышения температур сверх тех, которые устанавливаются для рабочего режима.

Повышения температуры при КЗ не должны выходить за определенные пределы, так как в противном случае может быть нарушена изоляция и повреждены токоведущие части.

Ниже приведены допустимые температуры элементов при КЗ, °С:

|  |           |
|--|-----------|
| - медные шины                              | 300       |
| - алюминиевые шины                         | 200       |
| - кабели с бумажной пропитанной изоляцией: |           |
| до 10 кВ                                   | 200       |
| 20...220 кВ                                | 150       |
| - кабели и изолированные провода:          |           |
| с ПВХ изоляцией                            | 150       |
| с ПЭ изоляцией                             | 120       |
| - алюминиевые неизолированные провода      | 160...200 |

**Вопрос 8.** Поясните, что означает режим «компенсированной» нейтрали.

**Ответ.** В сетях напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью, к которым относятся сети напряжением 6, 10, 20 и 35 кВ, замыкание одной из фаз на землю не является КЗ. Прохождение тока через место замыкания обусловлено в основном емкостными проводимостями фаз относительно земли.

Все разновидности однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) условно подразделяют на устойчивые и неустойчивые; причем из неустойчивых ОЗЗ наиболее опасными считаются дуговые перемежающиеся замыкания на землю, сопровождающиеся перенапряжениями на неповрежденных фазах до  $2,5 U_{ф.макс}$ .

Для предотвращения возникновения перемежающихся дуг между нейтралью и землей включают индуктивную катушку с регулируемым сопротивлением (дугогасящий реактор). Благодаря этому происходит компенсация емкостного тока ОЗЗ. Резонансное заземление нейтрали через дугогасящий реактор (катушку) в соответствии с требованиями ПУЭ должно применяться во всех случаях, когда суммарный емкостный ток электрической сети превышает предельные для режима изолированной нейтрали значения.

Резонансное заземление нейтрали сети, по мнению многих специалистов, считается одним из самых эффективных средств борьбы с негативными последствиями ОЗЗ без немедленного отключения поврежденного элемента.

Однако опыт эксплуатации сетей с резонансным заземлением нейтрали показывает, что при больших значениях емкостного тока (сотни ампер) компенсация емкостного тока ОЗЗ не всегда дает эффект. В этих случаях необходим комплексный подход (деление сети на электрически не свя-

занные части, применение дополнительно другого заземления нейтрали и т. д.).

**Вопрос 9.** Какие из масляных трансформаторов считаются наиболее надежными?

На сегодняшний день такими трансформаторами считаются силовые трансформаторы типа ТМГ производства Минского электротехнического завода им. В.И. Козлова. В производстве этих трансформаторов применен ряд технических решений, увеличивающих их надежность и снижающих эксплуатационные затраты.

Трансформаторы масляные типа ТМГ мощностью от 16 до 1600 кВ·А изготавливаются в герметичном исполнении с полным заполнением маслом, без расширителя или газовой подушки. Контакт масла с окружающей средой полностью отсутствует, что исключает увлажнение, окисление и шламообразование масла. Перед заливкой масло дегазируется, заливка его в бак производится при глубоком вакууме, что обеспечивает высокую электрическую прочность изоляции трансформатора. В течение практически всего срока службы трансформатора масло не меняет своих свойств, вследствие этого не требуется проведение профилактических, текущих и капитальных ремонтов в течение всего срока эксплуатации трансформатора.

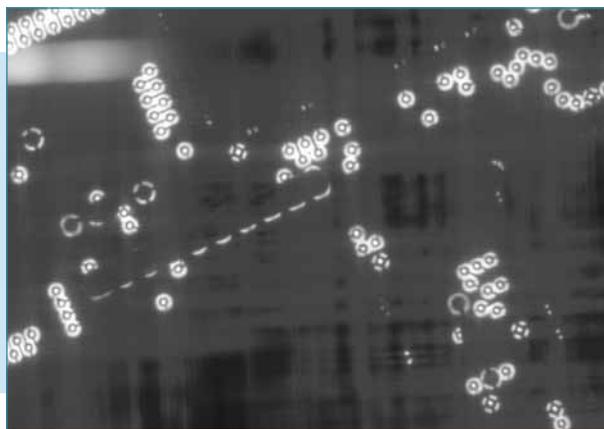
Гофрированные баки трансформаторов ТМГ абсолютно безопасны и имеют высокую надежность.

Разновидностью трансформаторов ТМГ являются трансформаторы со специальным симметрирующим устройством (ТМГСУ). В этих трансформаторах отсутствует явление перегрева потоками нулевой последовательности при неравномерной нагрузке фаз и при ее суммарной мощности, равной или ниже номинальной.

К другим преимуществам трансформаторов ТМГСУ относятся:

- улучшают работу защиты и повышают безопасность работы электрической сети;
- в них резко снижено разрушающее воздействие на обмотки токов при однофазных КЗ;
- симметрирующие устройства (СУ) улучшают синусоидальность формы кривой изменения напряжения при наличии в сети нелинейных нагрузок (люминесцентных ламп, выпрямительных устройств, сварочных аппаратов и др.), что очень важно при питании чувствительных устройств (компьютеров, автоматики и др.);
- уменьшают «скачок» повышения напряжения до допустимой величины на здоровых фазах при однофазных КЗ в сети 0,4 кВ;
- СУ «снимают» повышенный шум трансформаторов при их неравномерной нагрузке по фазам;
- обеспечивают приемники электроэнергии качественным напряжением, что продлевает срок службы электрооборудования;
- СУ сокращает потери электроэнергии в самих трансформаторах и в электрической сети.

Диапазон рабочих температур трансформаторов составляет от -60 до +45°С, регулирование напряжения в них осуществляется с помощью устройства ПБВ.



**Б.А. Соколов**

## НАЗНАЧЕНИЕ, КЛАССИФИКАЦИЯ И МАРКИРОВКА КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Горячая вода и пар являются в настоящее время основными теплоносителями в различных отраслях народного хозяйства (в промышленности, сельском и коммунально-бытовом хозяйствах).

Агрегаты, предназначенные для выработки водяного пара, называются паровыми котлами.

Агрегаты, предназначенные для получения горячей воды, называются водогрейными котлами.

Установки, вырабатывающие пар или горячую воду, представляют собой довольно сложный комплекс различных устройств и механизмов и называются котельными установками.

В зависимости от назначения котельные установки разделяют на отопительные, отопительно-производственные, производственные и энергетические.

Водогрейные (отопительные) котлы устанавливают в отопительных котельных и они вырабатывают горячую воду с температурой от 09 до 200°C, которая используется для обеспечения теплом систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Промышленные котельные агрегаты, устанавливаемые в производственных и отопительно-производственных котельных, вырабатывают насыщенный, слабо перегретый или перегретый пар (до 4 МПа и 450°C), который используется в технологических процессах различных отраслей промышленности при сушке, варке, ректификации, концентрировании растворов и т. д., а также для обеспечения те-

плом систем отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения.

Энергетические котлы имеют большую мощность (до 1000 МВт) и устанавливаются на электростанциях и вырабатывают перегретый пар с давлением до 25 МПа и температурой до 600°C, используемый для производства электрической и тепловой энергии.

Паровые котельные агрегаты принято характеризовать паропроизводительностью и параметрами вырабатываемого пара (давлением и температурой перегрева). Паропроизводительность (или просто производительность) представляет собой массовое количество пара, вырабатываемое котельным агрегатом в единицу времени. Производительность котла выражают в т/ч, кг/ч, кг/с.

Все паровые котельные агрегаты характеризуются номинальной паропроизводительностью, под которой понимают наибольшую производительность, которую котел должен обеспечивать в условиях длительной эксплуатации при номинальных значениях параметров пара и питательной воды.

По паропроизводительности промышленные котельные агрегаты можно условно разделить на котлы малой мощности (до 25 т/ч), средней мощности (35-75 т/ч), большой мощности (более 100 т/ч).

Водогрейные котлы характеризуются номинальной теплопроизводительностью, давлением и температурой входящей и выходящей из них воды. Под номинальной теплопроизводительностью котла понимают наибольшую теплопро-

изводительность, которую котел обеспечивает в условиях длительной эксплуатации при номинальных значениях параметров. Теплопроизводительность водогрейного котла выражают в Гкал/ч (МДЖ/ч). По теплопроизводительности водогрейные котлы разделяются на котлы малой теплопроизводительности (до 10 Гкал/ч), средней теплопроизводительности (20-30 Гкал/ч), большей теплопроизводительности (более 50 Гкал/ч).

По способу организации движения воды и пароводяной смеси все котельные агрегаты могут быть разделены на 2 группы:

- ☞ котлы с естественной циркуляцией;
- ☞ котлы с принудительным движением теплоносителя (воды, пароводяной смеси), которые в свою очередь разделяются на прямоточные и с многократной принудительной циркуляцией.

Котлы с комбинированной циркуляцией, в которых циркуляция воды в некоторых контурах или при отдельных режимах осуществляется с помощью насоса.

Прямоточные котлы с рециркуляцией, в которых для увеличения скорости воды при пусках и работе на малых нагрузках применяется принудительная рециркуляция воды специальным насосом.

В современных отопительных и отопительно-производственных котельных для производства пара используются в основном котлы с естественной циркуляцией, а для производства горячей воды – котлы с принудительным движением теплоносителя, работающие по прямоточному принципу.

Современные паровые котлы с естественной циркуляцией выполняются из вертикальных труб, расположенных между двумя коллекторами (барабанами). Часть труб, называемых подъемными, обогревается факелом и продуктами сгорания топлива ( $q$  – падающей тепловой поток). Другая часть труб, обычно не обогреваемая, находится вне котельного агрегата и носит название – опускные трубы.

В обогреваемых трубах вода нагревается до кипения, частично испаряется, и пароводяная смесь поступает в барабан, где происходит ее разделение на пар и воду. По опускным

не обогреваемым трубам вода из верхнего барабана поступает в нижний коллектор (барабан).

Движение рабочей среды в котлах с естественной циркуляцией осуществляется за счет движущего напора, создаваемого разностью давления столбов воды в опускных и пароводяной смеси в подъемных трубах. Кратность циркуляции (отклонение расхода воды, проходящего через циркуляционный контур, к расходу пара, производимого в нем) в таких котлах изменяется от 10 до 100.

В паровых котлах с многократной принудительной циркуляцией поверхности нагрева выполняются в виде змеевиков, образующих циркуляционные контуры. Движение воды и пароводяной смеси в таких контурах осуществляется с помощью циркуляционного насоса. Кратность циркуляции в этих котлах изменяется примерно от 5 до 10.

В прямоточных паровых котлах кратность циркуляции составляет единицу, т. е. питательная вода, нагреваясь, последовательно превращается в пароводяную смесь, насыщенный и перегретый пар. В водогрейных котлах вода при движении по контуру циркуляции нагревается за один заход от начальной до конечной температуры.

В соответствии с ГОСТ 3619-82 паровые котлы разделяются на котлы низкого давления (0,88; 1,36 и 2,36 МПа), котлы среднего давления (3,9 МПа), котлы высокого давления (9,8 и 13,6 МПа), энергетические котлы сверхкритического давления (25 МПа).

По виду используемого топлива котельные агрегаты подразделяются на:

- ☞ газовые;
- ☞ жидкотопливные, работающие на мазуте, дизельном топливе, печном бытовом топливе;
- ☞ твердотопливные, работающие на бурых и каменных углях, антрацитах, торфе, горячих сланцах, дровах и древесной щепе;
- ☞ комбинированные, работающие на нескольких видах топлива (газ – мазут, газ – твердое топливо и т. д.).

По компоновке котельные агрегаты разделяются на:

- ☞ П-образные;
- ☞ Т-образные;
- ☞ башенные;
- ☞ горизонтальные.

ции кабелей: индивидуальная расцветка каждой изолированной жилы, слой гидрофобного заполнения между поясной изоляцией и экраном. И это действительно преимущества и, что тем более важно, – востребованные потребителями. Так, например, индивидуальная расцветка жил (в нашем случае – красная, желтая, синяя, зеленая) очень удобна при монтаже, что позволяет исключить «прозвонку», быстро и однозначно определить требуемую пару. Слой гидрофобного заполнения исключает попадание влаги между поясной изоляцией и экраном, что является дополнительным барьером для проникновения воды (под действием которой происходит коррозия металла (токопроводящей жилы), увеличивается емкость, снижается сопротивление изоляции, что в конечном итоге ухудшает передачу сигнала) и обеспечивает дополнительную продольную герметизацию.

[www.procable.com.ua](http://www.procable.com.ua)

### КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ К-125

Шкафы КРУ К-125 предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц на номинальное напряжение 6 или 10 кВ.

Они предназначены для распределительных устройств (РУ) станций и подстанций, где ограничено место по длине секций.

Шкафы К-125 двухъярусные, двухстороннего обслуживания, рассчитанные на два независимых присоединения в одном шкафу с общими сборными шинами. Каждое присоединение имеет свое назначение по сетке схем главных цепей.

Конструктивной особенностью шкафов К-125 является сборка из отдельных блоков: два одинаковых блока выключателей, два одинаковых по конструкции релейных шкафа и один общий блок, который разделен перегородками на два линейных отсека (верхнего и нижнего яруса) и общий отсек сборных шин.

Шкафы К-125 стыкуются при помощи переходных шкафов со шкафами различных серий. Ширина переходного

<<85

шкафа 375 мм. При стыковке шкафы выравниваются по задним стенкам для прямого прохода сборных шин.

Блоки выключателей и линейные отсеки имеют разгрузочные клапаны для выполнения защиты при дуговых коротких замыканиях.

При закрытых фасадных дверях шкафа выкатной элемент с выключателем может находиться в рабочем или контрольном положении.

Перемещение выкатного элемента из контрольного положения в рабочее и обратно выполняется при закрытых фасадных дверях.

Имеется дополнительная блокировка, которая не позволяет выкатить выключатель из контрольного положения в ремонтное на инвентарную тележку до присоединения ее к корпусу шкафа.

ОАО «Московский завод «ЭЛЕКТРОЦИТ»  
**МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ БЛОКИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ БЭМП**

Микропроцессорные блоки релейной защиты и автоматики серии БЭМП выполняют все необходимые функции релейной защиты, автоматики, сигнализации и управления для присоединений среднего напряжения 6-35 кВ.

Могут применяться в качестве основного или резервного устройства РЗА присоединений комплектных распределительных устройств (КРУ)

|  |                  |
|--|------------------|
| Номинальное напряжение (линейное), кВ  | 6; 10            |
| Наибольшее рабочее напряжение (линейное), кВ                                     | 7,2; 12          |
| Номинальный ток главных цепей, А   | 400; 630; 800    |
| Номинальный ток сборных шин, А   | 1000             |
| Типы применяемых вакуумных выключателей *  | ВБМ; ВБП; ВВ/TEL |
| Номинальный ток отключения выключателей, встроенных в шкафы КРУ, кА              | 20               |
| Ток термической стойкости (3 с для главных цепей; 1 с для заземляющих ножей), кА | 20               |
| Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кА                  |                  |
| постоянного тока   | 110; 220         |
| переменного тока   | 110; 220         |
| Условия обслуживания   |                  |
| Габаритные размеры шкафов (ширина x глубина x высота), мм:                       | 750x1400x2330    |

94>>

По способу сжигания топлива топки котельных агрегатов подразделяются на:

- ◊ фанельные (в камерных и пылеугольных топках);
- ◊ слоевые (с неподвижными и механическими цепными решетками);
- ◊ с кипящим слоем твердого топлива;
- ◊ циклонные.

По уровню давления (разрежения) продуктов сгорания в газовом тракте котельные агрегаты разделяются на котлы:

- ◊ с естественной тягой;
- ◊ с уравновешенной тягой;
- ◊ с наддувом;
- ◊ высоконапорные.

В котлах с естественной тягой сопротивление газового тракта преодолевается за счет разностей плотностей атмосферного воздуха и газов в дымовой трубе.

В котлах с уравновешенной тягой давления в топке поддерживается близким к атмосферному совместной работой дымососов и дутьевых вентиляторов.

В котлах с наддувом сопротивление газового тракта преодолевается с помощью дутьевых вентиляторов.

В высоконапорных котлах избыточное давление газов в газовом тракте превышает 0,1 МПа.

По конструкции котельные агрегаты разделяются на:

- ◊ секционные;
- ◊ жаротрубные;
- ◊ жарогазотрубные (дымогарные);
- ◊ водотрубные; горизонтально-водотрубные; вертикально-водотрубные.

По виду материала поверхностей нагрева:

- ◊ чугунные;
- ◊ стальные.

По способу автоматизации:

- ◊ с ручным управлением;
- ◊ с частичной автоматизацией;
- ◊ с полной автоматизацией.

По транспортабельности:

- ◊ стационарный котел, устанавливается на неподвижном фундаменте;
- ◊ передвижной (транспортабельный).

**Маркировка котлов**

В соответствии с ГОСТ 3619-82 принята следующая маркировка котлов:

Пр котлы паровые стационарные с принудительной циркуляцией без перегрева пара;

Е котлы паровые с естественной циркуляцией;

Еп котлы паровые с естественной циркуляцией и промежуточным перегревом пара;

П котлы паровые прямоточные;

Пп котлы паровые прямоточные с промежуточным перегревом пара.

Типоразмеры котлов имеют следующие обозначения:

первое число – паропроизводительность, т/ч;  
второе число – давление пара, МПа (кгс/см<sup>2</sup>).

Для обозначения вида топлива установлены следующие индексы: К – каменный уголь; Б – бурый уголь; С – сланцы; М – мазут; Г – газ (при сжигании мазута и газа в камерной топке индекс типа топки не указывается), О – отходы, мусор; Д – другие виды топлива.

Для указания типа топки приняты следующие обозначения: Т – камерная топка с твердым шлакоудалением; Ж – камерная топка с жидким шлакоудалением; Р – слоевая топка (решетка – индекс вида топлива, сжигаемого в слоевой топке в обозначении не указывается; В – вихревая топка; Ц – цикличная топка, Ф – топка с кипящим слоем; в обозначении котлов с наддувом вводится индекс Н; при сейсмически стойком исполнении – индекс С.

Стальные стационарные водогрейные котлы имеют следующую маркировку: КВ – котел водогрейный.

Типоразмеры котлов имеют следующие обозначения:

первое число – теплопроизводительность, МВт (√кал/ч);  
второе число – температура воды на выходе из котла, °С.

Для обозначения вида топлива и типа топки установлены следующие индексы:

Т – твердое топливо; М – жидкое (мазут); Г – газообразное топливо (тип топки не указывается); Р – слоевая топка (решетка); К – камерная топка; В – вихревая топка; Ц – циклонная топка; Ф – топка с кипящим слоем; Н – котел с наддувом; С – сейсмостойкое исполнение.

## Стандартизация паровых котлов по параметрам и мощности

**Таблица 1**

| Тип котла                                  | Паропроизводительность, т/у | Давление пара, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) | Состояние или температура пара, °С | Температура питательной воды | Обозначение   |
|--|-----------------------------|---|------------------------------------|------------------------------|---|
| Паровой котел с принудительной циркуляцией | 0,16                        | 0,9 (9)                                   | Насыщенный                         | 50                           | Пр-0,16-0,9<br>Пр-0,25-0,9<br>Пр-0,4-0,9<br>Пр-0,7-0,9<br>Пр-1,0-0,9  |
|  | 0,25                        |   |                                    |                              |   |
|  | 0,40                        |   |                                    |                              |   |
|  | 0,70                        |   |                                    |                              |   |
|  | 1,00                        |   |                                    |                              |   |
| Паровой котел с естественной циркуляцией   | 0,25                        | 0,9 (9)                                   | Насыщенный                         | От 50 до 100                 | Е-0,25-0,9<br>Е-0,40-0,9<br>Е-0,7-0,9<br>Е-1,0-0,9<br>Е-1,6-0,9<br>Е-2,5-0,9  |
|  | 0,40                        |   |                                    |                              |   |
|  | 0,70                        |   |                                    |                              |   |
|  | 1,00                        |   |                                    |                              |   |
|  | 2,50                        |   |                                    |                              |   |
|  | 2,5                         | 1,4 (14)                                  | Насыщенный или перегретый          | 100                          | Е-0,25-1,4<br>Е-4-1,4<br>Е-6,5-1,4<br>Е-10-1,4<br>Е-16-1,4<br>Е-25-1,4<br>Е-35-1,4<br>Е-50-1,4<br>Е-75-1,4<br>Е-100-1,4<br>Е-100-1,4<br>Е-160-1,4 |
|  | 4,00                        |   |                                    |                              |   |
|  | 6,50                        |   |                                    |                              |   |
|  | 10                          |   | 225                                |                              |   |
|  | 16                          |   |                                    |                              |   |
|  | 25                          |   |                                    |                              |   |
|  | 50                          |   | 250                                |                              | Е-10-2,4<br>Е-16-2,4<br>Е-25-2,4<br>Е-35-2,4<br>Е-50-2,4<br>Е-75-2,4<br>Е-100-2,4<br>Е-160-2,4  |
|  | 75                          |   |                                    |                              |   |
|  | 100                         |   | 250                                |                              | Е-10-3,9<br>Е-25-3,9<br>Е-35-3,9<br>Е-50-3,9<br>Е-75-3,9<br>Е-100-3,9<br>Е-160-3,9<br>Е-90-3,9<br>Е-120-3,9<br>Е-160-3,9<br>Е-220-3,9             |
|  | 160                         |   |                                    |                              |   |
|  | 10                          | 2,4 (24)                                  | Насыщенный или Перегретый          | 100                          | Е-10-2,4<br>Е-16-2,4<br>Е-25-2,4<br>Е-35-2,4<br>Е-50-2,4<br>Е-75-2,4<br>Е-100-2,4<br>Е-160-2,4  |
|  | 16                          |   |                                    |                              |   |
|  | 25                          |   |                                    |                              |   |
|  | 35                          |   |                                    |                              |   |
|  | 50                          |   |                                    |                              |   |
|  | 75                          |   | 250                                |                              | Е-10-3,9<br>Е-25-3,9<br>Е-35-3,9<br>Е-50-3,9<br>Е-75-3,9<br>Е-100-3,9<br>Е-160-3,9<br>Е-90-3,9<br>Е-120-3,9<br>Е-160-3,9<br>Е-220-3,9             |
|  | 100                         |   |                                    |                              |   |
|  | 160                         |   | 250                                |                              | Е-10-3,9<br>Е-25-3,9<br>Е-35-3,9<br>Е-50-3,9<br>Е-75-3,9<br>Е-100-3,9<br>Е-160-3,9<br>Е-90-3,9<br>Е-120-3,9<br>Е-160-3,9<br>Е-220-3,9             |
|  | 220                         |   |                                    |                              |   |

**Таблица 2.**

| Наименование параметров   | Котлы, работающие в основном режиме   | Котлы, работающие в основном или пиковом режиме |
|---|---|---|
| Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)   | 4,65 (4); 7,56 (5,5); 11,63 (10); 17,45 (15); 23,26 (20); 34,89 (30); 58,15 (50); 116,3 (100); 209,34 (180) | 58,15 (50); 116,3 (100); 209,34 (180)           |
| Разность температур воды на выходе из котла, °С при температуре воды на выходе из котла 150 °С: |   |   |
| в основном режиме   | 80  | 80  |
| в пиковом режиме  | -   | 40  |
| при температуре воды на выходе из котла, °С   |   |   |
| в основном режиме   | -   | 130   |
| в пиковом режиме  | -   | 90  |
| Расчетное (избыточное) давление воды на входе в котел, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не менее     |   |   |
| при температуре воды на выходе из котла 150 °С  | 1,63 (16,3)   | 2,55 (25,5)                                     |
| при температуре воды на выходе из котла 200 °С  | -   | 3,1 (31,0)                                      |
| Абсолютное давление воды на выходе из котла, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) не менее                |   |   |
| при температуре воды на выходе из котла 150 °С  | 1,02 (10,2)   | 0,85 (8,5)                                      |
| при температуре воды на выходе из котла 200 °С  | -   | 2,85 (28,5)                                     |
| Допустимый недогрев воды на выходе из котла, °С   | 30  | 20  |



**И. С. Козыревич,  
главный конструктор  
ЗАО «Техношанс», г. Минск**

## ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ В УСЛОВИЯХ НАЛИЧИЯ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ

На проводах и тросах выведенной в ремонт воздушной линии электропередачи (ВЛ), находящейся в зоне влияния другой или других ВЛ высокого напряжения, наводится напряжение относительно земли. Это напряжение может представлять существенную опасность для ремонтного персонала.

В соответствии с Правилами техники безопасности при обслуживании электроустановок (ПТБ) перед началом работ на ВЛ, находящейся под наведенным напряжением, требуется путем соответствующих измерений произвести классификацию ВЛ по степени опасности наведенного напряжения. С этой целью на отключенной и заземленной с обоих концов ВЛ (в распределительных устройствах (РУ) подстанций и станций) выполняют измерения уровня наведенного напряжения с последующим пересчетом к режиму передачи по влияющим ВЛ наибольшей мощности.

Если наибольшая величина наведенного напряжения по всей длине ВЛ не превышает 42 В, то линия относится к категории безопасного действия наведенного напряжения, и работы на ней можно проводить с использованием обычных средств защиты.

Линии, на которых наибольший уровень наведенного напряжения превышает 42 В, относят к категории линий с сильным или опасным действием наведенного напряжения. В соответствии с ПТБ на таких линиях работы должны

производиться с использованием специальных защитных технических мероприятий (размещение заземлений по линии, разземление концов линии, разрезание проводов линии и др.).

Разработка мероприятий по защите от наведенного напряжения должна основываться на оценке условий электробезопасности на ВЛ, находящейся под наведенным напряжением при определенной схеме заземления ВЛ, линейного оборудования, рабочих участков и рабочих мест.

Оценку условий электробезопасности при работах на ВЛ под наведенным напряжением выполняют на основании результатов расчета и измерений уровня наведенного напряжения при максимальной рабочей нагрузке влияющих ВЛ.

Режим заземления ВЛ, при котором возможно производство работ под наведенным напряжением, определяется схемой заземления ВЛ.

В Белорусской энергосистеме для обеспечения безопасности при проведении работ на ВЛ под наведенным напряжением применяются четыре схемы заземления ВЛ. Реализация этих схем на практике осуществляется с помощью подстанционного, базового и специального заземлений.

Подстанционное заземление служит для заземления концов ВЛ и устанавливается присоединением фаз ВЛ к заземляющему устройству станции (подстанции) путем

включения заземляющих ножей линейного разъединителя в сторону ВЛ.

Базовое заземление применяется при разземлении обоих концов ВЛ и устанавливается присоединением проводов всех фаз ВЛ к заземляющему устройству опоры с помощью двух параллельных переносных заземлений для каждой фазы.

Специальное заземление служит для снижения уровня наведенного напряжения на ВЛ или на ее отдельных участках до безопасной величины и устанавливается путем присоединения всех фаз ВЛ к специально устраиваемому заземлителю с помощью переносного заземления.

При работах на ВЛ под наведенным напряжением, кроме выбора режима заземления, необходимо соответствующим образом заземлять рабочие места и линейное оборудование на подстанциях или электрических станциях.

Заземление линейного оборудования осуществляется с помощью дополнительного заземления, которое служит добавочным защитным мероприятием при работах на линейном оборудовании станций (подстанций) и устанавливается присоединением проводов фаз в РУ к заземляющим проводникам или к заземленным металлическим элементам оборудования с помощью переносного заземления.

Заземление рабочего места осуществляется с помощью линейного заземления, которое устанавливается присоединением проводов фазы (фаз), троса, на которых производятся работы, к заземляющему устройству опоры с помощью переносного заземления.

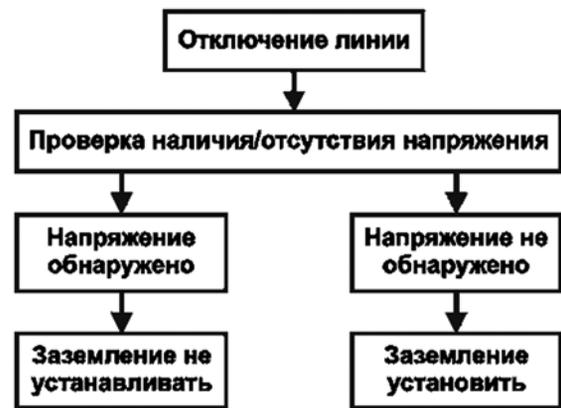
Чтобы безопасно и эффективно осуществлять мероприятия по защите персонала оперативно-выездных бригад от наведенного напряжения, необходимы методы и технические средства, позволяющие отличать наведенное напряжение от рабочего.

При проведении работ на воздушных линиях электропередачи (ВЛ) наличие наведенного напряжения от соседних ВЛ и других электроустановок существенно затрудняет определение отсутствия рабочего напряжения и, тем самым, снижает безопасность подготовки рабочего места (установки переносного заземления) [1].

В настоящее время в практическом применении работников энергосистем отсутствуют технологии, позволяющие различать наведенное и рабочее напряжения. Каждое предприятие электросетей расчетным способом определяет уровни возможного наведенного напряжения, его мощность и необходимые специальные меры для обеспечения безопасности. Однако в нормативных документах (Правилах, инструкциях и т. п.) отсутствуют указания, определяющие порядок действий оперативно-выездных бригад (ОВБ) по обеспечению безопасности с использованием обычных средств защиты и приспособлений в условиях наличия наведенного напряжения.

Общепринятый порядок действий для принятия решения о возможности безопасной установки переносного заземления при подготовке рабочего места на ВЛ основан на

определении наличия/отсутствия напряжения на проводах линии с помощью однополюсного указателя высокого напряжения (рис. 1). При этом напряжение индикации указателя должно составлять не более 25% номинального напряжения электроустановки [2, 3].



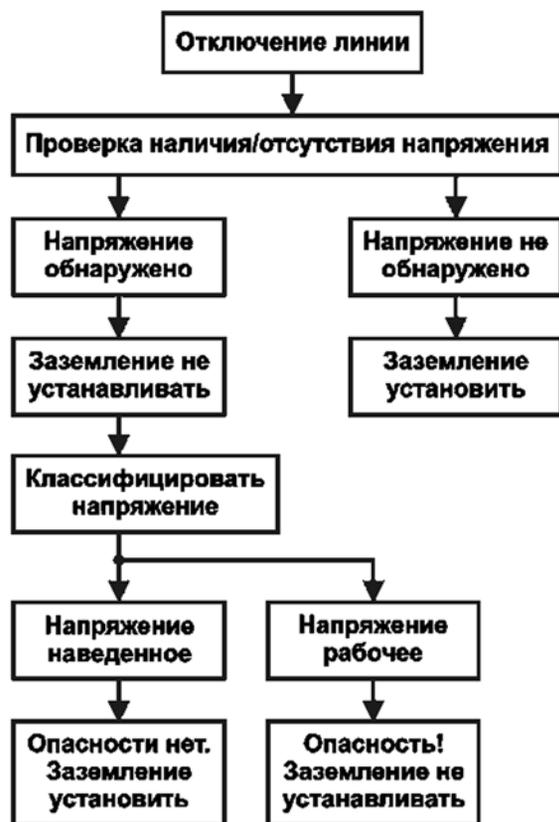
**Рис. 1. Блок-схема общепринятого алгоритма действий перед установкой переносного заземления**

Обязательное выполнение этого алгоритма обеспечивает безопасность подготовки рабочего места за счет исключения возможности установки переносного заземления при наличии какого-либо напряжения. Однако в ряде случаев обнаруженное напряжение является наведенным от соседних ВЛ или других электроустановок и не представляет опасности при установке переносного заземления. В этих случаях прекращение работ на ВЛ из-за определения наличия напряжения не обосновано и экономически не выгодно.

Величина напряжения, наведенного на проводах отключенной линии электропередачи от близко расположенной линии более высокого напряжения, может достигать значений, превышающих напряжение срабатывания указателя напряжения и даже номинальное напряжение отключенной линии. Принципиальным отличием наведенного напряжения от рабочего является относительно низкая мощность источника, что позволяет путем установки переносного заземления обеспечить безопасность на рабочем месте электромонтеров.

Таким образом, при обнаружении наличия напряжения перед членами ОВБ постоянно встает вопрос: «Устанавливать защитное заземление, идя на определенный риск, или прекращать все дальнейшие операции по подготовке рабочего места?» [1].

Для исключения риска установки переносного заземления при наличии на проводах ВЛ рабочего напряжения необходимо ввести в алгоритм действий при подготовке рабочего места операцию классификации обнаруженного напряжения: рабочее или наведенное. Такой порядок работы (Рис. 2) обеспечивает безопасность персонала при высокой эффективности производственного процесса.



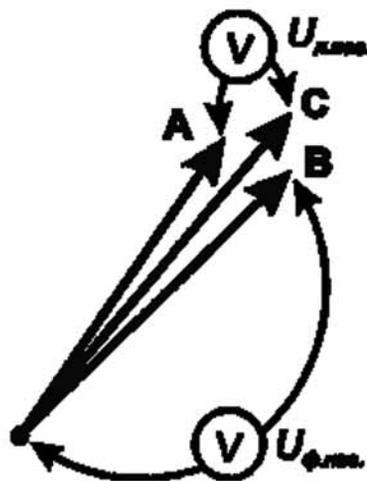
**Рис. 2. Блок-схема безопасного алгоритма действий перед установкой переносного заземления**

Поэтому в случае обнаружения напряжения на проводах линии электропередачи, отключенной и подлежащей заземлению, необходимо определить наличие на них только наведенного напряжения, подтвердив тем самым отсутствие рабочего напряжения.

Решить задачу распознавания наведенного напряжения позволяет разработанный в ЗАО «Техношанс» способ определения наведенного напряжения.

Особую ценность этому способу придает то, что все действия по обнаружению наведенного напряжения могут быть выполнены с помощью серийно изготавливаемых указателей напряжения и электроизолирующих штанг с поверхности земли (без подъема на опоры линии электропередачи), что существенно повышает безопасность персонала.

Физической основой предлагаемого способа является то, что расстояния между отключенной линией электропередачи и действующей линией более высокого напряжения во много раз превышают расстояния между фазными проводами отключенной линии. В этом случае переменные электрические потенциалы, наводимые на проводах отключенной линии, оказываются практически совпадающими по фазе и амплитуде (Рис. 3).



**Рис. 3. Векторная диаграмма напряжений на проводах отключенной линии электропередачи при наличии наведенного напряжения**

Мгновенные значения разности потенциалов на проводах отключенной линии не могут достигнуть напряжения срабатывания двухполюсного указателя, рассчитанного на номинальное линейное напряжение этой линии. Отсутствие показаний двухполюсного указателя свидетельствует об отсутствии рабочего напряжения на проводах линии электропередачи. В этом случае при наличии какого-либо напряжения на проводах линии электропередачи есть основания классифицировать его как наведенное.

Способ определения наведенного напряжения содержит два этапа и осуществляется путем последовательного применения однополюсных и двухполюсных указателей напряжения [2].

На первом этапе обнаружения наведенного напряжения касаются рабочей частью однополюсного указателя поочередно каждого провода той цепи линии электропередачи, которая должна быть отключена. Если индикаторная часть однополюсного указателя напряжения не срабатывает, можно сделать заключение об отсутствии как рабочего, так и наведенного напряжения. В этом случае можно приступать к установке переносного заземления и выполнять ремонтные работы на линии электропередачи.

Если по какой-либо причине линия осталась под рабочим напряжением, для нее справедливы векторная диаграмма напряжений, представленная на рис. 4, и следующие соотношения:

$$U_{л.раб.} = U_{ном.};$$

$$U_{ф.раб.} = \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3}},$$

где  $U_{л.раб.}$  – действующее значение рабочего линейного напряжения, В;

$U_{ном.}$  – номинальное напряжение цепи линии электропередачи, В;

$U_{ф.раб.}$  – действующее значение рабочего фазного напряжения, В.

В этом случае блок индикации однополюсного указателя напряжения сигнализирует о наличии напряжения.

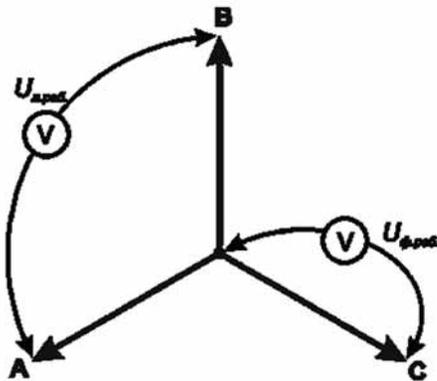
Если цепь линии отключена, но на ее проводах присутствует наведенное напряжение, справедливы векторная диаграмма напряжений, представленная на рис. 3, и следующие соотношения:

$$U_{л.нав.} \ll U_{ном.}$$

$$U_{ф.нав.} \geq 0,25 U_{ном.}$$

где  $U_{л.нав.}$  — действующее значение наведенного линейного напряжения, В;

$U_{ф.нав.}$  — действующее значение наведенного фазного напряжения, В.



**Рис. 4. Векторная диаграмма трехфазной системы напряжений на проводах неотключенной линии электропередачи**

В этом случае индикаторная часть однополюсного указателя напряжения также сигнализирует о наличии напряжения.

Во всех случаях срабатывания однополюсного указателя напряжения можно сделать вывод о наличии либо рабочего, либо наведенного напряжения. Это означает, что перед установкой переносного заземления необходимо классифицировать напряжение на проводах линии электропередачи, что составляет содержание второго этапа обнаружения наведенного напряжения. На этом этапе электродами-наконечниками двухполюсного указателя касаются проводов линии электропередачи таким образом, чтобы обеспечить поочередное попарное сравнение электрических потенциалов фазных проводов, т. е. индикацию линейных напряжений. В соответствии с диаграммами на рис. 3 и рис. 4 блок индикации двухполюсного указателя покажет наличие только рабочего линейного напряжения  $U_{л.раб.}$ , присутствующего на проводах неотключенной по какой-либо причине линии электропередачи. В этом случае нельзя

устанавливать переносное заземление и проводить ремонтные работы до отключения линии.

При наличии только наведенного напряжения (Рис. 3) элемент индикации двухполюсного указателя не покажет наличие напряжения (вследствие незначительной величины  $U_{л.нав.}$ ), что позволяет классифицировать напряжение на проводах как наведенное. В этом случае можно устанавливать переносное заземление и проводить ремонтные работы на отключенной цепи линии электропередачи, принимая соответствующие меры обеспечения безопасности.

В ЗАО «Техношанс» разработаны и изготавливаются электрозащитные средства, входящие в систему технических средств, позволяющих производить работы на ВЛ 6-10 кВ (в том числе и все операции по подготовке рабочего места) с поверхности земли без подъема на опоры линии электропередачи.

На основе этого комплекса электрозащитных средств разработана Инструкция по выполнению работ при проведении классификации напряжения (рабочее или наведенное) на линиях электропередачи, расположенных вблизи других действующих электроустановок, позволяющая реализовать предложенный выше способ. Эта инструкция может быть принята к применению в электросетевых предприятиях (после согласования с разработчиком и утверждения руководством этих предприятий).

Разработанный способ классификации напряжения успешно прошел испытания в ОАО «Мосэнерго» на отключенной ВЛ 10 кВ в коридоре из двух действующих ВЛ 220 кВ.

В следующих выпусках журнала будет опубликована информация о результатах этих испытаний, а также о возможностях проверки наличия наведенного напряжения в аварийных и неполнофазных режимах работы ВЛ (неотключение одной или двух фаз коммутационных аппаратов, перегорание одного или двух предохранителей и т. п.).

## ЛИТЕРАТУРА

1. Шарадин А.А. Проблема определения наведенного напряжения на воздушных линиях электропередачи / *Техника без опасности*. 2004, № 6. С. 12.
2. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. Министерство энергетики Российской Федерации. М.: Электроком, 2003.
3. Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках. ПО Союзтехэнерго / Минэнерго СССР.– 8-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1987.



Н.Д. Торопцев

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Москва: издательство «Колос», 2005. –224 с.

Книга, предназначенная для оказания помощи студентам сельскохозяйственных вузов по специальностям «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства» и «Технология обслуживания и ремонта в АПК» при изучении курса электрических машин, может быть полезна специалистам-электрикам, занятым как в сельском хозяйстве, так и на предприятиях, перерабатывающих сельскохозяйственную продукцию.

В книге пять глав, в которых последовательно рассмотрены: трансформаторы, асинхронные машины, синхронные машины, машины постоянного тока, специальные электродвигатели, применяемые в сельском хозяйстве (погружные, дугостаторные и линейные, совмещенные). В каждой главе в небольшом объеме даны сведения по общей теории электрических машин, теории машин постоянного и переменного тока.

С учетом специфики электроснабжения районов, удаленных от линий электропередачи, расширены разделы по использованию трехфазных асинхронных двигателей в однофазных сетях и по автономным источникам электропитания – асинхронным генераторам.

В приложении приведены таблицы технических параметров асинхронных двигателей серии 4А общего назначения, многоскоростных электродвигателей, трехфазных с повышенным скольжением, однофазных асинхронных конденсаторных двигателей, Здесь же даны сведения о конденсаторах (КБГ-МН, БГТ, МБГЧ, пленочные К78-17) и технические характеристики микрогидроэлектростанций (с пропеллерными, диагональной и ковшовой турбинами).

**ПО ВОПРОСАМ ПРИОБРЕТЕНИЯ КНИГИ СЛЕДУЕТ ОБРАЩАТЬСЯ ПО АДРЕСУ: 107996, Г. МОСКВА,  
УЛ. САДОВАЯ-СПАССКАЯ, Д.18, ФГУП ИЗДАТЕЛЬСТВО «КОЛОС».  
ТЕЛ./ФАКС. 207-21-25, 207-22-95.**



## ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**  
от 11 ноября 2005 г. № 676

### **О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ПОСТАНОВЛЕНИЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ В РЕГУЛИРУЕМОМ СЕКТОРЕ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА**

Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые изменения, которые вносятся в постановления Правительства Российской Федерации по вопросам участия в регулируемом секторе оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода.
2. Установить, что решения о предоставлении поставщикам и покупателям электрической энергии права на участие в регулируемом секторе оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода и о лишении поставщиков и покупателей электрической энергии такого права принимаются Федеральной службой по тарифам.
3. Министерству промышленности и энергетики Российской Федерации совместно с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации, Федеральной службой по тарифам и Федеральной антимонопольной службой при участии заинтересованных организаций в 3-месячный срок разработать и представить в установленном порядке проект акта Правительства Российской Федерации, определяющего особенности функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода на территориях, которые не объединены в ценовые зоны этого рынка.
4. Настоящее Постановление и вступает в силу с 15 ноября 2005 г.

Председатель Правительства  
Российской Федерации  
М. ФРАДКОВ

<<86

электрических станций и распределительных подстанций сетевых предприятий, промышленных предприятий, а также предприятий нефтяного и газового комплекса.

Типовые функциональные схемы БЭМП позволяют проектировать устройства защиты и автоматики для распределительных сетей среднего напряжения:

- защиты кабельных и воздушных линий;
- защиты вводных и секционных выключателей;
- защиты синхронных и асинхронных двигателей;
- защиты линии к трансформатору собственных нужд;
- устройства контроля напряжения секции шин;
- устройства автоматической частотной разгрузки;
- устройства быстрого автоматического ввода резерва и другие.

**Основные функции**

- Релейная защита и автоматика присоединения;
- Управление выключателем;
- Сигнализация.

**Дополнительные функции**

Настраивается и управляется со встроенного пульта, выполняя следующие дополнительные функции:

- измерение действующих значений токов и напряжений;
- технический учет электроэнергии;
- автоматическая регистрация параметров аварийных событий;
- автоматическое осциллографирование аварийных процессов;
- определение места повреждения;
- связь с АСУ ТП и персональным компьютером;
- сбор данных для диагностики ресурса выключателя;
- программно-аппаратная самодиагностика.

**Основные технические данные**

БЭМП работает на подстанциях с постоянным или выпрямленным оперативным током номинальным напряжением Un 110 или 220 В или перемен-

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 11 ноября 2005 г. № 676

**ИЗМЕНЕНИЯ,  
КОТОРЫЕ ВНОСЯТСЯ В ПОСТАНОВЛЕНИЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ В РЕГУЛИРУЕМОМ  
СЕКТОРЕ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ)  
ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА**

1. В Правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 44, ст. 4312; 2005, № 7, ст. 560; № 8, ст. 658; № 17, ст. 1554; № 43, ст. 4401):

а) абзац второй пункта 6 после слов «принадлежащего ему на праве собственности или на ином законном основании,» дополнить словами «либо генерирующего оборудования, производящего электрическую энергию (мощность), правом продажи которой он обладает,»;

б) в пункте 14:

в подпункте «а»:

абзац второй дополнить словами «, и (или) имеет право продажи электрической энергии (мощности), производимой на указанном генерирующем оборудовании»;

абзац седьмой изложить в следующей редакции:

«Каждая точка (группа точек) поставки может быть представлена на оптовом рынке только одним покупателем и (или) поставщиком.»;

подпункты «в» и «г» дополнить словами «(в случае если поставщик (покупатель) электрической энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации является плательщиком по такому договору)»;

в) абзац первый пункта 15 изложить в следующей редакции:

«15. Организации, включенные до 1 ноября 2005 г. федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в перечень коммерческих организаций – субъектов федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности), тарифы на электрическую энергию (размер платы за услуги) для которых устанавливаются федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, являются участниками регулируемого сектора. Такие организации, заключившие договор о присоединении к торговой системе оптового рынка, имеют право участвовать в отношениях, связанных с обращением электрической энергии в любом из секторов оптового рынка. Объемы электрической энергии (мощности), включенные в отношении указанных организаций в сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) до 1 ноября 2005 г., считаются принятыми в отношении точек (групп точек) поставки этих организаций, утвержденных в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.»;

г) пункт 16 дополнить абзацами следующего содержания:

«Организация, которая приобрела в порядке правопреемства энергопринимающие устройства (генерирующее оборудование), ранее принадлежавшие участнику регулируемого сектора, становится участником регулируемого сектора в текущем периоде регулирования и для определения

95>>

обязательств в регулируемом секторе использует закрепленные в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) точки (группы точек) поставки (их часть) участника регулируемого сектора, правопреемником которого данная организация является.

Организация, которая приобрела генерирующее оборудование, ранее принадлежавшее поставщику электрической энергии в регулируемом секторе, и (или) право продажи электрической энергии (мощности), производимой на указанном оборудовании, становится участником регулируемого сектора в текущем периоде регулирования и для определения обязательств в регулируемом секторе использует закрепленные в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) точки (группы точек) поставки (их часть) поставщика, владевшего данным оборудованием (распоряжавшегося соответствующей электрической энергией (мощностью)).»;

д) пункт 17 изложить в следующей редакции:

«17. Организация подлежит включению в реестр субъектов оптового рынка (с указанием сектора (секторов) оптового рынка, участником которого она является) при условии выполнения требований, установленных пунктом 14 настоящих Правил, или в случаях, предусмотренных пунктом 15 настоящих Правил. Организация становится участником сектора свободной торговли после заключения договора о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Поставщики и покупатели электрической энергии, в отношении которых администратором торговой системы подтвержден факт заключения ими договора о присоединении к торговой системе оптового рынка и иных

договоров, заключаемых в регулируемом секторе (которые могут содержать отлагательное (отменительное) условие вступления их в силу), в том числе выполнения установленных пунктом 14 настоящих Правил требований, становятся участниками регулируемого сектора на основании решений федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов о предоставлении такого права с одновременным принятием решений о закреплении соответствующих точек (групп точек) поставки в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) и установлении для них тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую (покупаемую) в регулируемом секторе (далее именуется – балансовые решения).»;

е) дополнить Правила пунктами 17.1, 17.2 и 17.3 следующего содержания:

«17.1. Решение о предоставлении покупателю электрической энергии права на участие в регулируемом секторе принимается при соблюдении следующих условий:

а) наличие заключенного покупателем электрической энергии в установленном порядке договора об оказании услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России (в случае если покупатель в соответствии с законодательством Российской Федерации является плательщиком по такому договору), который может содержать отлагательное (отменительное) условие вступления его в силу;

б) наличие в договоре об оказании услуг по передаче электрической энергии, заключенном покупателем (его представителем), положений, предусматривающих оплату услуг всех сетевых организаций, стоимость которых в ус-

ным оперативным током номинальным напряжением 220 В.

При работе на переменном оперативном токе блоки могут запитываться от блоков питания БПТ11, БПН 11, БПТ 1002, БПН 1002. Широкий рабочий температурный диапазон от -40 до +55°C позволяет использовать БЭМП в релейных отсеках КРУ как внутренней, так и наружной установки.

## САМОНЕСУЩИЕ ИЗОЛИРОВАННЫЕ ПРОВОДА СИП-4

Предназначены для применения в воздушных силовых линиях и осветительных сетях на напряжение до 0,6/1 кВ номинальной частотой 50 Гц.

СИП-4 – провод без несущего троса, в котором 4 проводника из уплотненных алюминиевых жил равного сечения. Изоляцией в этих проводах является термопластичный атмосферостойкий полиэтилен высокого давления (ПЭВД). Все изолированные проводники скручены между собой, в отличие от СИП-1 и СИП-2, в которых фазные провода скручены вокруг несущего троса. Крепление такого провода осуществляется как в анкерных, так и в поддерживающих зажимах сразу за все 4 провода, поэтому и суммарная разрывная прочность и суммарная допустимая нагрузка в этом проводе больше, чем в несущем тросе проводов СИП-1А и СИП-2А равного сечения.

Цена на этот провод меньше, чем на аналогичный провод СИП-1А и СИП-2А за счет того, что цена на алюминий ниже цены на алюминиевый сплав. Упрощается и процесс изготовления провода, т.к. отпадает потребность в длительной термической обработке проволоки из алюминиевого сплава.

При скрутке проводов СИП-4 используется технология, обеспечивающая самосброс налипшего мокрого снега и гололеда. Принцип сбрасывания снега основан на нарушении состояния неустойчивого равновесия под действием дополнительной нагрузки от мокрого снега.

<<95

Кроме СИП-4 выпускаются новые марки:

- СИПС-4 с изоляцией из сшитого полиэтилена;
- СИПн-4 с изоляцией из полимерной композиции, не распространяющей горение.

Провода с изоляцией из сшитого полиэтилена марки СИПС-4 обладают большей допустимой температурой на жиле по отношению к проводам СИП-4 и СИПн-4, что позволяет передавать по ним и большую мощность (примерно на 30%). Более высокая допустимая температура на жиле при коротком замыкании обеспечивает и большую устойчивость проводов СИПС-4 при режиме короткого замыкания.

Провод СИПн-4 применяется в условиях с повышенными требованиями по пожарной безопасности:

- для вводов в жилые дома и промышленные постройки;
- при прокладке по стенам домов и зданий;
- в зонах с повышенной пожарной опасностью.

**Преобразователи частоты серии АП-100**

Преобразователи частоты АП-140 предназначены для преобразования одно- или трехфазного напряжения частотой 50 Гц в трехфазное напряжение переменной частотой в диапазоне от 0,2 до 400 Гц, что делает возможным их широкое применение для бесступенчатого регулирования скорости любых асинхронных электродвигателей.

| Режим эксплуатации  | Допустимая температура нагрева токопроводящих жил, °С |        |
|---|---|--------|
|   | СИП-4; СИПн-4   | СИПС-4 |
| Нормальный режим  | 70  | 90     |
| Режим перегрузки продолжительностью до 8 ч. в сутки, но не более 1000 ч за весь срок службы | 80  | 130    |
| Короткое замыкание с протеканием тока К.З. в течение до 5с                                  | 135   | 250    |

**Области применения:**

- системы водоподготовки и водоснабжения;

тановленном порядке включена в тариф на электрическую энергию (мощность) данного покупателя на розничном рынке;

в) отсутствие у покупателя задолженности по оплате электрической энергии (мощности) за расчетные периоды, предшествующие дате направления в федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов всех документов, подтверждающих соблюдение указанных в настоящем пункте условий. Отсутствие задолженности подтверждается актом сверки взаиморасчетов, подписанным руководителем или иными уполномоченными лицами покупателя (потребителя, переходящего на обслуживание к данному покупателю) и гарантирующих поставщиков (иных энергосбытовых (энергоснабжающих) организаций), с которыми покупателем (потребителем, переходящим на обслуживание к данному покупателю) заключены договоры энергоснабжения или купли-продажи электрической энергии (мощности);

г) обеспечение в случае получения покупателем права на участие в регулируемом секторе соответствия тарифов, устанавливаемых на розничном рынке органом исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации в области регулирования тарифов, установленным законодательству Российской Федерации предельным уровням тарифов, подтверждаемого обоснованными расчетами указанного органа исполнительной власти, учитывающими в том числе величину компенсации возможных убытков (с учетом снижения затрат) гарантирующих поставщиков и иных энергосбытовых (энергоснабжающих) организаций, с которыми покупателем (потребителем, переходящим на обслуживание к данному покупателю) заключены договоры энергоснабжения или купли-продажи

электрической энергии (мощности), а также оценку возможных социально-экономических последствий для соответствующего субъекта Российской Федерации.

17.2. Решение федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов о предоставлении (отказе в предоставлении) организации права на участие в регулируемом секторе в текущем периоде регулирования принимается не позднее 30 дней с даты поступления всех документов, подтверждающих соблюдение условий, установленных пунктами 17 и 17.1 настоящих Правил.

Решение о предоставлении (отказе в предоставлении) организации права на участие в регулируемом секторе с начала следующего периода регулирования принимается при формировании сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) на следующий период регулирования.

В случае если покупатель электрической энергии не представил документы, подтверждающие соблюдение установленных подпунктами «в» и «г» пункта 17.1 настоящих Правил условий, в связи с уклонением соответствующих организаций от их выдачи (подписания) в течение 30 дней с даты поступления письменного запроса покупателя, федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов направляет в данные организации письменный запрос о представлении указанных документов. В случае если данными организациями указанные документы не представлены в течение 5 дней с даты поступления запроса, федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов принимает решение о предоставлении (отказе в предоставлении) права на участие в регулируемом секторе на

97>>

основании имеющейся у него информации.

Срок принятия решения о предоставлении (отказе в предоставлении) организации права на участие в регулируемом секторе может быть продлен федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов не более чем на 30 дней.

Право на участие в регулируемом секторе предоставляется покупателю электрической энергии с начала следующего периода регулирования, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 16 настоящих Правил.

Администратор торговой системы включает организации в реестр участников регулируемого сектора на основании решений федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов о предоставлении права на участие в регулируемом секторе или в случаях, предусмотренных пунктом 15 настоящих Правил.

17.3. Для определения обязательств поставщика (покупателя) электрической энергии в регулируемом секторе используются точки (группы точек) поставки, утвержденные в порядке, предусмотренном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, и закрепленные в принятом в отношении данного поставщика (покупателя) балансовом решении.

Участник регулируемого сектора вправе использовать новые точки (группы точек) поставки для определения обязательств в регулируемом секторе после их утверждения в порядке, предусмотренном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, и принятия в отношении этого участника соответствующего балансового решения. Новые точки (группы точек) поставки используются в регулируемом секторе с начала следующего периода регулирования, за

исключением случаев их использования по основаниям, предусмотренным пунктом 16 настоящих Правил, в текущем периоде регулирования.»;

ж) дополнить Правила пунктами 19.1 и 19.2 следующего содержания:

«19.1. Участник регулируемого сектора может быть лишен права на участие в регулируемом секторе на основании решения федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов в случаях:

а) неоднократного нарушения данным участником настоящих Правил, в том числе в виде наличия в отношении оплаты электрической энергии (мощности), приобретаемой в регулируемом секторе, и (или) услуг, оказываемых по договорам, заключение которых является условием получения права на участие в регулируемом секторе, задолженности, равной денежным обязательствам более чем за один расчетный период;

б) неучастия данной организации в отношениях по купле-продаже электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе более 6 месяцев. Участник регулируемого сектора не может быть лишен права на участие в регулируемом секторе, если его неучастие вызвано уклонением от заключения необходимых в соответствии с настоящими Правилами договоров, обеспечивающих обращение электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе оптового рынка, со стороны организаций, оказывающих на оптовом рынке соответствующие услуги, или наличием неурегулированных и переданных в суд разногласий по условиям данных договоров;

в) прекращения обязательств данного участника по договору о присоединении к торговой системе оптового рынка;

- вентиляция и кондиционирование;
- управление горением в газовых котлах;
- деревообрабатывающие, металлообрабатывающие, сверлильные станки;
- мельницы, дробилки;
- сепараторы и центрифуги;
- экструдеры;
- конвейеры;
- лифты и подъемники;
- упаковочные и дозирующие машины.

Мощность преобразователей 11 – 500 кВт

АП-140 характеризуется надежностью функционирования, простой настройкой и управления, наличием большого числа управляющих функций. Встроенный пульт управления дает пользователю прямой доступ ко всем программируемым параметрам преобразователя.

Дополнительные возможности:

- линейные и S-образные характеристики разгона/торможения;
- 7 программируемых уставок скорости (тип А);
- функция цифрового потенциометра;
- автоматический рестарт с подхватом двигателя;
- надежное токоограничение;
- программируемые функции входов / выходов;
- режим программного (таймерного) управления (тип А);
- режим торможения постоянным током и т.д.



г) реорганизации данного участника, если это влечет невозможность осуществления им деятельности по купле-продаже электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе;

д) ликвидации данного участника в соответствии с законодательством Российской Федерации.

19.2. Принятие решения о лишении участника регулируемого сектора права на участие в регулируемом секторе является основанием для прекращения соответствующих обязательств по поставке электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе.

В случае лишения покупателя права на участие в регулируемом секторе в течение периода регулирования федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов принимает решение о применении до конца текущего периода регулирования балансовых решений, принятых в отношении точек (групп точек) поставки этого покупателя, к гарантирующему поставщику или иной энергосбытовой (энергоснабжающей) организации, в границах балансовой принадлежности (зоны деятельности) которой находятся эти точки (группы точек) поставки.

Условием применения указанных балансовых решений является подтверждение органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов соответствующего субъекта Российской Федерации факта заключения в установленном на розничном рынке порядке договоров, необходимых для обеспечения электрической энергией (мощностью) покупателя, лишеного права участия в регулируемом секторе, либо потребителей, для которых он приобретал электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке.».

2. В Постановлении Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1, ст. 130; № 43, ст. 4401):

а) пункт 40 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденных указанным Постановлением, дополнить абзацем следующего содержания:

«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 учас-

тие 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.»;

б) пункт 11 Правил государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации, утвержденных указанным Постановлением, дополнить абзацами следующего содержания:

«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.

Тарифы для получившего право на участие в регулируемом секторе в текущем периоде регулирования покупателя (поставщика), который приобрел в порядке правопреемства энергопринимающее устройство (генерирующее оборудование), ранее принадлежавшее 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.

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 (распорядившегося соответствующей электрической энергией (мощностью) по соответствующим точкам (группам точек) поставки, без открытия дела об установ-

## 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 N 109

## ОСНОВЫ ценообразования в отношении электрической и тепловой 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 стои-

мости 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 организациями, осуществляющими регулируемую 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 регулируемую деятельность, обязаны вести раздельный 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 регулируемую деятельность.

В случае если по итогам расчетного периода регулирования на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности и иных материалов выявлены необоснованные расходы организаций, осуществляющих регулируемую 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 предварительно согласованных с ними мероприятий по сокращению расходов организаций, осуществляющих регулируемую 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 регулируемую 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

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

включаются финансовые 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 помесечной 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.

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 регулирующую 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 Министер-

ством 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 энергоснабжающими организациями по утвержденным 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 экономическому обоснованному уровню доходности инвестиро-

ванного 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 элект-

рической 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 покупатели рассчитываются 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 сек-

торе 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 содержания 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 Российской 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 элект-

рической 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 № 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 бюджете субъекта Российской Федерации на оче-

редней 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 потребителям.

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 энер-

гию, не менее чем за месяц до вступления в установленном порядке в силу указанных тарифов. При отсутствии такого уведомления расчет за электрическую энергию (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 регулирующую 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 энер-

госнабжающими (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 № 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 та-

рифам 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 соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

67. Расчет тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению и определению размера средств, предназначенных для страхования риска 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.

## CONTENTS №2/2006

### ENERGETICS NEWS

#### PROBLEMS AND SOLUTIONS

How to invest the contract?

#### MARKET AND PROSPECTS

On efficiency and reliability of the new units for relay protection and automation.

#### POWER FACILITIES

The modern types of cable for design and updating of power supply systems.

Methods for test and metering of insulation resistance of low voltage power and control cables.

Circuit-breakers - basic definitions.

Self-contained supply of plants for oil-gas production.

#### HEAT SUPPLY

Polymer tubes. Classifying and purpose.

Water treatment systems. The review.

Results of comparison tests of heat meter.

#### AIR SUPPLY

Modernization and repair of centrifugal compressor for industrial works.

#### DIAGNOSTICS

General review of home devices of vibration control for beginner.

### EXPERIENS EXCHANGE

The experience of creation of distribution control system of heat power equipment.

### ECONOMICS AND MANAGEMENT

Some technical and economical estimations for introduction of heat pumps in industry.

### ENERGY SAVING

The new methods of economy of energy resources by means of creation of power economy with frequency changer.

### SOFT

Repair and redesign of heat insulation by means of software "Insulation".

### QUESTION – ANSWER

### REFERENCE BOOK FOR POWER ENGINEER

Purpose, classification and marking of boiler units.

### ACCIDENT PREVENTION

Electrical safety under condition of existing of induction voltage.

### BOOKSHELF

### STANDARDS DOCUMENTS

#### ПРАЙС-ЛИСТ НА РАЗМЕЩЕНИЕ РЕКЛАМНОЙ ИНФОРМАЦИИ В ЖУРНАЛЕ

| Размер модуля   | Стоимость публикации, руб         |
|---|-----------------------------------|
| 1/1 полосы  | 10 000                            |
| 1/2 полосы  | 5 000                             |
| 1/4 полосы  | 2 500                             |
| 1/8 полосы  | 1 250                             |
| 1/16 полосы   | 625                               |
| Строчка таблицы   | 660                               |
| 2-я полоса обложки  | 30 000                            |
| 3-я полоса обложки  | 25 000                            |
| 4-я полоса обложки  | 35 000                            |
| Размещение рекламы в блоке журнала, с указанием страницы, где она размещена, в оглавлении | +50% к стоимости 1 (одной) полосы |

ДОЛГОВРЕМЕННОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО ПРЕДУСМАТРИВАЕТ СКИДКИ

ПРИ РАЗМЕЩЕНИИ РЕКЛАМЫ ПАКЕТАМИ:

№1 ПАКЕТ **ПРОБА**: 3 Выхода – 5%

№2 ПАКЕТ **СОТРУДНИЧЕСТВО**: 6 Выходов – 10%

ОПЫТ РЕКЛАМНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОКАЗЫВАЕТ,

ЧТО РАЗМЕЩЕНИЕ РЕКЛАМЫ В ПАКЕТЕ

Позволяет получить

МАКСИМАЛЬНЫЙ ЭФФЕКТ

АДРЕС И ТЕЛЕФОНЫ: 119 602, РОЖДЕСТВЕНКА, Д.5/7, ОФИС 3. ФАКС 921-99-98

УВЕРЕНЫ, ЧТО СОТРУДНИЧЕСТВО С ЖУРНАЛОМ ПОМОЖЕТ ДОНЕСТИ ДО НАШИХ ЧИТАТЕЛЕЙ

ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЙ ОБРАЗ НАШЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ, А ТАКЖЕ, ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ, ПРИВЛЕЧЬ НОВЫХ КЛИЕНТОВ.

БЛАГОДАРИМ ЗА ДОВЕРИЕ К ЖУРНАЛУ И НАДЕЕМСЯ НА СОТРУДНИЧЕСТВО!