



ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ



НОЯБРЬ
2005



ПОДПИСКА – 2006

УВАЖАЕМЫЙ ЧИТАТЕЛЬ!

Вот и подходит к концу 2005 год. Редакция благодарит Вас за сделанный вами выбор нашего журнала и надеется, что Вы останетесь с нами и в будущем.

В следующем – 2006 году наш журнал, мы уверены, станет интереснее и профессиональнее, появятся новые темы, рубрики, авторы, улучшится оформление, увеличится объем.

А вот **ЦЕНА ПОДПИСКИ** журнала на **первое и второе полугодие 2006 г.** останется **НЕИЗМЕННОЙ**, в отличие от журналов других издательств, где она выросла почти вдвое.

У нас много задумок и планов, направленных на повышение профессионального уровня журнала. Часть из них мы реализуем в первом номере журнала за 2006 г.

Анонсы некоторых материалов из №1/2006 г. предлагаем Вашему вниманию.

**С надеждой на дальнейшее сотрудничество
Редакция**

АННОТИРОВАННЫЙ ОБЗОР ОСНОВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПЕРВОГО НОМЕРА ЖУРНАЛА «ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК» ЗА 2006 ГОД

ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА

«Рыночная экономика диктует свои условия» — интервью с главным энергетиком ОАО «Салаватнефтеоргсинтез» В.Н. Шикуновым

Рыночная экономика диктует свои условия: потребителю приходится завоевывать как качеством продукции, так и её ценой. Экономное использование энергоресурсов — одна из важнейших составляющих работы любого предприятия в современных условиях. В ОАО «Салаватнефтеоргсинтез» в этом направлении делается многое. Недавно разработанная и утвержденная руководством перспективная программа энергосбережения — лучшее тому подтверждение. Об этом — в интервью главного энергетика ОАО «Салаватнефтеоргсинтез» В.Н. Шикунова.

ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ

Организация ремонтных служб предприятия — нужно ли что-то менять?

Для крупных и средних промышленных предприятий наиболее типична смешанная форма организации ремонтных служб.

Такая форма приводит к тому, что до 30% ремонтного фонда расходуется неэффективно. Идеальной типовой формы не существует, поскольку конкретные решения во многом будут определяться спецификой предприятия.

Тем не менее можно выделить ряд принципиальных направлений организационного развития этих служб. В статье изложен опыт реформирования ремонтных служб на одном из машиностроительных предприятий.

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

Практические рекомендации по повышению надежности систем цехового электроснабжения

Аварийные перерывы в электроснабжении цехов предприятий могут вызвать остановку технологических процессов, вывести из строя оборудование и привести к значительным материальным затратам на его ремонт.

В статье рассмотрены различные способы повышения надежности систем цехового электроснабжения, среди них: использование перегрузочной способности цехового электрооборудования; применение рационального резервирования в цеховых сетях за счет использования независимых источников питания; технически и экономически обоснованный

выбор электрооборудования и схем электроснабжения; внедрение автоматизации и телемеханизации; применение компенсации реактивной мощности; целесообразная компоновка электрооборудования.

Особенности выбора цеховых трансформаторных подстанций

Силовые трансформаторы являются основным электрическим оборудованием, обеспечивающим передачу и распределение электроэнергии на переменном трехфазном токе от источников питания к потребителям.

В статье подробно рассмотрены основные характеристики цеховых трансформаторных подстанций, принципы выбора мощности и числа цеховых трансформаторов, их конструктивное выполнение, особенности подбора трансформаторов для питания сварочных нагрузок.

Как подобрать конденсаторную установку компенсации реактивной мощности?

Одним из главных путей снижения потерь электроэнергии и повышения эффективности работы электроустановок промышленных предприятий является компенсация реактивной мощности. Широкое применение на промышленных предприятиях в качестве компенсирующих устройств находят конденсаторные батареи высокого и низкого напряжения.

В статье ведущих специалистов МЭИ показаны принципиальные схемы регулирования мощности конденсаторной батареи по напряжению, по времени и по току нагрузки. Рассматриваются действующие и новые, современные конденсаторные установки, их преимущества и недостатки.

Методика определения содержания механических примесей в трансформаторных маслах

Срок службы трансформаторных масел должен составлять 10 и более лет. Частицы твердых веществ, попадающие в масло при переработке сырой нефти, при транспортировке, при хранении и заливке в электрооборудование значительно снижают этот срок. Как провести анализ трансформаторного масла?

В материале дана методика, которая устанавливает способ определения содержания механических примесей в трансформаторных маслах, заливаемых в оборудование и находящихся в эксплуатации.



Требования правил устройства электроустановок по применению устройств защитного отключения

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

Общие рекомендации по замене устаревших типов реле

Поскольку любые технические устройства имеют ограниченный ресурс, неизбежно встает вопрос о замене отказавшей аппаратуры. Попытки использовать старые типы реле бесперспективны, поскольку современные нормы предполагают другие требования по надежности, точности, массо-габаритным характеристикам. Таким образом, становится актуальным вопрос о замене устаревших изделий их современными аналогами.

В статье специалистов фирмы ООО «Реле и Автоматика» проанализированы технические характеристики, которые необходимо сравнивать в первую очередь при выборе замены реле.

Новые методы диагностики состояния электродвигателей

В процессе эксплуатации двигателей переменного тока возможны повреждения его элементов, что приводит к преждевременному выходу двигателя из строя.

Поэтому возникает необходимость диагностики состояния электродвигателей во время работы. Сегодня широко используется метод вибродиагностики, но этот метод достаточно трудоемкий и требует применения специальной измерительной техники.

В статье специалистов «Центра электромагнитной безопасности» рассказано о новом аппаратно-программном комплексе для аудита состояния и условий работы электрической и механической части электродвигателей на основе спектрального анализа сигналов потребляемого электродвигателем тока.

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Котлы для сжигания измельченных растительных отходов

Использование отходов переработки зерна, древесины и других горючих отходов позволяет многим предприятиям значительно снизить себестоимость тепловой энергии. Но, согласно обследованиям, реконструированные на сжигание растительных отходов котлы выходят из строя, т.к. котельный пучок и экономайзер быстро забиваются прочными отложениями золы. Из-за этого теплообмен в котлах резко снижается.

В материале, подготовленном специалистами НПП «ЭКО-ЭНЕРГОМАШ», предложено решение этой проблемы — котлы с вихревыми топками. В них, благодаря аэродинамической схеме, обеспечивается глубокое низкотемпературное выжигание горючих частиц с одновременным

устранением образования внутритопочных и натрубных отложений.

Пароутилизаторы: эффективное снижение энергозатрат

Снижение энергозатрат — одна из самых актуальных проблем для производственных предприятий всех отраслей. Один из способов ее решения — утилизация никопотенциального пара. То есть пара, получаемого на различных этапах производственного цикла и зачастую выбрасываемого в атмосферу.

Для решения этой задачи были разработаны новые магистральные пароводяные инжекционные теплообменники смесительного типа, к которым относятся и пароутилизаторы. О конструктивных особенностях, опыте эксплуатации и экономическом эффекте от применения пароутилизаторов читайте в статье.

Сравнительная оценка энергоэффективности темных и светлых инфракрасных излучателей

В связи с введением санитарных правил 2.2.1.1312-03 по проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий, изложенные в них требования становятся новой базой для определения эффективности инфракрасных излучателей. Физическая природа передачи тепла в помещении у светлых и темных излучателей одинакова. Однако затраты на установку этих систем, потребление газа и стоимость технического обслуживания различны. Какой системе отдать предпочтение? Об этом рассказано в статье специалистов ОрелГТУ.

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

Снижение затрат на получение сжатого воздуха на машиностроительных предприятиях

На производство сжатого воздуха расходуется в среднем около 20% всей потребляемой машиностроительной промышленностью электрической энергии. Поэтому вопросы сокращения энергетических потерь и расходов при производстве сжатого воздуха чрезвычайно актуальны.

В статье рассказано о разработанном в ООО «РАБИКА-Энергосбережение» комплексе решений, использование которых позволит снизить себестоимость производства сжатого воздуха на машиностроительных предприятиях в 2 раза.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Учета расхода энергоресурсов с помощью комплекса телемеханики «Телеканал»

Доля затрат на энергоносители в стоимости продукции может составлять до 50%. Поэтому на каждом промышленном предприятии должны быть поставлены и решены задачи организации контроля и учета расхода энергоресурсов. Решение этих задач требует наличия современных технических средств, в том числе таких, как автоматизированные системы оперативного диспетчерского управления (АСОДУ). В статье специалистов ЗАО «Системы связи и телемеханики» рассказывается об одной из таких систем — АСОДУЭ предприятия на базе комплекса телемеханики «Телеканал».

Экономическая эффективность частотного регулирования насосов

В производственных условиях на насосных станциях насос или группа насосов подбираются по максимально требуемой подаче (расходу). Однако в условиях эксплуатации



очень часто оказывается необходимым иметь возможность подавать в напорную сеть меньший расход, т.е. изменять подачу насоса в довольно широких пределах.

В материале специалистов МЭИ рассмотрены преимущества и недостатки различных способов регулирования подачи: дроссельного регулирования, регулирования изменением частоты вращения вала, регулирования способом обреза рабочего колеса насоса.

ЭНЕРГОАУДИТ

О ценах на рынке услуг по энергоаудиту

Одним из наиболее сложных обсуждаемых условий в переговорном процессе между энергоаудиторской организацией и проверяемым предприятием-энергопотребителем является определение договорной цены на услуги аудиторов.

В статье специалиста аудиторской фирмы «ЖилКомЭкспертАудит» Д. Д. Огородникова приведены оценки стоимости работ, которые можно использовать в переговорах.

ЭКОНОМИКА И ПРАВО

Особенности заключения и расторжения договора энергоснабжения

Опыт работы показывает, что на большинстве предприятий имеются возможности снижения затрат на потребляемую энергию не только путем проведения технических мероприятий, но и при правильном заключении договора на энергоснабжение и выборе тарифов из тарифного меню.

В статье рассматриваются конкретные вопросы, связанные с особенностями заключения данного вида договора. Анализируются основные элементы и условия договора, раскрываются особенности ответственности по данным видам договоров, рассматриваются проблемы изменения и расторжения договоров. Приведены примеры судебной практики по данной тематике.

Модели стимулирования труда работников инженерных служб предприятий

Сегодня проблема поиска стимулов к труду, формирования системы трудовой мотивации особенно актуальна для управления энергослужбой предприятия. Мотивация, являясь одним из звеньев управленческого процесса, может рассматриваться как действенный механизм стимулирования на более производительный труд. Известно, что методы материального стимулирования труда являются одним из главных способов мотивирования работников, в статье подробно исследуются подходы к построению эффективных систем стимулирования труда работников инженерных служб предприятий.

ОБМЕН ОПЫТОМ

Опыт внедрения АСУЭ «Янтарь»

В основных цехах Уральского электрохимического комбината для контроля и управления энергетическим и тепло-техническим оборудованием применялись системы контроля на базе релейно-контактных систем, сданные в эксплуатацию двадцать лет назад и выработавшие свой ресурс. Перед предприятием встала задача замены устаревших систем на систему контроля и управления, которая бы отвечала современным требованиям, предъявляемым к программно-техническим средствам.

В статье описан опыт разработки и внедрения автоматизированной системы управления энергопотреблением «Янтарь». Подробно рассматриваются структура системы, аппаратное и программное обеспечение.

ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Обеспечение электробезопасности при эксплуатации электрооборудования на примере административно-хозяйственного комплекса (АХК)

В статье ведущих специалистов кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» МЭИ проведен анализ потенциальных опасностей поражения электрическим током в электроустановках на примере административно-хозяйственного комплекса (АХК), обоснован выбор основной и дополнительной защиты, приведен пример расчета элементов защиты.

Переносные заземления. Защити себя сам

Применение переносных заземлений перед началом работы на отключенных токоведущих частях электрооборудования надежно защищает работающих от поражения электротоком в случае ошибочно поданного или наведенного напряжения.

В материале специалистов ООО «Технологическая группа «Экипаж» проанализированы особенности применения переносных заземлений различного назначения, рассмотрены элементы их конструкции и предпринята попытка систематизации.

ОТДЕЛ КАДРОВ

«Тяжело в учении, зато безопасней на работе»

Анализ результатов опросов и проверки знаний специалистов промышленных предприятий и строительных организаций свидетельствует о неплохом уровне их знаний по эксплуатации и обеспечению работоспособности энергопотребляющего оборудования, но об относительно низком уровне знаний по вопросам энергобезопасности и энергосбережения. Повышение уровня квалификации работников, занимающихся обслуживанием энергохозяйства различных подразделений, является одной из ряда важных задач. Помочь с решением этих задач могут в Московском институте энергобезопасности и энергосбережения. О новых программах института читайте в статье.

Эти и другие материалы, а также новости энергетике и нормативные документы будут опубликованы в первом номере журнала за 2006 г.

Кроме того, в каждом номере журнала будет представлен еще целый ряд рубрик.

Одна из постоянных рубрик журнала - «Книжная полка профессионала». В рамках этого раздела редакция размещает информацию обо всех недавно вышедших из печати книгах, учебниках и монографиях по тематике журнала. Подписчики, регулярно знакомящиеся с материалами рубрики, могут быть уверены в том, что они не упустят из поля зрения ни одной актуальной новинки книжного рынка.

В рамках рубрики «Повышение квалификации» регулярно публикуются материалы по вопросам, связанным с оценкой квалификации персонала, а также по различным методикам ее повышения.

Рубрика «Новые разработки» наполняется материалами о самых новых изобретениях и технологиях, которые могут быть использованы читателями журнала для решения своих профессиональных задач.

В течение первого полугодия 2006 г. наши подписчики получат шесть номеров. Выписывайте, читайте, применяйте!

Продолжается подписка на первое полугодие 2006 года.
 Оформить подписку можно в любом почтовом отделении России.
 Для оформления подписки вы можете воспользоваться прилагаемым абонементом,
 вырезав его из журнала. Индекс указан по каталогу «Почта России».

Ф. СП-1	АБОНЕМЕНТ на журнал										16579	
	(наименование издания) «Главный энергетик»										Индекс издания	
										Количество комплектов		
на 2006 год по месяцам												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Куда												
(почтовый индекс)						(адрес)						
Кому												
(фамилия, инициалы)												
ДОСТАВОЧНАЯ КАРТОЧКА												
на журнал										16579		
										(индекс издания)		
«Главный энергетик»												
(наименование издания)												
Стоимость	подписки		руб.		коп.		Количество комплектов					
	Переадресовки		руб.		коп.							
на 2006 год по месяцам												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Куда												
(почтовый индекс)						(адрес)						
Кому												
(фамилия, инициалы)												

Вы можете подписаться также по системе адресной подписки (производится издательством).
 Образец заполнения платежного поручения
 В графе «назначение платежа» нужно обязательно указать точный адрес доставки заказываемого журнала (с индексом).
 Доставка осуществляется по почте ценными бандеролями за счет редакции. НДС не взимается (упрощенная система налогообложения).
 В случае возврата журнала отправителю, получатель оплачивает стоимость почтовой услуги по возврату и досылу издания по истечении 15 дней.
 Телефон для справок: (095) 925-96-11
E-mail: vrubiss@bk.ru

Получить в банке плат.		Служено со сч. плат.		0401000
ПЛАТЕЖНОЕ ПОРУЧЕНИЕ № _____ (Дата) _____ (Вид платежа)				
Сумма прописью	Две тысячи девятьсот двадцать рублей 00 коп.			
	Сумма	2 920 - 00		
Платитель	Сч. №			
Банк плательщика	БИК	044525225		
Банк получателя: Сбербанк России г. Москва	Сч. №	30101810400000000225		
ИНН 7702537832	КПП 770201001	Сч. №	40703810738180133848	
НП «ПЕРСПЕКТИВА», Вернадское ОСВ 7970 г. Москва	Вид оп.	Срок плат.		
Получатель	Наим. Пл.	Очер. Плат.		
	Код	Рез. Поле		
Подписка на журнал «Главный энергетик» на первое полугодие 2006 г.				
Адрес доставки (с индексом) Ф.И.О. получателя или название организации				
Контактный телефон:				
Назначение платежа				
Подпись		Отметка банка		
М.П.				



**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (переадресовки) без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск календарного штампа отделения связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переадресовки).

Для оформления подписки на газету или журнал, а также для переадресования издания бланк абонемента с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами, разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями, изложенными в подписных каталогах.

Заполнение месячных клеток при переадресовании издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится работниками предприятий связи и подписных агентств.

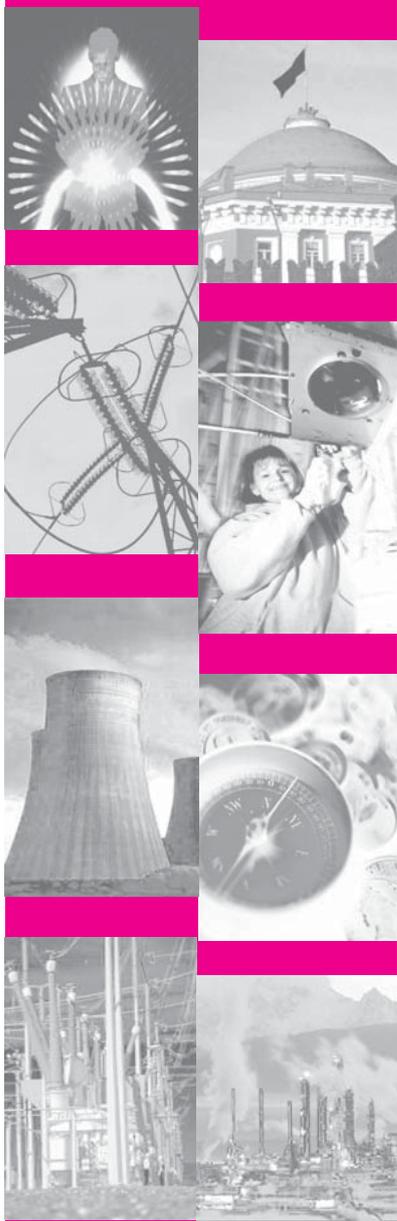
Данный счет является основанием для оплаты подписки на издания.
Оригинал счета редакция вышлет вместе с счетом-фактурой.

Получатель ИНН 7702537832 / КПП 770201001 сч. № 40703810738180133848 Некоммерческое партнерство Издательское объединение «ПЕРСПЕКТИВА» Вернадское ОСБ 7970, г. Москва							
Банк получателя Сбербанк России, г. Москва БИК 044525225 к/сч. № 30101810400000000225							
СЧЕТ № П-1П-0016 от 02.09.2005							
Покупатель: Расчетный счет №: Адрес: Телефон:							
№№ п/п	Предмет счета (наименование издания)	Кол-во экз.	Цена за 1 экз.	Сумма	НДС, %	Сумма НДС	Всего с НДС
1	«Главный энергетик»	6	490 2940	-	-	2940	
ИТОГО:							
ВСЕГО К ОПЛАТЕ: <i>Две тысячи девятьсот сорок рублей 00 копеек.</i>							
Генеральный директор				<i>Москаленко</i>		К.А. Москаленко	
Главный бухгалтер				<i>Москаленко</i>		Л.В. Москаленко	





СОДЕРЖАНИЕ



НОВОСТИ ЭНЕРGETИКИ _____	11
РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ _____	18
• КОТЛОСТРОЕНИЕ: СОСТОЯНИЕ ОТРАСЛИ	18
ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ _____	21
• КАК ВЫБРАТЬ ПОСТАВЩИКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ?	21
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО _____	23
• СОВРЕМЕННЫЕ УСТРОЙСТВА БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩЕГО АВР	23
• УСТРОЙСТВО ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ ОТ ПЕРЕГРУЗКИ БЕЗ ОПЕРАТИВНОГО ПИТАНИЯ	26
• АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ – ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ	28
• ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	39
• ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ СИЛЫ ПРИТЯЖЕНИЯ В ЛАД	46
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ _____	48
• РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ НЕИЗОЛИРОВАННЫМИ ТРУБОПРОВОДАМИ ПРИ НАДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКЕ	48
• РЕГУЛИРОВАНИЕ И ВЗАИМОЗАМЕНЯЕМОСТЬ НАСОСОВ	55
• РАСХОДОМЕРЫ И СЧЕТЧИКИ КОЛИЧЕСТВА ЖИДКОСТИ	59
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ _____	72
• СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ НА СЖАТЫЙ ВОЗДУХ	72

При подготовке материалов данного номера были использованы материалы изданий: журнал «ЭКО-ТЭК», www.micom.net.ru, <http://spbpromstroy.ru>





ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК № 11/2005

SOFT _____	75
• ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ОГЭ	75
ОБМЕН ОПЫТОМ _____	79
• ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА И АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОСЧЕТЧИКОВ РАЗЛИЧНОГО ТИПА НА ТРУБОПРОВОДАХ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА	79
ПЕРСОНАЛ _____	92
• ПРЕМИРОВАНИЕ ПЕРСОНАЛА ЗА ЭКОНОМИЮ ТЭР	92
ВОПРОС-ОТВЕТ _____	94
КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК _____	96
НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ _____	104
• РАЗЪЯСНЕНИЯ К МЕТОДИЧЕСКИМ УКАЗАНИЯМ ПО РАСЧЕТУ РЕГУЛИРУЕМЫХ ТАРИФОВ И ЦЕН НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ (ТЕПЛОВУЮ) ЭНЕРГИЮ НА РОЗНИЧНОМ (ПОТРЕБИТЕЛЬСКОМ) РЫНКЕ, УТВЕРЖДЕННЫМ ПРИКАЗОМ ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ ПО ТАРИФАМ ОТ 6 АВГУСТА 2004 г. N 20-Э/2 (ОКОНЧАНИЕ)	104

ЖУРНАЛ

«ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК» № 11/2005

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

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

Редакционная коллегия

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

Э.А. Киреева – профессор кафедры
электрообеспечения промышленных
предприятий, МЭИ

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

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

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

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

Главный редактор

С.А. Леонов

Выпускающий редактор

Н.А. Пунтус

Верстка

А.Я. Богданов

Корректор

Свиридова А.С.

Журнал
на I полугодие 2006 года
распространяется через
каталоги:

Агентство «Роспечать»,
ООО «Межрегиональное
агентство подписки» (МАП)

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ДОМ «ПРОСВЕЩЕНИЕ»

Тел.: (095) 925-93-50, 131-73-95.

Адрес: 119602, Москва, а/я 602.

Email: glavenergo@mail.ru

Подписано в печать 25.06.05

Формат 60x88/8, Бумага

офсетная. Усл. печ. л. 14

Печать офсетная

Тираж экз.

Заказ №

«ЛЕНЭНЕРГО» С 1 ОКТЯБРЯ 2005 г. РАЗДЕЛИЛОСЬ НА ЧЕТЫРЕ КОМПАНИИ

ОАО «Ленэнерго» в рамках реформы электроэнергетики 1 октября разделилось на четыре компании по видам деятельности, говорится в сообщении компании. До настоящего времени «Ленэнерго» совмещало в себе производство (тепловые и гидроэлектростанции), транспорт (электрические сети высокого, среднего и низкого напряжения, а также тепловые сети) и сбыт энергоресурсов.

После разделения за сохранившейся бренд Ленэнерго компанией осталась только функция передачи электрической энергии по сетям и присоединение новых потребителей к электросетевой инфраструктуре.

Большая часть активов дореформенного Ленэнерго – теплоэлектростанции, гидроэлектростанции, тепловые сети – вошли в состав ОАО Петербургская генерирующая компания, на базе которого образован филиал «Невский» новой межрегиональной энергокомпании – ОАО ТГК-1.

ТГК-1 будет производить электрическую и тепловую энергию, а также обеспечивать передачу и поставку тепла в Санкт-Петербурге, Ленинградской и Мурманской областях, Республике Карелия.

Также в состав ТГК-1 вошли энергопроизводственные мощности, выделенные из ОАО Колэнерго (Мурманская область, филиал «Кольский» ТГК-1), и активы, принадлежавшие ранее ОАО Карелэнергогенерация (Республика Карелия, филиал «Карельский» ТГК-1).

В качестве ОАО из Ленэнерго были выделены следующие компании:

– ОАО Петербургская сбытовая компания, гендиректор Михаил Заборовский. Компания будет заниматься продажей электроэнергии непосредственно потребителям и оказанием дополнительных услуг в этой сфере.

– ОАО Северо-Западная энергетическая управляющая компания, гендиректор Владислав Кузьминов. Компания будет предоставлять сервисные

услуги в области информационных технологий.

Кроме того, в ближайшем будущем из состава компании будут выделены и переданы в ОАО Петербургские магистральные сети линии электропередачи высокого напряжения, которые станут частью единой национальной сети.

Рейтер

НАЛОГ НА ПРОВОДА

Не исключено, что реформа электроэнергетики пойдет не по сценарию Анатолия Чубайса, а по сценарию Федеральной налоговой службы. В результате региональные АО-энерго разделятся на генерирующие, сбытовые и сетевые компании, причем последние будут обременены не только необходимостью срочной модернизации, но и огромными налоговыми долгами.

Сначала проблемы возникли у «Ленэнерго». В начале октября ФНС предъявила компании налоговые претензии за 2003 г. на 360 млн руб. «Мосэнерго» повезло еще меньше – ей выставили счет сразу на 7 млрд руб. за 2002-2003 гг. Суть спора в обоих случаях одна и та же. Налоговики считают, что абонентная плата, которую дочерние предприятия РАО «ЕЭС России» платят материнской компании, лишена экономического смысла, т.е. является безвозмездной помощью, с которой нужно заплатить налог на прибыль. Ситуация усугубляется тем обстоятельством, что абонентную плату перечисляют холдингу все дочерние предприятия РАО, которых к началу реформы насчитывалось 71, а также четыре независимые региональные энергокомпании. То есть все участники рынка без исключения.

В действиях ФНС всегда прослеживается определенная серийность. Обнаружив одну «схему», чиновники рано или поздно пересчитывают налоги всем, кто ее использовал (так было, например, с использованием внутренних офшоров нефтяными компаниями). И если «Мосэнерго» и «Ленэнерго» проиграют в судах, остальные дочерние предприятия неминуе-

мо получат из налоговой службы аналогичные счета. В процессе реформы региональные АО-энерго делятся на генерирующие, сбытовые и сетевые компании, но налоговые долги по прошлым периодам при этом никуда не исчезают – они остаются правопреемникам. В Москве это генерирующая компания, в регионах – сетевые. Все долги повиснут на сетях, которым необходима срочная модернизация, – в противном случае аварии, подобные сбою на подстанции Чагино, станут регулярными. Ситуация усугубляется тем, что не платить абонплату, которую налоговики считают ненужной, компании не могут – в свое время она была введена постановлением правительства, а размер ее регулярно рассчитывается ФТС. По сути у платы действительно есть много общего с трансфертными ценами – и в том, и в другом случае прибыль перетекает из дочерних предприятий в материнскую компанию, чтобы впоследствии использоваться, например, на инвестиции в новые проекты. Собственно, при расчете платы всегда учитывались инвестиционные планы РАО, при этом плата составляла примерно 60% его выручки. Получается парадоксальная ситуация: правительство соглашается с доводами Анатолия Чубайса о необходимости взимания абонплаты, ФТС регулярно устанавливает ее ставки, а налоговики считают эти вынужденные расходы неоправданной роскошью и начисляют на них налог.

Поскольку цена вопроса в масштабе страны довольно велика, РАО «ЕЭС России» наверняка использует все возможности, чтобы решить налоговую проблему. В противном случае сетевые компании окажутся должны бюджету, еще не начав как следует самостоятельно работать, что неминуемо исказит экономическую картину, которая должна была получиться в результате реформы. Кстати, контрольные пакеты всех сетей по утвержденному плану остаются в руках государства – так что еще неизвестно, насколько в итоге выиграет бюджет, если налоговики выиграют в суде у РАО.

Ведомости



НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

ФСК ЭЭС ПЛАНИРУЕТ В БЛИЖАЙШИЕ ШЕСТЬ ЛЕТ ВЛОЖИТЬ ОКОЛО 35 МЛРД РУБ. В МАГИСТРАЛЬНЫЕ СЕТИ УРФО

ОАО «ФСК ЭЭС» планирует в ближайшие шесть лет вложить порядка 35 млрд руб. собственных средств в магистральные сети Уральского федерального округа. Как сообщает пресс-служба ОАО «Тюменьэнерго», об этом сообщил первый заместитель председателя правления ОАО «ФСК ЭЭС» Александр Чистяков. На эти средства планируется реконструкция крупнейших подстанций и строительство новых ЛЭП. «На федеральном уровне сейчас заканчивается процесс формирования единой национальной энергетической сети (ЕНЭС), путем отделения части сетей 220 КВт и выше от региональных сетей», - сказал он, добавив, что сегодня электросетевой комплекс РФ сформирован на 80%, и его реформирование практически завершено.

В распределительных сетевых компаниях, по мнению А. Чистякова, есть два варианта финансовых вливаний в развитие производства - за счет инвестиционной составляющей, заложенной в тариф, или взимания платы за присоединение новых объектов к централизованному электроснабжению.

Как сообщил генеральный директор ОАО «МРСК Урала и Волги» Алексей Бобров, при существующем росте электропотребления в Тюменской области и Ханты-Мансийском автономном округе, к 2007 г. избыточные сегодня электростанции региона станут по генерации балансирующими или даже дефицитными. Понадобится как строительство генерирующих мощностей, так и новых сетевых развязок. «На сегодняшний день «Сибнефть» резко увеличивает добычу, и мы уже не можем обеспечить «Ноябрьскнефтегаз» в тех объемах, которые им нужны», - сообщил А. Бобров. Он особо подчеркнул что необходимо в течение ближайших лет принимать «какие-то ре-

шения» по строительству линий с большей пропускной способностью и новых подстанций.

РБК

РАО ЭЭС ПРЕДЛАГАЕТ СОЗДАТЬ ОКРУЖНЫЕ КОМИССИИ ПО ПЕРСПЕКТИВНОМУ ПЛАНИРОВАНИЮ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

РАО ЭЭС выступило с инициативой создания на уровне федерального округа специальных комиссий по перспективному планированию развития и строительства новых объектов энергетики, сообщил член правления РАО ЭЭС, руководитель Центра управления реформой Юрий Удальцов.

«Мы вышли с инициативой создания совместных комиссий по перспективному балансу на уровне округа, так как столкнулись с тем, что у нас, как у энергетиков, очень неопределенная информация о планах потребителя, и мы, зачастую, не можем понять, не находясь в диалоге с ними, строить или не строить», - сказал Удальцов.

По его словам, такие комиссии «РАО ЭЭС» предлагает создать во всех семи федеральных округах.

«Крайне важно, чтобы возникла такая координирующая структура на уровне, скорее всего, федерального округа, которая работала бы над перспективными балансами, где должны сводиться ответственные пожелания промышленников и планы развития РАО ЭЭС», - отметил Удальцов.

Он также сообщил, что в частности по Сибири, «степень неопределенности даже выше, чем по другим регионам», и масштаб потенциальных инвестиционных проектов очень большой.

«Поэтому если конкретный проект есть, то надо срочно станцию строить, если нет, то станцию строить не надо. И это существенно влияет на наши планы по модернизации и развитию», - подчеркнул Удальцов.

«Учитывая, что инвестиционный цикл длинный, мы можем, конечно, начать строить сейчас, в расчете на все перспективные планы всех алюминиевых заводов, нефтепроводов и газопроводов, но потом если все это не введут, мощности будут простаивать, что будет отражаться на тарифах. Поэтому мы с такой инициативой и вышли», - пояснил Удальцов.

РИА-Новости

РЕФОРМИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ СИБИРИ БУДЕТ ЗАВЕРШЕНО К НАЧАЛУ 2007 Г. – РАО «ЭЭС РОССИИ»

Реформирование электроэнергетического комплекса Сибири будет окончательно завершено к началу 2007 г., хотя большинство энергокомпаний закончат реорганизацию еще в 2006 г. Об этом сообщил член правления РАО «ЭЭС России», руководитель Центра управления реформой энергохолдинга Юрий Удальцов, выступая на заседании координационного совета по энергетике межрегиональной ассоциации «Сибирское соглашение» в Новосибирске. «Сибирь еще полгода назад отставала от европейской части в процессе реформирования электроэнергетики. Но уже сейчас вышла в среднем на одинаковые показатели», - сказал Удальцов.

Представитель РАО «ЭЭС России» также заверил, что «реорганизация энергокомплекса не повлияет на изменение тарифов для конечных потребителей». В настоящее время в рамках реформирования электроэнергетики России проводится разделение региональных АО-энерго по видам деятельности: генерация, сети, сбыт. Уже образованы 4 межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК): «МРСК центра и Северного Кавказа», «МРСК Северо-Запада», «МРСК Урала и Волги», «МРСК Сибири».

Итар-ТАСС

ПЕРЕКРЕСТНОЕ СУБСИДИРОВАНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ДОСТИГАЕТ 60 МЛРД РУБ. В ГОД, ИЛИ 10% ОБЪЕМА ТОВАРНОЙ ПРОДУКЦИИ «РАО ЕЭС»

Перекрестное субсидирование в электроэнергетике достигает 60 млрд руб. в год, или 10% от объема товарной продукции, сообщил в интервью РИА Новости начальник департамента экономической политики РАО ЕЭС Игорь Кожуховский.

Он отметил, что тарифы для населения в 2005 г. выросли в среднем на 18%, для промышленности – на 5%.

«Политика правительства РФ и ФСТ позволит сократить объем перекрестного субсидирования в 2005 г. на 12%, а в 2006 г. еще на 14%», – отметил Кожуховский.

По его словам, в 2007 г. некоторые регионы будут жить без перекрестного субсидирования. «Предположительно, это будут Москва, Свердловская и Владимирская области. Динамика роста тарифов для населения и промышленности здесь выровняется. А к 2009 г. проблема в целом по России может и должна быть полностью решена», – подчеркнул представитель «РАО ЕЭС».

РИА-Новости

РЕГУЛИРУЕМЫЕ ДВУСТОРОННИЕ ДОГОВОРЫ ВМЕСТО ФОРЭМА

В 2006 г. правительство планирует ввести регулируемые двусторонние договоры (РДД) в целях минимизации рисков серьезных ценовых колебаний, связанных с процессами либерализации Федерального оптового рынка электроэнергии и мощностей (ФОРЭМ).

Некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы» (НП АТС) разработало методику заключения РДД, которая предусматри-

вает, что регулируемые договоры будут заключаться тремя группами игроков энергорынка: гарантирующими поставщиками (энергосбытовые компании в пределах социальной нормы потребления энергии населением); крупными промышленными потребителями; энергосбытовыми компаниями в пользу потребителей розничного рынка. Первая группа потребителей сможет заключать договоры сроком до трех лет, вторая – до пяти, а третья – на год с возможностью ежегодного пролонгирования.

Наиболее важный момент договора заключается в том, что покупатель обязан оплатить весь договорный объем электроэнергии равномерно по графику, а поставщик – поставить этот объем. При этом разницу между договорным объемом и плановым почасовым потреблением покупатель сможет купить или продать на свободном секторе ФОРЭМа, так называемом рынке на сутки вперед.

НП АТС отмечает, что покупатели получат право выходить из РДД или сокращать объем потребления энергии по ним на условиях, которые будут оговорены приложением, после подписания правительством постановления, в котором будут указаны сроки, порядок определения цен и объемы РДД.

Коммерсантъ

В МОСКВЕ ПОЯВЯТСЯ НЕЗАВИСИМЫЕ ОТ РАО ЕЭС ЭЛЕКТРОПИТАЮЩИЕ СЕТИ

На территории Москвы могут появиться независимые от РАО «ЕЭС России» электропитающие сети. Префектура Восточного административного округа намерена создать на базе четырех предприятий, расположенных на территории округа, энергосеть, независимую от «Мосэнерго».

По словам префекта округа Николая Евтихиева, в префектуре рассматривается вопрос о создании Ассоциации предприятий ЖКХ ВАО. Проведя независимый аудит, ассоциация

должна выступить с предложениями по развитию собственных электрических, тепловых и комбинированных мощностей. Если ряд предприятий создадут такие мощности, то сами смогут их эксплуатировать и получать прибыль. Для округа это будут независимые источники, что позволит создать собственные окружные сети, отметил префект.

Как уточнили в пресс-службе ВАО, дополнительные мощности будут использоваться для покрытия дефицита электроэнергии в округе. По данным префектуры, их нехватка особенно актуальна для района «Косино-Ухтомский», где планируется создание промышленной зоны «Руднево», куда будут перебазироваться «организации науки и промышленности, включая производства из других районов».

Росбалт

ГОСГАРАНТИИ ПОСТАВЯТ НА СЧЕТЧИК

Впервые о госгарантиях инвестиций в энергетику чиновники заговорили около двух лет назад. Но первый вариант текста постановления появился в недрах Минпромэнерго лишь около 8 месяцев назад.

Суть постановления, действие которого ограничено 2010 г., в том, что потенциальным инвесторам государство компенсирует разницу между действующей ценой на электроэнергию и необходимой для окупаемости их инвестпроектов. Такая схема будет применяться в энергозонах, в которых в перспективе возникнет дефицит мощности. «Этого документа все очень ждут, – говорит замдиректора департамента структурной и инвестиционной политики в промышленности и энергетике Минпромэнерго Вячеслав Кравченко, один из разработчиков проекта. – Фактически мы предлагаем инвестору свести к минимуму собственные риски и выйти на рынок со стабильными правилами игры».

Предполагается, что некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы», ОАО «Федеральная сетевая компания» или ОАО «Системный оператор», владеющие данны-



НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

ми о состоянии энергосистемы, будут отслеживать ситуацию с дефицитом мощностей. В регионах, где появится опасность его возникновения, будет объявлен конкурс на строительство новых электростанций. Его победитель и получит право реализовать проект с фактически гарантированной окупаемостью.

В рамках постановления предусмотрено возведение станций с общей установленной мощностью около 5000 МВт. Скептики прогнозировали, что с помощью госгарантии инвестиции будут привлекать в строительство преимущественно крупных гидро- и атомных станций. Однако, как говорит Вячеслав Кравченко, приоритет в основном будет отдаваться проектам с установленной мощностью 100–300 МВт. При этом одним из главных критериев властей при выборе победителей конкурсов станет наименьшая стоимость проекта.

В Минпромэнерго рассчитывают, что правительство подпишет постановление в течение месяца. «По прогнозам, первые серьезные заявки от частных инвесторов начнут поступать примерно через полгода», – надеется Кравченко.

В РАО ЕЭС на перспективы реализации правительственного постановления смотрят положительно. «Мы считаем, что это наиболее оптимальный механизм, позволяющий обеспечить преемственность инвестиционного процесса на период, когда возведение новых мощностей уже не будет финансироваться за счет инвестпрограммы РАО ЕЭС», – отметила представитель энергохолдинга Татьяна Милаева.

Понятно, что на предоставление гарантий инвесторам государство решилось не от хорошей жизни. Фактически власти планируют использовать этот механизм для ликвидации дефицита энергии в ряде регионов.

То, что отрасль остро нуждается в инвестициях, известно давно. Сегодня уровень износа оборудования в электроэнергетике даже по официальным данным, которые приводятся в пояснительной записке к постановлению, составляет 70–80%. «В конце 80-х в СССР ежегодно вводилось в строй

около 10–12 тыс. МВт новых мощностей. За последнее же десятилетие ввели около 3 тыс. МВт», – подчеркивает главный аналитик Института энергетической стратегии Артем Троицкий. Поэтому уже сегодня 20 тыс. МВт мощностей из общих для России 216,7 тыс. МВт фактически выработали свой ресурс. Прекратившееся было строительство новых энергообъектов сейчас уже возобновилось. В этом году объем построенных мощностей сравнялся с лучшими советскими показателями.

Чиновники связывают большие надежды с новым постановлением. Они считают, что этот документ может стать для инвесторов стимулом и позволит увеличить приток средств в отрасль.

ПРОФИЛЬ

«СУРГУТНЕФТЕГАЗ» НЕ ДОВЕРЯЕТ ЧУБАЙСУ

В компании заявляют о начале строительства еще девяти электростанций, и это, по мнению аналитиков, говорит о том, что реформа электроэнергетики не дает возможности предприятиям чувствовать уверенность в завтрашнем дне

«Сургутнефтегаз» намерен более чем в два раза увеличить свои энергопотребности. В ближайшие четыре года нефтяная компания построит девять газотурбинных электростанций, что позволит ей покрывать не менее трети энергозатрат. Строительство собственных генерирующих мощностей позволит «Сургутнефтегазу» не зависеть от монополиста в регионе – дочки РАО «ЕЭС России» «Тюменьэнерго». В то же время, как полагают аналитики, именно непредсказуемость реформы электроэнергетики толкает крупные предприятия на строительство своих электростанций.

Сейчас в эксплуатации структурного подразделения акционерного общества – Управления внутривнепромислового сбора и использования нефтяного газа – находятся семь газотурбинных электростанций суммарной номинальной мощностью около 199,5 мВт» – сообщили в пресс-службе компании. Уже сейчас они покрывают

до 15% потребности в электроэнергии. «Сырьем служит нефтяной попутный газ, которого в нынешнем году на ГТЭС будет утилизировано около 500 млн куб. м», – утверждают в «Сургутнефтегазе». В компании не скрывают, что развитие генерирующих мощностей даст ей возможность не зависеть от РАО «ЕЭС России» и снизить техногенную нагрузку на регион. Нефтяники утверждают, что одна только станция способна уменьшить выброс загрязняющих веществ в атмосферу более чем на 100 тыс. т в год.

Совершенно очевидно, что одна из причин, которая толкает «Сургутнефтегаз» на создание собственных мощностей – это возможность получения дешевой энергии. «Увеличение мощности нефтедобычи в Западной Сибири и переход на более поздние стадии разработки, как правило, требует все больше энергозатрат, – констатирует аналитик ИК «АТОН» Дмитрий Лукашов. – В то же время состояние электросетей в Западной Сибири плачевное, и довольно часто здесь возникают проблемы со снабжением». По его мнению, собственная энергосистема позволит снять зависимость от РАО «ЕЭС России».

В энергохолдинге к идее строительства крупных предприятий, особенно нефтегазового комплекса, относятся положительно. «Учитывая, что главная цель реформы энергетики – создание конкуренции в генерации, то это можно только приветствовать», – отметили в департаменте по работе со СМИ. На доле РАО «ЕЭС России» развитие собственных мощностей концернами-гигантами никак не отразится, уверены большинство экспертов рынка. «Генерирующие мощности в ходе реформы электроэнергетики будут проданы и уйдут стратегическим инвесторам, – напоминает начальник аналитического управления ИК «Велес-Капитал» Михаил Зак. – Поэтому уже через два-три года у РАО не будет возможности получать здесь прибыль». Его коллега, Дмитрий Царегородцев, наоборот, уверен, что строительство собственных генерирующих мощностей крупными компаниями показывает, что реформа не дает им возможности быть уверенными в своем буду-

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

щем. «РАО «ЕЭС России» своим бестолковым поведением в ходе реформы подтолкнуло массу компаний на создание своих мощностей, – сказал RBC daily аналитик Rye, Man & Gor. – Несмотря на большие затраты на строительство, они равно стараются ориентироваться на собственные генерации, чем доверять непредсказуемым последствиям реформы». В качестве примера г-н Царегородцев назвал «Уралкалий», большинство металлургических концернов, алюминщиков. «Нет никаких точных гарантий, что цены будут хотя бы незначительно колебаться, а это значит, что компании не смогут верстать нормальный бюджет», – добавил он. Поэтому рано или поздно свои энерго мощности будут строить большинство крупных российских предприятий.

*Елена Шестернина,
RBC*

ЭНЕРГЕТИКИ НЕ УСПЕВАЮТ ЗА ИНФЛЯЦИЕЙ

РАО «ЕЭС России» угодило в ловушку из-за того, что чиновники не могут спрогнозировать рост цен на товары и услуги, признался председатель правления энергохолдинга Анатолий Чубайс. В этом году энергетики недосчитались 10 млрд руб., поскольку электричество дорожает не на реальную, а на прогнозную величину инфляции. Чубайс просит правительство поменять методику расчета тарифов. А потребители опасаются, что теперь цена электроэнергии будет меняться слишком часто.

Несколько лет назад цены на электроэнергию государство устанавливало исходя из затрат энергокомпаний. Но в 2003 г. Анатолий Чубайс предложил, чтобы рост тарифов не превышал прогноз инфляции. Чиновники приняли это предложение, но идея энергетиков сыграла с ними злую шутку. В пятницу Чубайс признал, что из-за новой методики энергетики «попали в ловушку», ведь правительственные прогнозы роста потребительских цен не сбываются. Центробанк и правительство прогнозировали, что инф-

ляция в этом году будет не больше 8,5%, но только за январь – август она составила 8,3%. По мнению Чубайса, реальная инфляция по итогам года «окажется, уже очевидно, не 9,5% и не 11%, а выше». «Это сказывается на всей нашей работе, – цитирует Чубайса «Интерфакс». – Этот вопрос я буду всерьез ставить перед правительством стратегически начиная с 2007 г.». «РАО ЕЭС» готово жить в логике, когда тарифы растут темпами ниже инфляции, но реальной, а не прогнозной, пояснил Чубайс. Он уверен, что инфляция в 2006 г. превысит планируемые 8,5%.

РАО сильно проигрывает от неверных прогнозов, говорит Сергей Суверов из Газпромбанка. Если бы тарифы в 2005 г. выросли на 11,5%, какой, по мнению экспертов, будет инфляция, то РАО получило бы от продажи электроэнергии на 10 млрд руб. больше. «Каждый следующий год мы все больше отстаем от инфляции, ведь прошлогодние погрешности в прогнозах никто не учитывает», – жалуется сотрудник РАО. А в 2006 г., по его словам, энергохолдинг таким образом недополучит уже 15 млрд руб.

Чиновники готовы прислушаться к Чубайсу – правда, пока не знают, как реализовать его новое предложение. По большому счету предправления РАО правы, полагает сотрудник Минпромэнерго. Но он уверен, что уже утвержденные на 2006 г. тарифы менять не будут. «Мы знакомы с идеями РАО, – передал через пресс-службу руководитель Федеральной тарифной службы Сергей Новиков, – принципиально мы не против этих предложений, но их надо прорабатывать». Он поясняет, что, хотя рост тарифов нужно ограничивать макроэкономическими показателями, нельзя допустить, чтобы из-за недофинансирования снизилась надежность энергосистемы.

Энергетикам приходится на чьей экономить, рассуждает вице-президент инвестбанка «Траст» Андрей Зубков. Но особых резервов для экономики у них нет, поэтому, скорее всего, придется сокращать капвложения. По мнению Зубкова, выходом может стать разрешение менять тарифы не раз в год, а несколько раз в течение года. «К середине года, как правило, прогнозы инфляции уже уточняют, и

можно корректировать тарифы», – предлагает он. А Суверов считает, что тарифы вообще стоит «отвязать от инфляции». «Эта формула ошибочна, она была принята скорее из политических соображений», – полагает эксперт. По его словам, тарифы должны содержать инвестиционную составляющую, а сегодня их уровень не позволяет энергокомпаниям заниматься строительством. Кроме того, отмечает Суверов, тарифы на топливо растут быстрее (на газ в 2005 г. – на 20%, уголь – 45%, мазут – 26%) и толкают вверх затраты энергетиков.

Потребители по-разному отнеслись к идее РАО. Для «Газпрома» рост тарифов до уровня реальной инфляции несущественно увеличит затраты, говорит менеджер компании. От роста цен на электричество больше других потеряют производители цветных металлов, в себестоимости которых электроэнергия занимает львиную долю, добавляет сотрудник крупной металлургической компании. «Если тарифы привяжут к реальной инфляции, есть опасность, что их будут корректировать раз в месяц, как на Украине, – опасается менеджер «СУАЛа». – Значит, горизонт планирования у всех потребителей сузится до месяца». Единственным выходом он называет улучшение качества прогнозов.

*Екатерина Дербилова,
Ведомости*

УСТАНОВЛЕНА АНТИДЕМПИНГОВАЯ ПОШЛИНА НА ТРЕХФАЗНЫЕ АСИНХРОННЫЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ УКРАИНСКОГО ПРОИЗВОДСТВА

В целях защиты экономических интересов российских производителей правительство Российской Федерации приняло решение установить сроком на 3 года антидемпинговую пошлину на трехфазные асинхронные электродвигатели переменного тока украинского производства мощностью не ме-



НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

нее 0,37 кВт и не более 7,5 кВт с высотой оси вращения 80, 100 и 112 мм, производства, ввозимые на таможенную территорию Российской Федерации. Постановлением правительства РФ антидемпинговая пошлина на указанные двигатели установлена в размере 13,8% для продукции ОАО «Харьковский электротехнический завод «Укрэлектромаш» и в размере 59,3% для прочих украинских производителей.

Постановление вступает в силу по истечении одного месяца со дня его официального опубликования.

Министерству экономического развития и торговли Российской Федерации поручено предложить украинской стороне начать переговоры о заключении соглашения об урегулировании условий поставок в Российскую Федерацию товара на условиях, отвечающих экономическим интересам Российской Федерации.

Финмаркет

ЭНЕРГЕТИКА ВПАЛА В ДОЛГОСТРОЙ

Российским энергетикам не хватает средств для запуска всех запланированных объектов, поэтому в ближайшие два года РАО «ЕЭС России» сконцентрируется на работе лишь над четырьмя.

Такой вывод озвучен в инвестиционной программе компании. Как пояснил источник в кабинете министров, в 2006 г. планируется вести основные работы на строительстве Бурейской ГЭС, Ирганайской ГЭС, Зеленчукской ГЭС и Ивановской ГРЭС. Другие приоритетные объекты предполагается финансировать по остаточному принципу. При этом даже на следующий год РАО испытывает проблемы с капитальными вложениями, из-за чего энергетики намерены осуществить заем в размере 2,7 млрд руб. Если правительство одобрит это решение, то инвестиционная программа компании в 2006 г. составит без малого 21 млрд руб. В то время как общий объем вложений в электроэнергетику немногим не дотянет до 160 млрд.

В трехлетней перспективе энергетики намерены снижать абсолютно

все финансовые показатели. Это касается как расходов, так и доходов и объема дивидендов. К примеру, расходы на инвестиции снизятся до 12,6 млрд руб. Уровень доходов компании с 34,1 млрд в 2006 году упадет до 23,6 в 2008. Расходы за три года сократятся на 10 млрд.

Как подчеркивают в компании, вся программа рассчитана со строгим учетом перспективного правительственного плана уровня тарифов на электроэнергию. Это означает, что возможные изменения в структуре программы не будут осуществляться за счет изменения тарифов для населения и предприятий. РАО придется либо заимствовать средства со стороны, либо перераспределять ресурсы.

Вот о чем энергетики не забыли, так это о произошедшем в столичном регионе майском «блэк-ауте». По стопам случившегося РАО решило в 2005 г. направить 726,1 млн руб. на повышение надежности объектов московского региона, входящих в систему единой энергосистемы России.

Обеспечение компании легло на плечи акционеров дочернего предприятия РАО – ОАО «Мосэнерго». Все средства, полученные за счет превышения объема дивидендов за 2004 г. по сравнению с ранее запланированным, пойдут на повышение энергетической безопасности столицы. Так, «Мосэнерго» рассчитывало направить на дивиденды 963,5 млн руб., что в 1,5 раза превышает уровень 2003 г. Но совет директоров РАО ЕЭС предложил акционерам снизить сумму до 624,3 млн, высвободив тем самым более 300 млн руб.

Российская газета

РАО ЕЭС ПОКУПАЕТ БЛОКПАКЕТ СИЛМАША, ПРИГЛАСИТ SIEMENS

Совет директоров контролируемого государством «РАО ЕЭС» выполнил поручение правительства и одобрил покупку блокпакета Силовых машин, после чего РАО заявило, что пригласит немецкий концерн Siemens AG стать «стратегическим инвестором» СилМаши.

«РАО ЕЭС» как крупнейший потребитель продукции Силовых машин,... ставит своей задачей обеспечить производство концерном оборудования, отвечающего международным стандартам. В связи с этим, «РАО ЕЭС» заинтересовано в участии в этом проекте зарубежного стратегического инвестора... В качестве возможного стратегического инвестора «РАО ЕЭС» рассматривает миноритарного акционера Силовых машин – концерн Siemens», – говорится в сообщении РАО.

РАО покупает у холдинговой компании Интеррос 22,43% акций Силовых машин и получит блокпакет за счет 2,58-процентного пакета СилМаши, принадлежащего подконтрольной РАО компании Ленэнерго. Кроме того, РАО предварительно договорилось об управлении 30,41-процентным пакетом СилМаши, принадлежащим Интерросу. Siemens принадлежит 4,38% акций СилМаши. В апреле 2005 г. Федеральная антимонопольная служба России не дала Siemens купить контрольный пакет Силовых машин, объяснив свое решение интересами обороноспособности страны. Теперь РАО видит Siemens миноритарным акционером российской компании энергетического машиностроения.

«РАО ЕЭС» планирует в ближайшее время начать переговоры с холдингом Интеррос и концерном Siemens по вопросу участия германского концерна в этом проекте», – говорится в сообщении.

Рейтер

СРЕДНИЙ УРОВЕНЬ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ПРОДАЖ ПО РАО «ЕЭС» СОСТАВЛЯЕТ 7,4%

Ожидаемая рентабельность продаж электроэнергии РАО «ЕЭС России» в 2005 году составит 8,8%, а тепла – 1,1%. Об этом в интервью РИА «Новости» заявил начальник Департамента экономической политики Корпоративного Центра РАО «ЕЭС России» Игорь Кожуховский.

«Для нас это даже успех: впер-

вые за долгие годы мы вышли на положительную рентабельность продаж тепла. Таким образом, средний уровень рентабельности в целом по энергохолдингу составит 7,4%. По сравнению с другими отраслями – это мало. Инвестиционной привлекательности это не прибавляет», – говорит Кожуховский.

Росбалт

НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ СТОЛИЧНОГО РЕГИОНА УСТАНОВЯТ НОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ОАО «Мосэнерго» рассматривает перспективы применения одновальных парогазовых установок (ПГУ) на электростанциях в Москве и Подмосковье. Об этом РИА «Новости» сообщили в пресс-службе энергокомпании.

«Преимущества одновальной компоновки ПГУ очевидны: снижается количество используемого основного электросилового оборудования, а также размер площадки, занимаемой блоком. Кроме того, такие ПГУ гораздо экономичнее тех энергоблоков, которые сейчас используются в московской энергосистеме», – отметили в пресс-службе.

Одновальные парогазовые установки могут быть уже в ближайшем времени применены на выработавшем свой ресурс оборудовании электростанций ОАО «Мосэнерго».

Одновальные парогазовые установки представляют собой более современное и экономичное по сравнению с применяемой техникой генерирующее устройство.

РИА Новости

В МОСКВЕ ЗАЛОЖЕНА ПЕРВАЯ ЧАСТНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ

В Москве, в микрорайоне Солнцево началось строительство первой частной газотурбинной электростанции.

«Это первый энергоблок на территории Москвы, который будет по-

строен частными инвесторами – консорциумом компаний Турции и США, – сказал заместитель мэра Москвы Юрий Росляк. – Это первый шаг в реализации программы развития альтернативных энергетических мощностей в городе».

По его словам, столичные власти намерены развивать систему альтернативного энергообеспечения. «Сейчас в городе готовятся более 20 площадок для аналогичных станций,» – сообщил Росляк.

«Эти станции соответствуют всем экологическим нормативам и никакого влияния на экологию оказывать не будут», – заверил Росляк.

Строительство первой станции будет завершено к концу 2006 г. Ее запланированная мощность – 130 мегаватт в час, производительность – 150 гигакалорий в час. Стоимость проекта составляет около \$200 млн.

РИА Новости

НА МЖД ВНЕДРЯЮТ ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПО КОНТРОЛЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На Московской железной дороге (МЖД) проводятся масштабные работы по внедрению передовых технологий по учету и контролю электроэнергии. Об этом РИА Новости сообщили в Службе по связям с общественностью МЖД.

«Вводится в эксплуатацию автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)», – отметил собеседник агентства. По его словам, работа проводится в рамках программы по оптимизации деятельности структурных подразделений столичной магистрали.

Цель программы в том, чтобы за счет эффективных технологий добиться снижения экономических затрат. «Результатом внедрения новой системы автоматизации учета и контроля потребляемой и распределяемой энергии является уход от ручной обработки данных», – пояснили в пресс-службе. «Это позволяет повысить дос-

товерность учета и минимизировать расходы на приобретение и использование электроэнергии», – сообщили в Службе.

На сегодняшний день система АСКУЭ находится в промышленной эксплуатации на тяговых подстанциях, обслуживаемых Брянскэнерго, Смоленскэнерго, Калугэнерго и Орелэнерго. Производятся монтажно-наладочные работы по тяговым подстанциям в границах потребления от ОАО Мосэнерго, ОАО Курскэнерго. Полное оснащение АСКУЭ планируется завершить в 2006 г.

РИА Новости

ОБЩИЙ ОБЪЕМ ИНВЕСТИЦИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРгетику РОССИИ В 2006 ГОДУ ЗАПЛАНИРОВАН В ОБЪЕМЕ 159,7 МЛРД РУБ.

Общий объем инвестиций в электроэнергетику России в 2006 г. составит 159 млрд 678 млн руб..

Об этом сообщил журналистам источник в правительстве РФ.

В частности, компания РАО ЕЭС России планирует в следующем году направить на инвестиции 20 млрд 837 млн руб.

Ее дочерние структуры – Федеральная сетевая компания и ОАО Системный оператор – планируют инвестировать соответственно 32 млрд 111 млн руб. и 3 млрд 150 млн руб.

Объем инвестиций АО-энерго в следующем году составит 61,5 млрд руб., АО-электростанций – 12,9 млрд руб.

В целом по холдингу РАО ЕЭС России объем инвестиций составит 130 млрд 498 млн руб.

Независимые от РАО ЕЭС АО-энерго в сумме планируют инвестировать в следующем году 10 млрд 754 млн руб.

Общий объем инвестиций концерна Росэнергоатом в 2006 г. составит 44 млрд 227 млн руб., из которых за счет резерва на развитие – 18 млрд 426 млн руб.

РИА-Новости



РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ



А. Ушаков

КОТЛОСТРОЕНИЕ: СОСТОЯНИЕ ОТРАСЛИ

О сегодняшнем состоянии отрасли котлостроения в России рассказывает начальник отдела по котлонадзору управления Северо-Западного округа Госгортехнадзора Российской Федерации Александр Борисович Ушаков.

Теплоснабжение в России в советский период развивалось в направлении централизации. Строились гигантские ТЭЦ, обеспечивающие теплом огромное количество объектов. Автономное производство тепла занимало незначительную долю государственной энергетики, вследствие чего рынок котельного оборудования малой мощности почти не развивался.

За период с 1991 по 2001 гг. в процессе перехода к рыночной экономике и в связи с глобальной сменой политических, экономических, энергетических

и экологических ориентиров производство котельного оборудования в Российской Федерации претерпело значительные изменения. На отечественных предприятиях сократился выпуск котлов теплопроизводительностью 5 МВт и более, увеличились объемы производства котлов мощностью от 0,1 до 1,0 МВт; резко возрос импорт теплоагрегатов разных модификаций по всей шкале мощностей; заметно расширилось лицензионное производство, использование импортных комплектующих и заимствование западных технологий.

Номенклатура выпускаемого оборудования за последние годы не претерпела кардинальных изменений, в связи с тем что и производители, и заказчики не готовы выделять значительные средства на новые разработки.

Таким образом, российский рынок котельного оборудования за годы перехода к рыночной экономике претерпел следующие серьезные изменения:

- Резко сократилось производство больших котлов на отечественных предприятиях (5 МВт и более).
- Возрос объем производства отечественных котлов средней мощности (0,25–1 МВт).
- Появились тенденции к росту производства бытовых газовых котлов (10–40 кВт).
- Возрос импорт котлов во всех классах мощности.

Хотя импортное котельное оборудование очень привлекательно по своим характеристикам, более технологично, спрос на него на российском рынке растет медленно, в основном из-за очень высокой стоимости. В это же время давно и



РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

хорошо известные отечественные водотрубные котлы типа КВ-Г, КВГМ, КВ, КВА и др. востребованы даже больше, чем прежде, благодаря расширению гражданского, промышленного и жилищного строительства и увеличению числа предприятий малого и среднего бизнеса. Это связано с невысокой в сравнении с европейскими аналогами стоимостью отечественных котлов и их устойчивостью к тяжелым условиям эксплуатации.

В Санкт-Петербурге котельное оборудование изготавливается на нескольких заводах. Большие котлы делает Балтийский завод, который уже более ста лет выпускает судовые котлы различного назначения для ВМФ и гражданского флота.

Завод предлагает котлы большой мощности для промышленной энергетики, сделанные на базе корабельных котлов. Малые габариты, высокий КПД, блочная конструкция, безвахтенное обслуживание и прочие достоинства судовых котлов, выпускаемых заводом, обеспечили их широкое применение в стационарной энергетике для выработки перегретого и насыщенного пара, горячей воды для энергетических установок и технологических нужд предприятий, а также для повышения экономичности энергетических установок (газотурбинных, дизельных) и утилизации тепла от различных производств.

Среди продукции завода – автоматизированные паровые котлоагрегаты для стационарной энергетики паропроизводительностью 75–125 т/ч.

Для отопления, горячей водоснабжения и технологических нужд жилищно-коммунальных и промышленных объектов выпускаются следующие виды котлов.

Стальные водогрейные секционные котлы номинальной мощностью от 0,02 до 1,6 МВт предназначены для получения

горячей воды с температурой до 115 °С для отопления и, с применением вынесенного теплообменника, для горячего водоснабжения. Они работают на природном газе и (или) легком жидком топливе. Котлы этого типа выполнены из секций, нижняя часть которых образует топочную камеру шестигранной формы, а верхняя – конвективные поверхности нагрева с попеременно-омываемыми вертикальными трубами. Форма и габариты топочной камеры обеспечивают оптимальное развитие факела горелки, полное сгорание топлива и высокую теплоотдачу к поверхностям нагрева.

Представитель этого ряда котлов опытного производства ОАО «НПО ЦКТИ» – стальной водогрейный секционный котел КВ-ГМ-0,06-95, укомплектованный блочной автоматизированной горелкой фирмы CIB UNIGAS (Италия), – удостоен диплома Международной специализированной выставки «Энергетика и электротехника» в мае 1999 г.

Стальные паровые секционные котлы применяются для снабжения паром жилищно-коммунальных и промышленных объектов паропроизводительностью от 0,2 до 0,65 т/ч с давлением насыщенного пара до 0,95 МПа. Такие котлы могут работать на природном газе и (или) жидком топливе без постоянного присутствия обслуживающего персонала, не требуют установки дымососа.

Котлы паровые производительностью до 4 т/ч с давлением насыщенного пара до 0,9 МПа – двухбарабанные, вертикально-водотрубные, имеют экранированную топочную камеру, расположенную сбоку от конвективных поверхностей нагрева, не требуют установки дымососа, автоматика позволяет эксплуатировать их без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Серия водогрейных котлов

теплопроизводительностью от 0,5 до 23,2 МВт – водотрубные, прямоточные, имеют горизонтальное расположение топочной камеры и конвективных поверхностей нагрева. Котлы этого типа изготавливаются для работы с температурным графиком по воде 70 °С–95 °С; 70 °С–115 °С; 70 °С–150 °С.

Котлы водогрейные двухходовые по газам теплопроизводительностью от 0,8 до 11,6 МВт, работающие на газе и жидком топливе.

Для работы на твердом топливе выпускаются водогрейные котлы теплопроизводительностью 0,6–1,6 МВт.

Водогрейные жаротрубные котлы – трехходовые по движению продуктов сгорания – предназначены для получения горячей воды с температурой 95 °С–115 °С и максимальным рабочим давлением до 0,6 МПа. Эти котлы используются в системах отопления и вентиляции, горячего водоснабжения на объектах промышленности, жилищно-коммунального хозяйства, в аграрном секторе.

Производство жаротрубных котлов, ранее приостановленное, вновь стало разворачиваться в последние 5–10 лет. По трудозатратам и материалам изготовление жаротрубного котла дешевле, чем водотрубного, примерно на 10–15%.

В водотрубном паровом котле котловые барабаны находятся вне зоны нагрева или надежно защищены огнеупорными материалами, поэтому он более безопасен в эксплуатации.

Если же исключить фактор взрывоопасности, то при прочих равных условиях зачастую более выгоден (по тепловым характеристикам) и удобен в эксплуатации жаротрубный котел: большой водяной объем демпфирует колебания нагрузок. Серьезным преимуществом жаротрубных котлов является также их газоплотность и в связи с этим

**«ТОРНАДО-ТМ» -
НОВЕЙШЕЕ РЕШЕНИЕ
ДЛЯ АСУ И СИСТЕМ
ТЕЛЕМЕХАНИКИ**

Компания «Модульные Системы Торнадо» объявляет о начале выпуска новой продукции для автоматизированных систем диспетчерского управления и телемеханики - комплекса «ТОРНАДО-ТМ».

Комплекс позволяет построить интегрированную АСУ ТП сетевого предприятия, которая обеспечивает функционирование служб диспетчерского управления, релейной защиты и автоматики, телемеханики, эксплуатационных служб электротехнического оборудования и др.

«ТОРНАДО-ТМ» включает все необходимые программные и аппаратные решения для организации современных автоматизированных систем диспетчерского управления:

«ТОРНАДО-ЦППС» - центральная приемно-передающая станция с возможностью резервирования и максимальным количеством направлений до 96;

«ТОРНАДО-КП» - контролируемый пункт, предназначенный как для реализации стандартных функций телемеханики, так и для создания полноценной АСУ ТП сетевого предприятия;

«ТОРНАДО-ОИК» - оперативно-информационный комплекс, созданный на основе современных web-технологий;

«ТОРНАДО-СКАДА» - комплекс программного обеспечения, нацеленный на интеграцию данных, конфигурирование и управление интеллектуальными микропроцессорными устройствами.

**ЮЖНОУРАЛЬСКИЙ
АРМАТУРНО-
ИЗОЛЯТОРНЫЙ ЗАВОД
ОСВАИВАЕТСЯ НОВОЕ
ПРОИЗВОДСТВО**

На Южноуральском арматурно-изоляционном заводе продолжается

>> 70

возможность работать под наддувом, то есть без дымососа. Вот уже более 25 лет «Белэнергомаш» выпускает жаротрубные дымогарные котлы мощностью 8 МВт, давлением 8 атм для тепличных хозяйств. Белгородский завод – единственное в России предприятие, на котором производство жаротрубных котлов не прерывалось.

Все перечисленные виды котлов выпускаются рядом предприятий Российской Федерации, в том числе: ПО «Красный котельщик» (г. Таганрог), «Уралкотломаш» (г. Екатеринбург), ООО «Псковский котельный завод» (г. Псков), ГУП «Якутский ремонтно-механический завод» (г. Якутск), ОАО «Транснефтемаш» (г. Великие Луки), ООО «Жилстрой-4» (г. Казань), ГУП ЖКХ «Яркоммунсервис» (г. Ярославль), 122-й Электромеханический завод (г. Санкт-Петербург) и др.

Для контроля качества выпускаемого заводами котельного оборудования используются современные методы разрушающего и неразрушающего контроля основного металла и сварных соединений (ультразвуковой, радиографический, токовихревой, спектральный, металлографический, цветная дефектоскопия, определение содержания ферритной фазы, механические испытания и др.).

В настоящее время ведется подготовка новой редакции норм расчета на прочность. Сохраняя в действии основные положения

«Норм прочности котлов и трубопроводов пара» (РД 10-249-98 Госгортехнадзора России), в проект включен ряд приложений, позволяющих наряду с проектными расчетами выполнять расчеты прочности и ресурса на стадии эксплуатации. Это связано с тем, что действующее сегодня оборудование уже отработало два-три и более проектных ресурса, что не могло не сказаться на запасах прочности, заложенных при проектных расчетах.

Особое внимание Госгортехнадзором России уделяется разработке новых образцов оборудования, оснащенного современными устройствами автоматики и защиты, обеспечивающими надежность работы и безопасность обслуживающего персонала и населения, в том числе и экологическую. Специалисты Госгортехнадзора принимают участие в приемочных испытаниях головных образцов подконтрольного оборудования, проводят обследования заводов-изготовителей объектов котлонадзора и на основе полученных данных вносят в министерства, ведомства, научно-исследовательские и проектные организации предложения о повышении надежности выпускаемого и находящегося в эксплуатации котельного оборудования.

*По материалам журнала
«Промышленно-строительное
обозрение»*





КАК ВЫБРАТЬ ПОСТАВЩИКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ?

Несмотря на высокую, в целом, заинтересованность в современных технических решениях и накопленный опыт, многие из специалистов руководствуются старыми принципами при выборе электрооборудования. Главным для наших руководителей, принимающих решение, по-прежнему остается цена. При этом их личное мнение и накопленный отрицательный опыт далеко не всегда принимаются во внимание даже ими самими. Рачительный же хозяин внедрение нового электрооборудования или технологии всегда рассматривает в рамках «жизненного цикла продукта», т.е. последовательно рассматривает и оценивает все этапы, связанные с приобретением и последующей эксплуатацией сложного оборудования.

Рассмотрим несколько критериев, которыми должен руководствоваться заказчик при выборе электрооборудования:

• Технические возможности

1. Соответствие техническим требованиям, таким, как производительность, функциональность, модульность, адаптированность к условиям применения, стыковка с существующим и перспективным электрооборудованием, наличие достаточного «запаса прочности» – все то, что придает гибкость и надежность при эксплуатации, возможном вмешательстве и/или дальнейшей модернизации.

2. Соответствие покупаемого электрооборудования уровню компетенции обслуживающего персонала.

3. Надежность оборудования.

4. Соответствие международным и/или отечественным стандартам и нормам.

5. Соответствие современным требованиям АСУ ТП – поддержка сетевых архитектур, открытость, универсальность, стандартизованный инструментарий, возможность интеграции в АСУП.

6. Легкость в использовании и эксплуатации – зависит от предоставленных поставщиком средств операторского диалога, средств диагностики и устранения неисправностей, необходимых руководств и документации.

• Сервисные услуги

1. Обучение персонала.

2. Эксплуатационный сервис.

3. Скорость и качество реакции на рекламации.

• Финансовые критерии

1. Цена покупаемого электрооборудования.

2. Условия оплаты.

3. Изменения цены во времени.

4. Затраты на монтаж, пусконаладку и сопровождение в ходе эксплуатации.

5. Стоимость запасных частей, агрегатов и расходных материалов, сроки их поставки.

• Другие

1. Взаимоотношения с поставщиком, смежниками и т.п., в том числе и личные.

2. Способность поставщика к сотрудничеству.

3. Репутация поставщика, его партнеров, торговых марок.

4. Условия поставки.

5. Транспортные услуги и возможности, связь.

6. Другие.

Цель покупателя очевидна – вложить минимум средств при максимальной эффективности в течение всего периода эксплуатации электрооборудования. К сожалению, крайне редко рассмат-

ривается вся совокупность факторов, влияющая на стоимость эксплуатации. Главным до сих пор остается финансовый критерий, без детального анализа, что же стоит за стоимостью разового приобретения. Распространенными при этом являются две крайности:

- «Купил – запустил – забыл»: Покупка готовой продукции без каких-либо оценок и забот о том, кто и как будет ее потом эксплуатировать и во что это обойдется. Монтаж и пусконаладка, как правило, в этом случае выполняется персоналом фирмы-изготовителя электрооборудования.

- «Максимальная экономия»: Покупаются самые необходимые компоненты и доукомплектовываются имеющимися под рукой. Монтаж и пусконаладка выполняется собственными силами.

В первом случае заказчик редко интересуется, предоставляет ли производитель оборудования полную документацию, включая руководства по эксплуатации, по устранению неисправностей, схемы подключения, а также какие-либо средства диагностики и отладки. Считается, что однажды запущенная линия будет работать вечно. На самом деле, через некоторое время обслуживающий персонал начинает решать множество проблем:

- Как диагностировать работающее электрооборудование – соответствует ли его производительность заданной?

- Остановка оборудования – поломка или сработала система защиты?

- Как работает система защиты и от чего она защищает?

- Как выставить чувствительность системы защиты и пределы срабатывания?

- Как произвести сброс системы защиты после устранения причины срабатывания?

- Как протестировать датчики и исполнительные механизмы?

- Как оборудование должно реагировать на изменившиеся условия?

- Как изменить параметры, настройки и/или управляющую программу?

- Как и у кого получить квалифицированную консультацию?

- Где взять подробные схемы, описания, руководства?

- Существуют ли варианты с расширенными функциями?

- Как можно модернизировать электрооборудование и/или приспособить к изменившимся условиям?

- Существуют ли предложения/рекомендации по модернизации от производителя?

- Как стыковать оборудование с новым и другими системами в пределах подразделения, предприятия?

- Где отремонтировать вышедший из строя агрегат?

- Чем можно заменить вышедшую из строя фирменную деталь?

- Где взять и/или как доставить запчасти?

Как показывает опыт, обращение к изготовителю в таких случаях редко бывает успешным по целому ряду причин: языковой барьер, невозможность командировки представителей и/или высокая ее стоимость, нежелание иметь дело с конечным пользователем, когда для этого есть специальные структуры. В конце концов, у нас разные проблемы. Как объяснить тому же французу, что такое «веерное отключение электричества»?

В результате дорогостоящее оборудование может простаивать неделями, принося колоссальные убытки. К сожалению, редко кто их считает в отличие от расходов.

Во втором случае, руководитель, принимая решение о самостоятельном монтаже электрооборудования, редко может оценить всю сложность задачи на этапах разработки и внедрения проекта и найти у себя грамотных специалистов, уже имеющих опыт работы с данной техникой. Ведь это, как правило, разовая покупка и передовая техника. Опыт решения большинства вопросов в этом случае приобретается в процессе монтажа и пусконаладки, однако это слишком дорогой опыт и существует в единичном варианте.

Очевидно, что оптимальное решение лежит посередине между этими полюсами. Эти проблемы могут быть успешно решены с помощью специализированных фирм, уже имеющих репутацию и опыт в данной области. Как правило, такая фирма обладает гораздо большим кругозором, связями и опытом работы на местном рынке, чем удаленный производитель или местный специалист, решающий эту задачу как одну из многих других.

Кроме решения вышеперечисленных проблем, специализированная фирма предоставляет Партнеру следующие выгоды:

1. Более низкие, по сравнению с зарубежными, расходы на разработку, монтаж и обслуживание электрооборудования.

2. Качественное, быстрое и современное решение технических вопросов, по сравнению с собственными службами КИПиА, так как у фирмы всегда больше возможностей, средств и стимулов быть в курсе современных решений и хорошо знать оборудование и состояние дел в отрасли.

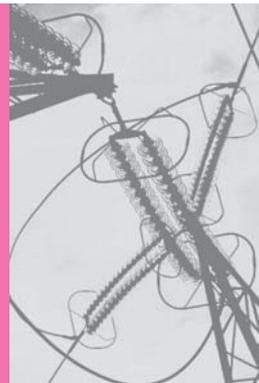
3. Возможность вести долгосрочную программу модернизации предприятия в условиях сотрудничества и партнерских отношений.

Этот список можно продолжить и собственными аргументами, которые по каким-либо причинам были упущены автором.

По материалам ЧП «Промсервис»



**Э. Киреева,
В. Пупин,
Д. Гумиров
Московский
энергетический институт
(ТУ)**



СОВРЕМЕННЫЕ УСТРОЙСТВА БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩЕГО АВР

Основными факторами, снижающими надежность электроснабжения потребителей предприятий, являются:

- частые отключения системы внешнего электроснабжения, достигающие до 20–40 отключений в год;
- физический износ, отсталость технических решений по применению высоковольтного оборудования и устройств РЗА энергосистем и ГПП предприятий;
- снижение уровня квалификации обслуживающего персонала РАО, предприятий;
- несоответствие уставок РЗА существенным изменениям загрузки трансформаторов ГПП и режимов работы предприятий.

Одним из путей повышения надежности электроснабжения потребителей предприятий является применение устройств быстродействующего АВР (БАВР). Известно, что для большинства систем электроснабжения характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. При выходе из строя линии или трансформатора устройство БАВР восстанавливает питание на секции, потерявшей питание.

Устройство БАВР состоит, как правило, из пускового органа и узла автоматики включения.

В штатных АВР в качестве пускового органа используется реле минимального напряжения. При наличии в системе электроснабжения синхронных двигателей (СД) время действия таких устройств

АВР затягивается. Это объясняется тем, что СД, присоединенные к секции, потерявшей питание, продолжая вращаться по инерции, переходят в генераторный режим и некоторое время (3–8 с) поддерживают на этой секции шин напряжение, близкое к номинальному. Пусковой орган устройства АВР сразу не сработает, и запуск узла автоматики включения затянется.

Значительно быстрее в данном случае снижается на шинах частота. Поэтому широко используют схему комбинированного пуска устройства АВР по частоте и напряжению. Факт перерыва электроснабжения такой схемой устанавливается через 0,3–0,5 с.

Еще более высокую чувствительность к потере питания имеют устройства АВР, принцип действия пускового органа которых основан на сравнении фаз векторов напряжений двух секций шин. В этом случае факт перерыва питания устанавливается через 0,2–0,3 с.

Существуют и другие принципы осуществления пускового органа устройства АВР. Функциональная схема работы устройства БАВР для наглядности показана в однолинейном исполнении на рис. 1.

В нормальном режиме питания потребителей каждой секции осуществляется от своего источника, при этом вводные выключатели В1 и В2 включены, а секционный выключатель В3 отключен. Входные сигналы блоков контроля напряжения прямой последовательности U1 и угла между векторами напряжений прямой последовательно-

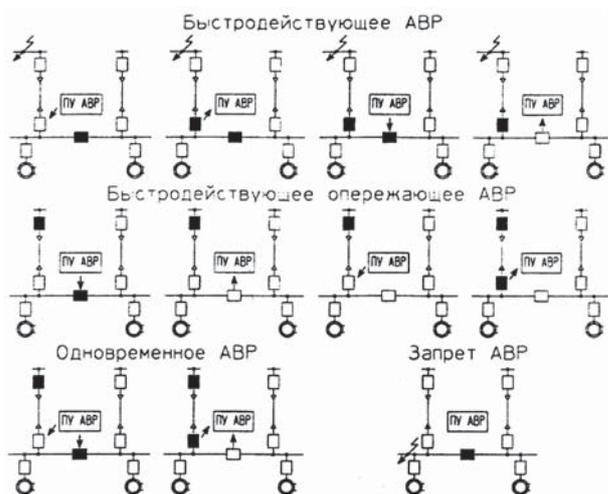


Рис. 1. Функциональная схема работы БАВР

сти первой и второй секций шин соответствуют нормальному режиму, и на выходе этих блоков сигнал равен 0. Активная мощность направлена от источника питания к шинам, на выходе блока контроля Р сигнал также равен 0. Соответственно на выходе логических элементов 2-ИЛИ ЛЭ1 и 2-И ЛЭ2 сигнал также отсутствует, и не работают выходные каналы микропроцессорного блока пускового устройства (МБПУ).

При нарушении электроснабжения секции шин основного источника, вызванном трехфазным и несимметричным КЗ или отключением выключателя в цепи питания, начинается выбег двигательной нагрузки 0,4–6–10 кВ, срабатывает блок U1 или j. Активная мощность меняет свой знак, и на выходе блока Р появляется разрешающий сигнал. На выходе логических элементов ЛЭ1 и ЛЭ2 формируется сигнал логической единицы, что приводит к переключению секции шин от основного источника питания на резервный. При возникновении КЗ на отходящих линиях или шинах основного источника питания в пусковых режимах двигателей распределительной подстанции действие АВР запрещается соответствующими блоками, поскольку активная мощность и реактивная составляющая тока прямой последовательности направлены от источника к шинам.

БАВР включает в себя:

- быстродействующие вакуумные выключатели типа ВВЭМ, ВБЧЭ, ВБМ и др.;
- инфузионно-динамическое устройство ускорения (ИДУУ) приводами этих выключателей;
- быстродействующее микропроцессорное пусковое устройство АВР (МБПУ АВР).

Все эти три составляющие БАВР размещаются в шкафах КРУ серий К-104 м, К-113, КРУ-10

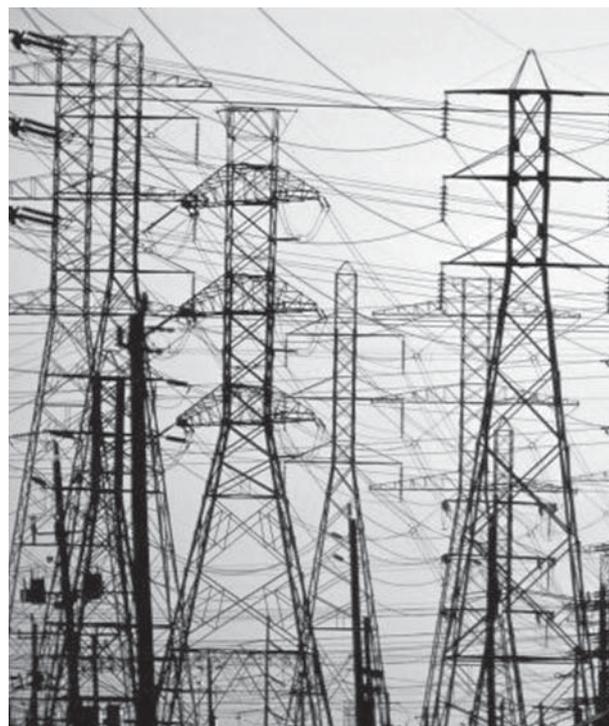
и др., в шкафах КСО и в других типах ячеек распределительных устройств 6(10) кВ.

МБПУ АВР представляет собой многоэлементное устройство релейной защиты и противоаварийной автоматики и обеспечивает двухстороннее действие на отключение выключателей двух вводов и на включение секционного выключателя резервного питания. Логика ПУ АВР (рис. 2) обеспечивает адаптируемое АВР: в зависимости от вида аварии обеспечивается опережающее АВР (при потерях питания, вызванных неоперативными отключениями питающих линий), одновременное АВР или АВР с контролем от блок-контактов отключаемого вводного выключателя (при потерях питания вызванных КЗ в питающей линии).

Обычные вакуумные выключатели с электромагнитным приводом обладают следующими характеристиками:

- собственное время включения 0,08–0,15 с;
- собственное время отключения 0,03–0,06 с.

Этих времен срабатывания оказалось недостаточно для эффективного функционирования БАВР, поэтому выключатели дополнены ИДУУ, позволяющим сократить собственное время включения и отключения более чем в 2 раза. ИДУУ на базе конденсаторной батареи запасает энергию в нормальном режиме работы подстанции, а затем, с помощью управляемого тиристора по команде пускового органа БАВР переключается на катушку отключения (включения) выключателей, подает дополнительное напряжение (≈ 800 В) на эти ка-



тушки. За счет ИДУУ, собственное время отключения выключателей сокращается до 0,018 с, а собственное время включения – до 0,02–2 с.

Микропроцессорное пусковое устройство БАВР измеряет в текущем режиме времени фазные напряжения на шинах двух вводов распределительного устройства (РУ) и фазные токи на вводах РУ и преобразует их в комплексные действующие значения напряжений \underline{U}_1 (\underline{U}_2) и токов \underline{I}_1 (\underline{I}_2) прямой последовательности. Дальнейшая работа пускового органа БАВР осуществляется за счет программной обработки результатов измерений.

Блокирующим сигналом для работы БАВР является направление (не величина) мощности прямой последовательности. Если мощности $P_1 = U_1 I_1 \cos \varphi_1$ ($P_2 = U_2 I_2 \cos \varphi_2$) направлены от источника в нагрузку, то БАВР не работает чтобы в системе электроснабжения не происходило.

Если мощность P_1 (или P_2) меняет направление (от нагрузки к источнику), а напряжение на вводе $U_1 < U_{уст}$ (или $U_2 < U_{уст}$), то пусковое устройство подает сигнал на отключение выключателя первого (второго) ввода и от блок-контактов последнего подается сигнал на включение секционного выключателя. Если мощность P_1 (или P_2) меняет направление, а угол δ_{12} (δ_{21}) между векторами напряжений прямой последовательности на первой \underline{U}_1 (второй \underline{U}_2) и второй \underline{U}_2 (первой \underline{U}_1) секциях РУ удовлетворяет условию $\delta_{12} > \delta_{уст}$ ($\delta_{21} > \delta_{уст}$), то пусковое устройство подает сигнал на отключение первого (второго) вводного выключателя и от блок-контактов последнего подается сигнал на включение секционного выключателя.

БАВР имеет следующие преимущества:

1. Более чем на порядок сокращается время цикла АВР. При обычном АВР время цикла переключения на резервный источник составляет $t_{17} = 0,7-5,0$ с, при быстродействующем АВР $t_{17} = 0,06-0,25$ с.

2. При обычном АВР на самозапуск можно пускать двигатели суммарной мощности PS не более чем $0,3 S_{T, ном}$ (номинальной мощности питающего трансформатора). При быстродействующем АВР все двигатели потерявшей питание секции остаются в работе.

3. При срабатывании БАВР в отличие от обычного АВР синхронные двигатели не теряют синхронизма, следовательно, не требуется гашения поля и ресинхронизации.

4. Токи включения двигателей, питающихся от поврежденного ввода, не превышают $2-2,5 I_{д, ном}$, что увеличивает ресурс электродвигателей и механизма.

5. Переходные процессы после срабатывания БАВР заканчиваются за десятые доли секунды.

Опыт эксплуатации разработанных и внедренных ООО «Современные электротехнические сис-

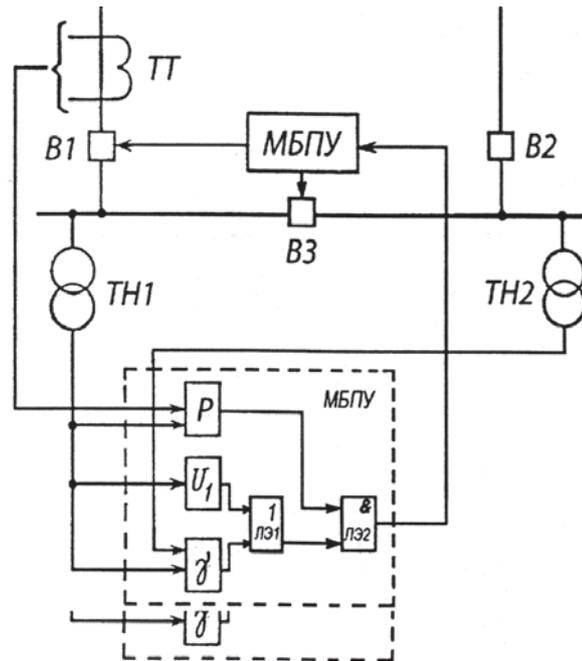


Рис. 2. Алгоритмы работы БАВР

темы» (111250, Москва, ул. Красноказарменная, 17м, офис 15; тел./факс 362-75-03 E-mail: baur@mail.ru) устройств БАВР на многих (более 20) предприятиях нефтехимии показал высокую эффективность их работы при кратковременных нарушениях электроснабжения двигательной нагрузки 0,4–6–10 кВ. Например, на одном из предприятий нефтехимии в 2004 г. устройство БАВР успешно сработало 44 раза и обеспечило сохранение непрерывности технологического процесса.

Указанная выше организация выполняет следующий объем поставки оборудования и услуги по внедрению БАВР.

В объем поставки входят следующие компоненты:

- Блок пускового устройства БАВР серии МБПУ.

- Вводные и секционный вакуумные выключатели на напряжение 10 кВ, номинальный ток 1000 А, номинальный ток отключения 20 кВ.

- Электронные и силовые блоки индукционно-динамического устройства управления приводом вакуумных выключателей.

Кроме того, оказываются услуги по сбору исходных данных, проектированию, определению критического времени перерыва электроснабжения для конкретного объекта с учетом фактически подключенной нагрузки, выполнению проекта привязки БАВР, доставке силового оборудования, монтажу и наладке комплекса устройств БАВР на подстанциях Заказчика, проведению опытной и промышленной эксплуатации БАВР.



***М. Кимкетов, к.т.н.,
КЧГА, кафедра
электроснабжения***

УСТРОЙСТВО ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ ОТ ПЕРЕГРУЗКИ БЕЗ ОПЕРАТИВНОГО ПИТАНИЯ

В настоящее время предлагается широкий спектр реле защиты электродвигателей, в частности 0,4 кВ. Оценка этих защит на промышленных и сельскохозяйственных предприятиях осуществляется как правило косвенно. В первую очередь потребитель учитывает элементную базу защитного устройства и фирму – изготовитель. Эксплуатационные характеристики обычно отступают на второй план. В этой связи следует обратить внимание на то, что для многих энергетиков является совершенно неожиданным утверждение о том, что оценка изделия по элементной базе является несущественной. Действительно, элементная база устройства является важной только для изготовителя. Так, изготовители микропроцессорных устройств не могут допустить выпуск единственного устройства узкого применения. Они в полной мере используют возможность путем программирования центрального блока варьировать область применения продукции, существенно снижая ее стоимость в массовом производстве. Однако потребителю, например, защит электродвигателей приходится в этом случае в отделе энергетика содержать высококвалифицированный

персонал в области электроники. Снижаются эксплуатационные характеристики защиты за счет наличия блоков питания, блоков контроля, выпрямления, стабилизации, ужесточения, требований по электромагнитной совместимости и др. Более того, как правило изготовители электронных устройств защиты стараются максимально расширить область выявления различных несущественных режимов, излишне загружая изделие массой световой индикации, переключателями, контрольными гнездами. Часто при выявлении неправильного функционирования сложных защит обслуживающий энергетический персонал оказывается не в состоянии произвести анализ ситуации, отвлекаясь на значительное время от решения своих прямых задач.

На основании исследований автора [1] и др. выяснилось, что защита электродвигателей от перегрузки допускает существенное упрощение с сохранением высоких характеристик по практически важным режимам работы электродвигателя. В этом отношении оказывается возможным упрощение даже тепловых реле, позволяя обслуживающему персоналу любой квалификации проанализи-

зировать ситуацию и произвести восстановление элементов в кратчайший срок.

Существенные упрощения возможны и для электронных защит. Они в первую очередь касаются устранения блока питания, совмещения в одном устройстве свойств защиты от перегрузки, обрыва фазного проводника и неуспешного пуска.

В качестве варианта далее приведена принципиальная схема (рис. 1) полупроводниковой защиты, в которой отсутствует отдельный блок питания при использовании надежного интегрирующего каскада и двух ключевых схем. Выходное электромагнитное реле с указателем срабатывания управляет магнитным пускателем или контактором КМ.

В качестве датчика информации использованы два измерительные трансформатора тока ТА1 и ТА2, включенные в любые две фазные цепи электродвигателя М. Вторичные обмотки трансформаторов подключены к нагрузочным регулируемым резисторам R1, R2 и имеют повышенное количество витков, достаточное для нормальной работы транзисторов. Напряжение с нагрузочных резисторов подается на выпрямительные мосты VS1 и VS2, выходы которых по схеме «Или» подключены через зарядный резистор R3 к сглаживающему конденсатору C1 и разрядному сопротивлению R4. Выпрямленное напряжение подается на интегрирующее звено, собранное на транзисторе VT1. Сопротивления R12, R5, R11 и конденсатор C3 определяют постоянную времени звена и выдержку времени при перегрузке двигателя. Изменением сопротивления R5 и автоматическим подключением R11 регулируется скорость заряда C3. При уменьшении тока двигателя накопительный конденсатор C3 разряжается через диоды VD2 и VD1 на сопротивление R4, имитируя остывание двигателя. На транзисторах VT3 и VT4 собран ключ с заданным порогом переключения. При увеличении напряжения на коллекторе VT1 до напряжения переключения, определяемого стабилизированным напряжением на стабилитроне VD4 ключ включается и происходит импульсный

разряд C3 в цепь база – эмиттер мощного транзистора VT2, который присоединяет к C3 обмотку реле KV. Реле выполнено с ручным возвратом и при срабатывании переключает цепь управления магнитного пускателя КМ двигателя. Двигатель отключается. Резистор R7 ограничивает ток в маломощных транзисторах VT3 и VT4. Ток срабатывания защиты двигателя от перегрузки регулируется в каждой фазе сопротивлениями R1 и R2. Цепочка стабилитронов VD5 и VD4 ограничивает напряжение на схеме при токах короткого замыкания. Так как интегрирующее звено при перегрузке может обеспечить выдержку времени в десятки минут, то предусмотрена цепь ускорения при полторакратной перегрузке двигателя на стабилитронах VD5 и VD6. При этой перегрузке указанные стабилитроны пробиваются и открывают ключ на транзисторе VT5, который подключает резистор R11, обеспечивая ускорение защиты при обрыве фазного проводника двигателя.

В качестве транзисторов VT1, VT3, VT4 могут быть использованы массовые транзисторы КТ315 и КТ361, а VT2 – КТ815 (КТ817).

После отработки схемы копии не требуют настройки и подбора элементов.

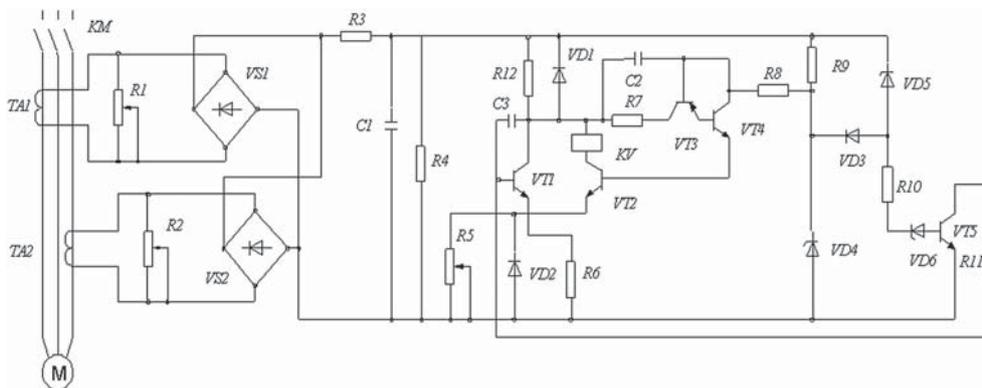
Приведенная схема защиты электродвигателя от перегрузки, как и другие импульсные схемы, подвержена импульсным помехам. Поэтому в схеме использован небольшой конденсатор C2, подавляющий такую помеху.

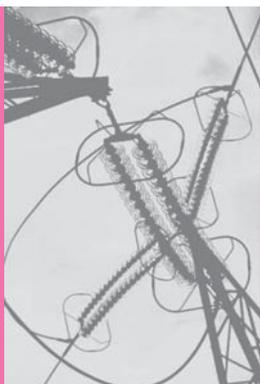
Реле защиты по приведенной схеме установлены на ряде промышленных предприятий и в течение всего срока эксплуатации в несколько лет не имеют замечаний.

Литература

1. Кимкетов М.М. /Расчет оптимальной постоянной времени тепловой защиты электродвигателя/ – Энергетик, 2002, № 8.

Рис. 1. Устройство защиты электродвигателя от перегрузки без оперативного питания





*В. Харечко,
Ю. Харечко*

АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ – ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ¹

ОПЕРИРОВАНИЕ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

Оперирование – перемещение подвижных контактов автоматического выключателя из разомкнутого положения в замкнутое положение или наоборот.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «оперирование (механического коммутационного аппарата)» определен так: «перемещение подвижного контакта (контактов) от одного положения к соседнему положению». В примечаниях к определению сказано, что для автоматического выключателя это может быть замыкающим оперированием или размыкающим оперированием. Если необходимо различие, оперирование в электрическом смысле, например, включение или отключение, упоминается как коммутационное оперирование, и оперирование в механическом смысле, например, замыкание или размыкание, упоминается как механическое оперирование.

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение термина заимствованы из

МЭС. В ГОСТ Р 50030.1, использован термин «срабатывание (контактного коммутационного аппарата)», который определен следующим образом: «перемещение одного или нескольких подвижных контактов из одного положения в другое». В примечаниях к определению уточняется, что «например для автоматического выключателя это может быть замыкание и размыкание. Если необходимо различие, срабатывание под нагрузкой (например включение или отключение тока) обозначает коммутацию, а без нагрузки (например, замыкание или размыкание цепи без тока) – механическое срабатывание.

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «оперирование» определен следующим образом: «перемещение подвижного контакта (контактов) от разомкнутого положения к замкнутому положению или наоборот». В примечании к определению сказано, что если необходимо различие, оперирование в электрическом смысле (включение и отключение) упоминается как «коммутационное оперирование» и оперирование в механическом смысле (замыкание или размыкание) упоминается как «механическое оперирование».

В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет наименование «срабатывание» и похожее определение

¹ Продолжение. Начало в № 9,10, 2005 г.



ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

– «перемещение одного или более подвижных контактов из разомкнутого положения в замкнутое или наоборот». В примечании к определению разъясняется, что «если необходимо различие, срабатывание под нагрузкой (например, включение или отключение тока) обозначает коммутацию, а без нагрузки (например, замыкание или размыкание цепи без тока) – механическое срабатывание».

При оперировании автоматический выключатель выполняет замыкание и размыкание. Если во время указанного оперирования в главной цепи автоматического выключателя не протекает электрический ток, то такое оперирование называют механическим оперированием. В противном случае (при протекании электрического тока через главную цепь автоматического выключателя) автоматический выключатель осуществляет включение и отключение, которые относят к коммутационному оперированию, называемому также электрическим оперированием.

Оперирование автоматического выключателя может быть автоматическим или ручным. Автоматическое оперирование автоматического выключателя происходит без участия человека. Автоматический выключатель размыкает свои главные контакты под воздействием расцепителя сверхтока при появлении в главной цепи тока перегрузки или тока короткого замыкания. Автоматическое оперирование может быть инициировано независимым расцепителем или расцепителем минимального напряжения. Ручное оперирование происходит под воздействием человека на орган управления автоматического выключателя.

Механическое оперирование – оперирование автоматического выключателя в условиях отсутствия электрического тока в его главной цепи.

В примечании к определению термина «оперирование (механического коммутационного аппарата)», приведенному в стандарте МЭК 60050-441, в частности указано, что оперирование в механическом смысле, например, замыкание или размыкание, упоминается как механическое оперирование. Аналогичное указание имеется в примечании к определению термина «оперирование», которое дано в стандарте МЭК 60898-1 2003 г., – оперирование в механическом смысле (замыкание или размыкание) упоминается как механическое оперирование.

Замыкание и размыкание автоматического выключателя, которое осуществляется без электрического тока в его главной цепи, в нормативной документации относят к механическому оперированию.

Электрическое оперирование – оперирование автоматического выключателя в условиях протекания электрического тока в его главной цепи.

В примечании к определению термина «оперирование (механического коммутационного аппарата)», приведенному в стандарте МЭК 60050-441, в частности указано, что оперирование в электрическом смысле, например, включение или отключение, упоминается как коммутационное оперирование. Аналогичное указание имеется в примечании к определению термина «оперирование», которое дано в стандарте МЭК 60898-1 2003 г., – оперирование в электрическом смысле (включение и отключение) упоминается как коммутационное оперирование.

Включение и отключение автоматического выключателя, которое осуществляются при протекании электрического тока в его главной цепи, в нормативной документации относят к электрическому оперированию. Электрическое оперирование в нормативной документации называют также коммутационным оперированием или кратко – коммутацией.

Коммутационное оперирование – см. электрическое оперирование.

Электрическое оперирование – включение и отключение автоматического выключателя, осуществляемое при протекании электрического тока в его главной цепи, – в нормативной документации называют также коммутационным оперированием или кратко – коммутацией.

Коммутация – см. коммутационное оперирование.

Вместо полного названия термина «коммутационное оперирование» в нормативной документации часто используют его краткое наименование – «коммутация».

Автоматическое оперирование – оперирование автоматического выключателя без участия человека при возникновении predeterminedенных условий.

Автоматический выключатель, прежде всего, предназначен для автоматического отключения защищаемых им электрических цепей при появлении сверхтока в какой-либо из них. В указанных условиях оперирование (срабатывание) автоматического выключателя инициируется его расцепителем сверхтока и происходит без участия человека. Автоматическое оперирование автоматического выключателя также может быть инициировано с помощью независимого расцепителя, который выдает команду на его размыкание при возникновении каких-либо условий, или расцепителя минимального напряжения, отключающего автоматический выключатель при снижении напряжения ниже заданного уровня в контролируемой точке электроустановки здания.

Ручное оперирование – оперирование автоматического выключателя при участии человека.

Автоматический выключатель может замы-



ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

кать и размыкать (включать и отключать) подключенные к нему электрические цепи под воздействием человека на его орган управления. В указанных условиях оперирование автоматического выключателя осуществляется при непосредственном участии человека и поэтому называется ручным оперированием.

Последовательность оперирования – последовательность установленных оперирований с заданными интервалами времени.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «последовательность оперирования (механического коммутационного устройства)» определен так: «последовательность установленных оперирований с установленными временными интервалами».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 использован термин «последовательность срабатываний (контактного коммутационного аппарата)», который определен следующим образом: «последовательность установленных срабатываний с заданными интервалами времени».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. также использованы процитированные наименование и определение термина из МЭС. В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет наименование «последовательность срабатываний» и похожее определение – «последовательность заданных срабатываний с указанными интервалами времени».

В ГОСТ 17703 рассматриваемый термин назван иначе – «коммутационный цикл», а определен так: «совокупность коммутационных операций, производимых с заданными интервалами времени».

Требования к испытаниям автоматических выключателей предписывают их проведение в условиях строго определенной последовательности оперирования. Автоматические выключатели должны выдержать определенное число циклов оперирования в течение установленного промежутка времени. Например, требования ГОСТ Р 50345 к испытаниям автоматических выключателей бытового назначения на коммутационную износостойкость предписывают выполнять 240 циклов оперирования в час (для автоматических выключателей, имеющих номинальный ток до 32 А включительно) или 120 циклов оперирования в час (для автоматических выключателей, имеющих номинальный ток более 32 А). При этом в течение каждого цикла оперирования автоматические выключатели должны оставаться разомкнутыми не менее соответственно 13 и 28 с.

Цикл оперирования – последовательность оперирований автоматического выключателя из одного положения в другое с возвратом в начальное положение.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «цикл оперирования (механического коммутационного устройства)» определен так: «последовательность оперирований от одного положения до другого и обратно к первому положению через все другие положения, если имеются».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 использован термин «цикл срабатываний (контактного коммутационного аппарата)», который определен следующим образом: «последовательность переходов из одного положения в другое и обратно в первое через все прочие положения, если они имеются».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «цикл оперирования» определен следующим образом: «последовательность оперирований от одного положения к другому и обратно к первому положению».

В ГОСТ Р 50345 этот термин также имеет наименование «цикл оперирования» и похожее определение – «последовательность переходов из одного положения в другое с возвратом в начальное положение».

Цикл оперирования автоматического выключателя предусматривает замыкание автоматического выключателя с последующим его размыканием. В процессе функционирования автоматический выключатель работает циклично – происходит его замыкание (включение) с последующим автоматическим или ручным размыканием (отключением). Во время испытаний автоматический выключатель бытового назначения также должен выполнить установленное требованиями ГОСТ Р 50345 число циклов оперирования. При номинальном напряжении автоматический выключатель должен выдерживать не менее 4 000 циклов оперирования в условиях протекания через его главную цепь электрического тока, который равен его номинальному току.

Замыкание – оперирование, которым автоматический выключатель переводится из разомкнутого положения в замкнутое положение.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «замыкающее оперирование (механического коммутационного устройства)» определен так: «оперирование, которым устройство переводится из разомкнутого положения в замкнутое положение».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение рассматриваемого термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 термину дано наименование «замыкание (контактного коммутационного аппарата)» и следующее определение: «срабатывание, в результате которого аппарат переводится из разомкнутого положения в замкнутое».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин



ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

«замыкающее оперирование» определен так: «оперирование, которым автоматический выключатель переводится из разомкнутого положения в замкнутое положение».

В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет наименование «замыкание» и следующее определение: «действие, в результате которого выключатель переводится из разомкнутого положения в замкнутое».

В ГОСТ 17703 определен термин «замыкание контактов аппарата» – «перевод контактов контактного аппарата из разомкнутого в замкнутое положение».

Под замыканием понимают такое оперирование, в результате которого автоматический выключатель переводится из разомкнутого положения, когда его главные контакты разомкнуты, в замкнутое положение, в котором главные контакты автоматического выключателя замкнуты. Замыкание автоматического выключателя бытового назначения (по ГОСТ Р 50345) обычно производится вручную. Однако некоторые фирмы выпускают для таких автоматических выключателей устройства дистанционного управления, с помощью которых можно осуществлять их замыкание из точек, удаленных от автоматических выключателей. Для большинства автоматических выключателей (по ГОСТ Р 50030.2) выпускают устройства дистанционного управления, которые позволяют дистанционно выполнять их замыкание.

Размыкание – оперирование, которым автоматический выключатель переводится из замкнутого положения в разомкнутое положение.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «размыкающее оперирование (механического коммутационного устройства)» определен так: «оперирование, которым устройство переводится из замкнутого положения в разомкнутое положение».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 термину дано наименование «размыкание (контактного коммутационного аппарата)» и следующее определение: «срабатывание, в результате которого аппарат переводится из замкнутого положения в разомкнутое».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «размыкающее оперирование» определен так: «оперирование, которым автоматический выключатель переводится из замкнутого положения в разомкнутое положение».

В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет наименование «размыкание» и следующее определение: «действие, в результате которого выключатель переводится из замкнутого положения в разомкнутое».

В ГОСТ 17703 определен термин «размыкание контактов аппарата» – «перевод контактов

контактного аппарата из замкнутого в разомкнутое положение».

Под размыканием понимают такое оперирование, в результате которого автоматический выключатель переводится из замкнутого положения, когда его главные контакты замкнуты, в разомкнутое положение, в котором главные контакты автоматического выключателя разомкнуты. Размыкание автоматического выключателя происходит при автоматическом отключении им сверхтока. Размыкание автоматического выключателя может быть выполнено вручную при осуществлении ручного управления им. Многие фирмы выпускают для автоматических выключателей независимые расцепители, с помощью которых можно осуществлять их размыкание из точек, удаленных от автоматических выключателей, а также расцепители минимального напряжения, с помощью которых можно выполнять автоматическое размыкание автоматических выключателей при снижении напряжения в установленных точках электроустановки здания.

Включение – оперирование, которым автоматический выключатель переводится из разомкнутого положения в замкнутое положение, в условиях протекания электрического тока в его главной цепи.

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. используется термин «включающее оперирование», однако отсутствует его определение. Нет определения рассматриваемого термина и в Международном электротехническом словаре. Однако определить рассматриваемый термин можно на основе определения термина «оперирование» и разъяснений к нему.

В примечании к определению термина «оперирование (механического коммутационного аппарата)», приведенному в стандарте МЭК 60050-441, в частности указано, что оперирование в электрическом смысле, например, включение или отключение, упоминается как коммутационное оперирование. Аналогичное указание имеется в примечании к определению термина «оперирование», которое дано в стандарте МЭК 60898-1 2003 г., – оперирование в электрическом смысле (включение и отключение) упоминается как «коммутационное оперирование».

В ГОСТ 17703 определен термин «включение контактного аппарата» – «переход контактного коммутационного аппарата из начального положения в конечное».

При выполнении включения автоматический выключатель так же, как при замыкании переводится из разомкнутого положения в замкнутое положение. Однако любое включение автоматического выключателя, в отличие от его замыкания, сопровождается протеканием электрического тока в главной цепи автоматического выключателя с



ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

момента замыкания его главных контактов. Поэтому включение относят к электрическому (коммутационному) оперированию, а замыкание – к механическому оперированию.

В момент включения на главных контактах автоматического выключателя может загореться электрическая дуга. Поэтому при включении его главные контакты изнашиваются более интенсивно, чем при замыкании. В ГОСТ Р 50345 нормирована коммутационная износостойкость автоматического выключателя – минимальное число циклов электрического оперирования (включения с последующим отключением номинального тока), которое он должен выдержать без существенного ухудшения своего состояния.

Отключение – оперирование, которым автоматический выключатель переводится из замкнутого положения в разомкнутое положение, в условиях протекания электрического тока в его главной цепи.

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. используется термин «отключающее оперирование», однако отсутствует его определение. Нет определения рассматриваемого термина и в Международном электротехническом словаре. Однако определить рассматриваемый термин можно на основе определения термина «оперирование» и разъяснений к нему.

В примечании к определению термина «оперирование (механического коммутационного аппарата)», приведенному в стандарте МЭК 60050-441, в частности указано, что оперирование в электрическом смысле, например, включение или отключение, упоминается как коммутационное оперирование. Аналогичное указание имеется в примечании к определению термина «оперирование», которое дано в стандарте МЭК 60898-1 2003 г., – оперирование в электрическом смысле (включение и отключение) упоминается как «коммутационное оперирование».

В ГОСТ 17703 определен термин «отключение контактного аппарата» – «переход контактного коммутационного аппарата в начальное положение».

Отключение, при выполнении которого автоматический выключатель переводится из замкнутого положения в разомкнутое положение, относится к электрическому (коммутационному) оперированию. Оно отличается от размыкания, которое относится к механическому оперированию, тем, что автоматический выключатель размыкает свои главные контакты, когда через его главную цепь протекает электрический ток. В момент размыкания главных контактов на них может загореться электрическая дуга, которую необходимо быстро погасить. Во время выполнения отключения главные контакты автоматического выключателя изнашиваются наиболее интен-

сивно, особенно при отключении значительных электрических токов, например – токов короткого замыкания. Поэтому в ГОСТ Р 50345 нормирована коммутационная износостойкость автоматического выключателя – минимальное число циклов электрического оперирования (включения с последующим отключением номинального тока), которое он должен выдержать без существенного ухудшения своего состояния. В стандарте также установлено минимальное число отключений токов короткого замыкания, которые должен гарантировано осуществить любой автоматический выключатель.

Расцепление – размыкание автоматического выключателя, инициируемое расцепителем.

В стандарте МЭК 60947-1 2004 г. термин «расцепление (оперирование)» определен следующим образом: «размыкающее оперирование механического коммутационного устройства, инициированное реле или расцепителем».

В ГОСТ Р 50030.1 использован термин «расцепление (операция)», который определен следующим образом: «размыкание контактного коммутационного аппарата под воздействием реле или расцепителя».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. используется термин «расцепление», однако его определение отсутствует.

При появлении сверхтока в главной цепи автоматического выключателя его расцепитель сверхтока с какой-то выдержкой времени или без нее воздействует на удерживающее приспособление автоматического выключателя. Удерживающее приспособление освобождает главные контакты, которые автоматически размыкаются под воздействием энергии, накопленной в механизме автоматического выключателя при его замыкании. Размыкание автоматического выключателя, происходящее под воздействием расцепителя, в нормативной документации называют расцеплением. Если автоматический выключатель оснащен независимым расцепителем или расцепителем минимального напряжения, то его размыкание может быть инициировано указанными расцепителями.

Разъединение – действие, направленное на отключение питания всей электроустановки или ее части путем отделения электроустановки или ее части от любого источника электрической энергии и выполняемое по соображениям электробезопасности.

В стандарте МЭК 60050-826 термин «разъединение» определен так: «функция, предназначенная отключать по соображениям безопасности всю или отдельную часть электрической установки отделением электрической установки или части от всякого источника электрической энергии».

В стандарте МЭК 60947-1 2004 г. термин «разъединение (функция разъединения)» определен аналогично: «функция, предназначенная отключать питание от всей или отдельной части установки отделением установки или части от всякого источника электрической энергии по соображениям безопасности».

В ГОСТ Р 50030.1 использован термин «разъединение (функция)», который определен следующим образом: «действие, направленное на отключение питания всей установки или ее отдельной части путем отделения этой установки или части ее от любого источника электрической энергии по соображениям безопасности».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «разъединение (функция разъединения)» определен следующим образом: «функция, предназначенная отключать питание от всей установки или отдельной ее части отделением ее от всякого источника электрической энергии по соображениям безопасности».

В ГОСТ Р 50345 нет определения рассматриваемого термина.

Разъединение выполняют в электроустановке здания для обеспечения такого отключения каких-то электрических цепей от остальной части электроустановки здания, имеющей электрическую связь с источником питания, которое гарантирует нормативный уровень электробезопасности. На электрооборудовании, отключенном таким образом, можно проводить ремонтные и эксплуатационные работы, не подвергая опасности поражения электрическим током ремонтников и эксплуатационный персонал. Для реализации функции разъединения в электроустановке здания следует использовать специальные коммутационные устройства – разъединители, а также можно применять некоторые другие коммутационные устройства.

С помощью автоматического выключателя бытового назначения можно выполнять разъединение в электрической цепи, так как он имеет воздушные зазоры и расстояния утечки не менее приведенных в таблице 3 ГОСТ Р 50345, которые удовлетворяют требованиям к функции разъединения. При номинальном напряжении 230, 230/400 и 400 В минимальный воздушный зазор (расстояние утечки) равен 3 или 6 мм в зависимости от вида частей автоматического выключателя, между которыми он установлен.

Автоматическое управление – управление оперированием автоматического выключателя без человеческого участия при возникновении предопределенных условий.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «автоматическое управление» определен следующим образом: «управление оперированием без чело-

веческого вмешательства в ответ на возникновение предопределенных условий».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 также использован термин «автоматическое управление», который определен следующим образом: «управление срабатыванием без участия человека при возникновении заданных условий».

Автоматический выключатель осуществляет автоматическое отключение защищаемых им электрических цепей при появлении сверхтока в какой-либо из них. В этих условиях управление оперированием автоматического выключателя выполняется его расцепитель сверхтока и срабатывание автоматического выключателя происходит без участия человека. Автоматическое управление автоматическим выключателем также может быть произведено с помощью независимого расцепителя, который может автоматически сработать при возникновении каких-либо условий, или расцепителя минимального напряжения, инициирующего автоматическое размыкание автоматического выключателя при снижении напряжения ниже заданного уровня в контролируемой точке электроустановки здания.

Ручное управление – управление оперированием автоматического выключателя при человеческом участии.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «ручное управление» определен так: «управление оперированием человеческим вмешательством».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 также использован термин «ручное управление», который определен следующим образом: «управление срабатыванием с участием человека».

Автоматический выключатель может выполнять механическое оперирование – замыкание и размыкание, а также электрическое оперирование – включение и отключение под воздействием человека на его орган управления. В указанных условиях осуществляется ручное управление автоматическим выключателем.

Дистанционное управление – управление оперированием автоматического выключателя из удаленной от него точки.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «дистанционное управление» определен так: «управление оперированием из точки, удаленной от управляемого коммутационного устройства».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение рассматриваемого термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 термину дано такое же наименование и похожее определение: «управление срабатыванием из точки, от-



ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

даленной от управляемого коммутационного аппарата».

В некоторых случаях необходимо выполнять дистанционное управление автоматическим выключателем из точки, которая удалена от него. Например, пульт управления автоматическими выключателями размещают в специальном помещении, где находится оперативный персонал, а автоматические выключатели размещаются в низковольтных распределительных устройствах, находящихся в разных помещениях здания. Широкое распространение получает дистанционное управление с помощью персональных компьютеров. Для осуществления дистанционного управления автоматические выключатели оснащают специальными устройствами, например, независимым расцепителем, расцепителем минимального напряжения и др., с помощью которых формируют их цепь управления. Управляющий сигнал для этих расцепителей генерируется автоматически или вручную из точек, которые могут находиться не только в здании, но и за его пределами.

Местное управление – управление оперированием автоматическим выключателем из точки, находящейся на нем или прилегающей к нему.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «местное управление» определен так: «управление оперированием из точки на или прилегающей к управляемому коммутационному устройству».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 термину дано такое же наименование и похожее определение: «управление срабатыванием в точке, находящейся на управляемом коммутационном аппарате или близ него».

Местное управление автоматическим выключателем обычно представляет собой ручное управление, при котором усилие управления прилагается человеком непосредственно к органу управления автоматического выключателя.

Коммутационное положение – положение автоматического выключателя, которое определяется любым из предусмотренных фиксированных положений его главных контактов.

В ГОСТ 17703 термин «коммутационное положение контактного аппарата» определен следующим образом: «положение контактного аппарата, которое определяется любым из предусмотренных фиксированных положений его контактов». В нормативной документации наряду с полным наименованием термина «коммутационное положение» используется краткое наименование – «положение».

Автоматический выключатель имеет два коммутационных положения – замкнутое и разомкнутое, которые обусловлены двумя фиксированными

положениями его главных контактов. В замкнутом положении замкнутые главные контакты автоматического выключателя обеспечивают непрерывность его главной цепи, в разомкнутом положении его разомкнутые главные контакты имеют определенный зазор между своими проводящими частями.

Коммутационное положение автоматического выключателя бытового назначения может быть указано индикатором положения, а если он отсутствует – органом управления автоматического выключателя. В последнем случае разомкнутое положение автоматического выключателя, имеющего орган управления, перемещаемый вверх-вниз (вперед-назад), должно обозначаться знаком «0» (окружностью), замкнутое его положение – знаком «I» (вертикальной чертой). Эти обозначения должны быть хорошо видны после установки автоматического выключателя.

Замкнутое положение – положение автоматического выключателя, в котором обеспечена predetermined непрерывность его главной цепи.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «замкнутое положение (механического коммутационного устройства)» определен так: «положение, в котором обеспечена predetermined непрерывность главной цепи устройства».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение рассматриваемого термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 термину дано наименование «замкнутое положение (контактного коммутационного аппарата)» и следующее определение: «положение, при котором обеспечена предусмотренная непрерывность главной цепи аппарата».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. определен термин «замкнутое положение» – «положение, в котором обеспечена predetermined непрерывность главной цепи автоматического выключателя».

В ГОСТ Р 50345 термин «замкнутое положение» определен так: «положение, в котором обеспечивается заданная непрерывность главной цепи автоматического выключателя».

В замкнутом положении автоматического выключателя непрерывность его главной цепи обеспечена замкнутыми главными контактами. Автоматический выключатель в замкнутом положении может проводить электрический ток и выполнять защиту от сверхтока подключенных к нему проводников внешних электрических цепей.

Разомкнутое положение – положение автоматического выключателя, в котором обеспечен predetermined зазор между разомкнутыми контактами его главной цепи.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «разомкнутое положение (механического коммутационного



ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

ного устройства)» определен так: «положение, в котором закреплен predetermined зазор между разомкнутыми контактами в главной цепи устройства».

В стандарте МЭК 60947-1 2004 г. термин «разомкнутое положение (механического коммутационного устройства)» определен иначе: «положение, в котором удовлетворяются predetermined требования к диэлектрическому выдерживаемому напряжению между разомкнутыми контактами в главной цепи устройства». В приложении к определению сказано, что это определение отличается от МЭС 441-16-23 соответствием требованиям диэлектрических свойств.

В ГОСТ Р 50030.1 использован термин «разомкнутое положение (контактного коммутационного аппарата)», который определен следующим образом: «положение, в котором удовлетворяются требования к заданному выдерживаемому напряжению по изоляции между разомкнутыми контактами в главной цепи аппарата». В примечании к определению отмечено, что «определение отличается от формулировки МЭК 60050(441-16-23) с учетом требований к изоляционным свойствам».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «разомкнутое положение» определен следующим образом: «положение, в котором закреплен predetermined зазор между разомкнутыми контактами в главной цепи автоматического выключателя».

В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет похожее определение – «положение, в котором обеспечивается заданный зазор между разомкнутыми контактами в главной цепи автоматического выключателя».

В разомкнутом положении автоматического выключателя обеспечен определенный воздушный зазор между разомкнутыми контактами его главной цепи. Причем расстояние между проводящими частями разомкнутых главных контактов установлено таким, чтобы автоматический выключатель бытового назначения мог выполнять разъединение.

Включенное положение – положение автоматического выключателя, в котором обеспечена predetermined непрерывность его главной цепи.

В ГОСТ 17703 определен термин «включенное положение контактов аппарата» – «замкнутое положение контактов контактного аппарата, при котором обеспечивается заданная непрерывность электрической цепи и заданные контактные нажатия».

Наряду с термином «замкнутое положение» иногда употребляют термин «включенное положение». Во включенном положении автоматического выключателя обеспечена непрерывность его главной цепи. Через замкнутые главные контакты автоматического выключателя протекают электри-

ческие токи. При этом автоматический выключатель осуществляет защиту от сверхтока подключаемых к нему проводников внешних электрических цепей.

Отключенное положение – положение автоматического выключателя, в котором обеспечен predetermined зазор между разомкнутыми контактами его главной цепи.

В ГОСТ 17703 определен термин «отключенное положение контактов аппарата» – «разомкнутое положение контактов контактного аппарата, при котором между ними имеется заданный изоляционный промежуток».

Наряду с термином «разомкнутое положение» иногда употребляют термин «отключенное положение». В отключенном положении автоматического выключателя закреплен определенный воздушный зазор между разомкнутыми контактами его главной цепи. В отключенном положении автоматический выключатель бытового назначения может выполнять разъединение.

Механическая износостойкость – способность коммутационного устройства выполнять определенное число циклов оперирования, когда в его главной цепи не протекает электрический ток, оставаясь после этого в predetermined состоянии.

В стандарте МЭК 60050-191 1990 г. «Международный электротехнический словарь. Глава 191. Надежность и качество эксплуатации» определен термин «износостойкость» – «способность изделия исполнить требуемую функцию при данных условиях использования и обслуживания, до достижения предельного состояния». В примечании к определению сказано, что предельное состояние изделия может быть охарактеризовано концом полезного срока, непригодностью по любым экономическим или технологическим причинам или другими уместными факторами.

В требованиях стандарта МЭК 60947-1 2004 г. использован термин «механическая износостойкость», не имеющий своего определения. Однако в стандарте приведены следующие пояснения, позволяющие понять суть рассматриваемого термина: «Относительно своего сопротивления механическому изнашиванию, оборудование характеризуется числом, установленным в уместном стандарте на продукт, циклов оперирования без нагрузки (то есть, без тока в главных контактах), который может быть произведен прежде, чем его становится необходимым обслуживать или менять любые механические части; однако нормальное обслуживание согласно инструкциям изготовителя можно разрешить для оборудования, разработанного, чтобы быть обслуживаемым. Каждый цикл оперирования состоит из одного замыкающего оперирования,

сопровождается одним размыкающим оперированием. Оборудование должно быть установлено для испытания согласно инструкциям изготовителя. Предпочтительное число циклов оперирования без нагрузки должно быть определено в уместном стандарте на продукт». В стандарте также указано, что во время проведения испытаний электрооборудования на механическую износостойкость в главной цепи не должно быть напряжения и тока.

В ГОСТ 17703 термин «механическая износостойкость контактного аппарата» определен следующим образом: «способность контактного аппарата выполнять в определенных условиях определенное число операций без тока в цепи главных и свободных контактов, оставаясь после этого в предусмотренном состоянии».

Механическая износостойкость характеризует способность коммутационного устройства выполнять определенное число замыканий и размыканий в условиях отсутствия электрического тока в его главной цепи, оставаясь после этого в предусмотренном состоянии, при котором обычно не требуется проводить ремонт коммутационного устройства или выполнять замену отдельных его частей.

Автоматические выключатели бытового назначения (по ГОСТ Р 50345) не подвергают отдельному испытанию на механическую износостойкость. Их испытывают на электрическую износостойкость. Устройства защитного отключения бытового назначения (по ГОСТ Р 51236.1 и ГОСТ Р 51327.1) проверяют на механическую износостойкость и электрическую износостойкость. После выполнения не менее 2 000 циклов электрического оперирования при номинальном напряжении и номинальном токе УЗО также должно выдержать не менее 2 000 циклов механического оперирования без нагрузки, если его номинальный ток не превышает 25 А, и 1 000 циклов при номинальном токе более 25 А.

После выполнения всех перечисленных циклов электрического и механического оперирования любое устройство защитного отключения не должно быть чрезмерно изношенным, не должно иметь поврежденных подвижных контактов главной цепи, ослабления электрических и механических соединений. УЗО также должно выдержать другие испытания, предписанные соответствующим стандартом.

Электрическая износостойкость – способность коммутационного устройства выполнять определенное число циклов оперирования, когда в его главной цепи протекает электрический ток, оставаясь после этого в предусмотренном состоянии.

В требованиях стандарта МЭК 60947-1 2004 г. использован термин «электрическая износостой-

кость», не имеющий своего определения. Однако в стандарте приведены следующие пояснения, позволяющие понять суть рассматриваемого термина: «Относительно своего сопротивления электрическому изнашиванию, оборудование характеризуется числом циклов оперирования под нагрузкой, соответствующим условиям обслуживания, данным в уместном стандарте на продукт, которое может быть сделано без ремонта или замены. Предпочтительное число циклов оперирования под нагрузкой должно быть определено в уместном стандарте на продукт». В стандарте также указано, что во время проведения испытаний электрооборудования на электрическую износостойкость главная цепь должна быть под током согласно требованиям уместного стандарта на продукт.

В стандарте МЭК 60947-2 2003 г. предписано испытывать автоматические выключатели на электрическую износостойкость в условиях, когда через их главную цепь протекает номинальный ток при максимальном значении номинального напряжения. Требованиями стандарта МЭК 60898-1 2003 г. предписано выполнять аналогичные испытания автоматических выключателей бытового назначения при номинальном напряжении и номинальном токе.

В ГОСТ 17703 термин «коммутационная износостойкость контактного аппарата» определен следующим образом: «способность контактного аппарата выполнять в определенных условиях определенное число операций при коммутации его контактами цепей, имеющих заданные параметры, оставаясь после этого в предусмотренном состоянии».

Электрическая износостойкость характеризует способность коммутационного устройства выполнять определенное число циклов оперирования – включений с последующим отключением – при наличии электрического тока в его главной цепи, оставаясь после этого в предусмотренном состоянии, при котором обычно не требуется проводить ремонт коммутационного устройства или выполнять замену отдельных его частей.

Автоматический выключатель бытового назначения может коммутировать электрическую цепь, по которой протекает электрический ток, ограниченное число раз. В ГОСТ Р 50345 установлено минимальное число циклов электрического оперирования – 4 000 циклов, которое должен выдержать любой автоматический выключатель при номинальном напряжении и токовой нагрузке в своей главной цепи, равной номинальному току. Во время испытаний для автоматических выключателей, имеющих номинальный ток до 32 А включительно, выполняют 240 циклов оперирования в час, а с номинальным током более 32 А – 120 циклов оперирования в час. При этом в течение



ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

каждого цикла оперирования автоматические выключатели должны оставаться разомкнутыми не менее соответственно 13 и 28 с.

После выполнения 4 000 циклов включения номинальной электрической нагрузки с ее последующим отключением автоматический выключатель не должен быть чрезмерно изношенным, не должен иметь повреждений подвижных контактов главной цепи, ослабления электрических и механических соединений. Кроме того, не должна ухудшаться электрическая прочность изоляции автоматического выключателя и изменяться его время-токовая характеристика, что проверяется специальными испытаниями, предписанными стандартом.

Устройства защитного отключения бытового назначения (по ГОСТ Р 51236.1 и ГОСТ Р 51327.1) проверяют на электрическую износостойкость и механическую износостойкость. При номинальном напряжении и токовой нагрузке в своей главной цепи, равной номинальному току, УЗО должно выдерживать не менее 2 000 циклов электрического оперирования. После этого УЗО должно выдержать без нагрузки предписанное в соответствующем стандарте число циклов механического оперирования.

Коммутационная износостойкость – см. *электрическая износостойкость*

В нормативной документации вместо термина «электрическая износостойкость» часто применяют термин «коммутационная износостойкость».

КОНСТРУКЦИЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

Главная цепь – все проводящие части автоматического выключателя, включенные в электрическую цепь, которую он предназначен замыкать и размыкать.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «главная цепь (коммутационного устройства)» определен так: «все проводящие части коммутационного устройства, включенные в цепь, которую оно разработано замыкать или размыкать».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение рассматриваемого термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 термину дано наименование – «главная цепь (коммутационного аппарата)» и похожее определение: «все токоведущие части коммутационного аппарата, входящие в цепь, которую он предназначен замыкать или размыкать».

В определении термина, приведенном в ГОСТ Р 50030.1, допущена терминологическая ошибка. Здесь вместо общего термина «проводящая часть», использованного в первоисточниках

– стандартах МЭК 60050-441 и МЭК 60947-1, который характеризует способность какой-либо части проводить электрический ток, использован термин «токоведущая часть», который определяет частный вид проводящей части, предназначенной находится под напряжением в нормальном режиме какой-либо низковольтной электроустановки, например – электроустановки здания.

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. определен термин «главная цепь (автоматического выключателя)» – «все проводящие части автоматического выключателя, включенные в цепь, которую он разработан замыкать и размыкать».

В ГОСТ Р 50345 этот термин определен похоже: «совокупность всех токопроводящих частей автоматического выключателя, входящих в цепь, которую он предназначен замыкать и размыкать».

В ГОСТ 17703 определен термин «главная цепь аппарата» – «токоведущие части аппарата, включенные в электрическую цепь, которую этот аппарат должен коммутировать в соответствии с его основным назначением».

Автоматический выключатель замыкает (включает) и размыкает (отключает) присоединенные к нему внешние электрические цепи, а также защищает их от сверхтока. Для осуществления механического оперирования (замыкания и размыкания) и электрического оперирования (включения и отключения) главная цепь автоматического выключателя оснащена главными контактами. Для обнаружения сверхтока и автоматического отключения автоматического выключателя в его главной цепи установлены расцепители сверхтока. Проводники внешних электрических цепей подключают к выводам автоматического выключателя. Проводящие части выводов, расцепителей сверхтока, главных контактов, а также соединяющие их проводники образуют главную цепь автоматического выключателя. То есть главная цепь автоматического выключателя представляет собой совокупность проводящих частей, к которой подключают одну или несколько внешних электрических цепей. Главная цепь автоматического выключателя может иметь один, два, три или четыре полюса.

Цепь управления – цепь, предназначенная для осуществления замыкания и (или) размыкания автоматического выключателя, кроме главной цепи.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «управляющая цепь (коммутационного устройства)» определен так: «все проводящие части (иные, чем главная цепь) коммутационного устройства, которые включены в цепь, используемую для замыкающего оперирования или размыкающего оперирования, или обоих, устройства».

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение термина заимствованы из



ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 использован термин «цепь управления (коммутационного аппарата)», который определен следующим образом: «все токопроводящие части (кроме главной цепи) коммутационного аппарата, входящие в цепь, используемую для замыкания или размыкания, либо того и другого, аппарата».

В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. термин «управляющая цепь (автоматического выключателя)» определен следующим образом: «цепь (иная, чем путь главной цепи), предназначенная для замыкающего оперирования или размыкающего оперирования, или обоих, автоматического выключателя».

В ГОСТ Р 50345 этот термин имеет наименование «цепь управления (автоматического выключателя)» и следующее определение: «цепь (кроме главной цепи), предназначенная для осуществления замыкания или размыкания, или осуществления обеих функций автоматического выключателя».

В ГОСТ 17703 определен термин «цепь управления аппарата» – «вспомогательная цепь аппарата, предназначенная для его управления».

Цепь управления автоматического выключателя предназначена для осуществления его замыкания или размыкания или выполнения обоих указанных оперирований. Ее назначение – управление оперированием автоматического выключателя. Цепь управления включает в себя проводящие части автоматического выключателя, применяемые для его управления, за исключением тех, которые входят в состав главной цепи автоматического выключателя.

Для оснащения автоматического выключателя бытового назначения (по ГОСТ Р 50345) цепью управления к нему следует прикрепить одно или несколько дополнительных устройств, таких, например, как блок-контакт, независимый расцепитель, расцепитель минимального напряжения и др. С помощью независимого расцепителя и расцепителя минимального напряжения можно осуществить автоматическое управление автоматическим выключателем. Автоматический выключатель (по ГОСТ Р 50030.2) обычно имеет большой корпус, внутри которого размещают блок-контакты, независимый расцепитель и расцепитель минимального напряжения, которые также используются в его цепи управления.

Вспомогательная цепь – все проводящие части автоматического выключателя, предназначенные для включения в электрическую цепь, кроме главной цепи и цепи управления автоматического выключателя.

В стандарте МЭК 60050-441 термин «вспомогательная цепь (коммутационного устройства)» определен так: «все проводящие части коммута-

ционного устройства, которые предназначены быть включенными в цепь иную, чем главная цепь и цепь управления устройства». В примечании к определению сказано, что некоторые вспомогательные цепи выполняют дополнительные функции такие, как сигнализация, блокировка, т.п. и также они могут быть частью цепи управления другого коммутационного устройства.

В стандарт МЭК 60947-1 2004 г. наименование и определение рассматриваемого термина заимствованы из МЭС. В ГОСТ Р 50030.1 термину дано такое же наименование и похожее определение: «все токоведущие части коммутационного аппарата, предназначенные для включения в цепь, кроме главной цепи и цепи управления аппарата». В примечании к определению сказано, что «некоторые вспомогательные цепи выполняют дополнительные функции (сигнализация, блокировка и т. д.) и поэтому они могут входить в состав цепи управления другого коммутационного аппарата».

В определении, приведенном в ГОСТ Р 50030.1, допущена терминологическая ошибка – вместо термина «проводящая часть» здесь использован термин «токоведущая часть».

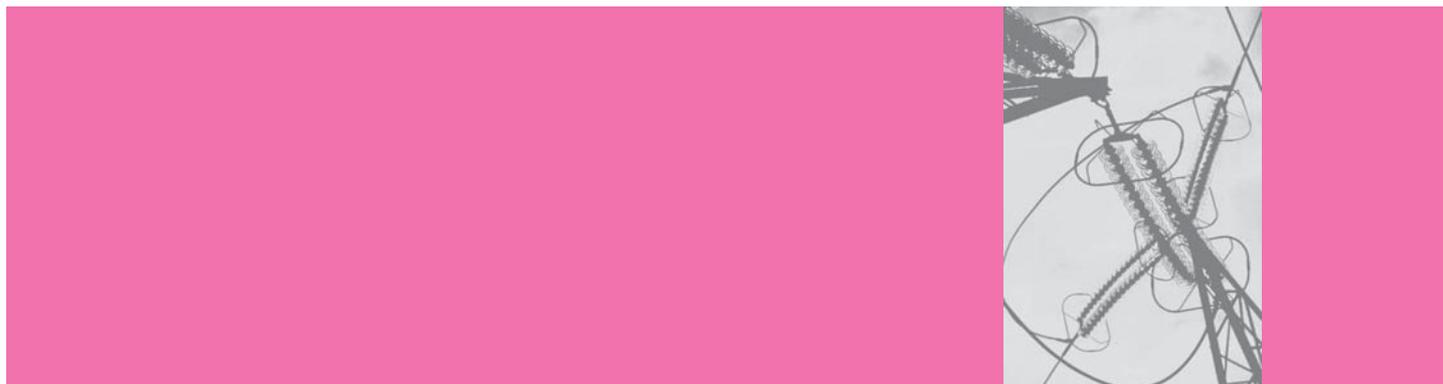
В стандарте МЭК 60898-1 2003 г. определен термин «вспомогательная цепь (автоматического выключателя)» – «все проводящие части автоматического выключателя, предназначенные быть включенными в цепь, иную чем главная цепь и цепь управления автоматического выключателя».

В ГОСТ Р 50345 указанный термин определен похоже: «совокупность токопроводящих частей автоматического выключателя, предназначенных для включения в цепь, кроме главной цепи и цепи управления автоматического выключателя».

В ГОСТ 17703 определен термин «вспомогательная цепь аппарата» – «электрическая цепь аппарата, не являющаяся его главной цепью».

Вспомогательная цепь объединяет проводящие части автоматического выключателя, которые предназначены для включения в электрическую цепь, используемую, например, для дистанционной индикации его коммутационного положения – замкнутого или разомкнутого положения контактов главной цепи автоматического выключателя. К этой цепи не относятся проводящие части автоматического выключателя, которые входят в состав его главной цепи и цепи управления.

Для оснащения автоматического выключателя бытового назначения (по ГОСТ Р 50345) вспомогательной цепью к нему следует прикрепить один или несколько блок-контактов. Автоматический выключатель (по ГОСТ Р 50030.2) обычно имеет большой корпус, внутри которого размещают блок-контакты, которые также могут быть использованы в его вспомогательной цепи.



ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Расчет расхода электроэнергии на перекачку жидкости насосом

Мощность электродвигателя насоса определяется по формуле:

$$P = \frac{K_3 * Q * H * \gamma}{102 * 3600 * \eta_n * \eta_{пер}}, \text{ кВт}$$

где:

K_3 – коэффициент запаса мощности электродвигателя (при $Q \leq 100 \text{ м}^3/\text{ч}$, $K_3 = 1,2-1,3$; при $Q > 100 \text{ м}^3/\text{ч}$, $K_3 = 1,1-1,15$);

Q – производительность насоса, $\text{м}^3/\text{ч}$;

H – полный напор с учетом высоты всасывания, м.вод.ст.;

γ – плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$ (плотность воды = $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$);

η_n – КПД насоса;

$\eta_{пер}$ – КПД передачи определяется из нижеприведенной таблицы.

Удельный расход электроэнергии для любого режима работы насоса равен:

$$\Theta = 0,00272 * \frac{H}{\eta_d * \eta_n}, \text{ кВт.ч}/\text{м}^3,$$

где:

H – действительный напор, развиваемый насосом при данном режиме работы, м.вод.ст.;

η_d – КПД электродвигателя;

η_n – КПД насоса.

Расчет расхода электроэнергии на выработку сжатого воздуха

Удельный расход электроэнергии на выработку 1000 м сжатого воздуха по компрессорной установке составит:

$$\Theta_{ку} = \Theta_{пр} + \Theta_{охл}, \text{ кВт.ч}/\text{тыс.м}$$

Удельный расход электроэнергии на привод компрессора определяется:

Таблица 1

Тип передачи	Значение КПД
Насадка на вал эл/двигателя	1,0
Ременная	0,94-0,98
Муфтовая	0,97-0,99
Редукторная	0,88-0,96

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

$$\mathcal{E}_{np} = 0,00272 * \frac{L_{из} * a_n}{\eta_{из} * \eta_{\delta} * \eta_{пер}}, \text{ кВт.ч/тыс.м}^3,$$

где:

$L_{из}$ – работа изотермического сжатия, кгм;

a_n – поправочный коэффициент на средние значения температуры и барометрического давления воздуха во всасывающем патрубке;

$\eta_{из}$ – изотермический КПД компрессора, определяемый по данным испытаний компрессора;

η_{δ} – КПД электродвигателя;

$\eta_{пер}$ – КПД передачи.

Работа изотермического сжатия компрессора определяется по формуле:

$$L_{из} = 23000 * P_1 * \vartheta_1 * \lg \frac{P_2}{P_1}, \text{ кгм},$$

где:

P_1 – абсолютное давление всасывания (определяется по манометру, атм);

ϑ_1 – начальный всасываемый объем воздуха, равный 1 м;

P_2 – абсолютное давление сжатия, атм.

Поправочный коэффициент a_n определяется по формуле:

$$a_n = \frac{1,205}{\gamma_{\delta}},$$

где γ_{δ} – удельный вес всасываемого воздуха в действительных условиях, кг/м³.

$$\gamma_{\delta} = \frac{0,465 * B_{cp}}{273 + t_{cp}}, \text{ кг/м}^3.$$

где:

B_{cp} – среднее барометрическое давление во всасывающем патрубке, мм.рт.ст.;

t_{cp} – средняя температура всасываемого воздуха для периода нормирования, °С.

В практических условиях на найденную исходную величину удельного расхода электроэнергии необходимо вносить ряд поправок. Эти поправки должны учитываться следующими коэффициентами:

а) коэффициентом, учитывающим износ компрессора. Для новых компрессоров он равен 1,0; для старых машин поршневого и ротационного типов не ниже 1,1; для турбокомпрессоров не ниже 1,05.

б) коэффициентом, учитывающим конечное давление сжатия;

в) поправочным коэффициентом, учитывающим степень загрузки компрессора, принимаемым по таблице.

Степень загрузки компрессора называется отношением количества воздуха подаваемого компрессором в единицу времени к его паспортной производительности за это время. Степень загрузки компрессора должна быть не ниже 90%.

Удельный расход электроэнергии на охлаждение компрессора определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{охл} = 0,00272 * \frac{H * Q_{в}}{\eta_{н} * \eta_{\delta} * \eta_{пер}}, \text{ кВт.ч/тыс.м}^3,$$

где:

H – напор воды, включая и высоту всасывания, м.вод.ст.;

$Q_{в}$ – часовой расход воды, л/ч (количество воды, идущей на охлаждение, замеряется счетчиком). Для компрессоров производительностью до 10 м³/мин расход воды равен 4,5–5 л на 1 м³ всасываемого воздуха; для компрессоров произ-

Таблица 2

Типы компрессоров	Поправочный коэффициент при загрузке, %							
	100	90	80	70	60	50	40	30
Поршневые с регулированием путем подключения дополнительных вредных пространств	1,0	1,03	1,04	1,08	1,12	1,16	1,22	1,31
Поршневые с регулированием на холостой ход и ротационные компрессоры	1,0	1,03	1,08	1,11	1,16	1,23	1,32	---
Турбокомпрессоры с дроссельным регулированием	1,0	1,05	1,09	1,15	1,15	---	---	---

Удельный расход электроэнергии при ручной дуговой электросварке, автоматической и полуавтоматической, электрошлаковой сварке

Род тока и способ сварки	Удельный расход электроэнергии, кВт.ч/кг
<i>Переменный ток</i>	
Ручная дуговая сварка:	
однофазная схема	3,5–3,8
трехфазная схема	2,65–3,0
Автоматическая и полуавтоматическая сварка под флюсом	2,8–3,5
Электрошлаковая сварка	1,8–2,4
<i>Постоянный ток</i>	
Ручная дуговая сварка:	
однопостовая	5,0–6,5
многопостовая	8,0–9,0
Автоматическая и полуавтоматическая сварка под флюсом	4,2–6,0
Автоматическая и полуавтоматическая сварка в среде углекислого газа	2,2–3,2

водительностью свыше 10 м³/мин – 3,5–4,5 л на 1 м³ всасываемого воздуха;

η_n – КПД насоса (принимается по паспортным данным);

η_d – КПД электродвигателя насоса;

$\eta_{пер}$ – КПД передачи от электродвигателя к насосу (см. таблицу выше).

Расчет расхода электроэнергии электросварочными установками

Расход электроэнергии на сварку в общем виде определяются по формулам:

$$\mathcal{E}_{св} = \frac{U * J * T}{\eta * 1000} + P_{xx}(\tau - T), \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

где:

U – напряжение сварочной дуги, принимаемое по технологическому режиму, В;

J – сила тока (определяется замером или по технологическому режиму), А;

T – время горения дуги, ч;

η – КПД источника питания дуги (определяется по паспортным данным);

P_{xx} – мощность холостого хода источника питания дуги (определяется опытным путем. При сварке на переменном токе расход электроэнергии на холостой ход незначителен и им можно пренебречь), кВт;

τ – полное время работы источника дуги (определяется расчетом), ч

Время горения дуги для наплавки 1 кг металла определяется по формуле:

$$T = \frac{1000}{j * k_n}, \text{ ч}$$

где k_n – коэффициент наплавки, представляющий собой количество металла в граммах, наплавляемого за 1 час горения дуги при $J=1$ А (при электросварке на переменном токе электродами с толстым покрытием $k_n=6-18$ г/(А·ч), при автоматической электросварке под флюсом $k_n=11-24$ г/(А·ч)).

Расход электроэнергии при ручной дуговой электросварке определяется на 1 кг наплавляемого металла по формуле:

$$\mathcal{E}_p = \frac{U * C_x}{\eta * k_n}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

где C_x – коэффициент, учитывающий потери холостого хода источника питания (при переменном токе и при питании аппарата через сварочный трансформатор и отключении его на холостом ходу коэффициент C_x может быть принят равным 1; на постоянном ходе $C_x=1,17$).

Вес наплавленного металла подсчитывается по формуле:

$$P_n = F * L * \gamma, \text{ кг}$$

где:

F – площадь поперечного сечения шва, см²;

L – длина шва, см;

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

γ – удельный вес наплавленного металла (для малоуглеродистых сталей $\gamma = 7,8 \text{ г/см}^3$).

Расход электроэнергии на точечную сварку определяется на сварку для одной точки по формуле:

$$\mathcal{E}_m = \frac{U_m * J_m * \cos \varphi * \eta * T_{св}}{1000 * 3600}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

где:

U_m – напряжение холостого хода по ступеням во вторичном контуре сварочной машины, В (для укрупненных расчетов можно принять: при сварке черных металлов $U = 3 \text{ В}$; при сварке цветных металлов $U = 10 \text{ В}$);

J_m – сварочный ток, А (определяется из карт технологического процесса);

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности машины (может быть принят 0,6 для стационарных машин и 0,3 для переносных);

η – КПД сварочного трансформатора (принимается по паспортным данным);

$T_{св}$ – время сварки одной точки, с (находится из карт технологического процесса).

Ниже приведены удельные расходы электроэнергии при различных видах сварки (табл. 4, 5, 6).

Расчет расхода электроэнергии на работу металлообрабатывающего оборудования

Удельный расход электроэнергии на работу металлообрабатывающего оборудования определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_m = \frac{1,1 * k_{у.о} * k_c * \sum P_m * T}{\cos \varphi * \Pi}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/ед.п-}$$

род.

Таблица 4

Удельный расход электроэнергии при стыковой сварке оплавлением

Площадь поперечного сечения в месте сварки, мм ²	Расход электроэнергии на сварку одного стыка, кВт·ч
100	0,024
200	0,06
300	0,06
500	0,125
1000	0,4
1500	0,825
2000	1,275
2500	1,725

Таблица 5

Удельный расход электроэнергии при точечной сварке на автоматических машинах

Суммарная толщина свариваемых листов, мм	Расход электроэнергии на 100 точек, Вт·ч
2	0,04
4	0,08
6	0,13
8	0,23
10	0,38
12	0,62

Таблица 6

Удельный расход электроэнергии при роликовой электросварке деканированной стали

Суммарная толщина свариваемых листов, мм	Расход электроэнергии на 1 м шва, кВт·ч
0,5	0,04-0,08
1	0,08-0,14
1,5	0,1-0,2
2	0,12-0,24
3	0,25-0,5
4	0,5-1,0

где:
 1,1 – коэффициент, учитывающий потери в сетях;
 $k_{ис}$ – коэффициент использования оборудования;
 k_c – коэффициент спроса;
 $\sum P_m$ – суммарная установленная мощность металлообрабатывающего оборудования, кВт;
 T – время работы металлообрабатывающего оборудования за нормируемый период, час;
 $\cos \varphi$ – коэффициент мощности;
 Π – выпуск продукции за нормируемый период.

Расчет расхода электроэнергии на работу деревообрабатывающего оборудования

Удельный расход электроэнергии рамными пилами определяется по формуле:

$$\Theta_{рп} = \frac{k_{рп} * b * \sum l * n * T}{102 * 60 * 1000 * \eta_{пер} * \Pi}, \text{ кВт·ч/про-}$$

дукция
 где $k_{рп}$ – удельное сопротивление резанию рамными пилами, в зависимости от скорости подачи на зуб, кг/мм² (для хвойных пород в соответствии с приведенной ниже таблице);
 b – ширина пропила, мм;
 $\sum l$ – суммарная высота пропила всего постава, мм;
 n – скорость вращения вала лесопильной рамы, об/мин;
 T – время работы пилорамы за нормируемый период, час;
 $\eta_{пер}$ – КПД передачи;

Таблица 7

Электроприемники	Коэффициент использования мощности, k_u	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	Коэффициент спроса k_c
Металлорежущие станки: мелкосерийного производства с нормальным режимом работы (мелкие токарные, строгальные, долбежные, фрезерные, сверлильные, карусельные и др.)	0,12	0,4	0,14
крупносерийного производства при тяжелом режиме работы (штамповочные прессы, автоматы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные, а также крупные токарные строгальные, фрезерные, карусельные и расточные станки)	0,16	0,5	0,2
Переносной электрический инструмент	0,06	0,5	0,1
Сварочные трансформаторы для ручной сварки	0,3	0,35	0,35
Мелкие нагревательные приборы	0,6	1,0	0,7

Таблица 8

Скорость резания v , мм/с	1,6	1,4	1,2	1,0	0,8	0,6	0,4	0,2
Удельное сопротивление резанию, $k_{рр}$, кг/мм ²	6,1	6,2	6,4	6,6	6,9	7,3	8,0	9,1

Π – выпуск продукции за нормируемый период.

Удельный расход электроэнергии электрорубанком определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{эр} = \frac{k_{рэ} * b * H * v * T}{102 * 60 * \eta_{пер} * \Pi}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/продукция}$$

где:

$k_{рэ}$ – удельное сопротивление резанию при строгании, кг/мм² (для электрорубанка рекомендуется $k_{рэ} = 3$ кг/мм²);

b – ширина строгания электрорубанка, мм

H – глубина строгания, мм;

v – скорость подачи, м/мин;

T – время работы электрорубанка за нормируемый период, час;

$\eta_{пер}$ – КПД передачи;

Π – выпуск продукции за нормируемый период.

Удельный расход электроэнергии фрезерным станком определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{ф} = \frac{k_{рф} * b * l_1 * v * T}{102 * \eta_{пер} * \Pi}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/продукция}$$

где:

$k_{рф}$ – удельное сопротивление резанию при фрезеровании, кг/мм² (для электрорубанка рекомендуется $k_{рф} = 1,5-2$ кг/мм²);

b – ширина фрезерования, мм;

l_1 – толщина срезаемого слоя коры и древесины, мм;

v – скорость подачи, мм/сек;

T – время работы фрезерного станка за нормируемый период, час;

Π – выпуск продукции за нормируемый период.

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах и электрических сетях

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются как сумма потерь в магнитопроводе и потерь в обмотках трансформатора:

$$\mathcal{E}_{тр} = \Delta P_c + \Delta P_{кз} * \left(\frac{S_{см}}{S_H}\right)^2 * \tau, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

где:

P_c – потери в стали (магнитопроводе) трансформатора, приведены в паспорте трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – потери в обмотках, приведены в паспорте трансформатора, кВт;

S_H – номинальная (паспортная) мощность трансформатора, кВА;

$S_{см}$ – среднесменная загрузка трансформатора, кВА;

τ – время потерь, представляет собой расчетное время, в течение которого трансформатор, нагруженный постоянной максимальной нагрузкой имеет те же потери электроэнергии, что и при работе с действительной (изменяющейся) нагрузкой, час.

Время потерь выбирается в зависимости от времени использования максимума нагрузки T_{max} (табл. 9):

Потери электроэнергии в трехфазных сетях определяются:

$$\mathcal{E}_c = 3 * I_{max}^2 * R * \tau, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

где:

R – сопротивление линии (активное одной фазы), Ом;

I_{max} – максимальный ток линии, А.

Входящие в формулу величины R и I_{max} в свою очередь определяются:

$$R = R_o * l, \text{ Ом}$$

$$I_{max} = \frac{\mathcal{E}_a}{T_M * U_H * \cos \varphi * \sqrt{3}}, \text{ А}$$

где

l – длина линии, км;

R_o – сопротивление 1 км линии, Ом;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности токоприемника, на который работает линия;

Таблица 9

T_{max} , час	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
T , час	100	1400	2000	3000	4400	6000	7500

\mathcal{E}_a – переданная линией мощность в расчетный период времени, кВт·ч.

Переданная линией мощность определяется по счетчикам коммерческого или технического учета,

установленными в конце линии. Длина линии принимается по акту приемки в эксплуатацию.

Величина сопротивления одного километра линии определяется по нижеприведенной таблице:

Таблица 10

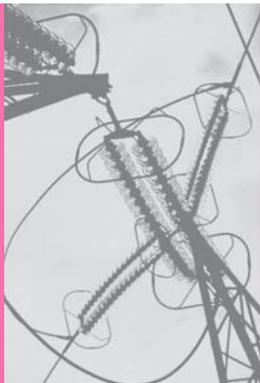
Активное сопротивление 1 км линии

трехжильные кабели 0,4 кВ; 10 кВ									
Сечение жилы, мм ²	10	16	25	35	50	70	95	120	150
Алюминий, Ом/км	3,12	1,95	1,25	0,894	0,625	0,447	0,329	0,261	0,208
Медь, Ом/км	1,84	1,16	0,74	0,53	0,37	0,265	0,206	0,154	0,124

воздушные линии 0,4 кВ; 10 кВ					
Сечение провода, мм ²	A35	A50	A70	A95	A120
Алюминий, Ом/км	3,12	1,95	1,25	0,894	0,625

воздушные линии 0,4 кВ; 10 кВ						
Сечение провода, мм ²	AC-16	AC-25	AC-35	AC-50	AC-70	AC-95
Сталь-алюминий, Ом/км	2,06	1,38	0,85	0,65	0,46	0,23





Ф. Набиев

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ СИЛЫ ПРИТЯЖЕНИЯ В ЛАД

В двухфазной системе, в качестве базовой, рассматривался идеализированный линейный асинхронный двигатель (ЛАД) с учетом электромагнитных сил (ЭМС) притяжения. Получено, что в данной системе во всех случаях ЭМС притяжения, являясь дополнительной нагрузкой, приводит к затягиванию переходных процессов. Для исследуемого ЛАД она имеет минимальное значение в режиме короткого замыкания и максимальное – при синхронной скорости вторичного элемента ВЭ.

Аналоговая модель в трехфазной системе координат составлена для аналогичного ЛАД с учетом первичного концевых эффекта. Проведены различные вычислительные эксперименты для выявления влияния таких факторов, как ограниченность распределения обмоток и конечность длины магнитопровода индуктора на несимметрию фазных токов.

Несимметрия фазных токов ЛАД, вызванная несимметрией взаимных индуктивностей, проявляется в большей мере в области околосинхронной скорости ВЭ, а несимметрия токов, связанная с несимметрией полных индуктивностей фаз существует во всем диапазоне скольжений $S=0...1$. Системы уравнений напряжений совместно с уравнениями движения, и энергетических показателей являются математической моделью, позволяющей исследовать динамические режимы ЛАД с учетом первичного и вторичного концевых эффектов.

Уравнение движения ЛАД записано с учетом ЭМС притяжения для односторонних, и разности сил притяжения – для двусторонних ЛАД:

$$m \, dV/dt = \Sigma F_i = F_T - (F_c + k_{тр} (G + F_{II})), \quad (1)$$

где:

F_c – сила сопротивления движению; $K_{тр}$ – коэффициент трения; G – вес подвижной части ЛАД, F_T, F_{II} – силы тяги и притяжения.

Для двухсторонних ЛАД: $F_{II} = |F_{II1}| - |F_{II2}|$.

Электромагнитные силы отталкивания в работе не рассматриваются.

Электромагнитные силы в ЛАД определены по энергетическому методу для каждого элементарного двигателя.

Сила тяги j -го элементарного двигателя равна:

$$F_{Tj} = \frac{1}{\sqrt{3}} (\pi/\tau) [M_{Aaj} i_A i_c + M_{Baj} i_B i_a + M_{Caj} i_C i_b - M_{Aaj} i_A i_b - M_{Baj} i_B i_c - M_{Caj} i_C i_a]. \quad (2)$$

ЭМС притяжения 1-го элементарного двигателя определяется выражением:

$$F_{nj} = \partial W_j / \partial \delta = - \frac{1}{2\delta} \sum_{i=1}^m (\Psi_{ni} i_i), \quad i = const \quad (3)$$

где Ψ_{ni} – главное потокоцепление обмоток, или в виде:

$$F_{nj} = - \frac{1}{2\delta} [M_{Aaj} (i_A + i_a)^2 + M_{Baj} (i_B + i_b)^2 + M_{Caj} (i_C + i_c)^2], \quad (4)$$

где M_{Aaj} – взаимная индуктивность между одноименными фазами индуктора и вторичного элемента.

ЭМС тяги и притяжения для ЛАД определяются соответственно:

$$F_T = \sum_{j=1}^p F_{Tj}, \quad F_{II} = \sum_{j=1}^p F_{IIj} \quad (5)$$

Под энергетическими показателями в работе понимаются динамические КПД и коэффициент мощности. Определяются средние за период, а также средние за время переходного процесса КПД и коэффициент мощности.

Отметим, что во многих случаях задачи динамики, связанные с большим временем счета для ЦВМ, целесообразно исследовать на АВМ, однако, при увеличении объема задачи, особенно при учете изменения параметров последняя становится менее эффективной.

Выполнено моделирование двухфазного двухиндукторного ЛАД с биметаллическим вторичным элементом, предназначенного для передвижения труб в металлургическом производстве. Особенностями исследуемого двигателя являются покидание ВЭ воздушного зазора одного индуктора и погружение его в область другого, возможное изменение воздушного зазора, работа индукторов без вторичного элемента.

Приведенная выше математическая модель адаптирована для исследования динамических режимов двухфазного двухиндукторного ЛАД с учетом указанных особенностей.

Как показывают результаты расчета параметров без учета насыщения первичный концевой эффект в двухфазных ЛАД отсутствует, так как в этом случае индуктивные параметры всех элементарных двигателей являются симметричными. Однако, при учете насыщения взаимоиндуктивности между разноименными фазами отличаются от нуля. При этом параметры элементарных двигателей также различаются, что является результатом проявления первичного концевого эффекта в двухфазных ЛАД.

Разработан алгоритм расчета динамических режимов ЛАД, включающий в себя два этапа. На первом этапе из расчета магнитного поля определяются индуктивные параметры ЛАД при различных взаимных положениях индуктора и ВЭ. При учете «покидания-погружения» ВЭ шаг «покидания» взят равным зубцовому делению индуктора. При учете изменения величины воздушного зазора взаимные положения индуктора и ВЭ задаются по методу упорядоченного перебора чисел.

Для учета насыщения стали в динамике, из расчета магнитного поля при возбуждении всех фаз мгновенными токами, полученными из решения уравнений переходных процессов без учета насыщения, определяются значения магнитных проницаемостей, которые используются при вычислении параметров ЛАД по методу однофазного питания. Полученные данные вводятся в память ЭВМ в виде трехмерного массива.

На втором этапе производится решение систем уравнений переходных процессов ЛАД. При этом найденные на предыдущем этапе параметры

являются постоянными коэффициентами перед переменным на шаге вычисления и на каждом последующем шаге корректируются в зависимости от данного ключевого параметра. Таким образом, в общем случае нелинейная система заменяется ее линейной моделью и она может быть решена численно с помощью стандартных подпрограмм.

Для реализации алгоритма разработана программа DLfD2, содержащая модули RKGS, SIMQ, по которой исследованы некоторые динамические режимы двухиндукторного ЛАД для металлургического производства с учетом и без учета вторичного концевого эффекта.

На рис. 1 приведены динамические механические характеристики ЛАД, рассчитанные с учетом, без учета концевых эффектов и снятые экспериментально.

Из сравнения осциллограмм видно, что вторичный концевой эффект вызывает значительные колебания ЭМС тяги и пренебрежение им неправомерно особенно в ЛАД, применяемых в составе механизмов с точным позиционированием и плавным ходом подвижной части.

Исследованы переходные режимы другой модификации двухиндукторного ЛАД, конструкция которой аналогична первой за исключением того, что в исследуемом двигателе обмотка одного индуктора перенесена на другой. Вторым индуктор служит только для замыкания магнитного потока, и он может быть изготовлен без зубцов.

В данном ЛАД вторичный концевой эффект, ухудшая энергетические характеристики ЛАД в области больших скольжений, несколько улучшает их при околосинхронной скорости.

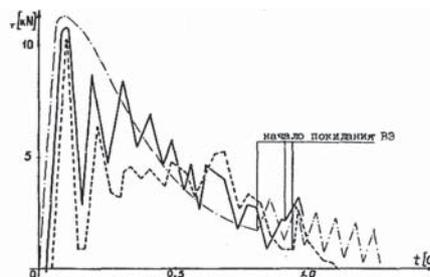


Рис. 1. Осциллограммы ЭМС тяги двухиндукторного ЛАД с учетом и без учета вторичного концевого эффекта.

Анализ динамических режимов ЛАД при различных соотношениях параметров показал, что путем подбора электромагнитных параметров ЛАД можно ослабить влияние концевых эффектов, однако это не всегда приводит к улучшению тягово-энергетических характеристик двигателя.



ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ



РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ НЕИЗОЛИРОВАННЫМИ ТРУБОПРОВОДАМИ ПРИ НАДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКЕ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

В настоящем документе рассмотрены особенности расчета тепловых потерь неизолированными трубопроводами тепловых сетей при надземной прокладке и предложена практическая методика выполнения расчета.

Расчет тепловых потерь изолированными трубопроводами должен выполняться в соответствии с методиками, изложенными в действующих нормативных документах [1, 2]. Характерным для данной ситуации является то, что тепловой поток в основном определяется термическим сопротивлением тепловой изоляции. При этом коэффициент теплоотдачи на наружной поверхности покровного слоя мало влияет на величину тепловых потерь и поэтому может быть принят по средним значениям.

Работа трубопровода тепловой сети без тепловой изоляции является нетиповой ситуацией, так как, согласно нормам, все теплопроводы дол-

жны иметь тепловую изоляцию во избежание значительных тепловых потерь. Именно поэтому ни в каких нормативных документах не приводятся методики расчета теплотерь трубопроводов для данного случая.

Тем не менее, при эксплуатации тепловых сетей могут возникать и возникают ситуации, когда отдельные участки трубопроводов лишены тепловой изоляции. Для обеспечения возможности расчета потерь тепла такими трубопроводами и разработано настоящая методика. Она базируется на наиболее общих теоретических зависимостях по теплоотдаче трубопровода в условиях вынужденной конвекции, которые приводятся в учебной и справочной литературе.

В соответствии с требованием заказчика все формулы и расчетные величины приводятся не в международной системе единиц, а применительно к измерению теплотерь в ккал/час.

1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАСЧЕТА ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ НЕИЗОЛИРОВАННЫМИ ТРУБОПРОВОДАМИ ПРИ НАДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКЕ

Трубопровод тепловой сети представляет из себя горизонтально расположенную нагретую трубу, обдуваемую ветром или находящуюся в спокойном воздухе. Поэтому теплоотдачу такого трубопровода можно определять по известным зависимостям с использованием коэффициента теплопередачи через стенку трубы:

$$Q = F_n \cdot (T_n - T_b) / K, \quad (1.1)$$

$$K = 1 / (1/\alpha_n + \delta_m/\lambda_m + 1/\alpha_w), \quad (1.2)$$

где:

Q – теплоотдача трубопровода, ккал/час;

α_n – коэффициент теплоотдачи на наружной поверхности трубопровода, ккал/(час м² °С);

F_n – площадь наружной поверхности трубопровода, м²;

T_n – температура наружной поверхности трубопровода, °С;

T_b – температура наружного воздуха, °С;

K – коэффициент теплопередачи через стенку рассматриваемого трубопровода, ккал/(час м² °С);

α_n – коэффициент теплоотдачи на наружной поверхности трубопровода, ккал/(час м² °С);

δ_m – толщина металлической стенки трубы, м;

λ_m – теплопроводность материала стенки трубы, ккал/(ч м °С);

α_w – коэффициент теплоотдачи на внутренней поверхности трубопровода, ккал/(час м² °С);

В качестве расчетных температур следует брать средние температуры за рассматриваемый период. При этом, температуру поверхности трубопровода можно принимать равной температуре воды в трубопроводе, так как термическое сопротивление стенки трубы δ_m/λ_m и сопротивление теплоотдаче на внутренней поверхности $1/\alpha_w$ для чистой трубы во много раз меньше, чем сопротивление теплоотдаче на наружной поверхности $1/\alpha_n$. Такое допущение позволяет значительно упростить расчет и уменьшить число необходимых исходных данных, так как тогда не требуется знать скорость воды в трубе, толщину стенки трубы, степень загрязнения стенки на внутренней поверхности. Погрешность расчета, связанная с таким упрощением, невелика и значительно меньше погрешностей, связанных с неопределенностью других расчетных величин.

Площадь наружной поверхности трубопровода определяется его длиной и диаметром:

$$F_n = \pi D_n L, \quad (1.3)$$

где:

Q – теплоотдача трубопровода, ккал/час;

π – константа, равная 3,141;

D_n – наружный диаметр трубопровода, м;

L – длина трубопровода, м.

С учетом выше изложенного выражение (1) можно преобразовать к виду:

$$Q = \alpha_n \pi D_n L (T_n - T_b), \quad (1.4)$$

Наиболее важным при расчете тепловых потерь является правильное определение коэффициентов теплоотдачи на наружной поверхности трубопровода. Вопрос теплоотдачи от одиночной трубы хорошо изучен, и расчетные зависимости приводятся в учебных пособиях и справочниках по теплообмену. Согласно теории, общий коэффициент теплоотдачи определяется как сумма коэффициентов конвективной и лучистой теплоотдачи:

$$\alpha_n = \alpha_k + \alpha_r \quad (1.5)$$

Коэффициент конвективной теплоотдачи зависит от скорости воздуха и направления потока по отношению к оси трубопровода, диаметра трубопровода, теплофизических характеристик воздуха. В общем случае выражение для определения коэффициента теплоотдачи на наружной поверхности трубопровода при поперечном обдувании потоком воздуха будет:

при ламинарном режиме движения воздуха (критерий Рейнольдса Re меньше 1000)

$$\alpha_k = 0,43 \beta_\phi Re^{0,5} \lambda_b / D_n \quad (1.6)$$

При переходном и турбулентном режиме движения воздуха (критерий Рейнольдса Re равен или больше 1000)

$$\alpha_k = 0,216 \beta_\phi Re^{0,6} \lambda_b / D_n, \quad (1.7)$$

где:

Re – критерий Рейнольдса, вычисляемый по наружному диаметру трубопровода и скорости движения воздуха, определяемой с учетом высоты расположения трубопровода над землей и характера рельефа местности.

λ_b – коэффициент теплопроводности воздуха, ккал/(ч м °С);

β_ϕ – поправочный коэффициент, учитывающий направление воздушного потока по отношению к оси трубопровода.

$$Re = U \beta_u D_n / \nu_a, \quad (1.8)$$

где:

U – расчетная скорость движения воздуха;

β_u – поправочный коэффициент, учитывающий высоту расположения трубопровода над землей и характер рельефа местности;

ν_a – коэффициент кинематической вязкости воздуха, определяемый при температуре наружного воздуха, м²/с.

Выбор расчетной скорости ветра U является ответственной задачей, так как этот параметр в существенной степени влияет на значение коэффициента конвективной теплоотдачи. Сложность выбора заключается в том, что скорость ветра является сильно переменной и трудно предсказуемой величиной, поэтому в расчете неизбежно приходится ориентироваться на некоторые средние значения скорости. Среднее значение расчетной скорости ветра U можно определять по фактическим данным скоростей ветра за рассматриваемый период на основании метеорологических наблюдений или по среднемесячным значениям по данным [6, 7]. При этом первый вариант явно предпочтительнее, так как данные СНиП и климатологических справочников являются результатом осреднения за очень большой период многолетних наблюдений и не могут учитывать особенностей климата в конкретный расчетный год.

Значение поправочного коэффициента β_u может быть определено на основании данных по поправкам на ветровое давление, приводимым в [4].

Соотношение между поправочным коэффициентом на скорость воздуха и поправкой на ветровое давление достаточно простое:

$$\beta_u = \sqrt{\beta_p}, \quad (1.9)$$

Высота расположения трубопровода над землей обычно не превышает 5 м, поэтому значения поправочного коэффициента на скорость ветра определены только для такой ситуации и приведены в табл. 1.

Данные по зависимости коэффициента кинематической вязкости ν_a и коэффициента теплопроводности λ_a от температуры для воздуха с интервалом в 10 градусов приведены в [1, 2, 3]. В приложении 1 приводятся результаты интерполяции этих данных с шагом 1 градус для непосредственного использования при расчете.

В [1] приводится зависимость поправочного коэффициента β_ϕ от угла обдувания трубопровода. Эти данные представлены в табл. 2.

Учитывая, что направление движения воздуха по отношению к ориентации трубопровода обычно неизвестно, поправочный коэффициент на угол обдувания β_ϕ следует принимать как среднее значение в диапазоне изменения угла направления потока от 90 градусов (перпендикулярно оси трубопровода) до 0 (параллельно оси трубопровода). Согласно данным табл. 2, среднее значение равно 0,821.

Коэффициент лучистой теплоотдачи зависит от температуры воздуха и температуры поверхности трубопровода, а так же от степени черноты поверхности трубопровода ε_n .

$$\alpha_n = \varepsilon_n C_0 ((T_n + 273)/100)^4 - ((T_a + 273)/100)^4 / (T_n - T_a) \quad (1.10)$$

где C_0 – коэффициент излучения абсолютно черного тела.

$$C_0 = 4,97 \text{ ккал}/(\text{час м}^2 (\text{°K})^4)$$

Оголенная стальная труба теплопровода, находящаяся в атмосферных условиях, имеет окисленную или сильно окисленную поверхность,

Таблица 1

Поправочные коэффициенты на ветровое давление и скорость воздуха

Тип местности	Поправка на ветровое давление β_p	Поправка на скорость воздуха β_u
Открытая — побережья морей и озер, пустыни, степи, лесостепи, тундра	0,75	0,866
Пересеченная — городские территории, лесные массивы и др., с препятствиями высотой до 10 м	0,5	0,707
Городская — городские районы с застройкой зданиями высотой более 20 м	0,4	0,632

Поправочные коэффициенты на от угол обдувания

φ, град.	90	80	70	60	50	40	30	20	10
β_ϕ	1	1	0,98	0,95	0,87	0,77	0,67	0,60	0,55

для которых степень черноты ϵ_n , согласно данным [1], лежит в пределах от 0,8 до 0,98. Поэтому, рекомендуется принимать среднее значение $\epsilon_n = 0,9$.

2. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ТЕПЛОТЫ ДЛИННЫМИ УЧАСТКАМИ НЕИЗОЛИРОВАННЫХ ТЕПЛОПРОВОДОВ

Теоретические расчетные зависимости, представленные в предыдущем разделе, справедливы для случая, когда входящие в них расчетные коэффициенты теплоотдачи и температура теплоносителя являются постоянными по длине трубопровода. Это достаточно близко соответствует ситуации, когда снижение температуры теплоносителя на участке за счет тепловых потерь невелико и средняя температура теплоносителя мало отличается от начальной. Вследствие постоянства температуры поверхности трубопровода постоянными остаются и значения коэффициентов конвективной и лучистой теплоотдачи с поверхности трубы.

В общем случае падение температуры теплоносителя на коротком участке прямо пропорционально длине трубопровода и его диаметру и обратно пропорционально расходу теплоносителя:

$$\Delta T_w \sim (T_w - T_b) D_n L / G_w, \quad (2.1)$$

Если же трубопровод имеет малый диаметр, расход невелик, а длина участка достаточно велика, то вследствие значительного изменения температуры теплоносителя изменяется перепад температур между поверхностью трубы и воздухом, а также значение коэффициента лучистой теплоотдачи. Вследствие этого удельные потери теплоты постепенно снижаются от начала участка к его концу, и общие потери тепла уже не пропорциональны длине трубопровода. В этом случае расчет по линейной зависимости может дать слишком большую погрешность в сторону завышения теплотерь, так как снижение теплоотдачи идет по нелинейному экспоненциальному закону.

Для получения более достоверного результата расчета тепловых потерь в такой ситуации следует расчет вести по уточненным зависимостям, учитывающим экспоненциальный характер снижения теплоотдачи. Для их применения в качестве

исходных данных следует обязательно использовать еще один параметр: расход теплоносителя на участке G_w .

Расчетные зависимости могут быть получены из дифференциального уравнения, описывающего процесс теплоотдачи с поверхности трубопровода элементарной длины, и дифференциального уравнения, описывающего расход теплоты вследствие остывания воды:

$$dQ = \alpha_n (T_w - T_b) \pi D_n \cdot dL \quad (2.2)$$

$$dQ = c_w G_w dT_w, \quad (2.3)$$

где:

dQ – теплотери участка трубопровода элементарной длины;

dL – элементарная, бесконечно малая длина трубопровода;

dT_w – снижение температуры теплоносителя на участке элементарной длины;

c_w – теплоемкость воды, ккал/(кг °С). $c_w = 1$

При выводе решения предполагается, что коэффициент теплообмена на поверхности трубопровода остается постоянным. Учитывая, что доля лучистого теплообмена в общем коэффициенте составляет около 15–20%, такое допущение вполне правомерно и не приводит к существенным погрешностям. В то же время такой подход позволяет значительно упростить конечные выражения.

Решение системы уравнений приводит к следующей зависимости падения температуры теплоносителя от длины трубопровода L :

$$\Delta T_w = (T_w - T_b) (1 - e^{-AL}), \quad (2.4)$$

где:

e – основание натуральных логарифмов,

$e = 2,71$;

A – комплекс из расчетных величин, 1/м.

$$A = \alpha_n \pi D_n / c_w G_w, \quad (2.5)$$

Конечная температура теплоносителя при этом будет:

$$T_{wk} = T_w - \Delta T_w \quad (2.6)$$

Если конечная температура теплоносителя получается меньше или равной 0 °С, это означа-



ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

ет, что трубопровод перемерзнет. Рассчитывать теплотери трубопровода в такой ситуации не имеет смысла. Критическая длина трубопровода, то есть максимально допустимая длина, при которой он еще не будет перемерзать, определится:

$$L_{кр} = - \ln(1 - T_w / (T_w - T_b)) / A \quad (2.7)$$

Если конечная температура теплоносителя получается выше 0 °С, то могут быть рассчитаны тепловые потери трубопровода:

$$Q = c_w G_w \Delta T_w, \quad (2.8)$$

3. ПРАКТИЧЕСКАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ

В настоящем разделе приводится последовательность расчета и расчетные формулы для вычисления тепловых потерь трубопроводов. Входные в формулы расчетные величины должны быть представлены в единицах измерения, указанных в табл. 3.

Последовательность расчета

1. Определяем по таблицам приложения А теплофизические характеристики воздуха λ_b и ν_b при заданной его температуре. В расчете следует использовать значения, выбираемые непосредственно из таблиц, без всяких переводных коэффициентов, так как они включены в расчетные формулы.

2. По табл. 1 определяем поправочный коэффициент на скорость воздуха β_u в зависимости от типа местности.

3. Определяем значение поправки на угол обдувания трубопровода β_φ , приравняв его среднему значению 0,821, или, если известен угол обдувания, определяя его по табл. 2.

4. Определяем критерий Рейнольдса для воздуха:

$$Re = 1000 U \beta_u D_n / \nu_b \quad (3.1)$$

5. Определяем коэффициент конвективной теплоотдачи.

Если значение критерия Рейнольдса меньше 1000, то вычисление проводим по формуле:

$$\alpha_k = 4,3 \beta_\varphi Re^{0,5} \lambda_b / D_n \quad (3.2)$$

В противном случае вычисление проводим по формуле:

$$\alpha_k = 2,16 \beta_\varphi Re^{0,6} \lambda_b / D_n \quad (3.3)$$

6. Определяем степень черноты поверхности трубопровода ε_n приравнявая ее среднему значению 0,9, или обосновываем другое значение по справочной литературе.

7. Определяем коэффициент лучистой теплоотдачи:

$$\alpha_n = 4,97 \varepsilon_n (((T_n + 273)/100)^4 - ((T_b + 273)/100)^4) / (T_n - T_b) \quad (3.4)$$

8. Определяем полный коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_n = \alpha_k + \alpha_n \quad (3.5)$$

9. Определяем часовые тепловые потери трубопроводом:

$$Q = \alpha_n \pi D_n L (T_n - T_b) / 1000 \quad (3.6)$$

10. Определяем потери тепла, за расчетный период времени, Гкал/час:

$$Q_N = 24 Q N / 1000000, \quad (3.7)$$

где N – количество суток в расчетном периоде времени.

Дальнейшие действия следует выполнять, если есть опасения, что снижение температуры на участке велико и расчет следует выполнять по нелинейной зависимости. Для дальнейшего расчета должен быть известен расход теплоносителя на участке.

11. Определяем модуль показателя экспоненты AL :

$$AL = \alpha_n \pi D_n L / (106 G_w) \quad (3.8)$$

Если полученное значение незначительно отличается от 0, то погрешность расчета теплотери составляет примерно половину вычисленного значения. Так, если полученное значение равно 0,05, то можно считать, что теплотери были определены с точностью порядка 2,5%. Если полученная точность расчета устраивает, то переходим к пункту 13. При необходимости можно откорректировать значение теплотери в соответствии с определенной погрешностью:

$$Q = Q (1 - AL / 2) \quad (3.9)$$

12. Если значение модуля показателя экспоненты AL больше 0,05, или если требуется более высокая точность расчета, вычисляем снижение температуры теплоносителя на участке за счет теплотери по экспоненциальной зависимости:

Используемые единицы измерения расчетных величин

Расчетный параметр	Обозначение	Единица измерения
Исходные данные для расчета		
Начальная температура воды в трубопроводе	T_w	°С
Температура воздуха	T_a	°С
Наружный диаметр трубопровода	D_n	мм
Длина трубопровода	L	м
Скорость ветра	U	м/с
Расход теплоносителя	G_w	т/час
Промежуточные значения и результаты расчета		
Часовые тепловые потери трубопровода	Q	ккал/час
Коэффициент конвективной теплоотдачи	α_k	ккал/(час м ² °С)
Коэффициент лучистой теплоотдачи	α_l	ккал/(час м ² °С)
Коэффициент полной теплоотдачи	α_n	ккал/(час м ² °С)
Теплопроводность воздуха	λ_a	ккал/(час м °С)
Кинематическая вязкость воздуха	ν_a	м ² /с
Критерий Рейнольдса	Re	—
Поправка на скорость воздуха	β_u	—
Поправка на угол обдувания	β_φ	—
Коэффициент излучения абсолютно черного тела	C_0	ккал/(час м ² (°К) ⁴)
Степень черноты поверхности трубопровода		
Теплоемкость воды	ϵ_n	—
Снижение температуры воды	c_w	ккал/(кг °С)
	ΔT_w	°С

$$\Delta T_w = (T_w - T_a) (1 - e^{-AL})$$

13. Определяем конечную температуру теплоносителя, чтобы убедиться, что трубопровод не перемерзнет:

$$T_{\text{вск}} = T_w - \Delta T_w \quad (3.10)$$

13. Определяем уточненное значение теплотеперь:

$$Q = 1000 G_w \Delta T_w \quad (3.11)$$

14. Определяем уточненные потери тепла за расчетный период времени в соответствии с п. 10.

4. ПРИМЕР РАСЧЕТА ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ ТРУБОПРОВОДА

Исходные данные:

Требуется определить потери теплоты подающим трубопроводом за февраль при следующих исходных данных:

$D_n = 426$ мм, $L = 750$ м, $T_w = 78$ °С,
 $T_a = -21$ °С, $U = 6,4$ м/с,
 $G_w = 460$ т/час, $N = 28$ сут., местность пересеченная.

Расчет:

- Определяем по таблицам приложения А при $T_a = -21$ °С: $\lambda_a = 1,953$; $\nu_a = 11,69$
 - По таблице 1 определяем для пересеченной местности: $\beta_u = 0,707$
 - Принимаем по среднему значению: $\beta_\varphi = 0,821$
 - Вычисляем: $Re = 1000 \cdot 6,4 \cdot 0,707 \cdot 426 / 11,69 = 164890$
 - Вычисляем: $\alpha_k = 2,16 \cdot 0,821 \cdot 162567^{0,6} \cdot 1,953 / 420 = 10,975$
 - Принимаем по среднему значению: $\epsilon_n = 0,9$
 - Вычисляем: $\alpha_l = 4,97 \cdot 0,9 \cdot (((78+273)/100)^4 - ((-21+273)/100)^4) / (78+21) = 4,348$
 - Вычисляем: $\alpha_n = 10,975 + 4,348 = 15,323$
 - Вычисляем: $Q = 16,08 \cdot 3,14 \cdot 420 \cdot 750 \cdot (78+21) / 1000 = 1522392$ ккал/час
 - Вычисляем: $AL = 16,08 \cdot 3,14 \cdot 420 \cdot 750 / (106 \cdot 460) = 0,03343$
- Следовательно, теплотеперь были определены с погрешностью около $0,03343 / 2 \cdot 100 = 1,7\%$. Вычислений по нелинейной зависимости не требуется. Для коррекции значения теплотеперь вычисляем:

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

$$Q = 1522392 \cdot (1 - 0,03343 / 2) = 1496945 \text{ ккал/час}$$

12. Вычисляем: $\Delta T_w = 1496945 / (103 \cdot 460) = 3,254 \text{ }^\circ\text{C}$

13. Вычисляем: $Q_N = 24 \cdot 1496945 \cdot 28 / 1000000 = 1005,95 \text{ Гкал}$

При вычислении по экспоненциальной зависимости получили бы следующие результаты:

$$\Delta T_w = (78 + 21) \cdot (1 - \text{EXP}(0,03343)) = 3,255 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$Q = 1000 \cdot 460 \cdot 3,255 = 1497300 \text{ ккал/час}$$

$$Q_N = 24 \cdot 1497300 \cdot 28 / 1000000 = 1006,2 \text{ Гкал}$$

Литература

1. Нащокин В.В. Техническая термодинамика и теплопередача. Учебное пособие для неэнергетических специальностей вузов – М.: Высшая школа, 1975 – 496 с. ил.

2. Внутренние санитарно-технические устройства. В 3 ч. Ч. I. Отопление / В.Н. Богословский, Б.А. Крупнов, А.Н. Сканиви и др.: Под ред. И.Г. Старовойрова и Ю.И. Шиллера. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1990 – 344 с.: ил. – (Справочник проектировщика).

3. Нестеренко А.В. Основы термодинамических расчетов вентиляции и кондиционирования воздуха – 3-е изд, перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1971 – 460 с. ил.

4. СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия
5. СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов

6. СНиП 2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика.

7. Справочник по климату СССР.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Теплофизические характеристики воздуха

Таблица А1

Коэффициенты теплопроводности воздуха $\lambda_a \cdot 10^2$

$T_b, ^\circ\text{C}$	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
$T_b < 0$	-40	1,820	1,813	1,806	1,799	1,792	1,785	1,778	1,771	1,764	1,757
	-30	1,890	1,883	1,876	1,869	1,862	1,855	1,848	1,841	1,834	1,827
	-20	1,960	1,953	1,946	1,939	1,932	1,925	1,918	1,911	1,904	1,897
	-10	2,030	2,023	2,016	2,009	2,002	1,995	1,988	1,981	1,974	1,967
	0	2,100	2,093	2,086	2,079	2,072	2,065	2,058	2,051	2,044	2,037
$T_b > 0$	0	2,100	2,106	2,112	2,118	2,124	2,13	2,136	2,142	2,148	2,154
	10	2,160	2,167	2,174	2,181	2,188	2,195	2,202	2,209	2,216	2,223
	20	2,230	2,237	2,244	2,251	2,258	2,265	2,272	2,279	2,286	2,293
	30	2,300	2,307	2,314	2,321	2,328	2,335	2,342	2,349	2,356	2,363
	40	2,370	2,376	2,382	2,388	2,394	2,400	2,406	2,412	2,418	2,424

Таблица А2

Коэффициенты кинематической вязкости воздуха $\nu_a \cdot 10^6$

$T_b, ^\circ\text{C}$	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
$T_b < 0$	-40	10,04	9,959	9,878	9,797	9,716	9,635	9,554	9,473	9,392	9,311
	-30	10,80	10,72	10,65	10,57	10,50	10,42	10,34	10,27	10,19	10,12
	-20	11,79	11,69	11,59	11,49	11,39	11,30	11,20	11,10	11,00	10,90
	-10	12,43	12,37	12,30	12,24	12,17	12,11	12,05	11,98	11,92	11,85
	0	13,28	13,20	13,11	13,03	12,94	12,86	12,77	12,69	12,60	12,52
$T_b > 0$	0	13,28	13,37	13,46	13,54	13,63	13,72	13,81	13,90	13,98	14,07
	10	14,16	14,25	14,34	14,43	14,52	14,61	14,70	14,79	14,88	14,97
	20	15,06	15,15	15,25	15,34	15,44	15,53	15,62	15,72	15,81	15,91
	30	16,00	16,10	16,19	16,29	16,38	16,48	16,58	16,67	16,77	16,86
	40	16,96	17,06	17,16	17,26	17,36	17,46	17,55	17,65	17,75	17,85



РЕГУЛИРОВАНИЕ И ВЗАИМОЗАМЕНЯЕМОСТЬ НАСОСОВ

Под регулированием работы насоса подразумевается процесс изменения соотношения между подачей и напором¹.

МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАСОСА

Регулирование насоса можно осуществлять двумя методами:

- конструктивное изменение характеристики насоса;
- изменение условия работы системы «насос-сеть». Универсальным методом изменения характеристики (как для динамических насосов, так и для насосов объемного типа) является изменение числа оборотов привода. При этом надо учитывать, что подача находится в прямой зависимости от оборотов, а напор (в центробежных) – в квадратичной зависимости.

¹ **Подача** – это объем жидкости, подаваемой насосом в единицу времени, выраженный в м³/час (кубометров в час) или л/сек, (литров в секунду). Обозначается «**Q**».

Напор – это разность удельных энергий жидкости в сечениях после и до насоса, выраженная в метрах водного столба. Обозначается «**H**».

В насосах объемного типа пользуются понятием «**давление**», выраженным в атмосферах (кгс/см²) или мегапаскалях (МПа) (один мегапаскаль равен 10 атмосферам). Обозначается «**P**».

При существующем уровне развития техники этот метод для насосостроения является дорогостоящим, хотя, с точки зрения энергетических затрат, он экономичен.

В практике насосостроения нашло применение регулирование числа оборотов в основном с помощью вариаторов и меньшее – с помощью гидромуфт, электромагнитных муфт скольжения (ЭМС) или регулирования электропривода (тиристорные преобразователи частоты ТПЧ и синхронные электродвигатели). Положительной особенностью этого метода является то, что на группу из нескольких рабочих насосов достаточно иметь один регулируемый насос. Это существенно снижает затраты и обеспечивает конкурентоспособность этого метода по сравнению с другими.

Широко распространенным методом регулирования характеристики центробежного насоса является изменение диаметра рабочего колеса (обточка).

Обтачивая (уменьшая) диаметр рабочего колеса можно значительно изменить поле работы насоса. Чтобы получить нужный напор насоса при обточке колеса, необходимо существующий напор умножить на квадратичную величину от отношения диаметра обточенного колеса к диаметру обтачиваемого.

В практике насосные заводы уже предлагают



ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

потребителям конкретные модификации с различной обточкой колеса и с меньшей, соответственно, мощностью комплектующего электродвигателя.

Другим методом регулирования работы центробежного насоса является изменение условий работы насоса на сеть.

Графическое изображение напорной характеристики центробежных насосов представляет собой, как правило, пологую кривую, снижающуюся при большей подаче. Другими словами, при большей подаче мы имеем меньший напор и оборот. Для каждой конструкции насоса имеется своя напорная характеристика, определяемая крутизной и максимальной величиной КПД, т.е. зоной оптимальной работы. Рабочая точка насоса на этой кривой определяется со сопротивлением сети. Если менять сопротивление сети, например закрывая задвижку, то и рабочая точка будет смещаться влево по кривой, т.е. насос будет выбирать режим работы на меньшей подаче, так как «вынужден» работать с большим напором, чтобы преодолеть дополнительное сопротивление (задвижки).

Существует еще один способ изменения условий работы насоса на сеть – это байпасирование, т.е. установка регулируемого или нерегулируемого перепуска (байпаса) с напорной линии на всасывание. По отношению к насосу – это аналогично снижению сопротивления, т.е. происходит снижение напора. По отношению к потребительской сети – это аналогично снижению подачи. В результате рабочая точка (QH) сместится круто вниз, т.е. мы можем в потребительской сети получить одновременно меньший напор и меньшую подачу (энергия жидкости идет на сброс).

НАСОСНЫЕ СИСТЕМЫ

Рассмотренные методы регулирования работы относятся непосредственно к насосу. Однако с общей точки зрения потребителя чаще интересует насосная система, обеспечивающая нужные напор и подачу.

Такой системой выступает насосная станция. В отношении насосной станции вопрос регулирования напора и подачи может рассматриваться шире за счет возможностей соединения насосов параллельно и последовательно.

При параллельном соединении насосов суммируется подача, при последовательном – напор. Если на насосной станции необходимо получить нужные рабочие параметры (Q и H), то всегда существует возможность путем комбинаций набора ряда насосов с ограниченной подачей соединить их параллельно, чтобы получить большую подачу, и последовательно – чтобы получить больший напор. На насосных станциях это осуществляется

всегда. Для получения необходимого напора на автономных насосных станциях последовательное соединение (бустерные или напорные насосы) применяется реже. В практике это осуществляется через отдельные каскады насосных станций (станции I, II, III-го подъема).

Следует обратить внимание, что последовательное и параллельное соединение центробежных насосов, имеющих подобную напорную характеристику, не дает, как правило, возможности получения двойного значения напора и подачи. Они будут несколько меньше. Это происходит по следующим причинам.

При параллельном соединении не удается плавно соединить потоки, так как напорные трубопроводы ради удобства монтажа заужают, делают лишние повороты. Все это приводит к дополнительному сопротивлению и, соответственно, к смещению рабочей точки на меньшую подачу обоих насосов. При последовательном соединении насосов уменьшение напора происходит из-за потерь на промежуточном участке между насосами. Это вызвано наличием арматуры на нем и уменьшенным диаметром трубопровода, принимаемым, как правило, равным диаметру всасывающего патрубка, в который подают жидкость другой насос.

При последовательном соединении следует обратить внимание на допустимое давление на входе в насос в зависимости от материала корпуса и типа уплотнения.

Допустимое давление на входе насоса, корпус которого изготовлен из чугуна, не должно превышать 8 кгс/см² (80 м в. ст.), в то же время для стального корпуса давление 25 кгс/см², как правило, является допустимым.

Мягкий сальник допускает давление до 10 кгс/см², торцевое уплотнение – до 25 кгс/см²; щелевое и манжетное уплотнение, обеспечивающее самоуплотняющее воздействие за счет давления рабочей жидкости, поддерживает давление только с одной стороны и, соответственно, при этом типе уплотнения не допускается давление на входе в насос.

ВЗАИМОЗАМЕНЯЕМОСТЬ НАСОСОВ

В связи с ликвидацией централизованной системы материально-технического обеспечения, приобретение продукции производственно-технического назначения, в том числе и дефицитного насосного оборудования, связано для многих потребителей с большими трудностями.

В этой ситуации применение имеющегося в наличии насосного оборудования в конкретных условиях становится более актуальным, потому что насосы, как правило, работают в технологичес-



ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

ких процессах и системах водоснабжения, где потери из-за остановки насосов несопоставимы с их стоимостью.

При отсутствии заменяющих насосов с параметрами, близкими заменяемому, требующиеся системе параметры можно получить, применяя два насоса вместо одного, путем последовательного или параллельного их соединения.

При замене следует руководствоваться следующими принципами.

Во-первых, использовать для замены насос по возможности с меньшим рейтингом дефицита, чем заменяемый.

Во-вторых, предпочтительнее производить замены насосов один на один.

При анализе подходов замены начинать следует с изучения того, как влияет работа насоса с другими рабочими параметрами в целом на весь технологический процесс. Например, при анализе подходов замены погружного насоса следует иметь в виду, что этот тип насоса работает, как правило, с периодическим отключением в зависимости от уровня откачиваемой жидкости. Это обстоятельство позволяет установить насос с большим значением подачи относительно оптимального значения, но при этом он будет реже включаться и наоборот.

Второй пример: следует тщательно изучить влияние на систему установки более высоконапорного насоса, чем это заложено в проекте, и не спешить обтачивать колесо, так как выбор низконапорного насоса проектными организациями часто определяется соображениями экономии электроэнергии за счет установки менее мощного электродвигателя в насосном агрегате.

Прочностные же характеристики элементов системы (трубы, арматура, сосуды и т.д.), как правило, позволяют варьировать в широком диапазоне величину напора центробежных, вихревых и осевых насосов.

Следует внимательно анализировать систему с точки зрения прочностных характеристик при заменах объемных насосов, если устанавливается более высоконапорный насос в сравнении с проектным.

Часто в качестве заменяющего используется насос с более низким КПД, например, вихревой насос вместо центробежного. Тогда, что бы получить аналогичные рабочие параметры, надо применить насос с большей мощностью электродвигателя. Иногда бывает целесообразно применить насос с тем же электродвигателем, но с меньшими значениями рабочих параметров (подача, напор), если это допускает технологический процесс. В этом случае пусковая аппаратура не меняется.

Применение одного насоса вместо другого

часто затрудняется необходимостью использовать заменяющий насос в нерабочей зоне. При этом следует иметь в виду, что рабочая зона для центробежных насосов (она показывается в каталогах на напорных характеристиках) во многом определяется экономичностью работы агрегата в этом диапазоне, т.е. работой с наибольшим значением КПД.

Для маломощных насосов этот параметр не является особо актуальным, а тем более в ситуации, когда может нарушиться и остановиться технологический процесс.

Выход насоса за границы «рабочей зоны» позволяет в некоторых ситуациях приспособить заменяющий насос для работы в данном технологическом процессе.

При использовании центробежного насоса на запредельной от максимального значения подаче следует обратить внимание прежде всего на температурные условия работы электродвигателя (возможна его перегрузка), чтобы позволить работать агрегату в приемлемых условиях.

Часто в практической работе решение вопроса зависит от возможности использования насоса в режиме с меньшей подачей, чем он рекомендован «рабочей зоной». При использовании насоса в этом диапазоне подач (запредельной от минимального значения) следует устранить существенное негативное явление в центробежном насосе – работу в помпажном режиме. Этот режим приводит к неустойчивой работе насоса и может резко понизить надежность работы всей системы.

Неустойчивый режим работы появляется только у насосов, не обладающих непрерывно «падающей характеристикой». Большинство центробежных насосов ее не имеют.

При переходе на режим малых подач (если это требуется от насоса для работы в диапазоне подач заменяемого насоса) насос попадает в возрастающую (неустойчивую) часть напорной характеристики.

Чтобы устранить это явление, целесообразно использовать байпасирование (перепуск части подачи с напорной линии во всасывающую), при этом на внешней сети потребитель получает заданную малую величину подачи, а сам насос работает в устойчивом диапазоне «падающей характеристики».

Как метод заменяемости насосов можно рассматривать использование высоконапорного насоса в диапазоне работы низконапорного.

При этом можно говорить о трех приемах.

Первый и наиболее широко распространенный метод (он не требует конструктивных изменений в системе) – *дросселирование*.

На напорной линии насоса, как правило,



ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

имеется арматура. С помощью напорной задвижки (крана) зауживается проходное сечение напорного трубопровода и часть напора за счет дросселирования гасится (энергия напора переходит в энергию тепла). Следует при этом учитывать, что с повышением сопротивления сети снижается и подача насоса, т.е. насос «ползает» строго по кривой напорной характеристики, т.к. имеется детерминированная зависимость между подачей и напором. Второй метод – это *снижение напора за счет байпасирования*. Снижение напора с помощью перепуска жидкости с напорной линии во всасывающую обеспечивает снижение напора, величина которого зависит от крутизны характеристики и колеблется в диапазоне от 30 до 10%.

Этот прием обладает тем достоинством, что его используют во временных схемах. Например, с выходом из строя низконапорного насоса устанавливают высоконапорный насос с байпасом на линии, не изменяя диаметра колеса. Восстановив низконапорный насос, перекрывают байпасную линию и продолжают дальнейшую эксплуатацию насоса в технологическом процессе.

К третьему методу можно отнести *снижение напора насоса с помощью обточки колеса (см. выше)*.

Например, насос НБ5-50-160 имеет оптимальные параметры 25/32 при диаметре колеса 160 мм.

Завод может поставить насос с колесом 150 мм, обеспечивающий параметры 25/24 (снижение напора на 20%). Обточка рабочего колеса до диаметра 130 мм обеспечивает параметры 25/16, при этом КПД насоса практически сохраняется на уровне 65%. Возможно и дальнейшее уменьшение диаметра колеса, но КПД начинает резко снижаться. (Уменьшение диаметра колеса на 30% незначительно влияет на КПД насоса).

И ОПЯТЬ КОНСТРУКТИВНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ

Один из эффективных методов взаимозаменяемости в насосном оборудовании – незначительные конструктивные изменения, позволяющие применить насос для определенных условий.

Иногда насос легко подобрать по основным параметрам (подача, напор), но заменяемый насос имеет характерные конструктивные особенности, обеспечивающие специфические условия работы. Примером может служить использование обычных консольных насосов вместо повысительных – установка вибропоглощающих подставок. К этому же методу следует отнести установку подогревающих рубашек на насосы без обогрева с целью приспособления их для перекачивания застывающих при обычной температуре жидкостей или с целью охлаждения насоса, например, при-

способление обычного шестеренного насоса вместо насоса типа «ШГ» с помощью установки на присоединительных фланцах обогреваемых рубашек. К этому же методу следует отнести применение «вакуумного бачка», позволяющее преобразовать обычный центробежный или вихревой насос в самовсасывающий.

Один из нетрадиционных приемов заменяемости насосов – приспособление элементов и устройств системы к насосу.

Например, в практике потребители часто сталкиваются с отсутствием погружных насосов при наличии насосов консольной конструкции с аналогичными параметрами.

Перед потребителем стоит достаточно типовая задача: «применение консольной конструкции вместо погружной конструкции». При этом бывает достаточно установить или приспособить рачевый патрубок в нижней части емкости для подсоединения всасывающего патрубка насоса консольной конструкции, чтобы заменить насос погружной конструкции, устанавливаемый над емкостью.

Особо следует отметить использование объемных насосов вместо центробежных.

Ввиду того, что при работе объемных насосов подача не зависит от напора (исключая протечки), при замене необходимо более внимательно проанализировать всю гидравлическую систему и, прежде всего, как будет реагировать система, если через нее не будет осуществляться прохождение жидкости, например, закроется задвижка на напорной линии. Объемный насос будет повышать давление до величины, которое позволит его конструкция или настройка предохранительного перепускного клапана. С другой стороны объемный насос может развивать сколь угодно низкое давление от номинального, а потому он «охватывает» весь диапазон низких напоров при данной подаче. Соответственно, его возможности по замене насосов при данном значении подачи неограниченны в сторону ниже номинального.

Обобщая изложенное в части взаимозаменяемости насосного оборудования, можно сделать вывод, что при одинаковой конструктивной компоновке насоса, как правило, имеется возможность его замены, причем насос, предназначенный для перекачивания специальных (определенных) жидкостей может заменить насос для воды.

*В статье использованы материалы с вебсайта компании «РИМОС»
<http://www.rimos.ru>*



Б.Кузнецов



РАСХОДОМЕРЫ И СЧЕТЧИКИ КОЛИЧЕСТВА ЖИДКОСТИ

На рынке России в настоящее время представлено довольно много типов расходомеров и счетчиков количества жидкости, однако все равно не удастся решить все проблемы по измерению этих величин для всех типов жидкостей и для различных условий их применения. В ряде случаев нет альтернативных вариантов, а для некоторых условий измерения их очень много, и то и другое не очень удобно для Потребителя.

В настоящей статье приведены не все типы расходомеров и счетчиков количества жидкостей, но все, приведенные ниже приборы, выпускаются и могут быть поставлены ПОКУПАТЕЛЮ в согласованные сроки.

Выпускаются следующие типы расходомеров и счетчиков количества:

1. Крыльчатые счетчики воды:
 - многоструйные;
 - одноструйные.
2. Турбинные счетчики, расходомеры-счетчики жидкости;
 - турбинные водосчетчики с механическим счетным механизмом;
 - турбинные расходомеры-счетчики жидкости с индукционным узлом съема сигнала.
3. Электромагнитные расходомеры-счетчики жидкости;
4. Вихревые расходомеры-счетчики жидкости:
 - с индуктивным преобразователем сигнала;
 - с электромагнитным преобразователем сигнала;
 - ультразвуковым преобразователем сигнала;

5. Ультразвуковые расходомеры-счетчики жидкости;

6. Расходомеры переменного перепада давления;

7. Расходомеры постоянного перепада давления (ротаметры);

8. Счетчики жидкости с овальными шестернями типа ППО;

9. Винтовые счетчики жидкости типа ППВ;

10. Счетчики мазута типа СМО;

11. Кольцевой счетчик жидкости «Ринг»

12. Электронный вычислитель расхода топливный ЭВР-Т.

КРЫЛЬЧАТЫЕ СЧЕТЧИКИ ВОДЫ

Крыльчатые счетчики воды относятся к классу тахометрических преобразователей с тангенциальной турбинкой (крыльчаткой), т.е. ось вращения крыльчатки перпендикулярна направлению потока жидкости.

Различают одноструйные водосчетчики, когда поток жидкости поступает в камеру с крыльчаткой, выполненной, как правило, с плоскими лопастями, одной струей тангенциально к крыльчатке. В многоструйных водосчетчиках поток жидкости воздействует на крыльчатку в виде нескольких струй. Водосчетчики этого типа выпускаются с диаметрами от 10 до 50 мм включительно.

В зависимости от температуры жидкости, для которых предназначены водосчетчики, они бывают предназначены для измерения холодной воды



ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

(+5+50 °С) в сокращенном названии присутствует буква «Х», горячей воды (+40+90 °С), в сокращенном названии присутствует буква «Г» и универсальные (+5+90 °С);

Вращение крыльчатки через магнитную муфту передается счетному роликовому механизму.

Некоторые модификации водосчетчиков оснащаются импульсными выходами, как правило, это пара «геркон-магнит», когда магнит размещается на подвижном колесе счетного механизма, а геркон на корпусе в непосредственной близости от данного колеса. При вращении колеса в одном из положений магнит оказывается напротив «геркона» и контакты реле замыкаются (или размыкаются). При следующем повороте колеса

контакты геркона приходят в исходное состояние.

Водосчетчики с Ду=10 и 15 мм считаются бытовыми или квартирными. Все водосчетчики одного диаметра, как правило, выпускаются с одинаковыми техническими характеристиками, поэтому при выборе следует ориентироваться на завод-изготовитель и цену. Только при серийном выпуске водосчетчиков возможно обеспечить высокое качество продукции при минимальной цене. Выпуск продукции высокого качества при мелко-серийном производстве ведет к росту цены водосчетчика и такой водосчетчик не выдерживает конкуренции.

Многоструйные водосчетчики выпускаются следующих марок:

На Ду=10мм	СКВ-2/10 (Ду=10 мм, Q макс =2 куб.м/ч, t =+5...+50° С); СКВГ-90-2/10 (Ду=10 мм Q макс =2 куб.м/ч, t =+40...+90° С)
На Ду=15 мм	СВК-15-3 (Ду=15 мм, Q макс =3 куб.м/ч, t =+5...+90° С); СХ, СГ, СХИ, СГИ «Алексеевский» Ду=15 мм; СХВК-15, СГВК-15 «Агидель»; «Нева» Ду=15 мм, ВСХ-15, ВСГ-15, ВСКМ-90-15
На Ду=20 мм	СВК-20-5, СКБ-20, СХВ/СГВ-20, СХВ/СГВ-20Д, ВСХ-20, ВСГ-20, ВСКМ-90-20.
На Ду=25 мм	СКВ-7/25, СКВГ-90-7/25, ВСКВ-3,5/25, СВМ-25, ВСХ-25, ВСГ-25, ВСКМ-90-25
На Ду=32 мм	СКВ-12/32, СКВГ-90-12/32, ВСКВ-6,0/32, СВМ-32, ВСХ-32, ВСГ-32, ВСКМ-90-32
На Ду=40 мм	СКВ-20/40, СКВГ-90-20/40, ВСКВ-10,0/40, СВМ-40, ВСХ-40, ВСГ-40, ВСКМ-90-40
На Ду=50 мм	ВСКМ-90-50



Многоструйный водосчетчик ВСКМ



ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Однотруйные водосчетчики выпускаются следующих марок:

На Ду=25 мм	ОСВ-25, ОСВИ-25
На Ду=32 мм	ОСВ-32, ОСВИ-32
На Ду=40 мм	ОСВ-40, ОСВИ-40



Однотруйный водосчетчик ОСВ

Начиная с Ду=50 мм выпускаются турбинные водосчетчики.



BMX



BMG

Турбинные водосчетчики с механическим счетным механизмом

Отличием от крыльчатых водосчетчиков является то, что ось вращающейся турбинки расположена вдоль направления движения потока и то, что лопасти турбинки выполнены винтовыми.

Основные технические характеристики вышеперечисленных приборов имеются в разделе «Продукция», поэтому, чтобы не повторяться, не приводятся.

На Ду=50 мм	BCX-50, BCG-50, BCT-50, BMX-50, BMG-50, CBT-20
На Ду=65 мм	CTB-65, CTBG-65, BCX-65, BCG-65, BCT-65, BMX-65, BMG-65
На Ду=80 мм	CTB-80, CTBG-80, BCX-80, BCG-80, BCT-80, BMX-80, BMG-80
На Ду=100 мм	CTB-100, CTBG-100, BCX-100, BCG-100, BCT-100, BMX-100, BMG-100
На Ду=125 мм	BCX-125, BCG-125, BCT-125
На Ду=150 мм	CTB-150, CTBG-150, BCX-150, BCG-150, BCT-150, BMX-150, BMG-150
На Ду=200 мм	BCX-200, BCG-200, BCT-200, BMX-200, BMG-200
На Ду=250 мм	BCX-250, BCG-250, BCT-250

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Турбинные расходомеры-счетчики жидкости с индукционным узлом съема сигнала

В нижеперечисленных моделях отсутствует механический счетчик, а скорость вращения турбинки преобразуется в электрический сигнал в индукционном преобразователе, в котором возникает Э.Д.С. индукции при пересечении лопаткой турбинки магнитного поля преобразователя. Далее электрический сигнал передается в электронный блок, где преобразуется и формируется в значения расхода и количества прошедшей че-

рез расходомер жидкости. В ряде расходомеров в электронном блоке осуществляется кусочно-линейная интерполяция характеристики расходомера, чем достигается уменьшение основной погрешности. Необходимо заметить, что на вид характеристики турбинного расходомера сильно влияет изменение кинематической вязкости измеряемой жидкости, поэтому результаты градуировки на воде не вполне достоверны, если измеряемая жидкость имеет большую кинематическую вязкость.

Наименование	Ду, мм	Диапазон измеряемых расходов, куб.м/ч	Давление, МПа
РСТ-1 (ТПР1-1-1)	4	0,0108-0,036	40
РСТ-2 (ТПР2-1-1)	4	0,0144-0,0576	40
РСТ-3 (ТПР3-1-1)	6	0,018-0,09	40
РСТ-4 (ТПР4-1-1)	6	0,0288-0,144	40
РСТ-5 (ТПР5-1-1)	6	0,0432-0,216	40
РСТ-6 (ТПР6-1-1)	6	0,072-0,36	40
РСТ-7 (ТПР7-1-1)	10	0,108-0,576	40
ППТ-10/6,4		0,3-3,0	6,4
РСТ-8 (ТПР8-1-1)	10	0,180-0,9	40
РСТ-9 (ТПР9-1-1)	12	0,288-1,44	40
РСТ-10 (ТПР10-1-1)	15	0,432-2,16	40
ПТФ-015		0,5-5,0	4,0
РСТ-11 (ТПР11-1-1)	15	0,72-3,6	40
РСТ-12 (ТПР12-2(5)-1)		0,9-5,76	20 и 40
ППТ-20/6,4	20	1,0 -10,0	6,4
ПТФ-020		1,1-11,0	4,0
РСТ-13 (ТПР13-2(5)-1)	20	1,08-9,0	20 и 40
РСТ-14 (ТПР14-2(5)-1)	25	1,44-14,4	20 и 40
ПТФ-025			4,0
РСТ-15 (ТПР15-3(5)-1)	32	2,16-21,6 2,5 -25,0	20 и 40
ППТ-32/6,4			6,4
РСТ-16 (ТПР16-3(5)-1)	40	3,6-36,0	20 и 40
ПТФ-040		4,0-40,0	4,0
РСТ-17 (ТПР17-3(5)-1)	50	4,32-57,6	20 и 40
ПТФ-050		7,1-71,0	4,0
РСТ-18 (ТПР18-3(5)-1)	60	7,2-90,0	20 и 40
ППТ-65/6,4 (1,6)	65	5,0 -55,0	6,4 (1,6)
РСТ-19 (ТПР19-3(5)-1)	80	10,8-144,0	20 и 40
ППТ-80/6,4 (1,6)		10,0-100,0	6,4 (1,6)
ПТФ-080		15,5-155,0	4,0
РСТ-20 (ТПР20-5-1)	100	18,0-216,0	20
ППТ-100/6,4 (1,6)		15,0 -180,0	6,4 (1,6)
ПНФ-100		28,0-280,0	4,0
ППТ-150/6,4 (1,6)	150	70,0-700,0	6,4 (1,6)
ПНФ-150			4,0
ПНФ-200	200	120,0-1200,0	4,0



ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ



ППТ

Турбинные расходомеры типа ППТ, ПТФ и ПНФ могут применяться для измерения нефтепродуктов и могут быть отградуированы на реальном продукте. Диапазоны изменения кинематической вязкости необходимо оговаривать при заказе. Все представленные в таблице приборы выполнены взрывозащищенными.

Для измерения объема нефти на узлах учета нефтяной и других отраслей промышленности выпускаются счетчики нефти турбинные МИГ с относительной погрешностью измерения в диапазоне 20–100% объемного расхода не более $\pm 0,15\%$. Имеются модификации приборов на давление измеряемой среды 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 16,0 МПа и на диаметры 40, 50, 65, 80, 100, 150, 200, 250, 400 мм. Также для измерения объемного количества нефти выпускаются счетчики НОРД-М на давление измеряемой среды 2,5; 6,3; 16,0 МПа и на диаметры 40, 50, 65, 80, 100, 150, 200 мм. Относительная погрешность измерения в диапазоне 20–100% объемного расхода для Ду=80 мм не более $\pm 1,5\%$, для Ду=100 мм – $\pm 0,5\%$.

Электромагнитные расходомеры-счетчики жидкости



ИПРЭ-7



РСТ

Данный тип прибора представлен большим количеством моделей. Так как данные приборы имеют много достоинств: отсутствие подвижных элементов, минимальные потери давления, большой диапазон измерения до 1:1000, достаточная небольшая основная погрешность измерения $\pm 1,0\%$ (имеются модификации с погрешностью $\pm 0,5\%$ и $\pm 0,3\%$).

Принцип действия расходомера основан на том, что при прохождении электропроводной жидкости через магнитное поле в ней, как в движущемся проводнике наводится электродвижущая сила, пропорциональная средней скорости потока.

Принцип действия определяет границы использования расходомеров этого типа – электропроводные среды. Конечно, электропроводность должна быть не очень большой (от 10 – 3 до 10 См/м) и обычная водопроводная вода имеет достаточную электропроводность, но нефтепродукты и чистый обезвоженный спирт, дистиллят и бидистиллят нельзя измерять приборами данного типа.

В связи с большим количеством модификаций приборов этого типа приведем краткие технические характеристики нескольких типов расходомеров.

Для ПРЭМ основная относительная погрешность в диапазоне от 1 до 100% Q макс – $\pm 1\%$, от 0.22 до 1% Q макс – $\pm 2\%$;

Для ИПРЭ-7 основная относительная погрешность в диапазоне от 0,5 до 100% Q макс – $\pm 1\%$; Имеется модификация расходомера ИПРЭ-7 с основной относительной погрешностью $\pm 0,5\%$ в диапазоне от 5 до 100% Q макс.

Для VA-2301 основная относительная погрешность в диапазоне от 10 до 100% Q макс – $\pm 0,5\%$; от 4 до 10% Q макс – $\pm 1\%$; от 1,6 до 4% Q макс – $\pm 2\%$;

Кроме вышперечисленных электромагнитных расходомеров выпускаются следующие модификации этого типа расходомеров:

Кроме модификации VA-2301, выпускаются на те же диаметры приборы VA-2302, VA-2303, VA-2304, VA-2305.

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Наименование	Ду, мм	Диапазон измеряемых расходов, куб.м/ч	Давление, МПа
VA-2301	6	0,04-1,0	2,5
ИПРЭ-7	10	0,014-2,82	1,6
VA-2301		0,1-2,5	2,5
VA-2301	15	0,24-6,0	2,5
ИПРЭ-7	20	0,056-11,3	1,6
ПРЭМ-3		0,045-12,0	2,5
VA-2301	25	0,64-16,0	2,5
ИПРЭ-7	32	0,113-22,68	1,6
ПРЭМ-3		0,12-30,0	2,5
ИПРЭ-7	40	0,18-36,0	1,6
VA-2301		1,6-40,0	2,5
ИПРЭ-7	50	0,288-57,6	1,6
VA-2301		2,4-60,0	2,5
ПРЭМ-3		0,28-72,0	1,6
ИПРЭ-7	80	0,72-144,0	1,6
VA-2301		6,4-160,0	2,5
ПРЭМ-3		0,72-180,0	1,6
ИПРЭ-7	100	1,135-226,8	1,6
VA-2301		10,0-250,0	2,5
ПРЭМ-3		1,1-288,0	1,6
ИПРЭ-7	150	2,88-576,0	1,6
VA-2301		24,0-600,0	2,5
ПРЭМ-3		2,6-630,0	1,6
ИПРЭ-7	200	4,5-900,0	1,6
VA-2301		40,0-1000,0	2,5
VA-2301	300	100,0-2500,0	2,5
VA-2301	400	160,0-4000,0	2,5

Кроме модификации ПРЭМ-3 выпускается на те же диаметры приборы ПРЭМ-2 без индикатора

- РСЦ на Ду=15, 25, 32, 40, 50, 80, 100, 150, 200, 300 мм .

Четыре модификации по выходным параметрам:

- 00 – только импульсный выход;

- 01 – дополнительно индикатор;

- 02 – дополнительно к 01 кнопка сброса показаний;

- 03 – дополнитльно к 01 с дозатором без клапана (только для Ду=15 и 25 мм)

- ВИС.МИР на Ду=15, 25, 40, 50, 80, 100, 150, 200, 300 мм ;

- РСМ-05-03 на Ду=15, 25, 32, 50, 80, 100, 150, мм ;

- РМ-5-Т, РМ-5-Э, РМ-5-П на Ду=15, 25, 40, 50, 80, 100, 150, 200, 300 мм ;

- РМ-5-Б1, РМ-5-Б3 на Ду от 300 до 4000 мм .;

- «Взлет-ЭР» с различными модификациями первичных преобразователей ЭРСВ-410, 440, 450, 510, 540, 550, 560, 310, 011, 012, 013, 022; на Ду=10, 20, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 150, 200 мм ;

- РОСТ 11, 12, 13.3, 13.4, 13.5, 13.6, 13.7 на Ду=10, 15, 25, 32, 50, 80, 100, 150, 200, 300 мм ;

- ЭР-22 на Ду=15, 25, 50, 80, 100 мм ;

- ЭРИС.ВТ на Ду=100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, 800, 1000 мм.

ВИХРЕВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ-СЧЕТЧИКИ ЖИДКОСТИ

Принцип действия вихревых расходомеров с телом обтекания заключается в фиксации вихрей возникающих за телом, помещенным в поток. Частота срыва вихрей (так называемая «дорожка Кармана») пропорциональна объемному расходу.

Фиксация вихрей может осуществляться разными методами. Индуктивным, когда в теле обтекания располагаются две катушки индуктивности, а в специальной полости между катушками находилась свободно размещенная мембрана. Мембрана под действием вихрей перемещалась от одной катушки к другой и частота изменения индуктивности катушек была пропорциональна объемному расходу. С преобразователями на этом принципе выпускались два расходомера-счетчика СЖ на Ду=100 и 150 мм и РОСВ на Ду=32, 40, 50, 80, 100, 150, 200 мм. В настоящее время оба прибора сняты с производства. СЖ разрабатывался для Министерства обороны и оказался не востребованным, а общепромышленного исполнения не было сделано. У РОСВ в процессе эксплуатации выяснилось, что в начале работы или после остановки расхода, мембрана залипла и возникающая пульсация потока не могла ее сдвинуть с места. Прибор переставал измерять расход.

В настоящее время выпускаются вихревые расходомеры с электромагнитным узлом съема сигнала и ультразвуковыми датчиками.

В случае применения электромагнитного узла съема сигнала, в теле обтекания делается отверстие и вблизи нее в теле по перпендикулярным диаметрам располагаются два постоянных магнита и два электрода, электрически изолированные от проточной части отверстия. По сути, датчик преобразования пульсаций представляет собой маленький электромагнитный расходомер с постоянными магнитами. Раньше электромагнитные расходомеры с постоянными магнитами выпускались для больших диаметров, но из-за явления поляризации электродов их производство было прекращено. Использование известного принципа для вихревого расходомера оказалось очень удачным. Поляризации нет, так как измеряется пульсирующий поток, постоянные магниты не требуют электрического питания, а электронные компоненты в электронных блоках потребляют мало энергии. Поэтому появилась возможность выпускать электронные блоки на литиевых батареях. Один недостаток остался: на постоянных магнитах могут накапливаться магнитные частички, если они есть в водопроводной воде. Желательно перед расходомером такого типа устанавливать маг-

нито-механический фильтр и периодически проверять состояние отверстия в теле обтекания.

Выпускаются следующие марки вихревых расходомеров с электромагнитным преобразователем сигнала: ВЭПС-Т(И), ВПС, КРС-02, ВЭПС-ПБ1 (2, 3); ВЭПС-СР/Т (А, 1); ВПР, ВРТК-2000, ПРВ, 7КВИ.



ВЭПС-Т(И)

В случае использования ультразвуковых датчиков поток просвечивается за телом обтекания и фиксируются вихреобразования. Электроника у такого вихревого расходомера получается проще, чем у времяпролетного ультразвукового расходомера, поэтому приборы получаются более дешевые.

Выпускаются следующие марки вихревых расходомеров с ультразвуковым преобразованием сигнала: СВУ, Метран-300ПР, Метран-320, ВИР-100, ДРК-ВЗ, ДРК-ВМ.

Предел основной относительной погрешности измерения всех приборов $\pm 1\%$.

УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ ЖИДКОСТИ

Принцип действия ультразвуковых расходомеров заключается в измерении времени прохождения ультразвукового луча по потоку и против него, разница во времени равна двойной скорости потока. Так как ультразвуковой луч имеет определенный размер, то и скорость потока определяется как осредненная по данному размеру. Осуществляя поверку проливным методом, возможно несколько уменьшить величину основной погрешности измерения. Однако имитационный метод менее трудоемкий. Различают две принци-

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Краткие технические характеристики некоторых вихревых расходомеров

Наименование	Ду, мм	Диапазон измеряемых расходов, куб.м/ч	Давление, МПа
ВПС ВЭПС-ПБ	20	0,1-10,0 0,3-8,0	1,6
ВПС ВЭПС-ПБ Метран-300 ПР-25	25	0,15-15 0,4-10 0,18-9,0	1,6
ВПС ВЭПС-ПБ Метран-300 ПР- 32	32	0,2-20,0 0,5-16,0 0,25-20,0	1,6
ВПС ВЭПС-ПБ	40	0,3-30,0 0,8-25,0	1,6
ВПС ВЭПС-ПБ Метран-300 ПР- 50	50	0,5-50,0 1,0-32,0 0,4-50,0	1,6
ВЭПС-ПБ	65	0,8-80,0	1,6
ВПС ВЭПС-ПБ Метран-300 ПР- 80	80	1,5-150,0 2,5-80,0 1,0-120,0	1,6
ВПС ВЭПС-ПБ Метран-300 ПР- 100	100	2,0-200,0 5,0-160,0 1,5-200,0	1,6
ВЭПС-ПБ	125	3,0-300,0	1,6
ВПС ВЭПС-ПБ Метран-300 ПР- 150	150	5,0-500,0 12,5-400,0 5,0-400,0	1,6
ВПС ВЭПС-ПБ Метран-300 ПР- 200	200	12,0-1200,0 25,0-630,0 6,0-700,0	1,6
ВЭПС-ПБ	250	32,0-1000,0	1,6
ВЭПС-ПБ	300	50,0-1600	1,6

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ



Ультразвуковые расходомеры жидкости UFM-005, AC-001, УРЖ-2КМ

пильные конструкции ультразвуковых расходомеров с врезными ультразвуковыми преобразователями и с накладными преобразователями.

Краткие технические характеристики трех расходомеров с врезными ультразвуковыми преобразователями приведены ниже.

Для беструбного варианта (б/т) УРЖ-2КМ максимальный и минимальный расходы определяются по формулам: Q наиб. = $0,03 \text{ Ду}^2 \text{ м}^3/\text{ч}$. Q наим. = $0,0002 \text{ Ду}^2 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Для UFM-005 – Q наиб. = $0,01413 \text{ Ду}^2 \text{ м}^3/\text{ч}$,
 Q наим. = $0,000188 \text{ Ду}^2 \text{ м}^3/\text{ч}$,

где Ду – условный диаметр трубопровода в мм.

Предел основной допускаемой погрешности измерения расхода при имитационном методе поверки:

Для УРЖ-2КМ составляет
от Q наиб. до $0,1 Q$ наиб. $\pm 1,3 \%$
От $0,1 Q$ наиб. до $0,04 Q$ наиб. $\pm 1,5 \%$
От $0,04 Q$ наиб. до Q наим. $\pm 2,0 \%$

Для UFM-005 составляет
от Q наиб. до $0,04 Q$ наиб. $\pm 1,0 \%$
От $0,04 Q$ наиб. до Q наим. $\pm 2,0 \%$

Кроме перечисленных выше модификаций ультразвуковых расходомеров, выпускаются также UFM-005-1, УЗС (для Ду=15, 20, 25, 32, 40, 50 и б/т), «УРСВ-020», «УРСВ-040», «УРСВ-022»

Беструбный вариант предполагает врезку ультра-

звуковых преобразователей в имеющийся трубопровод большого диаметра.

Другими модификациями ультразвуковых расходомеров являются расходомеры с накладными датчиками. Принцип работы тот же, но датчики закрепляются на наружной части трубопровода, крепятся либо хомутами или прижимаются к трубопроводу при помощи приваренных к нему шпилек. Поверхность трубопровода очищается, а между датчиком и трубопроводом смазывается. Достоинства такого расходомера простота монтажа, целостность трубопровода, возможность измерять любые жидкости. Основная относительная погрешность измерения не менее $\pm 2,0 \%$.

Отечественные ультразвуковые расходомеры с накладными датчиками выпускаются следующих модификаций: «АКРОН-01», «УРСВ-110», «УРСВ-010М»,



«Днепр-7»

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Краткие технические характеристики расходомеров с врезными ультразвуковыми преобразователями

Наименование	Ди, мм	Диапазон измеряемых расходов, куб.м./ч.	Давление, МПа
УРЖ-2КМ-15 UFM-005-2-15 АС-001-15	15	0,03-3,5 0,015-2,0 0,01-2,0	1,6
УРЖ-2КМ-20 UFM-005-2-20	20	0,05-5,0 0,025-3,6	1,6
УРЖ-2КМ-25 UFM-005-2-25 АС-001-25	25	0,07-8,0 0,035-5,0 0,025-5,0	1,6
УРЖ-2КМ-32 UFM-005-2-32 АС-001-32	32	0,2-36,0 0,06-9,0 0,05-9,0	1,6
УРЖ-2КМ-40 UFM-005-2-40 АС-001-40	40	0,3-48,0 0,1-15,0 0,07-15,0	1,6
УРЖ-2КМ-50 UFM-005-2-50 АС-001-50	50	0,5-75,0 0,25-35,0 0,18-50,0	1,6
УРЖ-2КМ-65 UFM-005-2-65 АС-001-65	65	0,9-127,0 0,4-60,0 0,3-80,0	1,6
УРЖ-2КМ-80 UFM-005-2-80 АС-001-80	80	1,3-192,0 0,6-90,0 0,45-100,0	1,6
УРЖ-2КМ-100 UFM-005-2-100	100	2,0-300,0 1,0-140,0	1,6
УРЖ-2КМ-150 UFM-005-2-150	150	4,5-675,0 2,2-320,0	1,6
УРЖ-2КМ-200 UFM-005-2-200	200	8,0-1200,0 3,75-560,0	1,6
УРЖ-2КМ-б/Т UFM-005-2-б/Т	300-1800 50-1600	До 97200,0 До 36000,0	1,6

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Несколько слов необходимо сказать доплеровском ультразвуковом расходомере «Днепр-7». Принцип его действия заключается в определении скорости движения частиц или вихреобразований, имеющих в движущемся потоке «методом Доплера». Различные модификации прибора позволяют измерять жидкость, газ, насыщенный пар, имеется модификация для измерения расхода в открытых руслах.

Для измерения расхода в открытых руслах можно рекомендовать также расходомер ЭХО-Р.



РАСХОДОМЕРЫ ПЕРЕМЕННОГО ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ

Принцип действия расходомеров основан на измерении перепада давления на гидравлическом сопротивлении. Самый «древний» метод измерения расхода и до последнего времени самый распространенный. Для этого метода разработаны стандартные «сужающие устройства» (диафрагмы, сопла, сопла и трубы Вентури) характеристики которых можно определить расчетом. Измерения стандартизованы, имеются программы расчета на ЭВМ. Основной недостаток метода состоит в небольшом диапазоне измерения 1:3. Однако имеются разработки «ГиперФлоу-3Пм», «Суперфлоу» диапазон измерения которых составляет 1:10. Данные приборы разрабатывались для измерения

расхода природного газа, но расходомер «ГиперФлоу-3Пм» можно применять и для измерения жидкости и пара. Краткое описание этих приведено в статье «Типы расходомеров-счетчиков газа».

В вычислителе «Ирга-2» предусмотрена программа измерения перепада давления на сужающем устройстве при помощи двух дифманометров с автоматическим переключением диапазонов. Таким образом, также достигается расширения диапазона измерения до 1:10.

РАСХОДОМЕРЫ ПОСТОЯННОГО ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ (РОТАМЕТРЫ)

Принцип действия расходомеров постоянно перепада давления основан на перемещении внутри конической стеклянной трубки, расширяющейся кверху, поплавка. Изменением веса поплавка достигаются различные диапазоны измерения по жидкости и газу. Имеются методики пересчета характеристики ротаметра на среды, отличные от тех при которых проводилась поверка или калибровка. Кроме стеклянных ротаметров, выпускаются пневматические РП, РПО и электрические ротаметры РЭ, РЭВ. У электрических ротаметров выходной сигнал – индуктивность от 1 до 10 МГц. Для преобразования индуктивности в стандартный электрический сигнал необходимо приобретать дополнительное оборудование. Технические характеристики ротаметров приведены в разделе «Продукция».

Измерение расхода и количества продуктов нефтепереработки: бензина, дизельного топлива, мазута возможно следующими приборами.

СЧЕТЧИКИ ЖИДКОСТИ С ОВАЛЬНЫМИ ШЕСТЕРНЯМИ ТИПА ППО

Принцип действия счетчиков с овальными шестернями заключается в том, что две шестерни овальной формы, вращаясь под действием потока жидкости и находясь в зацеплении, отмеряют при каждом обороте некоторый объем жидкости. Вращение шестерен передаются в счетный механизм.

Наименование	Ду, мм	Диапазон измеряемых расходов, куб.м/ч	Давление, МПа
ППО-25/1,6	25	1,0-7,2	1,6
ППО-40/0,6	40	2,5-25,0	0,6

освоение новых изделий. В частности, получена изоляционная деталь фарфорового изолятора R12,5ET125N. Это изделие предназначено для линий электропередачи до 20 киловольт и используется в основном в Европе. Сегодня ЮАИЗ выполняет заказ для венгерских партнеров.

В ближайшее время планируется произвести армирование изоляционных деталей, затем будут проведены испытания на термостойкость и механическую прочность.

ЭЛЕКТРОАНАЛИЗАТОР В ЛОКАЛЬНОЙ СЕТИ ETHERNET - УДАЧНОЕ РЕШЕНИЕ !

Серии анализаторов количества и качества электроэнергии CVM 96 и CVM 144 дополнены новыми моделями, оснащенными цифровым портом Ethernet. Благодаря порту Ethernet анализаторы получили возможность непосредственного подключения к компьютерной сети по протоколу TCP IP.

Если на предприятии имеется локальная компьютерная сеть, то подключение к ней нового прибора становится не сложнее подключения обыкновенного компьютера. Количество измерительных точек может наращиваться практически без ограничений, а доступ к результатам измерений можно открыть на любом компьютере сети. При наличии выхода в Интернет мониторинг электроэнергии можно осуществлять из любой точки мира в реальном времени.

Совместно с CVM-Ethernet предлагается использовать ПО PowerStudio SCADA, обеспечивающее следующие возможности:

- организация удаленного доступа с помощью интернет браузера Explorer/Netscape.

- мощный графический интерфейс.
- отображение графической и цифровой информации в WEB-формате.
- формирование отчетов

- работа в реальном масштабе времени и возможность архивации данных.

ВИНТОВЫЕ СЧЕТЧИКИ ЖИДКОСТИ ТИПА ППВ

Винтовые счетчики жидкости отличаются от турбинных только большей длиной вращающейся турбинки.

Наименование	Ду, мм	Диапазон измеряемых расходов, куб.м/ч	Давление, МПа
ППВ-100/1,6	100	15,0-180,0	1,6
ППВ-150/1,6	150	30,0- 420,0	1,6
ППВ-150/1,6	150	30,0- 420,0	6,4

СЧЕТЧИКИ МАЗУТА ТИПА СМО

Измерение количества мазута осуществляется путем последовательного заполнения и опорожнения четырех вертикальных цилиндров с поршнями. Штоки цилиндров соединены с кривошипом, который управляет движением золотника, который обеспечивает последовательность соединения цилиндров с входным и выходным отверстиями. В настоящее время выпускаются только двух Ду=15 и 32 мм. Для больших диаметров трубопровода конструкция получается очень громоздкой.



Модификация СМ2 отличается от СМО только наличием токового выхода.

СМО

Наименование	Ду, мм	Диапазон измеряемых расходов, л/ч	Давление, МПа
СМО-50	15	7,5-50,0	2,0
СМО-100	15	15,0-100,0	2,0
СМО-200	15	30,0-200,0	2,0
СМО-400	15	60,0-400,0	2,0
СМО-1000	32	150,0-1000,0	2,0
СМО-2000	32	300,0-2000,0	2,0
СМО-4000	32	600,0-4000,0	2,0

КОЛЬЦЕВОЙ СЧЕТЧИК ЖИДКОСТИ

В настоящее время вновь разработан и начал выпускаться кольцевой счетчик жидкости «Ринг». Основное назначение счетчика измерение расхода и количества различных жидкостей, в основном с большой вязкостью. Внутри корпуса находится подвижный элемент кольцевой формы, обкатывающийся по корпусу под действием потока жидкости. Погрешность измерения расхода и количества жидкости уменьшается с увеличением вязкости, так как уменьшаются протечки между корпусом и подвижным элементом.



ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

ЭЛЕКТРОННЫЙ ВЫЧИСЛИТЕЛЬ РАСХОДА ТОПЛИВНЫЙ ЭВР-Т

Находится в стадии завершения работ по сертификации – турбинный расходомер с геликоидной турбинкой ЭВР-Т. Если у турбинки расходомеров ТПР и РСТ перекрытие потока составляет 10–15%, то у геликоидной 30%. За счет этого несколько уменьшается влияние вязкости

Необходимо также отметить, что для коммерческого измерения расхода и количества нефтепродуктов разработан расходомер-счетчик «Центросоник», однако, учитывая с одной стороны его высокую точность измерения: 0,15% при измерении объемного расхода, а с другой большую стоимость он широкого распространения пока не получил.



ЭВР-Т

Наименование	Ду, мм	Диапазон измеряемых расходов, куб.м/ч	Давление, МПа
ЭВР-Т-10-8	10	0,108 -0,9	6,3
ЭВР-Т-10-9	10	0,108 -0,9	1,6
ЭВР-Т-12-8	12	0,18 -1,62	6,3
ЭВР-Т-12-9	12	0,18 -1,62	1,6
ЭВР-Т-20-8	20	0,58 -9,0	6,3
ЭВР-Т-20-9	20	0,58 -9,0	1,6
ЭВР-Т-32-8	32	1,44 -21,6	6,3
ЭВР-Т-32-9;	32	1,44 -21,6	1,6
ЭВР-Т-40-10	40	2,16 -36,0	6,3
ЭВР-Т-40-11	40	2,16 -36,0	1,6
ЭВР-Т-50-10	50	2,88 -57,6	6,3
ЭВР-Т-80-10	80	7,2 -144,0	6,3
ЭВР-Т-100-10	100	10,8 -216,0	6,3
ЭВР-Т-150-10	150	28,8 -576,0	6,3

НОВОСТИ КОМПАНИЙ

70 >>

ПОШЛИНА НА ТРЕХФАЗНЫЕ АСИНХРОННЫЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ УКРАИНСКОГО ПРОИЗВОДСТВА

В целях защиты экономических интересов российских производителей правительство Российской Федерации приняло решение установить сроком на 3 года антидемпинговую пошлину на трехфазные асинхронные электродвигатели переменного тока украинского производства мощностью не менее 0,37 кВт и не более 7,5 кВт с высотой оси вращения 80, 100 и 112 мм, производства, ввозимые на таможенную территорию Российской Федерации.

Постановлением правительства РФ антидемпинговая пошлина на указанные двигатели установлена в размере 13,8 проц. для продукции ОАО «Харьковский электротехнический завод «Укрэлектромаш» и в размере 59,3 проц. для прочих украинских производителей.

Постановление вступает в силу по истечении одного месяца со дня его официального опубликования.

Министерству экономического развития и торговли Российской Федерации поручено предложить украинской стороне начать переговоры о заключении соглашения об урегулировании условий поставок в Российскую Федерацию товара на условиях, отвечающих экономическим интересам Российской Федерации.

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ КОЛЬЧУГИНСКОГО ЗАВОДА

ОАО «Электрокабель» Кольчугинский завод», являясь одним из передовых предприятий кабельной отрасли, постоянно занимается совершенствованием своей продукции, повышением ее надежности и ориентирован на наиболее полное удовлетворение нужд своих потребителей.

С целью увеличения надежно-

>> 74



ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ



***В. Козловский,
руководитель
отделения
промышленных
компрессоров ЗАО
“Атлас Копко”***

СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ НА СЖАТЫЙ ВОЗДУХ

Пожалуй, сложно найти современное предприятие, которое не использовало бы в процессе производства сжатый воздух, и, соответственно, воздушные компрессоры. Последние, не являясь основным технологическим оборудованием, зачастую находятся в тени. Инвестиции в реконструкцию компрессорной системы рассматриваются далеко не в первую очередь. Тем не менее, от работы компрессорной системы и качества сжатого воздуха зависит стабильность работы предприятия в целом, а также качество и стоимость конечной продукции.

При перебоях в поставке сжатого воздуха невозможно нормальное функционирование предприятия. Понятно, что при низком качестве воздуха, особенно в условиях его контакта с конечным продуктом, сложно добиться стабильно высокого качества выпускаемой продукции. Но как работа компрессорной системы влияет на стоимость конечной продукции? Этот вопрос пока еще довольно редко затрагивается при рассмотрении всевозможных проектов оптимизации технологического процесса. Сжатый воздух со всеми связанными с ним проблемами и затратами зачастую воспринимается как данность, нечто неизменное и неизбежное. Отчасти это связано с длительным сроком службы и высокой ремонтпригодностью компрессорных систем современных предприятий.

Применяемые на больших предприятиях, где

потребность в сжатом воздухе велика, центробежные компрессоры, несмотря на свою сложность, могут годами работать без серьезного ремонта. Поршневые компрессоры, применяемые, когда потребность в сжатом воздухе невелика, требуют частого обслуживания, но просты в ремонте и могут работать десятилетиями. Это определяет консервативность в подходе к решению проблем со сжатым воздухом.

Сжатый воздух, как носитель энергии, чрезвычайно дорог (в семь–восемь раз дороже электроэнергии) и занимает заметную часть в энергетических затратах предприятия. Если удастся снизить эти затраты на единицу продукции, то повышается конкурентоспособность и выживаемость предприятия в нелегких современных условиях.

Насколько велик может быть эффект от модернизации компрессорной системы? Ведь компрессор – довольно консервативный продукт, и ничего революционно нового, способного резко изменить энергопотребление компрессора, за последние десятилетия изобретено не было.

Рассмотрим, из чего складываются затраты на реальный компрессор и как можно их уменьшить.

Для установки классического поршневого компрессора производительностью более 5 м³/мин требуется:

- отдельное здание и массивный фундамент;
- сложный монтаж и наладка;



ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

- протяженная воздушная сеть от компрессорного здания до производственных цехов;
- дорогостоящие адсорбционные осушители, предотвращающие образование льда в трубопроводе в зимнее время;
- обслуживающий персонал, большое количество запасных частей и расходных материалов в связи с необходимостью частого ремонта;
- значительное количество электроэнергии.

Современные технические решения позволяют избавиться от большинства вышеупомянутых проблем.

ПОМЕЩЕНИЕ/ФУНДАМЕНТ

Винтовые компрессоры, впервые представленные на рынок в семидесятых годах компанией «Атлас Копко», не требуют отдельного здания, фундамента и анкерных креплений.

МОНТАЖ И НАЛАДКА

Все дополнительное оборудование, такое как фильтры, водоохладители, влагосепараторы, осушители, системы очистки конденсата, электронные блоки управления и многое другое, может быть встроено в единый кожух. В результате предприятие получает готовый к работе компрессорный модуль, что предельно упрощает монтаж оборудования.

ВОЗДУШНЫЕ МАГИСТРАЛИ/ ДЕЦЕНТРАЛИЗАЦИЯ

Известно, что в разветвленных воздушных сетях теряется не менее 30% сжатого воздуха. Установка компрессора вблизи точки потребления позволяет устранить и эти потери.

Компактность, низкий уровень шума (в зависимости от модели от 55 до 69 дБ) и возможность встраивания всего дополнительного оборудования в единый кожух позволяет устанавливать компрессоры серии GA вблизи точки потребления, даже в рабочем цеху. То есть использовать компрессоры как еще один блок технологического оборудования и вовсе отказаться от выделенной компрессорной комнаты.

Тенденция отказа от выделенной компрессорной комнаты/центрального компрессора началась около десяти лет назад на наиболее технологически развитых предприятиях и получает все большее распространение по всему миру.

На многих предприятиях производительность установленных компрессоров гораздо выше реальных потребностей. При этом довольно часто регулировка производительности компрессоров вообще не предусмотрена. Применение модуль-

ных компрессоров позволяет более экономно использовать сжатый воздух при неполной загрузке производства. Таким образом, если должен работать только один цех, нет нужды запускать большой центробежный компрессор. В этом случае экономия от децентрализации может достигать 50 и более процентов.

Такой подход применим только при высокой надежности компрессоров и обусловленном конструкцией длительным межсервисном интервале, так как в противном случае распределенные компрессоры потребуют еще большего роста численности обслуживающего персонала, что, в свою очередь, приведет к увеличению стоимости сжатого воздуха.

В дополнение к длительному межсервисному интервалу и высокой надежности, компрессоры, как и основное технологическое оборудование, должны обладать возможностью удаленного мониторинга и управления. До недавнего времени применение микропроцессорных контроллеров в компрессорах малой производительности сдерживалось их высокой стоимостью. Унифицирование электронных модулей, применяемых для управления компрессором, позволило резко снизить их себестоимость.

АДСОРБЦИОННЫЕ БЛОКИ ОСУШКИ/ ОБСЛУЖИВАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

Сервисные подразделения, обслуживающие предприятия с центральной компрессорной, на которых не применялись адсорбционные осушители, наверняка сталкивались с частым ремонтом трубопроводов, перемораживанием в зимнее время, конденсатом в воздушных сетях и плохим качеством сжатого воздуха.

Возможность установки компрессоров вблизи точек потребления без выхода воздухопроводов за отопляемое помещение позволяет отказаться от дорогостоящих и энергоемких адсорбционных осушителей в пользу более простых энергоэффективных осушителей холодильного типа, если это не противоречит специфике технологического процесса.

ОБСЛУЖИВАЩИЙ ПЕРСОНАЛ

На предприятиях, использующих компрессоры «Атлас Копко», обычно нет выделенного подразделения для их обслуживания. Возможность удаленного мониторинга обеспечивается встроенным блоком управления. Сигналы предупреждения, запрограммированные в блоке, передаются на центральный пульт управления или к дежурному диспетчеру. При необходимости сервисного обслуживания компрессор сам напомнит о себе.

сти силовых кабелей, снижения затрат при ремонте поврежденных кабельных линий уже применяется продольная герметизация, а в некоторых случаях поперечная герметизацию силовых кабелей. Так силовые кабели на напряжение до 1 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена герметизируются введением в конструкцию кабеля сердечника и наложения заполнения на скрученные токопроводящие жилы из специальной невулканизированной резиновой смеси. Это позволяет получить герметичную в продольном направлении конструкцию и предотвратить распространение влаги вдоль кабеля даже в случае его повреждения. Кабели среднего напряжения 10 - 35 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена герметизируются путем введения в конструкцию водоблокирующих (водонабухающих) лент, в том числе и полупроводящих - тип герметизации <г> или дополнительная поперечная герметизация алюминиевой лентой с полимерным слоем, сваренной с оболочкой кабеля - тип герметизации <2г>. Кроме этого существует возможность продольной герметизации медных и алюминиевых токопроводящих жил, скрученных из отдельных проволок, для предотвращения распространению влаги вдоль кабеля в случае его повреждения. Герметизация может осуществляться введением в жилы специальных водоблокирующих нитей, разбухающих в присутствии влаги и препятствующих ее распространению.

СВЕТОДИОДЫ ВЫТЕСНЯТ ОБЫЧНЫЕ ЛАМПЫ УЖЕ К 2010 ГОДУ

Светодиоды вытеснят обычные лампы уже к 2010 году, считают эксперты iSuppli. Впервые со времен изобретения лампочки, которая была придумана еще 131 год назад, человечество открыло еще более дешевый и эффективный способ освещения - светодиоды.

Уже сейчас существуют массово производимые образцы, способные полностью заменить лампочки накаливания по яркости, а электроэнергии они при этом потребляют неизмеримо

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

А регулярное дневное обслуживание компрессора сводится, в основном, к внешнему осмотру, занимает всего несколько минут и требует минимум персонала.

Так, применение винтовых компрессоров «Атлас Копко» на московском табачном предприятии Москвы («ЯВА-БАТ») позволило полностью окупить затраты на закупку и монтаж новых компрессоров за один год только за счет экономии заработной платы обслуживающего персонала и стоимости регламентного обслуживания старой компрессорной системы.

ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Если рассчитать полную стоимость работы компрессорной системы за пять-десять лет, то результат окажется ошеломляющим. Более 75% общей стоимости затрат приходится на потребленную электроэнергию. Эти затраты значительно превышают и стоимость самого оборудования, и затраты на его обслуживание. Отсюда становится понятна важность энергоэффективности компрессорной системы. Тем более, что значительная экономия может быть достигнута простыми мерами, не требующими больших затрат.

ВЫВОД / ПРИМЕРЫ

Таким образом, использование компрессоров «Атлас Копко» позволяет отказаться от отдельного помещения для ком-

прессоров, резко снизить затраты на монтаж и обслуживание и уделять больше времени и внимания непосредственно основному технологическому процессу.

Ряд предприятий России уже провели комплекс мер по усовершенствованию компрессорной системы.

Наиболее ярким примером повышения эффективности компрессорной системы является децентрализация на Ленинградском металлургическом заводе, где удалось получить самые точные данные затрат на сжатый воздух:

- замена двух компрессоров К-250, суммарной производительностью 500 м³/мин на 16 компрессоров Атлас Копко различной производительности и принципов регулирования;
- полученная прямая экономия по расчету заказчика: 820 тысяч долларов США в год;
- косвенная экономия затрат за счет отсутствия затрат на проектные работы и фундамент;
- возможность немедленного пуска в эксплуатацию;
- отсутствие протяженных соединительных трубопроводов;
- возможность воздушного охлаждения.

СРОК ОКУПАЕМОСТИ – МЕНЕЕ ОДНОГО ГОДА

Полуторалетний опыт эксплуатации модульных компрессорных станций подтвердил сделанные ранее расчеты. Вложенные средства уже окупались, и предприятие экономит ежегодно десятки тысяч долларов.





SOFT



ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ОГЭ

РОСА - 2

Программа предназначена для расчета электрических сетей напряжением 0,4-6-10 кВ. Она позволяет конструировать однолинейные схемы силовых электрических щитов 0,4 кВ, а также однолинейные схемы распределительных устройств 6-10 кВ из определенных элементов, наиболее часто встречающихся электроприемников. С помощью программы можно производить расчет параметров сети в нормальном режиме (с двумя включенными вводами), в послеаварийном режиме (отключение одного из вводов и срабатывание секционного выключателя), а также анализировать ситуацию при "ручном" отключении любых фидеров. Также рассчитываются уставки релейной защиты: максимально-токовой защиты, токовой отсечки, перегрузки-всех фидеров распределительного устройства (вводов, секционного выключателя, и отходящих линий). Предусмотрена возможность преобразования высоковольтной схемы в чертеж формата Автокад версии 10 и выше.

CIRCUIT MAGIC

Комплекс расчета электрических цепей постоянного и переменного тока в общем виде. Основное назначение программы создание схем электрических цепей, расчет токов, напряжений, составление балансов мощности, построение и корректировка векторных диаграмм токов и напряжений. В состав Circuit Magic включен встроенный текстовый редактор для вывода и оформления результатов расчета. Расчет электрических цепей несколькими методами (метод узловых потенциалов, метод контурных токов и расчет по законам Кирхгофа).

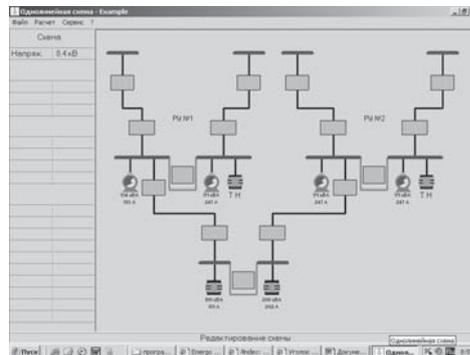


Рис. Роса 2

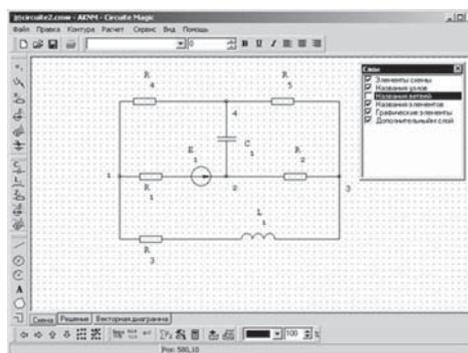


Рис. Circuit Magic

SECTIONCABLE V 1.1

Программа расчета сечения сетевого кабеля предназначена для определения необходимого сечения кабеля в зависимости от числа и характера потребителей, вида (воздушный или подземный), материала кабеля и числа жил. Возможен учет допустимого падения напряжения на кабеле.

ЭЛЕКТРИК CUPRO V 2.

Программа позволяет: рассчитать мощность по 1ф/3ф току, рассчитать ток по 1ф/3ф мощности, рассчитать потери напряжения, рассчитать токи короткого замыкания, определить диаметр и сечение провода/кабеля, проверить выбранное сечение на:

- нагрев;
- экономическую плотность тока;
- потери напряжения;
- корону.

Выбор сечения провода/кабеля при определенной прокладке, определить ток плавки материала проводника, определить сопротивление, определить нагрев, произвести расчет работ связанных с электрификацией, вычислить цену за количество дней и количество Квт.

- по присоединенной мощности;
- по счетчику (с сохранением значений счетчика).

РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Расчет заземления сводится к определению длины горизонтального заземлителя (обвязка) и числа вертикальных заземлителей (стержней) при заданных условиях. Сначала выбирается удельное сопротивление верхнего слоя грунта, затем нижнего.

В программу заложены основные справочные данные, а так же нормируемые сопротивления для устройств до 1000 В

НОРМА V 2.0

Программа предназначена для расчета удельных норм энергопотребления (электроэнергия, тепловая энергия, пар, газ и т.п.) на единицу продукции, выпускаемой предприятием или его подразделениями, а также для прогнозирования графика потребления энергии.

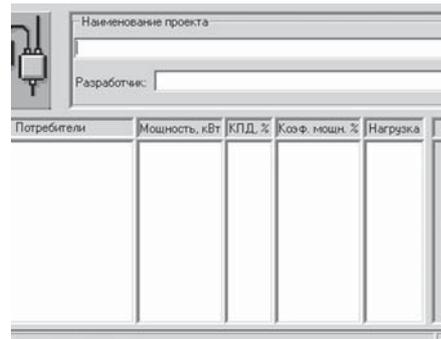


Рис. SectionCable

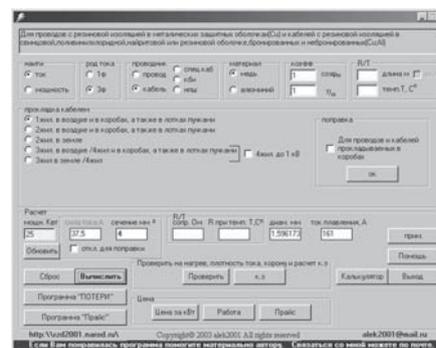


Рис. Электрик CUPRO v 2.3

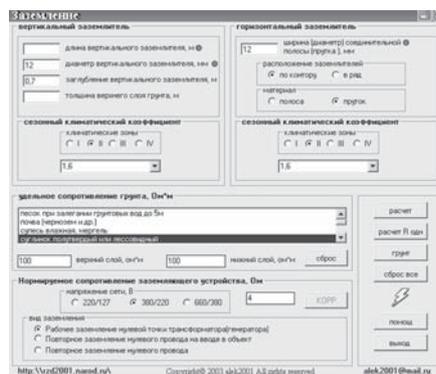


Рис. Заземление

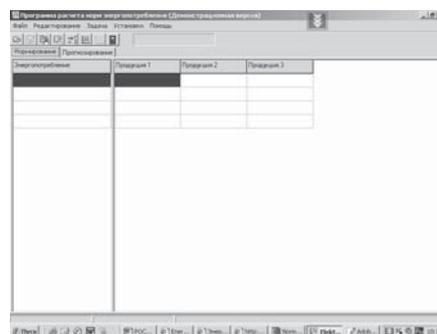


Рис. Норма v 2.0

АРМ-ЭНЕРГО

Программное обеспечение АРМ-энерго выполняет функции системы сбора, обработки, хранения первичной информации о количестве и теплосодержании энергоносителя с диаграмм вторичных приборов, клавиатуры или автоматической системы измерений; включает в себя инструментальные программы для составления отчетов по выработке и потреблению энергоносителей (баланс энергоносителей).

Программа предназначена для коммерческих расчетов расхода и количества энергоносителей. В документацию, поставляемую с АРМ, входят: Руководство по эксплуатации с методикой поверки, эталонная диаграмма, паспорт. Комплекс имеет сертификат Госстандарта, зарегистрирован в Госреестре. Один комплекс "АРМ-энерго" обеспечивает расчет количества всех энергоносителей, применяемых на предприятии.

АРМ "СТАЦИОНАРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА"

АРМ "Стационарная энергетика" позволяет инженерно-техническим работникам предприятий определять в автоматизированном режиме нормативные значения расхода топлива, тепловой и электрической энергии на стационарных объектах железнодорожного транспорта с использованием персонального компьютера. Преимущества в использовании АРМ по сравнению с традиционными методами расчета, следующие:

- АРМ позволяет проводить вариантыные расчеты или моделирование базовых показателей расхода, например, при изменении технического состояния эксплуатируемого оборудования (модернизация, естественное старение и т.п.), что даст возможность проанализировать динамику расходов ТЭР;
- повышается точность расчетов при исключении ошибок;
- увеличивается уровень информационного обслуживания пользователей за счет ведения нормативно-справочной базы;
- возможность проведения расчетов инженерам без специальной теплотехнической подготовки. АРМ "Стационарная энергетика" предназначен для работы как в виде программного комплекса, так и в виде набора программных модулей, реализующих отдельные подпрограммы.

ПРОГРАММА БАЗА ДАННЫХ ПО ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВУ ПРЕДПРИЯТИЯ

БД - осуществляет наглядный ввод, хранение и корректировку данных по электрохозяйству предприятия, включающих в себя информацию по оборудованию трансформаторных подстанций, распределительных, воздушных и кабельных линий, а также по обслуживаемым объектам-потребителям.

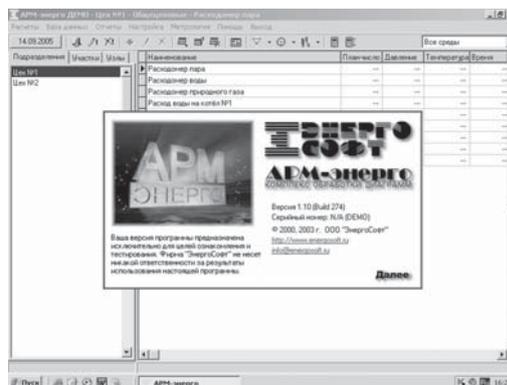


Рис. АРМ-энерго

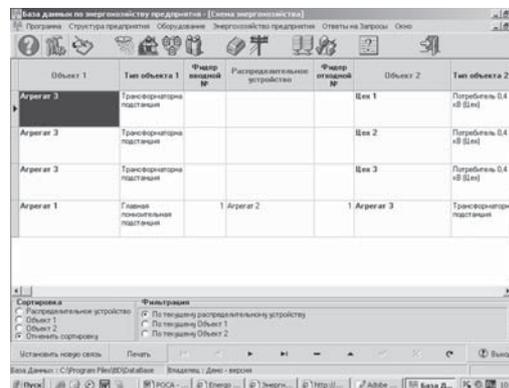
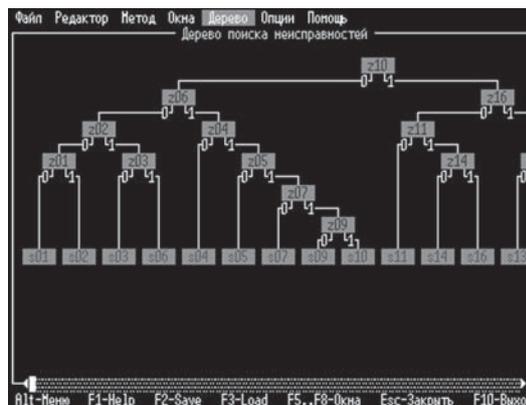


Рис. БД

ПЛАНОВО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНЫЙ РЕМОНТ ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ

ППР - автоматизирует процесс формирования годовых и месячных графиков ремонта, ведомостей трудоемкости и стоимости, дефектных ведомостей, ведомостей установленного оборудования, статистики по видам установленного оборудования и др. Все документы формируются как в целом для предприятия, так и для любого подразделения (цеха, участка, бригады). В программе предусмотрено: установка видов ремонтных работ; сезонность; возможность пересчета нормативных ремонтных циклов в зависимости от сменности, а также от места установки оборудования.

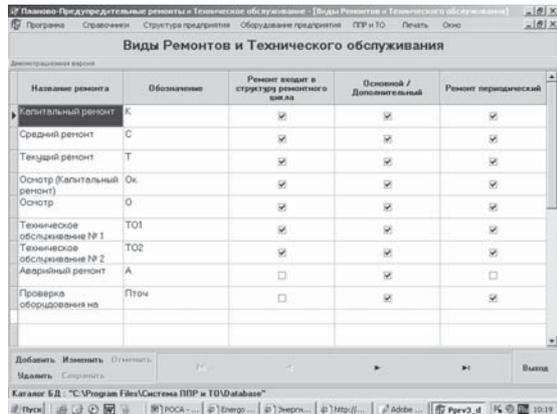


Рис. ППР

INPOSOFT V 2.0

Данная версия программы позволяет проводить расчет трехфазных и однофазных электрических нагрузок методом «упорядоченных диаграмм», выбор силового трансформатора и определение потерь подстанции, выбор проводников, предохранителей, автоматических выключателей, пускателей, шинопроводов, индивидуальный расчет тока ПЭЭ.

Программа рассчитывает: Средневзвешенный $\cos \varphi$ – для всей группы ПЭЭ, определяет средневзвешенный коэффициент использования, эффективное число электроприемников, коэффициент расчетной мощности, активную расчетную мощность каждого и группы электроприемников, реактивную расчетную мощность каждого и группы электроприемников, полную расчетную мощность каждого и группы электроприемников, расчетный ток каждого и группы приемников электрической энергии.

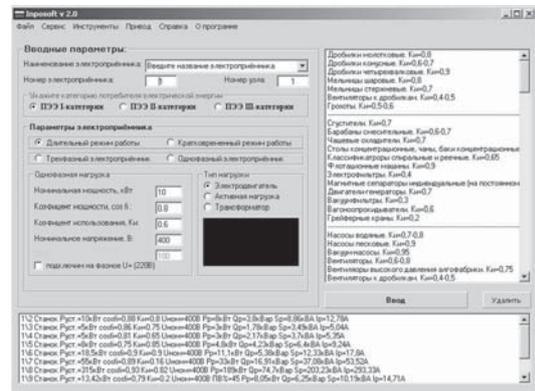


Рис. INPOSOFT v 2.0

GUEXPERT

Программа позволяет проводить расчет коротких замыканий в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ,

выбирать и проверять защитные аппараты, оценивать термическую стойкость и невозгораемость кабелей.

Программа разработана в соответствии с ГОСТ 28895-91 (МЭК 949-88) «Расчет термически допустимых токов короткого замыкания с учетом неадиабатического нагрева» и ГОСТ Р 50270-92 «Короткие замыкания в электроустановках. Методика расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ». Имеет графический интерфейс для ввода расчетных схем и открытую базу каталожных данных. Схема замещения формируется автоматически. Рассчитывает токи, напряжения, температуру кабелей при симметричных и несимметричных металлических и дуговых коротких замыканиях с учетом подпитки от асинхронных двигателей.

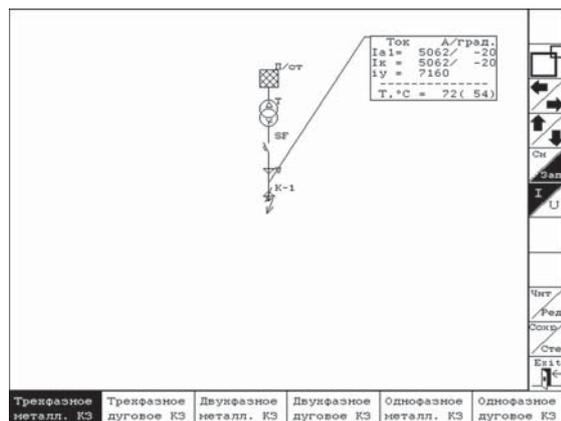


Рис. GUEXPERT



ОБМЕН ОПЫТОМ

***А. Павлов,
технический директор
ЗАО «Сибирский
приборный центр»***



ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА И АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОСЧЕТЧИКОВ РАЗЛИЧНОГО ТИПА НА ТРУБОПРОВОДАХ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

В предлагаемой статье на основе имеющегося материала предпринята попытка дать читателю необходимую информацию об имеющихся требованиях к приборам учета тепла, сделать краткий обзор по имеющейся приборной базе (технические характеристики, опыт применения: достоинства и недостатки), программному обеспечению, чтобы на этой основе пользователь мог приблизительно ориентироваться по применению приборов в конкретных условиях. В качестве примера приводится структура системы учета энергоресурсов из технического предложения на проектирование системы контроля энергоресурсов для одной из ТЭЦ г. Новосибирска.

1. АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ПРИБОРОВ УЧЕТА

В настоящее время в большинстве случаев на источнике теплоты на трубопроводах большого диаметра (300–1600 мм) ведется учет отпускаемой тепловой энергии по приборам, в которых функции расходомера выполняют приборы с сужающими устройствами (датчики перепада давления на диафрагме). Эти расходомеры облада-

ют рядом принципиально неустранимых недостатков, среди которых основные:

- необходимость трудоемкого демонтажа для проведения периодической поверки;
- узкий динамический диапазон;
- требования к наличию прямых участков большой протяженности.

При этом некоторые из узлов учета не соответствуют правилам учета тепловой энергии и требованиям ГОСТ 8.563-97.



ОБМЕН ОПЫТОМ

Эти обстоятельства обуславливают необходимость замены теплосчетчиков такого типа на современные, лишенные указанных недостатков и имеющие более широкие возможности для развития системы диспетчеризации учета.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРИБОРАМ УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ИСТОЧНИКЕ ТЕПЛОТЫ

На основании п. 2.1 и п. 2.3 Правил учета тепловой энергии и теплоносителя, 1995 г. на каждом узле учета тепловой энергии источника теплоты с помощью приборов должны определяться следующие величины в *водяных системах теплоснабжения*:

- время работы приборов узла учета;
- отпущенная тепловая энергия;
- масса (или объем) теплоносителя, отпущенного и полученного источником теплоты соответственно по подающему и обратному трубопроводам;
- масса (или объем) теплоносителя, расходного на подпитку системы теплоснабжения;
- тепловая энергия, отпущенная за каждый час;
- масса (или объем) теплоносителя, отпущенного по подающему трубопроводу и полученного по обратному трубопроводу за каждый час;
- масса (или объем) теплоносителя, расходного на подпитку системы теплоснабжения за каждый час;
- среднечасовые и среднесуточные значения температур теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки;
- среднечасовые значения давлений теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки;

в паровых системах теплоснабжения:

- время работы приборов узла учета;
- отпущенная тепловая энергия;
- масса (или объем) отпущенного пара и возвращенного источнику теплоты конденсата;
- тепловая энергия, отпущенная за каждый час;
- масса (или объем) отпущенного пара и возвращенного источнику теплоты конденсата за каждый час;
- среднечасовые значения температуры пара, конденсата и холодной воды, используемой для подпитки;
- среднечасовые значения давления пара, конденсата и холодной воды, используемой для подпитки.

Среднечасовые и среднесуточные значения параметров теплоносителя должны определяться

на основании показаний приборов, регистрирующих параметры теплоносителя.

На основании п. 5.1.1 Правил учета тепловой энергии и теплоносителя, 1995 г., узлы коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя оборудуются средствами измерения, зарегистрированными в Государственном реестре средств измерений. В соответствии с п. 5.2 Правил учета тепловой энергии и теплоносителя, 1995 г., теплосчетчики должны обеспечивать измерение тепловой энергии горячей воды с относительной погрешностью не более:

- 5%, при разности температур между подающим и обратным трубопроводами от 10 до 20 °С;
- 4%, при разности температур между подающим и обратным трубопроводами более 20 °С.

Теплосчетчики должны обеспечивать измерение тепловой энергии пара с относительной погрешностью не более:

- 5% в диапазоне расхода пара от 10 до 30%;
- 4% в диапазоне расхода пара от 30 до 100%.

Водосчетчики должны обеспечивать измерение массы (объема теплоносителя) с относительной погрешностью не более:

- 2% в диапазоне расхода воды и конденсата от 4 до 100%.

Счетчики пара должны обеспечивать измерение массы теплоносителя с относительной погрешностью не более:

- 3% в диапазоне расхода пара от 10 до 100%.

Для прибора учета, регистрирующего температуру теплоносителя, абсолютная погрешность dt измерения температуры не должна превышать значений, определяемых по формуле:

$$dt = 0,6 + 0,004 \times t,$$

где: t – температура теплоносителя.

Приборы учета, регистрирующие давление теплоносителя, должны обеспечивать измерение давления с относительной погрешностью не более 2%.

Приборы учета, регистрирующие время, должны обеспечивать измерение текущего времени с относительной погрешностью не более 0,1%.

3. Обзор существующих приборов

3.1 Элементы, определяющие метрологические характеристики теплосчетчика на трубопроводах больших диаметров.

Как правило, в состав теплосчетчика входят следующие основные элементы: датчики температуры, датчики давления, тепловычислитель, датчики расхода.

ОБМЕН ОПЫТОМ

Метрологические характеристики датчиков температуры, которыми комплектуются теплосчетчики, уверенно обеспечивают заданные метрологические характеристики теплосчетчика в целом. Эксплуатационные характеристики датчиков температуры из состава теплосчетчиков находятся приблизительно на одном уровне и поэтому здесь рассматриваться не будут.

Современные датчики давления с унифицированным токовым выходным сигналом, как правило, также обеспечивают необходимые метрологические характеристики комплекса теплосчетчика. Опыт применения нашей организацией датчиков давления различных типов показал, что причиной выхода из строя датчиков ДМ5007 в основном являлось нарушение функционирования тензомоста. Эксплуатация датчиков «МИДА», «МЕТРАН» и «КРТ» показала их достаточную надежность.

Обычно работа тепловычислителей организуется по единому алгоритму, и влияние типа тепловычислителя на точность теплосчетчика незначительно. Сравнительные эксплуатационные характеристики тепловычислителей приведены будут ниже.

Основным компонентом любого теплосчетчика, в наибольшей степени влияющим на его метрологические и эксплуатационные характеристики, является датчик расхода. В нашем случае (трубопроводы больших диаметров) выбор конкретного типа теплосчетчика в первую очередь определяется выбором именно его расходомерического компонента. Поэтому основной анализ функ-

ционирования узла учета тепла разумно прежде всего свести к анализу характеристик датчиков расхода.

В то время как для измерения расхода пара на трубопроводах больших диаметров разумной альтернативы расходомерам, использующим принцип измерения перепада давления на сужающем устройстве, пока не предложено, выбор датчиков расхода жидкостей достаточно велик. Хорошие возможности для решения вышеупомянутой задачи имеют расходомеры, реализующие электромагнитные и ультразвуковые методы измерений расхода жидкостей.

3.2 Методы измерений, положенные в основу работы расходомеров, их достоинства и недостатки.

Основные достоинства и недостатки расходомеров каждого типа приведены в табл. 1 и табл. 2.

Из известных электромагнитных расходомеров для труб большого диаметра ниже будут рассмотрены РОСТ-8 и ЭРИС-ВЛТ.

Принцип их работы основан на законе электромагнитной индукции. При взаимодействии электромагнитного поля, создаваемого током катушки возбуждения, с движущейся жидкостью, в последней наводится ЭДС электромагнитной индукции, амплитуда которой пропорциональна скорости движения жидкости, а следовательно расходу. Кроме этого, конструкцией расходомера ЭРИС-ВЛТ предусмотрено лубрикаторное устройство, позволяющее производить монтаж/демонтаж датчика без остановки движения теплоносителя по трубопроводу.

Таблица 1

Электромагнитные расходомеры	
Недостатки	Достоинства
Высокая цена, сложность конструкции.	Отсутствие подвижных частей.
Высокое энергопотребление и невозможность автономного питания.	Широкий динамический диапазон и высокая точность измерения расхода.
Невозможность измерения расхода непроводящих сред и конденсата.	Низкие требования к прямым участкам без гидравлических сопротивлений и профилю потока.
	Независимость показаний от изменений вязкости, температуры и давления рабочей среды.
	Снятие/установка некоторых из них для поверки без остановки теплоносителя.



ОБМЕН ОПЫТОМ

Таблица 2

Ультразвуковые расходомеры	
Недостатки	Достоинства
<p>Необходимость компенсации показаний при изменении вязкости, температуры и давления рабочей среды.</p> <p>Сложность монтажа.</p> <p>Высокие требования к прямым участкам без гидравлических сопротивлений и профилю потока.</p> <p>Возможность нарушения работоспособности при отложениях осадков на пассивных отражателях (внутренней поверхности трубопровода) и необходимостью, вследствие этого, специальной обработки внутренней поверхности трубопровода в месте монтажа датчиков.</p>	<p>Отсутствие подвижных частей.</p> <p>Широкий динамический диапазон и высокая точность измерения расхода.</p> <p>Возможность измерения деминерализованной воды и конденсата.</p> <p>Относительно не высокая цена.</p> <p>Возможность использования некоторых из них с накладными первичными датчиками расхода</p>

Из ультразвуковых расходомеров в статье представлены УЗРВ, УРСВ-010М, ДРК-С, UFM-001, UFM-005, Днепр-7.

Выделяются следующие методы ультразвуковых измерений:

- временные и частотные методы;
- корреляционные методы;
- доплеровские методы.

Временной метод измерения основан на посылке в акустический канал расходомера, расположенный под углом к оси потока, ультразвуковых сигналов по потоку и против него. Скорость течения жидкости определяется по разности прохождения сигналов.

Частотный метод измерения заключается в том, что в акустическом канале первичного преобразователя расходомера, расположенного под углом к оси потока, организуются две непрерывные посылки ультразвуковых сигналов, период повторения которых равен времени распространения ультразвука по потоку и против него. На основе анализа этих сигналов определяется разностная частота, пропорциональная скорости потока.

Преимущества рассмотренных методов: возможность обеспечения высокого быстродействия расходомеров (время “реакции” на изменения расхода) и высокая точность измерений в период изменения расхода.

Недостатки – высокая зависимость качества измерений от физико-химических свойств жидкости (ее температуры, давления, концентрации примесей и т.п.), от распределения скоростей по сечению потока жидкости и от точности монтажа первичных преобразователей на трубопроводе.

Лучшими из приборов, использующими эти методы, являются УРСВ-010М, UFM-001, UFM-005. В их конструкции предусмотрены компенсационные схемы, обеспечивающие частичное подавление влияния вышеуказанных факторов.

Корреляционные методы измерения основаны на принципе определения времени перемещения неоднородностей потока между двумя измерительными сечениями трубопровода. Неоднородности потока модулируют ультразвуковые сигналы, проходящие в различных измерительных сечениях. Ввиду малости расстояния, которое проходит поток жидкости между этими сечениями, сигналы в них модулируются приблизительно одинаково. Время, которое проходит между появлением сигналов с приблизительно одинаковой модуляцией в различных измерительных сечениях, соответствует скорости жидкости.

Преимущества этого метода измерений: обеспечение низкой зависимости качества измерений от физико-химических свойств жидкости, состояния трубопровода, распределения скоростей по

ОБМЕН ОПЫТОМ

Таблица 3.1

Характеристики приборов				
Параметры	ДРК-С	УРСВ-010М	РОСТ-8	ЭРИС-ВЛТ
Класс точности в зависимости от диапазона расходов	1,5 (2-100)%	4,0 (0,7-3.3)% 1,5 (3,3-100)%	5,0 (2-4)% 3,0 (4-10)% 2,0 (10-100)%	3,0 (2,4-4,0)% 1,5 (4,0-100)%
Метод измерения расхода	ультразв.	ультразв.	электромагн.	электромагн.
Внутренний диаметр трубопровода, мм	32-4200	10-4200	400-4000	400-1600
Прямой участок (в Ду) до/после датчика	5 / 0,5	3-40 / 2-25 <i>(в зависимости от требуемой точности)</i>	10 / 5	10-15 / 52 <i>(в зависимости от первого местного сопротивления)</i>
Диапазон температур теплоносителя, С	1-150	10-180	0-150	4-140
Срок службы, лет	8	12	12	12
Расстояние до вторичного преобразователя	до 1000м	до 100м	до 100м	вторичный преобразователь не является необходимым, возможно подключение непосредственно к теплосчетчику – до 200м
Тип применяемых датчиков	врезные	врезные или накладные	врезные	врезные
Прочие особенности	высокая инерционность	сложная предпусковая настройка прибора, изготовителем рекомендовано нанесение на внутреннюю поверхность трубопровода акустически прозрачного покрытия. Недостатки: длительный срок службы, склонность к образованию отложений.	необходимость частой градуировки (1 раз в месяц)	возможность демонтажа для проверки или ремонта без остановки энергоносителя

сечению потока и от преобразователей обусловлены реакцией прибора сти. В качестве лучшего в этом классе приборов

точности монтажа на трубопроводе? Недостатки: длительный срок службы, склонность к образованию отложений.

можно выделить ДРК-С. Доплеровские методы измерений основаны на эффекте Доплера. Они реализованы в приборе типа «Днепр-7». Он практически не чувствителен к физико-химическим свойствам воды, малочув-

Таблица 3.2

Характеристики приборов				
Параметры	UFM-001	UFM-005	Днепр-7	УЗР-В-М
Класс точности в зависимости от диапазона расходов	3,0 (2-3)% 1,5 (3-4)% 1,0 (4-100)%	5,0 (1,3-4)% 2,0 (4-100)%	2,0 (3-100)%	1,5 (3,3-100)%
Метод измерения расхода	ультразв.	ультразв.	ультразв.	ультразв.
Внутренний диаметр трубопровода, мм	50-1000	50-1600	20-160	50-2400
Прямой участок (в Ду) до/после датчика	15 / 5	10 / 5	8-23 / 52	нет данных
Диапазон температур теплоносителя, 0С	4-150	4-150	3-150	0-150
Срок службы, лет	10	12	нет данных	нет данных
Расстояние до вторичного преобразователя	до 200м	до 200м	нет данных	нет данных
Тип применяемых датчиков	врезные	врезные	накладные	врезные
Прочие особенности			портативный	

ствителен к степени ее «завоздушивания», однако на его метрологические характеристики сильно влияет состояние внутренней поверхности трубопровода, т.к. он укомплектовывается накладными акустическими преобразователями.

3.3 Основные технические характеристики расходомеров.

Основные паспортные технические характеристики расходомеров приведены в табл. 3.

3.4 Анализ характеристик расходомеров на основе результатов их практического использования.

Все приведенные в этом разделе данные получены на основе опыта монтажа, пуско-наладки и эксплуатации расходомеров различных типов. Главным образом информация получена на основании отчета НПФ «ПИКА» (г. Москва) по договору с ОАО «Мосэнерго» о создании научно-технической продукции «Разработка, изготовление и внедрение экспериментального узла учета тепловой энергии на источнике теплоты» и опыта инновационного научно-инженерного центра «ЛИМБ» (г. Барнаул). Использовались также отзывы предприятий России о работе расходомеров, опыт монтажа и практического использования приборов различных типов коллегами ЗАО «Сибирский приборный центр».

Для вынесения объективного суждения о качестве испытанных приборов была проведена балльная оценка введенных ранее показателей. Результаты этой оценки сведены в табл. 4.

3.4.1 Сложность монтажа.

Установка датчиков прибора УРСВ-010М-001 возможна без проведения сварочных работ на трубопроводе. Монтаж расходомеров ДРК-С, UFM, УРСВ-010М-002, ЭРИС-ВЛТ имеет приблизительно одинаковую сложность за исключением того, что при монтаже ДРК-С требуется установка четырех первичных преобразователей, в то время как УРСВ и UFM - только двух. Кроме того, при монтаже расходомера ДРК-С требуется установка блока кабельных усилителей (БКУ) вблизи первичных преобразователей. Такая схема расположения оборудования существенно затрудняет процедуру поиска и устранения неисправности в случае выхода из строя БКУ или первичных преобразователей.

Установка первичных преобразователей расходомера РОСТ-8 затруднена во-первых, необходимостью подготовки отверстий большого диаметра в трубопроводе и практически полного освобождения трубопровода от теплоносителя (поскольку первичные преобразователи устанавливаются в нижней части трубопровода); во-вторых - сравнительно большой массой первичных преобразователей.

3.4.2 Сложность проведения в условиях ТЭЦ пуско-наладочных работ.

Приборы РОСТ-8 и ЭРИС-ВЛТ не требуют проведения первичной настройки, при правиль-

Таблица 4

Оценка характеристик приборов						
Параметры	ДРК-С	УРСВ-010М-001	УРСВ-010М-002	UFM-001	РОСТ-8	Эрис-ВЛТ
Сложность монтажа (0...5)	3	5	4	4	2	4
Сложность проведения в условиях ТЭЦ пуско-наладочных работ (0...5)	5	4	4	5	5	5
Надежность (0...10)	7	9	10	8	3	9
Необходимость проведения дополнительных настроек и регулировок в процессе эксплуатации (0...5)	4	4	4	4	4	4
Устойчивость к действию факторов окружающей среды (0...5)	4	5	5	5	5	5
Защита от несанкционированного вмешательства в работу прибора (0...5)	4	4	4	4	5	4
Точность (0...10)	4	8	8	8	5	8
Удобство демонтажа для проведения Гос. поверки или ремонта (0...5)	3	5	3	3	3	5
Суммарная оценка	34	44	42	41	31	44

ном монтаже они сразу после включения питания работают в штатном режиме.

Первичная настройка приборов УРСВ достаточно сложна, требует применения электронно-лучевого осциллографа и программной установки около десяти параметров. При настройке УРСВ-010М-001 требуется юстировка датчиков непосредственно на трубопроводе (с одновременным контролем фазы сигнала). Первичная настройка расходомеров UFM и ДРК-С достаточно проста, при правильном монтаже и установке программируемых параметров (около пяти) приборы работают в штатном режиме.

3.4.3 Надежность.

По информации, собранной из различных источников, наиболее надежными показывают себя приборы UFM и УРСВ-010М-002. Известны случаи потери работоспособности приборов УРСВ-010М-001 вследствие изменения физико-химических свойств применяемой смазки, датчиков РОСТ-8 – по различным причинам, датчиков ЭРИС-ВЛТ старых модификаций – вследствие плохого уплотнения со стороны проточной части. Наименее надежный элемент прибора ДРК-С – блок кабельных усилителей, который устанавливается

вблизи датчиков и подвергается воздействию всех факторов окружающей среды.

3.4.4 Необходимость проведения дополнительных настроек и регулировок в процессе эксплуатации.

Ни один прибор не требует проведения дополнительных настроек и регулировок в процессе эксплуатации.

3.4.5 Устойчивость к действиям факторов окружающей среды.

С точки зрения устойчивости к действию факторов окружающей среды, все приборы одинаково устойчивы. Но, как и упомянуто выше, наиболее подвержен этому воздействию блок кабельных усилителей прибора ДРК-С.

3.4.6 Защита от несанкционированного вмешательства в работу прибора.

С точки зрения защиты от несанкционированного вмешательства все приборы приблизительно равноценны и могут быть оценены положительно.

3.4.7 Точность

Есть сведения о сопоставлении результатов измерения различных датчиков расхода с расходомером на сужающем устройстве. Эти испыта-

ОБМЕН ОПЫТОМ

Таблица 5

Контроллер	СПТ-961	ТЭКОН-10	ТВМ	МТ200DS
Тип расходомера на большие диаметры, с которым есть информация по сертифицированности применения	ДРК-С, UFM, УРСВ-010М	ЭРИС-ВЛТ, UFM <i>(Сертификация с UFM планируется на конец 1999 года)</i>	UFM, ДРК-С, УРСВ-010М	УРСВ-010М
Диапазон рабочих температур / макс. влажность	-10-+500С / 98%	-10-+500С / 95%	0-850С / 95%	5-550С / 80%
Источник питания	Сеть ~220 В	Сеть ~220 В, возможность применения резервного источника питания.	Внутр. батарея	Сеть ~220 В
Макс. количество датчиков давления/макс. длина линии связи (м)	5 / определяется сопротивлением линии связи, но не более 10 км <i>(При условии применения экранированного кабеля)</i>	16 / определяется сопротивлением линии связи <i>(в зависимости от модификации)</i>	2 или 4 или 6 / 300 <i>(в зависимости от модификации)</i>	0 (по 2 – на каждый дополнительно установленный автономный регистратор “ВЗЛЕТ РТ”) / 100
Макс. количество датчиков температуры / макс. длина линии связи	4 / 2 км, при сопротивлении линии не более 100 Ом, <i>(При условии применения экранированного кабеля)</i>	16 <i>(в зависимости от модификации)</i> / 100-300 <i>(в зависимости от применяемого кабеля).</i>	2 или 3 или 8 <i>(в зависимости от модификации)</i> / 300	4 / 100
Макс. количество подключаемых датчиков расхода с частотным или числовым выходом / макс. длина линии связи.	4 / 1 км, при сопротивлении линии не более 100 Ом, <i>(При условии применения экранированного кабеля)</i>	16 <i>(в зависимости от модификации)</i> / 100-300 <i>(в зависимости от применяемого кабеля).</i>	2 или 4 или 6 <i>(в зависимости от модификации)</i> / 300	2/100
Макс. количество контролируемых трубопроводов	5 <i>(в данном случае по-видимому можно использовать лишь четыре)</i>	16	2-6 <i>(При трех интеграторах тепловой энергии).</i>	4
Контролируемые энергоносители	вода, перегретый и насыщенный пар, конденсат.	вода, перегретый и насыщенный пар, конденсат, воздух, газ, электричество.	вода	вода

ния проводились НПФ «ПИКА» согласно вышеупомянутому договору.

Высокую идентичность показали расходомеры UFM-001, УРСВ-010М-001 и УРСВ-010М-002. За весь период эксплуатации расхождения между значениями объемов для указанных расходомеров и КСД не превышали 3% для часовых значений, 2% для суточных значений и 1,2% за месяц.

Максимальные расхождения между значениями объемов для ультразвукового расходомера

ДРК-С и КСД составили 10% для часовых значений, 8% для суточных значений и 6% за месяц.

Наблюдение за работой прибора РОСТ-8 проводилось лишь в течение двух месяцев до наступления отказа прибора. За период наблюдения расхождения между значениями объемов для расходомера РОСТ-8 и КСД не превышали 4,5% для часовых значений.

Анализ показаний расходов для датчиков ЭРИС-ВЛТ производился лишь в сопоставлении

ОБМЕН ОПЫТОМ

Продолжение таблицы 5

Контроллер	СПТ-961	ТЭКОН-10	ТВМ	MT200DS
Индицируемые параметры	все измеряемые, расчетные и архивные параметры, характеристики трубопроводов и датчиков, реальные дата и время, служебные параметры.	все измеряемые, расчетные и архивные параметры, характеристики трубопроводов и датчиков, реальные дата и время, служебные параметры.	-тепл. энергия; -кол. теплоносит.; -темп. теплоносит.; -время работы; -ср. расход; -ср. тепл. мощн.; -темпер. х.в.; -разн. температур; -давление; -реальные дата и время (в зависимости от модификации).	-тепл. энергия; -колич. теплоносит.; -темп. теплоносит.; -время наработки и останова; -ср. расход; -ср. тепл. мощн.; -темпер. х.в.; -разн. температур; -сл. параметры.
Архивируемые параметры	тепл. энергия; -кол. теплоносит.; -температура; -давление; -код самодиагностики.	любые из индицируемых по выбору, в т.ч. архив неисправностей и архив экстремумов	тепл. энергия; -кол. теплоносит.; -температура; -давление; -код самодиагностики.	тепл. энергия; -количество теплоносит.; -температура; -время останова.
Глубина часового архива	864 часа	1104 часа	960 часов	1430 часов
Глубина суточного архива	310 суток	31 сутки	Соответствует глубине накопленного терминалом часового, т.к. рассчитывается из него термин. программой	60 суток
Глубина месячного архива	24 месяца	12 месяцев	Соответствует глубине накопленного терминалом часового, т.к. рассчитывается из него термин. программой	24 месяца
Варианты считывания информации	с лицевой панели (все, в т.ч. архивные), RS232, RS485, модем, принтер, оптический порт.	с лицевой панели (все, в т.ч. архивные), RS232, RS485, ИРПС, модем, принтер, регистратор информации.	с лицевой панели (только текущие и суммарные), RS232, ИРПС, модем, терминал, принтер.	с лицевой панели (только текущие и суммарные), RS232, RS485, модем, принтер.
Возможности контроля нештатных ситуаций.	Самоконтроль, контроль внешних цепей с идентификацией неисправности	Самоконтроль, контроль внешних цепей с идентификацией неисправности	Самоконтроль, контроль внешних цепей с идентификацией неисправности	Самоконтроль, контроль внешних цепей с идентификацией неисправности
Сведения о программе верхнего уровня	DOS, Win95: Конфигурируемая под конкретного пользователя. Отчеты – в виде таблиц (задаваемой пользователем формы) и графиков. Наличие лицензионных ограничений.	DOS, Win95: Конфигурируемая под конкретного пользователя. Отчеты – в виде таблиц (задаваемой пользователем формы) и графиков, в т.ч. в реальном времени.	DOS: Отчеты – в виде таблиц. Форма отчетов жестко задана, расположение на экране – выбирается. Опрос приборов периодически	DOS, Win95: Отчеты – в виде таблиц. Форма отчетов жестко задана, расположение на экране – выбирается. Опрос приборов периодически, возможен в автоматическом режиме.
Способ защиты информации	Многоступенчатая	Многоступенчатая	Пломбированием	Многоступенчатая
Прочие особенности				Возможность измерения расхода в случае реверса теплоносителя

с другими аналогичными датчиками в замкнутой системе теплоснабжения. Разница в показани-

ях этих расходомеров была в полном соответствии с паспортной погрешностью.

Контроллер	СПТ-961	ТЭКОН-10	ТВМ	MT200DS
Сведения о программе верхнего уровня	DOS, Win95: Конфигурируемая под конкретного пользователя. Отчеты – в виде таблиц (задаваемой пользователем формы) и графиков. Наличие лицензионных ограничений.	DOS, Win95: Конфигурируемая под конкретного пользователя. Отчеты – в виде таблиц (задаваемой пользователем формы) и графиков, в т.ч. в реальном времени.	DOS: Отчеты – в виде таблиц. Форма отчетов жестко задана, расположение на экране – выбирается. Опрос приборов периодически	DOS, Win95: Отчеты – в виде таблиц. Форма отчетов жестко задана, расположение на экране – выбирается. Опрос приборов периодически, возможен в автоматическом режиме.
Способ защиты информации	Многоступенчатая	Многоступенчатая	Пломбированием	Многоступенчатая
Прочие особенности				Возможность измерения расхода в случае реверса теплоносителя

ВЫВОДЫ

По критерию точности ультразвуковые расходомеры УРСВ и UFM можно признать равноценными. Расходомеры ЭРИС-ВЛТ, по причине иных условий испытаний, можно условно тоже отнести к этой группе. Таким образом, погрешность измерения расходов теплоносителя приборами УРСВ, UFM и ЭРИС-ВЛТ лежит в пределах, соответствующих классу точности приборов. Высокая сходимость показаний расходомеров УРСВ с накладными и врезными датчиками подтверждает обоснованность применения в узлах коммерческого учета с равными основаниями приборов обоих типов.

Расходомер ДРК-С обладает несколько худшими точностными характеристиками, затрудняющими его использование на трубопроводах большого диаметра.

Произвести полноценный анализ точностных характеристик расходомера РОСТ-8 по имеющейся информации невозможно. Причина - преждевременный выход расходомера из строя при испытаниях, проводимых НПФ «ПИКА».

3.4.8 Удобство демонтажа для проведения Государственной поверки или ремонта.

Первичные датчики всех перечисленных в табл. 4 расходомеров, за исключением расходомеров ЭРИС-ВЛТ и УРСВ-010М-001 (накладные датчики) снимаются в поверку или ремонт только после полной остановки теплоносителя и частич-

ного (или полного) опорожнения измерительного участка трубопровода. Конструкцией расходомера ЭРИС-ВЛТ предусмотрен способ демонтажа, при котором нет необходимости прекращать циркуляцию энергоносителя.

На основании приведенных выше результатов эксплуатационных испытаний имеет смысл рассмотреть характеристики тепловычислителей, в комплекте с которыми могут быть использованы расходомеры, имеющие наилучшие характеристики: ДРК-С, UFM, УРСВ-010М, ЭРИС-ВЛТ.

3.5 Анализ технических характеристик и потребительских свойств тепловычислителей.

Приведем в табл. 5 паспортные характеристики тепловычислителей, с которыми предполагается использование расходомеров ДРК-С, UFM, УРСВ-010М, ЭРИС-ВЛТ.

Как уже оговаривалось выше, метрологические характеристики всех контроллеров достаточно высоки, и находятся приблизительно на одном уровне: основная относительная погрешность расчета количества тепловой энергии для всех контроллеров – около 0,2%. Рассмотрим другие их характеристики.

3.5.1 Тип расходомера на большие диаметры, с которым есть информация по возможности применения подразумевает формальную сертификацию с расходомерами определенных типов. Как видно из табл. 5, большинство контроллеров мо-

гут быть использованы в комплекте с расходомерами нескольких типов.

3.5.2 Диапазон рабочих температур, максимальная влажность и источник питания определяют требования к помещению, где могут быть установлены контроллеры. Если есть вероятность отрицательных температур, лучше использовать приборы с соответствующими характеристиками.

Батарейное питание вряд ли может дать большие преимущества, т.к. рассматриваемые датчики все равно подразумевают наличие достаточно мощного источника питания.

Заслуживает внимание контроллер ТЭКОН-10 который в комплекте с расходомерами ЭРИС-ВЛТ позволяет на время перерывов сетевого электропитания (в случае наличия резервного аккумулятора 24 В) обеспечить полноценный учет энергоресурсов, а во время наличия сетевого напряжения – подзарядку резервного аккумулятора.

3.5.3 Максимальное количество датчиков, максимальная длина линии связи и максимальное количество контролируемых трубопроводов определяют локальную конфигурацию узла учета. Для больших, пространственно развитых систем это основной показатель решения задачи количества объединяемых на один контроллер трубопроводов. В некоторых случаях необходимо иметь в виду то, что количество подающих или обратных трубопроводов в одном контуре может быть более одного. В этом случае желательно выбирать контроллер, поддерживающий такие особенности контуров теплоснабжения. Иначе (менее предпочтительно) эта возможность должна быть осуществлена в программе верхнего уровня.

3.5.4 Контролируемые энергоносители определяют широту охвата учитываемых системой энергоресурсов. Наиболее удачный путь – применение универсальных приборов (например, СПТ, ТЭКОН-10), либо приборов одной серии (например, СПТ). Возможен вариант объединения контроллеров различных типов на уровне информационной сети, однако при этом возникают неоправданные сложности: отсутствие унификации приборов, работа программы верхнего уровня с несколькими драйверами (возможно даже не производителей оборудования). Это может усложнить обслуживание системы.

3.5.5 Индицируемые параметры показывают удобство общения с контроллером на месте его монтажа. Это может потребоваться при проведении пуско-наладочных работ, контроле работы программы верхнего уровня и решении спорных вопросов.

3.5.6 Архивируемые параметры и глубина архивов определяют устойчивость системы к сбоям в работе программы верхнего уровня (пропадание электропитания, воздействие вирусов, и т.д.)

и способствуют урегулированию спорных вопросов. Целесообразно выбирать приборы с глубиной часового архива не менее 45 суток (1080 часов). Иногда полезным дополнением для анализа расхода энергоресурсов является архив экстремумов, реализованный в контроллере ТЭКОН-10.

3.5.7 Варианты считывания информации являются основной характеристикой сервисных возможностей прибора. Именно ими определяется построение глобальной сети учета энергоресурсов. Как правило, информационная сеть выполняется на интерфейсах RS485, ИРПС (токовая петля) и RS232 для работы с модемом по коммутируемой или выделенной линии. В зависимости от конкретных условий возможны их различные комбинации.

Заслуживает внимание также съем информации с помощью переносного регистратора информации (для ТЭКОН-10) или минитерминала (для ТВМ). Это позволяет считывать архивы с контроллера при отсутствии возможности использования глобальной сети (или при ее временной неработоспособности).

3.5.8 Контроль нештатных ситуаций служит для анализа достоверности выдаваемой контроллером информации. Все перечисленные выше приборы анализируют не только состояние входных цепей, но и осуществляют самоконтроль. Приборы СПТ и ТЭКОН-10 позволяют осуществлять иденти-





ОБМЕН ОПЫТОМ

кацию нештатной ситуации с привязкой ко времени ее возникновения с точностью до одной минуты. Остальные контроллеры - с точностью до одного часа. Все приборы ведут архив нештатных ситуаций.

3.5.9 Программа верхнего уровня определяет полноту и степень удобства обработки получаемой информации. Наиболее интересной в этом плане является СП-сеть, обслуживающая приборы типа СПТ. Однако из-за лицензионных ограничений, применение ее связано с большими материальными затратами. Перспективной является программа, обслуживающая контроллер ТЭКОН-10, позволяющая получать информацию в реальном времени и выводить отчеты в форме, конфигурируемой под конкретного пользователя.

3.5.10 Способ защиты информации для различных типов контроллеров различен (пломбирование, пароли, электронный ключ, память по номенклатуре и времени изменяемых параметров, в т.ч. в различных комбинациях), но все они позволяют обеспечить уверенную защиту от несанкционированного доступа коммерческой информации и настроек контроллера.

3.5.11 Среди прочих особенностей нужно отметить возможность измерения тепловой энергии при реверсе направления движения теплоносителя, конструктивно предусмотренную в контроллере MT200DS для работы в некоторых схемах теплоснабжения на летний период.

На основании вышесказанного можно сделать вывод о предпочтительности выбора в качестве тепловычислителей контроллеров типов СПТ и ТЭКОН-10, а значит и комплексов: ТЭКОН-10 + ЭРИС-ВЛТ, СПТ961 + УРСВ, ТЭКОН-10 + UFM, СПТ961 + UFM.

4. Пример выбора структуры системы учета энергоресурсов

В заключении, в качестве примера, приведем краткое обоснование выбора структуры системы учета энергоресурсов из технического предложения для одной из ТЭЦ г. Новосибирска.

4.1 Результаты обследования объекта.

В процессе анализа результатов обследования объекта и в соответствии с заданием на проектирование определены основные технические требования к системе учета энергоресурсов:

- измерения расхода теплоносителя должно производиться на трубопроводах большого диаметра (Ду=500 – Ду=1000 мм);
- отсутствие возможности остановки теплоносителя в трубопроводе в случае выхода датчика расхода из строя и нежелательность привязки снятия датчика расхода для его поверки, к проведению регламентных работ на трубопроводе;

• не критичность точности измерения расхода к состоянию внутренней поверхности трубопровода;

• количество подающих или обратных трубопроводов в одном контуре более одного;

• значительная удаленность некоторых подающих трубопроводов от соответствующих им обратных;

• необходимость учета теплоносителей двух видов: вода и пар (в перспективе);

• возможность работы контроллеров при отрицательных температурах;

• значительная удаленность узлов учета друг от друга и от диспетчерского пункта;

• наличие источников сильных электромагнитных помех.

4.2 Определение возможной конфигурации системы.

Проведем анализ вышеуказанных особенностей объекта и покажем, какие требования они предъявляют к конфигурации системы. Как и сказано выше, выбор начинаем с самого тонкого места – датчиков расхода.

Рекомендуемые датчики расхода. Первые три требования (трубопроводы большого диаметра, требования к условиям демонтажа/монтажа датчиков расхода и ограничения, вызванные состоянием внутренней поверхности трубопровода) практически однозначно определяют тип расходомера – ЭРИС-ВЛТ.

Рекомендуемый тепловычислитель. Последующие четыре пункта требований определяют тип тепловычислителя. Т.к. в статье мы ограничились рассмотрением лишь наиболее перспективных моделей контроллеров, то выбор действительно есть. Но не будем отличаться оригинальностью и выберем ТЭКОН-10.

Конфигурация сети. Значительная удаленность узлов учета друг от друга и от диспетчерского пункта и наличие источников сильных электромагнитных помех накладывает ограничение на конфигурацию информационной сети и типы используемых контроллеров. В этом случае наиболее целесообразной является организация сети представленная на рис. 1.

Требования к программе обслуживания сети контроллеров. Ввиду значительной удаленности некоторых подающих трубопроводов от соответствующих им обратных, и, вследствие этого, обслуживания соответствующих трубопроводов разными контроллерами, расчет разности «(тепловая энергия по подающему трубопроводу) – (тепловая энергия по обратному трубопроводу)» должен производиться программой персонального компьютера диспетчерского пункта. Это под-

ОБМЕН ОПЫТОМ

разумеает то, что стандартная программа поставщика контроллеров должна поддерживать работу по сети и обеспечить выполнение элементарных арифметических операций с вычисленными контроллерами значениями. Это также позволит, в случае отсутствия возможности произвести контроллером соответствующие арифметические операции (количество подающих или обратных трубопроводов в одном контуре более одного), предоставлять информацию в наиболее наглядном виде.

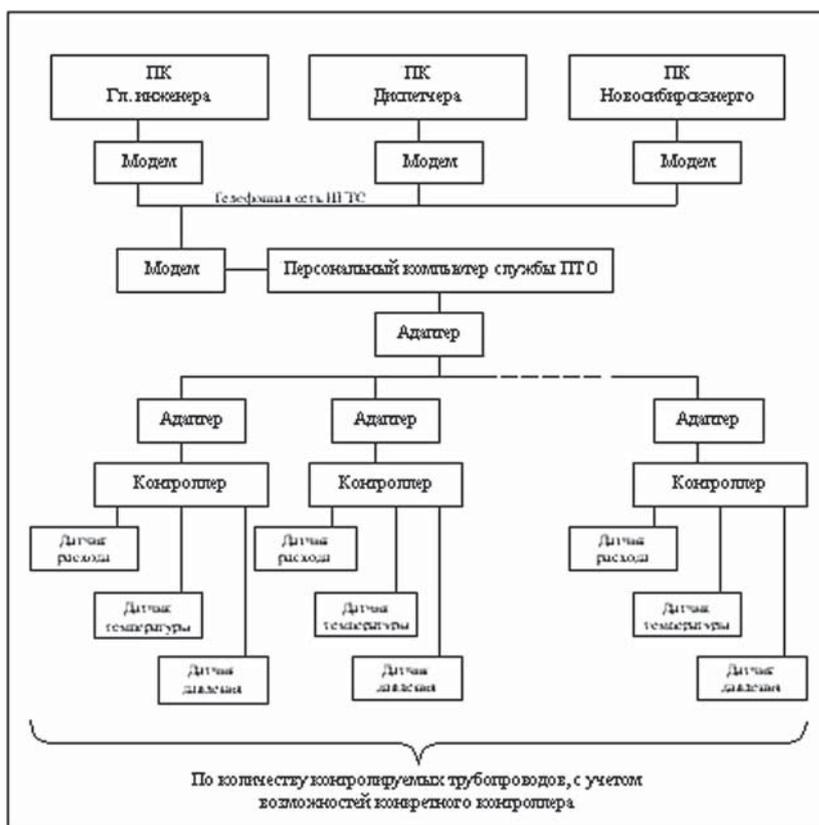
Итак, определилась начальная конфигурация системы. По каким – либо причинам она может не устраивать заказчика. В этом случае вводится поправка на желаемый конечный результат, исследуется возможность его достижения теми же (или наиболее близкими к предлагаемому) аппаратными или программными средствами и мето-

дом последовательных итераций находится решение.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Каждый объект по-своему уникален. Поэтому неоспоримые преимущества одного комплекса могут оказаться проигрышными перед особенностями другого комплекса приборов на конкретном месте. Не имея возможности дать рецепт на все возможные случаи, здесь предпринята попытка дать пользователю информацию, позволяющую ориентироваться в современном парке приборной продукции. Реальная конфигурация комплекса может и должна возникать только при тесном сотрудничестве заказчика и специалистов проектной и монтажной организации.

*По материалам ЗАО
«Сибирский приборный
центр»*



НОВОСТИ КОМПАНИЙ

74 >>

меньше. Вытеснение устаревших источников освещения - дело времени.

Согласно расчетов аналитиков, уже к 2010 году рынок диодных источников света достигнет \$875 млн. Среднегодовой рост этого показателя с 2004 года, на конец которого рынок оценивался в \$94 млн., будет держаться на уровне 52%.

«ЗАВОД «ЧУВАШКАБЕЛЬ» ОСВОИЛ ПРОИЗВОДСТВО НОВЫХ МАРОК ЭМАЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ

На ОАО «Завод «Чувашкабель» освоено производство новых марок эмалированных проводов, полностью соответствующих международному стандарту МЭК:

- провода эмалированные с двухслойной изоляцией (полиэфиримидная с покрытием полиамидимидом):

ПЭЭИД1-200-МЭК 0,10-2,00 мм
ТУ 16.К71-250-95 (соответствует МЭК 60317-13)

ПЭЭИД2-200-МЭК 0,10-2,00 мм
ТУ 16.К71-250-95 (соответствует МЭК 60317-13)

Данная марка провода используется для изготовления обмоток: электродвигателей, генераторов, сухих трансформаторов, измерительных приборов, катушек, реле и аппаратуры связи. Благодаря высоким электрическим, температурным свойствам (ТИ 200), а так же устойчивости к органическим растворителям провод обеспечивает высокую степень надежности изделий. Механическая прочность изоляции провода позволяет использовать провод при автоматической намотке.

- с полиуретановой изоляцией:

ПЭУ-1-155-МЭК 0,05-0,63 мм
(соответствует МЭК 60317-20);

ПЭУ-2-155-МЭК 0,05-0,63 мм
(соответствует МЭК 60317-20);

ПЭУ-1-180-МЭК 0,05-0,63 мм
(соответствует МЭК 60317-51);

ПЭУ-2-180-МЭК 0,05-0,63 мм
(соответствует МЭК 60317-51);

>> 103



ПЕРСОНАЛ



***В. ГРИЦЫНА,
член Совета
Ассоциации
энергоменеджеров***

ПРЕМИРОВАНИЕ ПЕРСОНАЛА ЗА ЭКОНОМИЮ ТОПЛИВНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Энергосбережение может стать реальностью только в том случае, если работники предприятия осознанно и целенаправленно будут участвовать в этой работе. Материальная заинтересованность в результатах работы стимулирует активность персонала. Инициатива «снизу» не даст «забыть» ни одно техническое предложение и снизить активность этой работы. Ниже приводится примерное Положение о премировании специалистов предприятия за экономию топливно-энергетических ресурсов.

ПРОЕКТ ПОЛОЖЕНИЯ

«О премировании рабочих, руководителей и специалистов предприятия за экономию топливно-энергетических ресурсов»

1. Общие положения

1.1. Настоящее Положение разработано в соответствии с Законом Российской Федерации «Об энергосбережении» и вводится в целях повышения материальной заинтересованности рабочих, руководителей и специалистов предприятия в разработке и внедрении мероприятий по экономии топливно-энергетических ресурсов, в бережном и экономном их использовании.

1.2. Премирование по настоящему Положению производится в структурных подразделениях предприятия, для которых в установленном порядке утверждены нормы расхода топливно-энергетических ресурсов, при

этом учет расхода осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов или другими технически обоснованными методами и обеспечивается условие, при котором экономия ресурсов не приводит к ухудшению качества продукции.

Премирование работников подразделений производится вне зависимости от результатов работы завода в целом.

1.3. Нормы удельных расходов топливно-энергетических ресурсов по заводу и структурным подразделениям устанавливаются ежеквартально заместителем главного инженера по энергетическим службам в пределах утвержденных норм (лимитов).

ПЕРСОНАЛ

2. Показатели и условия премирования

2.1. Премирование по настоящему Положению производится за экономию ресурсов на основе следующих показателей:

- снижение удельных расходов электрической энергии, топлива, тепловой энергии, сжатого воздуха и воды ниже уровня утвержденных Норм,
- увеличение степени компенсации реактивной мощности в электроустановках,
- перевыполнение норм возврата конденсата,
- повышение уровня использования вторичных топливно-энергетических ресурсов.

2.2. При перерасходе электрической энергии премия за увеличение степени компенсации реактивной мощности в электроустановках не выплачивается.

2.3. При перерасходе тепловой энергии премия за превышение норм возврата конденсата не выплачивается.

2.4. Подразделения завода, осуществляющие руководство и несущие ответственность за достижение экономии топливно-энергетических ресурсов, премируются по результатам экономии в целом по заводу.

3. Источники и фонды премирования

3.1. Премирование за экономию ТЭР производится за счет средств фонда материального поощрения завода.

3.2. Фонд премирования за экономию ТЭР завода образуется согласно установленным размерам суммы экономии, направляемой на премирование. Сумма экономии, направляемой на премирование, должна составлять, как правило, около 10% от суммы полученной экономии за расчетный период.

Отделу Главного энергетика и другим отделам общего энергоснабжения цехов завода (компрессорный, оборотного водоснабжения и др.) фонд премирования образуется в целом, затем распределяется между указанными подразделениями главным энергетиком завода в зависимости от участия этих подразделений в экономии конкретных видов ТЭР и согласовывается с заместителем главного инженера по механико-энергетическим службам.

3.3. Фонд премирования за увеличение степени компенсации реактивной мощности и перевыполнение норм возврата конденсата на заводе образуется в целом по заводу, а за повышение уровня вторичных топливно-энергетических ресурсов - в целом по объединению и распределяется главным энергетиком в зависимости от участия подразделений в достижении экономии за счет указанных показателей.

3.4. В случае перерасхода по какому-либо виду ТЭР в предыдущем периоде календарного года сумма экономии, полученной в отчетном квартале, уменьшается на сумму допущенного перерасхода по тому же виду топливно-энергетических ресурсов, но не более чем на 50%.

3.5. Если экономия ТЭР достигнута в результате внедрения мероприятий, в разработке которых приняло участие несколько структурных подразделений, то образованный фонд премирования делится на части, пропорциональные доле участия этих подразделений в разработке и внедрении мероприятий (согласно протоколу долевого участия).

4. Перечень премируемых работников

По настоящему Положению премируются:

- работники завода, работающие в подразделениях, для которых утверждены нормы расхода ТЭР, и создающие своей деятельностью экономию или содействующие своей деятельностью экономии конкретных видов этих ресурсов;
- работники, принимающие участие в разработке и внедрении мероприятий, направленных на экономию ТЭР, на повышение уровня использования вторичных ТЭР, а также оказывающие содействие в указанных работах.

5. Порядок выплаты премии

5.1. Премирование рабочих, руководителей и специалистов по настоящему положению производится по результатам работы за квартал.

5.2. Основанием для начисления премии являются данные утвержденной статистической отчетности о результатах выполнения норм расхода топлива, электрической энергии, сжатого воздуха и воды.

5.3. Отдел Главного энергетика производит расчет премиального фонда по конкретным видам топливно-энергетических ресурсов по заводу и структурным подразделениям с учетом долевого участия подразделений, принимавших участие в разработке и внедрении мероприятий, направленных на экономию ТЭР и содействие указанным работам.

Представляет расчет до 15 числа второго месяца, следующего за отчетным кварталом, для последующего оформления и утверждения заместителем генерального директора по экономическим вопросам.

5.4. Сумма премии распределяется руководителем подразделения по согласованию с профсоюзным комитетом с учетом вклада каждого работника в достижение экономии конкретных видов ТЭР.

5.5. Размер премии руководителям подразделений устанавливается генеральной дирекцией по согласованию с профсоюзным комитетом предприятия.

5.6. Сумма премии, выплачиваемой одному работнику в соответствии с настоящим Положением, максимальными размерами не ограничивается.

5.7. Генеральный директор предприятия, руководители структурных подразделений имеют право не выплачивать премии полностью или частично рабочим, руководителям и специалистам, допустившим аварии или брак в работе, нарушения трудовой, производственной и технологической дисциплины, а также в случае привлечения работников к административной или уголовной ответственности.

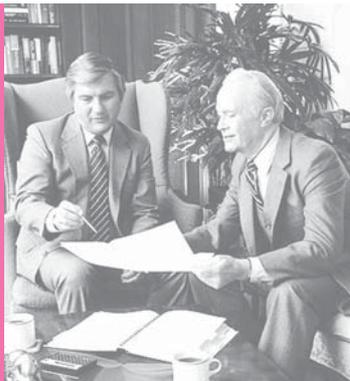
Работники, совершившие прогул, лишаются премии полностью. Полное или частичное лишение премии оформляется приказом (распоряжением) соответствующего руководителя с обязательным указанием причин.

6. Настоящее Положение вводится в действие с _____ 200__ г.

Ассоциация энергоменеджеров надеется, что предложенный проект может быть рассмотрен как полезное начинание при организации комплекса мероприятий по экономии ТЭР.



ВОПРОС–ОТВЕТ



На вопросы читателей отвечает доцент, кандидат технических наук Юрий Владимирович Харечко.

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

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

Вопрос: Как правильно называть разные участки линий электропередач? Например, в телефонии от АТС до шкафа – магистраль, от шкафа до коробки – распределение, от коробки до абонента – абонентская линия. Как в части электроснабжения в этом плане? И есть ли нормативные документы, в которых об этом сказано? Сергей Гурбин.

Ответ: Частичные ответы на поставленные вопросы можно найти в Правилах устройства электроустановок седьмого издания. В п.7.1.10. главы 7.1 «Электроустановки жилых, общественных, административных и бытовых зданий» ПУЭ, введенной в действие с 1 июля 2000 г., дано следующее определение термина «питающая сеть» – «сеть от распределительного устройства подстанции или ответвления от воздушных линий электропередачи до ВУ, ВРУ, ГРЩ¹».

В процитированном определении речь идет об одном из элементов низковольтной электрической сети², а именно – о линии электропередачи, соединяющей низковольтное распределительное устройство трансформаторной подстанции с ВУ, ВРУ или ГРЩ, которые входят в состав низковольтной электроустановки, например, электроустановки здания. Ответвление от воздушной линии электропередачи (ВЛ) представляет собой не что иное, как линию электропередачи (см. главу 2.4 ПУЭ). На питающую сеть возложена функция обеспечения электроэнергией электроустановок зданий и других низковольтных электроустановок.

Для более точного соответствия терминологии национальной нормативной документации терминологии, которая используется в стандартах Международной электротехнической комиссии

(МЭК) и постепенно заменяет собой устаревшую национальную терминологию, вместо термина «питающая сеть» в главе 7.1 ПУЭ целесообразно использовать термин «распределительная электрическая сеть».

В п.7.1.11 и 7.1.12 главы 7.1 ПУЭ определены также следующие термины:

«Распределительная сеть – сеть от ВУ, ВРУ, ГРЩ до распределительных пунктов и щитков»;

«Групповая сеть – сеть от щитков и распределительных пунктов до светильников, штепсельных розеток и других электроприемников».

Процитированные определения характеризуют два элемента электроустановки здания, однако их наименования не соответствуют наименованиям аналогичных терминов, применяемых в стандартах МЭК. В стандартах МЭК, устанавливающих требования к электроустановкам зданий, части электроустановки здания названы электрическими цепями (кратко – цепями).

Использование в ПУЭ и другой национальной нормативной документации термина «электрическая сеть» («сеть») для обозначения какой-либо части электроустановки здания или другой низковольтной электроустановки вносит существенную неопределенность в нормативные требования. Подчас нельзя понять о каком объекте или о части какого объекта идет речь в нормативных требованиях. И электроустановку здания, и другую низковольтную электроустановку, как правило, подключают к распределительной электрической сети, но состоят все низковольтные электроустановки из электрических цепей, а не сетей.

В Международном электротехническом словаре (в стандарте МЭК 60050-826 2004 г. «Международный электротехнический словарь. Часть 826. Электрические установки») представлены определения следующих терминов, в наименованиях которых на английском языке использован ключевой термин «цепь»:

«(электрическая) цепь (электрической уста-

¹ ВУ – вводное устройство, ВРУ – водно-распределительное устройство, ГРЩ – главный распределительный щит.

² Термин «электрическая сеть» подразумевает наличие хотя бы одной трансформаторной подстанции и одной линии электропередачи.

новки) – совокупность электрического оборудования электрической установки, защищенного от сверхтоков одним и тем же защитным устройством (одними и теми же защитными устройствами);

«распределительная цепь – электрическая цепь, питающая один или более распределительных щитов»;

«конечная цепь (зданий) – электрическая цепь, предназначенная непосредственно питать электрическим током электроприемники или штепсельные розетки³».

Наименование термина «конечная цепь (зданий)», установленное в стандарте МЭК 60050-826, имеет логическую погрешность. Любая электрическая цепь, в том числе конечная цепь, представляющая собой определенную часть электроустановки здания, а не здания. На это обстоятельство указывает наименование первого из представленных терминов – «(электрическая) цепь (электрической установки)». Поэтому слово «здание» неправомерно используется в наименовании рассматриваемого термина. Его нужно заменить термином «электроустановка», а лучше исключить из названия термина.

Терминология, принятая в главе 7.1 ПУЭ, таким образом, отличается от терминологии стандартов МЭК. Для устранения этих различий в ПУЭ и другой национальной нормативной документации, устанавливающей требования к электроустановкам зданий, необходимо использовать следующие термины:

распределительная электрическая сеть – низковольтная электрическая сеть, к которой подключаются электроустановки зданий;

распределительная электрическая цепь – электрическая цепь, используемая для передачи электроэнергии к низковольтному распределительному устройству электроустановки здания;

конечная электрическая цепь – электрическая цепь от низковольтного распределительного устройства электроустановки здания до электроприемников, штепсельных розеток и другого электрооборудования.

Распределительная электрическая сеть обычно состоит из трансформаторной подстанции и воздушной или кабельной линии электропередачи, которая начинается от низковольтного распределительного устройства трансформаторной подстанции и заканчивается на вводных зажимах ВРУ или ВУ, установленного в здании. Если трансформаторная подстанция встроена в здание, то в распределительной электрической сети может отсутствовать линия электропередачи. Источниками питания в указанных распределительных электрических сетях являются трансформаторы, уста-

новленные на понижающих трансформаторных подстанциях.

Распределительная электрическая сеть может включать в себя иной источник питания, например, низковольтный электрогенератор местной электростанции. В этом случае она будет состоять из указанного электрогенератора и линии электропередачи, которая может отсутствовать в том случае, если электрогенератор размещен в здании.

Термин «распределительная электрическая цепь» идентифицирует те электрические цепи, с помощью которых происходит обеспечение электроэнергией отдельных частей электроустановки здания. К распределительным электрическим цепям обычно подключают низковольтные распределительные устройства, предназначенные для распределения электроэнергии между конечными электрическими цепями, которые входят в состав этих частей электроустановки здания.

В электроустановке многоквартирного жилого здания к распределительным электрическим цепям, в частности, относятся стояки – вертикальные электропроводки, соединяющие этажные распределительные щитки (ЭРЩ) с ВРУ или с ГРЩ. Если в электроустановках квартир применяются квартирные щитки, то электропроводки, которые соединяют их с ЭРЩ, также относятся к распределительным электрическим цепям.

В электроустановке индивидуального жилого дома, а также в электроустановке многоквартирного жилого здания, которые подключены к ВЛ, к распределительным электрическим цепям относятся электрические цепи ввода, соединяющие провода ответвления от ВЛ к вводу с вводными зажимами ВРУ или ВУ и обычно представляющие собой кабели (провода) ввода. Если в электроустановке индивидуального жилого дома помимо ВРУ имеются другие низковольтные распределительные устройства, то электрические цепи, с помощью которых они подключаются к ВРУ, также являются распределительными электрическими цепями.

Конечные электрические цепи в электроустановке здания предназначены для распределения электроэнергии между электроприемниками и штепсельными розетками. Конечные электрические цепи подключаются к ВРУ, ГРЩ, ЭРЩ или другому низковольтному распределительному устройству электроустановки здания. Эти цепи обычно включают в себя защитные устройства, провода и кабели электропроводок и присоединенное к ним конечное электрооборудование (преобразующее электрическую энергию в другой вид энергии – электроприемники), такое, например, как электронагреватели, стиральные машины, холодильники, электрический инструмент, распределительные трансформаторы и др.

³ Перевод английского текста из стандарта МЭК 60050-826 выполнен нами.



КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК



ВЫСТАВКИ. РОССИЯ

AQUA-THERM - 2006

10-я международная специализированная выставка

31.01.2006–03.02.2006 Москва Экспоцентр на Красной Пресне

Организатор: MSI

Описание: Выставка «AQUA-THERM» ежегодно демонстрирует новые достижения в области отопительной техники, систем контроля и подачи воды, насосного оборудования. Выставка ориентирована на удовлетворение потребностей как различных областей промышленности, так и индивидуальных потребителей.

Основные тематические разделы:

Автоматизация Вентиляция Водоочистка Водоподготовка Водоснабжение

Воздухоочистка Газоснабжение Канализация Кондиционирование

Отопление Тепло- и холодоснабжение Экологический контроль

Насосы Энергосбережение.

ЭНЕРГОРЕСУРС-2006

3-я специализированная выставка

01.02.2006–03.02.2006 Воронеж

Организатор: Выставочный центр ВЕТА

Основные тематические разделы:

Энерго- и теплоносители, оборудование для производства, передачи, распределения, преобразования и потребления энергии

Светотехническое оборудование

Энергосбережение, проектирование, электромонтажные работы, энергоаудит, учет энергии

ЭНЕРГЕТИКА-2006

12-я межрегиональная специализированная выставка с международным участием

07.02.2006-10.02.2006 Самара Выставочный центр «Экспо-Волга»

Организатор: Выставочная компания «Экспо-Волга EMG»

Основные тематические разделы:

Гидро-, тепло-, электроэнергетика, атомная энергетика Промышленная и коммунально-бытовая энергетика Энергетические технологии и оборудование Электрические машины, приборы и аппараты Турбогенераторы, турбины, компрессоры, вспомогательное оборудование. Котлы, горелки, котельное и вспомогательное оборудование, теплообменные аппараты. Средства передачи и распределения электро- и теплоэнергии.

Управление режимами электрических и теплообогревающих систем. Системы управления, приводы. Силовая электроника, электронные и электротехнические элементы и компоненты. Системы газоснабжения, газооборудование и приборы. Приборы и средства измерения, контроля, управления и автоматического регулирования. Программное обеспечение. Средства диагностики технического состояния. Энергосбережение. Технологии, оборудование и материалы. Энергоаудит.

ЭНЕРГОРЕСУРСЫ. ПРОМБОРУДОВАНИЕ-2006

Специализированная выставка

08.02.2006–10.02.2006 Калининград выставочный центр «Балтик-Экспо»

Организатор: Балтик-Экспо

Основные тематические разделы:

Технология и оборудование для преобразования, распределения и использования энергии Электростанции. Газовая отрасль. Энергосберегающие технологии.

Промышленное оборудование различного назначения. Приборы учета и контроля



КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

Лабораторное оборудование. Измерительные приборы для мастерских.

ЭЛЕКТРОНИКА. ПРИБОРОСТРОЕНИЕ-2006

8-я специализированная выставка электротехники оборудования и технологий

14.02.2006–17.02.2006 Омск

Организатор: ИНТЕРСИБ

Основные тематические разделы:

Электроника Электротехника. Измерительное оборудование, приборы и комплектующие

Комплексная автоматизация предприятий.

Электронные компоненты и комплектующие материалы.

ЭЛЕКТРО-2006. ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ЭНЕРГЕТИКА

8-я ежегодная международная выставка электротехнической продукции, оборудования и технологий. Энергетика. Ресурсосбережение

15.02.2006–17.02.2006 Ростов-на-Дону Мегацентр «Горизонт»

Организатор: Экспо-Дон

Основные тематические разделы:

Электротехника и Энергетика:

Электротехническое оборудование и технологии, изделия, материалы

Электроинструмент. Оборудование для производства, преобразования, распределения и передачи энергии. Теплоснабжение. Ресурсосбережение

Дополнительные разделы выставки:

Электроника и Приборостроение:

электронные приборы и оборудование, изделия и материалы

контрольно-измерительные приборы (КИП) и средства автоматизации

Кабели и Провода:

кабельная и проводная продукция, изделия и материалы

структурированные кабельные системы

волоконно-оптические линии связи

Светотехника:

осветительные приборы и оборудование.

ЭНЕРГЕТИКА. ЭЛЕКТРОТЕХНИКА. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ-2006

5-я специализированная выставка оборудования, приборов, материалов для энергетической отрасли, технологии производства электроэнергии, энергосберегающие технологии

27.02.2006–02.03.2006 Уфа

Организатор: Коммерческий инновационный центр «Лигас»

Основные тематические разделы:
Теплотехническое оборудование
Котельное и вспомогательное оборудование, теплообменные аппараты

Теплоизоляционные материалы

Диагностика энергетического оборудования

Турбогенераторы, турбины, компрессоры, вспомогательное оборудование

Газотурбинные установки

Приборы контроля и автоматики в энергетике

Стандартные передаточные станции для централизованного теплоснабжения промышленных и жилищно-коммунальных объектов

Оборудование для электростанций и подстанций, сети распределения, передачи и производства электроэнергии

Технологии производства электроэнергии

Средства связи в энергетике

Программное обеспечение

Энергосберегающие технологии

Оптимизация работ тепловых сетей

Энергоаудит.

ГОРОД. РЕСУРСЫ. ЭНЕРГЕТИКА-2006

7-я Специализированная выставка и всероссийское совещание

21.03.2006–24.03.2006 Екатеринбург ВЦ КОСК «Россия».

Организатор: Уралэкспоцентр

Основные тематические разделы:

Энергосбережение – от проектов до технологий

Екатеринбург - энергоэффективный город (энергоресурсосбережение в ЖКХ)

Энергосберегающие системы и оборудование Измерительная техника для контроля и регулирования (счетчики, таймеры)

Системы энергоснабжения на основе малой и нетрадиционной энергетики

Энергетика и электротехника

Оборудование и программное обеспечение для энергетики

Электротехническое и осветительное оборудование

Электроустановочные изделия и кабельная продукция

Теплотехническое оборудование

Городское и коммунальное хозяйство

Системы теплоснабжения и вентиляции

Водоснабжение и водоочистка

Оборудование по сбору, переработке и утилизации городских отходов

Оборудование и техника по благоустройству города

Металлургия. Проблемы энергосбережения на предприятиях металлургической отрасли.



КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

ЭНЕРГЕТИКА. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ-2006

8-я специализированная выставка с международным участием
 21.03.2006–23.03.2006 Саратов Манеж Дворца спорта города Саратова
 Организатор: ВЦ «Софит-Экспо»
 Основные тематические разделы:
 Производство, передача, распределение электрической и тепловой энергии
 Энергетические машины, технологии и оборудование
 Альтернативные источники электроэнергии
 Энергоэффективные и ресурсосберегающие технологии, системы, оборудование
 Энергосбережение в ЖКХ.

ЭНЕРГОСИБ-2006

6-я выставка оборудования и технологий энергетического комплекса
 21.03.2006–24.03.2006 Омск
 Организатор: ИНТЕРСИБ
 Выставка пройдет в рамках Сибирского промышленно-инновационного форума «Промтехэкспо»
 Основные тематические разделы:
 Энергетика. Машины и технологии для энергетического комплекса.
 силовое электрооборудование
 низковольтное электрооборудование
 Энергоресурсосбережение.
 энергоресурсосберегающие технологии и приборы
 Электротеплоэнергетика.
 теплоизоляторы
 котельное оборудование и оснастка
 Проекты и оборудование экологически чистых производств.
 альтернативные источники энергии
 источники питания, аккумуляторы.

ЭНЕРГОЭКСПО-2006

7-я специализированная выставка
 22.03.2006–24.03.2006 Тверь Дворец спорта «Юбилейный»
 Организатор: Экспо Тверь
 Основные тематические разделы:
 Энергосберегающие технологии и оборудование в промышленности и коммунальном хозяйстве
 Системы управления, учета и контроля
 Автоматизированные средства жизнеобеспечения для промышленных объектов и жилья
 Изоляционные материалы
 Электротехническая продукция
 Электробытовая техника.

ЭЛЕКТРО-2006

5-я Всероссийская специализированная выставка
 28.03.2006–30.03.2006 Волгоград
 Организатор(ы): Волгоградэкспо Дворец Спорта.
 Основные тематические разделы:
 Электротехническое оборудование и линии электропередач
 Электроника
 Технологии, оборудование и материалы.

СТРОЙУРАЛ. ЭНЕРГО-И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2006

Специализированная межрегиональная выставка
 29.03.2006–31.03.2006 Оренбург
 Организаторы:
 Администрация Оренбургской области
 Торгово-промышленная палата
 ОАО «УралЭкспо»
 Основные тематические разделы:
 Архитектура, градостроительство
 Строительная техника и оборудование
 Строительные, отделочные, кровельные материалы и технологии их изготовления
 Малые архитектурные формы
 Отделка фасадов
 Дорожное строительство
 Парковое хозяйство
 Элементы интерьера
 Домостроительство
 Коммунальное хозяйство
 Приборы, средства, системы учета энергоресурсов
 Энергосберегающие конструкции оборудования, технологии
 Современные покрытия, утеплители теплоизолирующие материалы.

POWERTEK-2006

11-я Московская международная выставка «Энергетика и Энергосбережение»
 04.04.2006–07.04.2006
 Москва Спорткомплекс «Олимпийский».
 Организатор(ы): ITE LLC MOSCOW
 Ежегодно в марте POWERTEK собирает на 4 дня профессионалов энергетической отрасли России, СНГ и стран дальнего зарубежья. Здесь встречаются крупнейшие производители и поставщики продукции и услуг для тепло- и гидро- электростанций, теплосетей и др. энергосистем.
 Основные тематические разделы:



КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

Производство электроэнергии
 Передача и распределение энергии
 Энергетическое машиностроение
 Энергосберегающие технологии и оборудование

Трубопроводы, насосы и арматура
 Теплоснабжение
 Промышленная энергетика
 Электротехническое оборудование
 КИП и автоматика.

ЭЛЕКТРОТЕХЭКСПО-2006

4-ая международная специализированная выставка технологического оборудования и материалов для производства изделий электронной и электротехнической промышленности
 25.04.2006–28.04.2006 Москва СК Олимпийский

Организатор(ы): ООО «Примэкспо»
 Основные тематические разделы:
 Производство полупроводников
 Микросистемная технология
 Обработка материалов
 Производство компонентов
 Технологии для обработки кабелей
 Технологии производства печатных плат и других носителей схем
 Технология монтажа компонентов на поверхность плат
 Технология пайки
 Чистовая обработка изделий
 Испытания и измерения
 Средства общего назначения и производственные подсистемы.

ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА-2006

Международная выставка энергетической промышленности и электрооборудования
 16.05.2006–19.05.2006

Санкт-Петербург «Ленэкспо»
 Организатор(ы): ЛЕНЭКСПО, Выставочное объединение «РЕСТЭК»

Выставка «Энергетика и электротехника» – это:

самая интересная и представительная отраслевая выставка России

место встречи крупнейших мировых производителей энергоиндустрии, поставщиков продукции и услуг для тепло- и гидроэлектростанций, теплосетей и других энергосистем

место, где представлены все новинки мирового электротехнического рынка

возможность встреч с представителями Министерства промышленности и энергетики РФ, Правительства Санкт-Петербурга, Газового клу-

ба Санкт-Петербурга, оказывающих выставке всестороннюю поддержку

возможность в неформальной обстановке обменяться мнениями и наладить контакты

Основные тематические разделы:

Энергетика:
 электроэнергетика
 тепловая энергетика
 гидроэнергетика
 атомная энергетика

малая, нетрадиционная и возобновляемая энергетика

Энергетическое машиностроение:

турбины и турбовспомогательное оборудование
 котлы и котло-вспомогательное оборудование
 дизели и дизель-генераторы
 теплообменные аппараты
 компрессоры

Электротехническое оборудование:

электродвигатели, электрогенераторы, электроприводы

преобразователи, трансформаторы
 силовая электроника

электроустановочные изделия
 кабели, провода, соединительная арматура
 электроизоляционные изделия
 светотехника

Системы газоснабжения:

газовые трубопроводы
 полимерные материалы для газоснабжения
 соединительная, запорная арматура, регуляторы, газовые редукторы
 газогорелочные устройства

Системы и средства измерения, контроля, управления и автоматического регулирования, программное обеспечение

Энергоэффективные и энергосберегающие технологии и оборудование

Исследования и разработки

Экологическая безопасность.

АСТРАХАНЬ. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2006

9-я специализированная выставка

24.05.2006–26.05.2006 Астрахань

Организатор(ы): ЗАО «Апекс», Парад-Экспо
 Основные тематические разделы:

Геология и геофизика. Нефтяные и газовые месторождения (проектирование, разработка, производство)

Техника, технологии и оборудование для транспортировки и хранения нефти, газа

Нефтегазовое и химическое машиностроение

Продукция нефтегазовых производств

Связь. Телекоммуникации. Управление

Безопасность. Экология



КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

Оборудование для сварки
 Электроустановочные изделия, кабельная продукция
 Электротехническое оборудование
 Энерго- и ресурсосберегающая техника
 Энергоэффективные и ресурсосберегающие технологии и системы
 Оборудование для производства и передачи электроэнергии и теплоэнергии
 Системы энергоснабжения на основе малой и нетрадиционной энергетики, автономные источники тепловой и электрической энергии
 Приборы и системы учета тепловой и электрической энергии.

КОТЛЫ И ГОРЕЛКИ-2006

Специализированная выставка
 30.05.2006–02.06.2006 Санкт-Петербург ПСКК
 Организатор(ы): FarExpo (до октября 2002 - ОРТИКОН)
 Основные тематические разделы:
 Котлы:
 энергетические нового поколения для промышленной энергетики
 паровые и водогрейные для коммунального хозяйства
 для индивидуального теплоснабжения
 Топочные устройства
 Технологии и топки для местных видов топлива и биомасс
 Горелки газовые, жидкотопливные, комбинированные, утилизационные
 Модернизация котлов с продлением их ресурса и улучшением эксплуатационных показателей
 Вспомогательное оборудование котельных установок
 Системы контроля, защиты и автоматического управления для котельных установок
 Теплообменники для ГВС и теплоснабжения
 Современные технологии сжигания газа, жидкого и твердого топлива
 Охрана окружающей среды и снижение вредных выбросов при сжигании топлива.

ЭНЕРГЕТИКА. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ-2006

2-ая Межрегиональная специализированная выставка
 01.06.2006–03.06.2006 Сургут
 Организатор(ы): ООО СибЭкспоСервис
 Основные тематические разделы:
 Электроснабжение, теплоснабжение
 Газоснабжение
 Энергосберегающие технологии и материалы
 Оборудование и техника для ЖКХ.

ЭЛЕКТРО-2006

15-я международная выставка электрооборудования для энергетики, электротехники и электроники в промышленности и народном хозяйстве, бытовой электротехники, энерго- и ресурсосберегающих технологий
 05.06.2006–09.06.2006 Москва Выставочный центр на Красной Пресне (Экспоцентр)
 Организатор(ы): Экспоцентр
 Основные тематические разделы:
 Электрооборудование для производства и передачи электроэнергии: атомная энергетика, гидроэнергетика, электроэнергетика с использованием твердого, жидкого, газообразного топлива, ветровая, солнечная электроэнергетика; газовые и паровые турбины, коммутационное оборудование, устройства компенсации реактивной мощности и ограничители напряжения
 Электрооборудование для железных дорог и пригородного сообщения, городского электротранспорта
 Электрооборудование для добывающих отраслей промышленности, металлургии, автомобильного и сельскохозяйственного машиностроения, пищевой, легкой и текстильной промышленности и других отраслей
 Промышленные печи и промышленные нагревательные устройства; электросварочное оборудование
 Кабели, провода, электрокерамические изделия
 Светотехническое оборудование (в т.ч. светильники, лампы накаливания, люминесцентные, галогенные и др.), низковольтная электроустановочная аппаратура (щитки, выключатели, розетки)
 Силовые полупроводниковые приборы, преобразователи
 Электрические машины и аппараты, электроприводы, электроагрегаты, аккумуляторы
 Трансформаторы, высоковольтное оборудование
 Электрооборудование для возобновляемых и автономных источников энергии
 Оборудование для энергосбережения: электросберегающие преобразовательные устройства
 Материалы для производства электротехнических изделий
 Оборудование для производства и испытания электрических машин и аппаратов; изоляционных, проводниковых, магнитных, полупроводниковых материалов; кабелей и проводов; источников тока и света; электроугольных изделий, печатных плат, гибридных интегральных схем; силовых полупроводниковых приборов; технологической оснастки и инструментов
 Бытовые электротехнические изделия



КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

НОВОЕ В ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИИ-2006

11-я специализированная выставка энерго-сберегающих технологий, оборудования и услуг; систем сантехники, вентиляции и кондиционирования

06.06.2006–08.06.2006 Тверь Дворец спорта

Организатор(ы): Максимум-Информ

Основные тематические разделы:

Теплосчетчики

Системы учета расхода:

воды

газа

ГСМ

электричества

Терморегуляторы

Теплообменники и тепловые пункты

Котлы

Котельные

Проектные работы

Водонагреватели

Радиаторы

Трубопроводы

Системы предотвращения накипи и коррозии

Водоподготовка

Сантехника

Вентиляция

Кондиционирование

Энергосберегающие стройматериалы.

биогазовые и биоэнергетические модули и установки

Новые технологии и оборудование для возобновляемой и малой энергетики

Энергоустановки:

дизельные, газотурбинные, газопоршневые и газогенераторные

комбинированные

на новых принципах получения энергии

Энергосбережение:

энергосберегающие технологии, оборудование и материалы для промышленных и гражданских объектов, в инженерных системах и строительстве

приборы и системы учета энергоресурсов

Преобразование и аккумулирование электроэнергии:

Аккумуляторы, электрические батареи и элементы

Силовые установки

Силовые трансформаторы

Генераторы постоянного и переменного тока

Распределение, передача тепловой и электроэнергии: Высоковольтная и низковольтная аппаратура распределения и управления

Трубопроводы и арматура. Кабельно-проводниковая продукция. Комплектные трансформаторные подстанции, изоляторы

Измерительное оборудование для мониторинга параметров окружающей среды.

ВЫСТАВКИ. СНГ

ЧИСТАЯ ЭНЕРГИЯ. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ-2006

1-ая международная выставка альтернативных источников энергии и энергосбережения

15.03.2006–17.03.2006 Ташкент Гостиница

Интерконтиненталь

Организатор(ы): IEG Uzbekistan

Основные тематические разделы:

Возобновляемые источники энергии

Солнечная энергетика:

фотоэлектрические преобразователи и системы электроснабжения

солнечные коллекторы, системы отопления и горячего водоснабжения на их основе

Энергия ветра:

автономные, сетевые и комбинированные ветроустановки, оборудование для них

Геотермальная энергетика и тепловые насосы:

геотермальные электро- и тепловые станции

тепловые насосы и теплонасосные установки

Энергия биомассы:

установки по производству биотоплива и экологически чистых органических удобрений

НЕДЕЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ-2006

10-я международная выставка энергетики, энергосбережения, электротехники

17.04.2006–20.04.2006 Киев

Организатор(ы): Выставочная компания «Евроиндекс»

Место проведения: Выставочный центр «Киев-ЭкспоПлаза»

Соорганизатор Недели промышленных технологий – немецкая фирма fairtrade GmbH & Co. KG.

В РАМКАХ НЕДЕЛИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ СОСТОЯТСЯ ВЫСТАВКИ:

3-я международная выставка промышленного, функционального и специального освещения «Промышленное освещение-2006»

3-я международная выставка компонентов, комплектующих, оборудования, технологий «Электронные компоненты-2006»

4-ая международная выставка станков, инструмента и технологий «МашМет-2006»

3-я международная выставка материалов, оборудования, технологий «Сварка».



КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

Родственные технологии-2006»

2-ая международная специализированная выставка труб, компрессорных станций, методов диагностики и ремонта «Трубопроводный транспорт-2006»

2-ая национальная специализированная выставка изобретений, инноваций, полезных моделей, промышленных образцов, идей в различных сферах науки и техники «Изобретения и инновации-2006».

ВОДА & ЭКОЛОГИЯ-2006

7-я Центрально-Азиатская международная выставка водных технологий и водного хозяйства
26.04.2006–28.04.2006 Алматы КЦДС «Атакент»

Организатор(ы): Атакент-Экспо

Основные тематические разделы:

Машины и оборудование для водопроводов и канализации

Санитарные газовые технологии и системы.

ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2006

10-я Международная специализированная выставка
16.05.2006–19.05.2006 Минск Выставочный комплекс

Организатор(ы): Белорусская торгово-промышленная палата «Белинтерэкспо», Выставочное предприятие Экспофорум

Организаторы выставки: УП «Белинтерэкспо» Белорусской торгово-промышленной палаты, выставочное предприятие «Экспофорум».

Основные тематические разделы:

Новые энергосберегающие технологии в промышленности, энергетике, сельском хозяйстве, других отраслях экономики

Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии

Теплотехническое оборудование, тепло- и электроизмерительные приборы

Приборы учета и регулирования потребления теплоэнергоресурсов

Энергоэффективные строительные материалы и технологии

Электротехнические и электромонтажные изделия.

POWER-KAZINDUSTRY-2006

7-я Международная выставка энергетики и электротехники
23.05.2006–25.05.2006 Алматы КЦДС «Атакент»

Организатор(ы): Атакент-Экспо

Выставка проходит в рамках Промышленного форума в Алматы.

Основные тематические разделы:

Промышленная энергетика; атомная энергетика; гидро-, тепло-, электроэнергетика; нетрадиционная и малая энергетика; коммунально-бытовая энергетика

Оборудование и технологии для использования нетрадиционных и возобновляемых источников электроэнергии (энергии ветра, солнца), энергетическое оборудование и технологии

Электрические машины, приборы и аппараты Котлы, горелки, котельное и вспомогательное оборудование, теплообменные аппараты, отопительные системы

Высоковольтные и низковольтные изоляторы Турбогенераторы, турбины, компрессоры, вспомогательное оборудование

Силовые кабели и линии

Средства передачи электро- и теплоэнергии, управление режимами электрических и теплоснабжающих систем

Системы управления, приводы

Силовая электроника, электронные и электротехнические элементы и компоненты

Промышленная автоматизация; приборы и средства измерения, контроля, управления и автоматического регулирования, программное обеспечение

Энерго- и ресурсосберегающее оборудование и технологии.

Безопасность и надежность эксплуатации оборудования, средства диагностики технического состояния

Светотехника, энергосберегающие осветительные приборы

Исследования и разработки

Выставка является единственной и наиболее представительной в Казахстане, тематика которой эффективно объединяет три взаимосвязанных отрасли: электроэнергетика, электротехника, приборостроение, а также средства и комплексные системы автоматизации.

Традиционно среди посетителей выставки преобладают представители фирм-импортеров. Большой интерес выставка представляет для предприятий-пользователей в промышленном секторе.

ИНСТРУМЕНТ-2006

7-я Международная выставка энергетики и электротехники
23.05.2006–25.05.2006 Алматы КЦДС «Атакент»

Организатор(ы): Атакент-Экспо

КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

Выставка проходит в рамках
Промышленного форума в Алматы.

Основные тематические
разделы:

Промышленная энергетика,
атомная энергетика, котельное
оборудование, силовые кабели
и линии

Программное обеспечение,
приборы и средства измерения
Машиностроение

Насосы, насосные установ-
ки, компрессорная техника

Энергосберегающие освети-
тельные приборы, кабели,
соединительная арматура

НАСОСЫ И КОМПРЕССОРЫ-2006

7-я Международная выстав-
ка энергетики и электротехники
23.05.2006–25.05.2006 Ал-
маты КЦДС «Атакент»

Организатор(ы): Атакент-
Экспо

Основные тематические
разделы:

Промышленная энергетика,
атомная энергетика, котельное
оборудование, силовые кабели
и линии

Программное обеспечение,
приборы и средства измерения
Машиностроение

Насосы, насосные установ-
ки, компрессорная техника

Энергосберегающие освети-
тельные приборы, кабели,
соединительная арматура

МАШИНОСТРОЕНИЕ-2006

7-я Международная выстав-
ка энергетики и электротехники
23.05.2006–25.05.2006 Ал-
маты КЦДС «Атакент»

Организатор(ы): Атакент-
Экспо

Основные тематические
разделы:

Промышленная энергетика,
атомная энергетика, котельное
оборудование, силовые кабели
и линии

Программное обеспечение,
приборы и средства измерения
Машиностроение

Насосы, насосные установ-
ки, компрессорная техника

Энергосберегающие освети-
тельные приборы, кабели,
соединительная армату-
ра.



НОВОСТИ КОМПАНИЙ

91 >>

Данные провода применяются в
электрических машинах, аппаратах и
приборах, где к ним предъявляются
требования не только по высокому тем-
пературному индексу (ТИ 155, ТИ
180), но и способности провода об-
служиваться без предварительного уда-
ления изоляции.

КАМЕРЫ ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ КСО 393А-В С ВАКУУМНЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ ПКФ АВТОМАТИКА

Камеры КСО 393А-В напряжени-
ем 6 и 10 кВ предназначены для рас-
пределительных устройств трехфазно-
го переменного тока частотой 50 Гц
сетей с изолированной или заземлен-
ной через дугогасительный реактор
нейтралью.

Камеры комплектуются вакуумны-
ми выключателями ВВ/TEL (Таврида
Электрик).

Эти камеры являются альтерна-
тивным решением применения камер
КСО 298 (с вакуумными выключате-
лями) в различных схемных вариантах.

Камеры КСО 393А-В устанавли-
ваются в закрытых помещениях рас-
пределительных устройств и станций,
являются камерами одностороннего
обслуживания.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА РЕАЛИЗУЕТСЯ НА БАЗЕ РАЗЛИЧНЫХ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ, ЭЛЕКТРОННЫХ И РЕЛЕЙНЫХ УСТРОЙСТВ ТИПА: “УЗА-АТ”, “УЗА- 10”, “МІСОМ”, “СЕРАМ”, РЕЛЕЙНАЯ МТЗ.

Использование камер КСО 393А-
В дает возможность построения рас-
пределительных трансформаторных
подстанций с вакуумными выключате-
лями в модульном исполнении (типа
“Сэндвич”)

>> 105



НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ

ПИСЬМО ОТ 18 ФЕВРАЛЯ 2005 Г. № СН-570/14

О РАЗЪЯСНЕНИЯХ К МЕТОДИЧЕСКИМ УКАЗАНИЯМ

В связи с обращениями региональных энергетических комиссий и субъектов регулирования по вопросам расчета экономически обоснованных тарифов в соответствии с Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденными Приказом ФСТ России от 6 августа 2004 г. № 20-э/2 (зарегистрированными Минюстом России 20.10.2004, регистрационный № 6076), направляются разъяснения к данным Методическим указаниям.

С. НОВИКОВ

Приложение

РАЗЪЯСНЕНИЯ К МЕТОДИЧЕСКИМ УКАЗАНИЯМ ПО РАСЧЕТУ РЕГУЛИРУЕМЫХ ТАРИФОВ И ЦЕН НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ (ТЕПЛОВУЮ) ЭНЕРГИЮ НА РОЗНИЧНОМ (ПОТРЕБИТЕЛЬСКОМ) РЫНКЕ, УТВЕРЖДЕННЫМ ПРИКАЗОМ ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ ПО ТАРИФАМ ОТ 6 АВГУСТА 2004 Г. № 20-Э/2 (ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫМ МИНЮСТОМ РОССИИ 20 ОКТЯБРЯ 2004 Г., РЕГИСТРАЦИОННЫЙ НОМЕР 6076)

40. Пункт 71

Указанную в формуле (46.1) сумму условно-переменных (топливных) затрат в ночной зоне графика нагрузки рекомендуется рассчитывать исходя из нормативных характеристик оборудования, а при их отсутствии и до утверждения Минпромэнерго России исходя из среднего удельного расхода топлива.

41. Приложения 1 – 4. В соответствии с п. 12 Правил государственного регулирования и применения тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации регулирующий орган вправе запросить дополнительные

материалы, указав формы их представления и требования к ним, а регулируемая организация обязана их предоставить при условии обоснования РЭК целесообразности приобщения этих материалов к делу об установлении тарифов. В частности, регулирующий орган может расширить перечень таблиц, приведенных в Приложениях к Методическим указаниям, а также дополнить представленные в указанных Приложениях таблицы отдельными строками.

Продолжение. Начало в № 9/2005

42. Приложение 4 пункт 5.4

При нормированных эксплуатационных часовых тепловых потерях рекомендуется применять значения норм, приведенных в следующих таблицах:

Нормы <*> тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными в период с 1959 по 1990 г.

<*> В соответствии с Нормами проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей. – М.: Госстройиздат, 1959.

Таблица 1.1

**Нормы тепловых потерь изолированными
водяными теплопроводами в непроходных каналах
и при бесканальной прокладке с расчетной среднегодовой
температурой грунта +5 град. С на глубине
заложения теплопроводов**

НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБ D, Н ММ	НОРМЫ ПОТЕРЬ ТЕПЛА, ВТ/М [(ККАЛ/М.Ч)]			
	ОБРАТНЫЙ ТЕПЛО- ПРОВОД ПРИ СРЕДНЕЙ ТЕМПЕ- РАТУРЕ ВОДЫ СР.Г Т = О 50 ГРАД. С	ДВУХТРУБНОЙ ПРОКЛАДКИ ПРИ РАЗНОСТИ СРЕДНЕГОДОВЫХ ТЕМПЕРАТУР ВОДЫ И ГРУНТА Т = 52,5 ГРАД. С СР.Г Т = П 65 ГРАД. С	ДВУХТРУБНОЙ ПРОКЛАДКИ ПРИ РАЗНОСТИ СРЕДНЕГОДО- ВЫХ ТЕМПЕРА- ТУР ВОДЫ И ГРУНТА 65 ГРАД. С СР.Г Т = П 90 ГРАД. С	ДВУХТРУБНОЙ ПРОКЛАДКИ ПРИ РАЗНОСТИ СРЕДНЕГОДО- ВЫХ ТЕМПЕРА- ТУР ВОДЫ И ГРУНТА 75 ГРАД. С СР.Г Т = П 100 ГРАД. С
32	23 (20)	52 (45)	60 (52)	67 (58)
57	29 (25)	65 (56)	75 (65)	84 (72)
76	34 (29)	75 (64)	86 (74)	95 (82)
89	36 (31)	80 (69)	93 (80)	102 (88)
108	40 (34)	88 (76)	102 (88)	111 (96)
159	49 (42)	109 (94)	124 (107)	136 (117)
219	59 (51)	131 (113)	151 (130)	165 (142)
273	70 (60)	154 (132)	174 (150)	190 (163)
325	79 (68)	173 (149)	195 (168)	212 (183)
377	88 (76)	191 (164) *	212 (183)	234 (202)
426	95 (82)	209 (180) *	235 (203)	254 (219)
478	106 (91)	230 (198) *	259 (223)	280 (241)
529	117 (101)	251 (216) *	282 (243)	303 (261)
630	133 (114)	286 (246) *	321 (277)	345 (298)
720	145 (125)	316 (272) *	355 (306)	379 (327)
820	164 (141)	354 (304) *	396 (341)	423 (364)
920	180 (155)	387 (333) *	433 (373)	463 (399)
1020	198 (170)	426 (366) *	475 (410)	506 (436)
1220	233 (200)	499 (429) *	561 (482)	591 (508)
1420	265 (228)	568 (488)	644 (554)	675 (580)

103 >>

ДВУХКАНАЛЬНОЕ ПРОГРАММИРУЕМОЕ МИКРОПРОЦЕССОРНОЕ РЕЛЕ ВРЕМЕНИ ЭРКОН- 224

Универсальное реле времени «ЭРКОН-224» - двухканальное реле времени. Каждый канал - функциональный аналог реле типов ВЛ, РВО, РВЦ, РВ или одного реле ЭРКОН-214.

В энергозависимой памяти каждого канала может храниться до 11 заданных временных диаграмм, что позволяет использовать одно реле вместо ряда устройств не задумываясь о соответствии типов реле и о наличии соответствующего ассортимента.

Каждый канал реле имеет одну группу контактов на переключение (реле ЭРКОН-214 имеет один канал, но две группы контактов на переключение), контрастную светодиодную индикацию, хорошо видимую при любом освещении.

Два канала реле могут работать в независимом и зависимом режимах работы. Последний позволяет при помощи реле ЭРКОН-224 реализовывать временные диаграммы чрезвычайно высокой сложности (Простейший пример диаграммы в совместном режиме работы см. ниже).

Реле выполнены на микропроцессорной основе, обладают высокой точностью, надёжны и просты в эксплуатации.

Функции реле:

коммутация внешних цепей с выдержками времени в соответствии с временной диаграммой;

программный выбор временной диаграммы из 11 вариантов;

два равнозначных полнофункциональных канала с возможностью зависимого и независимого режимов работы. В зависимом режиме один канал управляет запуском временной диаграммы другого канала.

индикация прямого и обратного счета;

задание параметров работы реле с помощью кнопок на лицевой панели с контролем по цифровому дисплею.

Реле позволяют осуществлять

>> 106

программный выбор уставок, программный выбор диапазона уставок, хранение всех параметров в энерго-независимой памяти. Имеют контрастную цифровую индикацию (антиблик) и две синхронные группы контактов на переключение.

ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ АВТОМАТИЧЕСКИЙ ДИФ-102 ДЭК

Выключатель предназначен для работы в сетях переменного тока с номинальным напряжением 230 В, частотой 50 Гц и номинальным рабочим током до 32 А. При возникновении дифференциального тока или сверхтока в защищаемой цепи аппарат автоматически сработает и разорвёт цепь.

ДИФ-102 является самостоятельным изделием и в одном корпусе содержит как автоматический выключатель, так и УЗО. ДИФ-102 в отличие от ДИФ-101 имеет меньшие габариты - ширина 36 мм.

Изготавливается данный аппарат только в 2-х полюсном исполнении. Максимальный номинальный ток у ДИФ-102 -32А, в связи с этим зажимы аппарата позволяют подключить проводник сечением до 10 мм².

ИНВЕНТАРНЫЕ ВВОДНО-РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНО-УЧЕТНЫЕ УСТРОЙСТВА ИВРУ-1 И ИВРУ-2

Инвентарные вводно-распределительно-учетные устройства ИВРУ-1 и ИВРУ-2 предназначены для приема, распределения и учета электрической энергии трехфазного тока частотой 50 Гц при номинальном напряжении 0,4 кВ.

Устройства применяются для электроснабжения строительных площадок, промышленных предприятий, садовых и гаражных кооперативов, автомобильных стоянок и т. п.

В шкафу ИВРУ-1 установлен рубильник RBK-2S с комплектом плавких предохранителей, трансформатор тока и счетчик потребляемой электрической энергии.

Примечания:

1. Отмеченные знаком «*» значения удельных часовых тепловых потерь приведены как оценочные ввиду отсутствия в [1] соответствующих значений удельных тепловых потерь для подающего трубопровода.

2. Значения удельных часовых тепловых потерь для диаметров 1220 и 1420 мм ввиду их отсутствия в «Нормах...» определены методом экстраполяции и приведены как рекомендуемые.

Таблица 1.2

Нормы тепловых потерь одним изолированным водяным теплопроводом на надземной прокладке с расчетной среднегодовой температурой наружного воздуха +5 град. С

НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБ D, ММ	НОРМЫ ПОТЕРЬ ТЕПЛА, ВТ/М [(ККАЛ/М.Ч)]			
	РАЗНОСТЬ СРЕДНЕГОДОВОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ СЕТЕВОЙ ВОДЫ В ПОДАЮЩЕМ ИЛИ ОБРАТНОМ ТРУБОПРОВОДАХ И НАРУЖНОГО ВОЗДУХА, ГРАД. С			
	45	70	95	120
32	17 (15)	27 (23)	36 (31)	44 (38)
49	21 (18)	31 (27)	42 (36)	52 (45)
57	24 (21)	35 (30)	46 (40)	57 (49)
76	29 (25)	41 (35)	52 (45)	64 (55)
82	32 (28)	44 (38)	58 (50)	70 (60)
108	36 (31)	50 (43)	64 (55)	78 (67)
133	41 (35)	56 (48)	70 (60)	86 (74)
159	44 (38)	58 (50)	75 (65)	93 (80)
194	49 (42)	67 (58)	85 (73)	102 (88)
219	53 (46)	70 (60)	90 (78)	110 (95)
273	61 (53)	81 (70)	101 (87)	124 (107)
325	70 (60)	93 (80)	116 (100)	139 (120)
377	82 (71)	108 (93)	132 (114)	157 (135)
426	95 (82)	122 (105)	148 (128)	174 (150)
478	103 (89)	131 (113)	158 (136)	186 (160)
529	110 (95)	139 (120)	168 (145)	197 (170)
630	121 (104)	154 (133)	186 (160)	220 (190)
720	133 (115)	168 (145)	204 (176)	239 (206)
820	157 (135)	195 (168)	232 (200)	270 (233)
920	180 (155)	220 (190)	261 (225)	302 (260)
1020	209 (180)	255 (220)	296 (255)	339 (292)
1420	267 (230)	325 (280)	377 (325)	441 (380)

Нормы <*> тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными в период с 1990 по 1998 г.

<*> В соответствии с СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.

Таблица 2.1

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов двухтрубных водяных тепловых сетей при прокладке в непроходных каналах, Вт/м [ккал/(м.ч)]

УСЛОВИЙ	ПРИ ЧИСЛЕ ЧАСОВ РАБОТЫ В ГОД БОЛЕЕ 5000									
	50	65	90	110	165	220	275	330	385	440
ПРОХОД	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ТРУБО-	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
БО-	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ПРО-	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ВО-	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
ДА,	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
ММ	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
УС-	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
ЛОВ-	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
НИЙ	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
ПРО-	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
ХОД	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
ТРУ-	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
БО-	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34
ПРО-	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
ВО-	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ДА,	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
ММ	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
УС-	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
ЛОВ-	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
НИЙ	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
ПРО-	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
ХОД	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
ТРУ-	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
БО-	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
ПРО-	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
ВО-	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
ДА,	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
ММ	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49
УС-	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
ЛОВ-	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
НИЙ	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
ПРО-	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
ХОД	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
ТРУ-	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
БО-	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56
ПРО-	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57
ВО-	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58
ДА,	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59
ММ	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
УС-	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61
ЛОВ-	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62
НИЙ	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63
ПРО-	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
ХОД	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
ТРУ-	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66
БО-	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67
ПРО-	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68
ВО-	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
ДА,	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
ММ	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71
УС-	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
ЛОВ-	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73
НИЙ	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74
ПРО-	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75
ХОД	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76
ТРУ-	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77
БО-	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78
ПРО-	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79
ВО-	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
ДА,	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81
ММ	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82
УС-	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83
ЛОВ-	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84
НИЙ	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85
ПРО-	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86
ХОД	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87
ТРУ-	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88
БО-	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89
ПРО-	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
ВО-	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91
ДА,	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92
ММ	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
УС-	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94
ЛОВ-	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95
НИЙ	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96
ПРО-	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97
ХОД	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98
ТРУ-	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99
БО-	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
ПРО-	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101
ВО-	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102
ДА,	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103
ММ	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104
УС-	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105
ЛОВ-	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106
НИЙ	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107
ПРО-	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108
ХОД	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109
ТРУ-	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110
БО-	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111
ПРО-	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112
ВО-	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113
ДА,	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114
ММ	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115
УС-	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116
ЛОВ-	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117
НИЙ	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118
ПРО-	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119
ХОД	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120
ТРУ-	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121
БО-	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122
ПРО-	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123
ВО-	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124
ДА,	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125
ММ	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126
УС-	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127
ЛОВ-	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128
НИЙ	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129
ПРО-	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130
ХОД	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131
ТРУ-	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132
БО-	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133
ПРО-	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134
ВО-	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135
ДА,	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136
ММ	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137
УС-	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138
ЛОВ-	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139
НИЙ	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140
ПРО-	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141
ХОД	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142
ТРУ-	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143
БО-	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144
ПРО-	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145
ВО-	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146
ДА,	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147
ММ	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148
УС-	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149
ЛОВ-	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150
НИЙ	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151
ПРО-	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152
ХОД	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153
ТРУ-	145	146	147	148</						

106 >>

В шкафу ИВРУ-2 установлен рубильник ВР-32 или ВР-35 (входной кабель) и два рубильника с комплектом плавких предохранителей, обеспечивающих подключение и защиту выходных кабелей.

Основные технические данные

- Номинальное напряжение питающей сети, кВ ..0,4
- Частота тока питающей сети, Гц 50
- Число фаз питающей сети 3
- Входной ток, А, не более 400
- Габаритные размеры, мм:
ИВРУ-1 ..700x350x1410
- ИВРУ-2 ..800x400x1233
- Масса, кг, не более:
ИВРУ-1 97
- ИВРУ-2 ..104

Поставщик: Компания «Мезотраслевое объединение «Сокол»

МЭЛ: НОВОЕ ИЗДЕЛИЕ – КСО 298 М

Камеры КСО напряжением 6 и 10 кВ предназначены для распределительных устройств переменного трехфазного тока частотой 50 Гц систем с изолированной нейтралью или заземленной через дугогасительный реактор и изготавливаются для нужд народного хозяйства.

Камеры допускается применять для работы в следующих условиях:

- в части воздействия климатических факторов по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1;

- значение температуры окружающего воздуха от минус 25о С до плюс 40о С;

- высота над уровнем моря не более 1000 м;

- окружающая среда не взрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных паров и газов в концентрациях разрушающих металлы и изоляцию.

Камеры КСО изготавливаются по техническим условиям ТУ 3414-027-03989649-2003.

ЗАЩИТА ПРОВОДКИ? ЕСТЬ РЕШЕНИЕ

Группа MODUL представляет обо-

>> 109

Таблица 2.2

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов при двухтрубной подземной бесканальной прокладке водяных тепловых сетей, Вт/м [ккал/(м.ч)]

УСЛОВИЙ	ПРИ ЧИСЛЕ ЧАСОВ РАБОТЫ В ГОД 5000 И МЕНЕЕ				ПРИ ЧИСЛЕ ЧАСОВ РАБОТЫ В ГОД БОЛЕЕ 5000			
	ПРОХОДИТЕЛЬ	ТРУБОПРОВОД	ПРОХОДИТЕЛЬ	ТРУБОПРОВОД	ПРОХОДИТЕЛЬ	ТРУБОПРОВОД	ПРОХОДИТЕЛЬ	ТРУБОПРОВОД
СРЕДНЕГОДОВАЯ ТЕМПЕРАТУРА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ, ГРАД. С	65	50	90	50	65	50	90	50
25	36 (31)	27 (23)	48 (41)	26 (22)	33 (28)	25 (22)	44 (38)	24 (21)
50	44 (38)	34 (29)	60 (52)	32 (28)	40 (34)	31 (27)	54 (46)	29 (25)
65	50 (43)	38 (33)	67 (58)	36 (31)	45 (39)	34 (29)	60 (52)	33 (28)
80	51 (44)	39 (34)	69 (59)	37 (32)	46 (40)	35 (30)	61 (53)	34 (29)
100	55 (47)	42 (36)	74 (64)	40 (34)	49 (42)	38 (33)	65 (56)	35 (30)
125	61 (53)	46 (40)	81 (70)	44 (38)	53 (46)	41 (35)	72 (62)	39 (34)
150	69 (59)	52 (45)	91 (78)	49 (42)	60 (52)	46 (40)	80 (69)	43 (37)
200	77 (66)	59 (51)	101 (87)	54 (46)	66 (57)	50 (43)	89 (77)	48 (41)
250	83 (71)	63 (54)	111 (96)	59 (51)	72 (62)	55 (47)	96 (83)	51 (44)
300	91 (78)	69 (59)	122 (105)	64 (55)	79 (68)	59 (51)	105 (90)	56 (48)
350	101 (87)	75 (65)	133 (115)	69 (59)	86 (74)	65 (56)	113 (97)	60 (52)
400	108 (93)	80 (69)	140 (121)	73 (63)	91 (78)	68 (59)	121 (104)	63 (54)
450	116 (100)	86 (74)	151 (130)	78 (67)	97 (84)	72 (62)	129 (111)	67 (58)
500	123 (106)	91 (78)	163 (140)	83 (71)	105 (90)	78 (67)	138 (119)	72 (62)
600	140 (121)	103 (89)	186 (160)	94 (81)	117 (101)	87 (75)	156 (134)	80 (69)
700	156 (134)	112 (96)	203 (175)	100 (86)	126 (108)	93 (80)	170 (146)	86 (74)
800	169 (146)	122 (105)	226 (195)	109 (94)	140 (121)	102 (88)	186 (160)	93 (80)



НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 2.3

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов при расположении на открытом воздухе, Вт/м [ккал/(м.ч)]

УСЛОВНЫЙ ПРОХОД ТРУБОПРО- ВОДА, ММ	ПРИ ЧИСЛЕ ЧАСОВ РАБОТЫ В ГОД 5000 И МЕНЕЕ			ПРИ ЧИСЛЕ ЧАСОВ РАБОТЫ В ГОД БОЛЕЕ 5000		
	СРЕДНЯЯ ТЕМПЕРАТУРА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ, ГРАД. С					
	50	100	150	50	100	150
	НОРМЫ ЛИНЕЙНОЙ ПЛОТНОСТИ ТЕПЛООВОГО ПОТОКА, ВТ/М (ККАЛ/М.Ч)					
15	10 (9)	20 (17)	30 (26)	11 (10)	22 (19)	34 (29)
20	11 (10)	22 (19)	34 (29)	13 (11)	25 (22)	38 (33)
25	13 (11)	25 (22)	37 (32)	15 (13)	28 (24)	42 (36)
40	15 (13)	29 (25)	44 (38)	18 (15)	33 (28)	49 (42)
50	17 (15)	31 (27)	47 (40)	19 (16)	36 (31)	53 (46)
65	19 (16)	36 (31)	54 (46)	23 (20)	41 (35)	61 (53)
80	21 (18)	39 (34)	58 (50)	25 (22)	45 (39)	66 (57)
100	24 (21)	43 (37)	64 (55)	28 (24)	50 (43)	73 (63)
125	27 (23)	49 (42)	70 (60)	32 (28)	56 (48)	81 (70)
150	30 (26)	54 (46)	77 (66)	35 (30)	63 (54)	89 (77)
200	37 (32)	65 (56)	93 (80)	44 (38)	77 (66)	109 (94)
250	43 (37)	75 (65)	106 (91)	51 (44)	88 (76)	125 (108)
300	49 (42)	84 (72)	118 (102)	59 (51)	101 (87)	140 (121)
350	55 (47)	93 (80)	131 (113)	66 (57)	112 (96)	155 (133)
400	61 (53)	102 (88)	142 (122)	73 (63)	122 (105)	170 (146)
450	65 (56)	109 (94)	152 (131)	80 (69)	132 (114)	182 (157)
500	71 (61)	119 (102)	166 (143)	88 (76)	143 (123)	197 (170)
600	82 (71)	136 (117)	188 (162)	100 (86)	165 (142)	225 (194)
700	92 (79)	151 (130)	209 (180)	114 (98)	184 (158)	250 (215)
800	103 (89)	167 (144)	213 (183)	128 (110)	205 (177)	278 (239)
900	113 (97)	184 (158)	253 (218)	141 (121)	226 (195)	306 (263)
1000	124 (107)	201 (173)	275 (237)	155 (133)	247 (213)	333 (287)
КРИВОЛИ- НЕЙНЫЕ ПОВЕРХ- НОСТИ ДИАМЕТ- РОМ БО- ЛЕЕ 1020 ММ И ПЛОСКИЕ	НОРМЫ ПОВЕРХНОСТНОЙ ПЛОТНОСТИ И ТЕПЛООВОГО ПОТОКА, ВТ/М ² [(ККАЛ/М ² .Ч)]					
	35 (30)	54 (46)	70 (60)	44 (38)	71 (61)	88 (76)

Нормы <*> тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными с 1998 г.

<*> В соответствии с Изменением N 1 от 31.12.97 к СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.

НОВОСТИ КОМПАНИЙ

108 >>

рудование для комплексной противопожарной защиты распределительных устройств и электропроводки.

Система противопожарной защиты электрооборудования и электросетей включает несколько видов оборудования. Это: распределительные щиты разных типов для элементов со значительной теплотерей – Lampertz E(I) 30/90, а также кабельные каналы – Lampertz E(I) 30/90.

Основное преимущество распределительных щитов серии E(I) заключается в герметичности и специальной обработке поверхности пластин. Электрощиты этой серии позволяют на длительное время блокировать доступ открытого огня и дыма к элементам внутреннего оснащения электрощита.

Кабельные каналы E(I) выполнены из огнеупорного материала, а их секционная конструкция позволяет справиться с огнем, локализуя его внутри или снаружи канала.

СБОРНО-РАЗБОРНЫЕ КОРПУСА ВРУ

Оптовая электротехническая компания ОЭК-ЭНЕРГО объявляет о начале производства корпусов для вводно-распределительных устройств. Разнообразные варианты комплектации, сборно-разборная конструкция, гибкое размещение монтажных панелей по высоте и глубине, минимальный объем при транспортировке, удобство для размещения компонентов.

Металлокорпус ВРУ состоит из сборно-разборного каркаса изготовленного из металлического профиля, к которому последовательно крепятся: дверь, боковые панели, задняя панель и крышка.

Внутри металлокорпуса на perforированных направляющих устанавливаются монтажные панели для установки низковольтной аппаратуры, с возможностью установки отдельных аппаратов на различной глубине и высоте. Закрытие установленной низковольтной аппаратуры осуществляется фальшпанелями с возможностью выноса на фальшпанель элементов управления и индикации.

Для более рационального использования и уменьшения денежных зат-

>> 111



НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 3.1

Нормы плотности теплового потока через поверхность изоляции трубопроводов двухтрубных водяных тепловых сетей при прокладке в непроходных каналах и подземной бесканальной прокладке, Вт/м [м.ч]

УСЛОВИЯ ПРОХОДА ТРУБОПРОВОДА	ПРИ ЧИСЛЕ ЧАСОВ РАБОТЫ В ГОД БОЛЕЕ 5000			ПРИ ЧИСЛЕ ЧАСОВ РАБОТЫ В ГОД БОЛЕЕ 5000								
	ПРИ ЧИСЛЕ ЧАСОВ РАБОТЫ В ГОД 5000 И МЕНЬШЕ	ПРИ ЧИСЛЕ ЧАСОВ РАБОТЫ В ГОД БОЛЕЕ 5000	ПРИ ЧИСЛЕ ЧАСОВ РАБОТЫ В ГОД БОЛЕЕ 5000	ПРИ ЧИСЛЕ ЧАСОВ РАБОТЫ В ГОД БОЛЕЕ 5000	ПРИ ЧИСЛЕ ЧАСОВ РАБОТЫ В ГОД БОЛЕЕ 5000	ПРИ ЧИСЛЕ ЧАСОВ РАБОТЫ В ГОД БОЛЕЕ 5000						
СРЕДНЕГОДОВАЯ ТЕМПЕРАТУРА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ, ГРАД. С	50	90	110	50	90	110						
25	15 (13)	10 (9)	22 (19)	10 (9)	26 (22)	9 (8)	14 (12)	9 (8)	20 (17)	9 (8)	24 (21)	8 (7)
30	16 (14)	11 (9)	23 (20)	11 (9)	28 (24)	10 (9)	15 (13)	10 (9)	20 (17)	10 (9)	26 (22)	9 (8)
40	18 (16)	12 (10)	25 (22)	12 (10)	31 (27)	11 (9)	16 (14)	11 (9)	22 (19)	11 (9)	27 (23)	10 (9)
50	19 (16)	13 (11)	28 (24)	13 (11)	34 (29)	12 (10)	17 (15)	12 (10)	24 (21)	12 (10)	30 (26)	11 (9)
65	23 (20)	16 (14)	32 (28)	14 (12)	40 (34)	13 (11)	20 (17)	13 (11)	29 (25)	13 (11)	34 (29)	12 (10)
80	25 (22)	17 (15)	35 (30)	15 (13)	43 (37)	14 (12)	21 (18)	14 (12)	31 (27)	14 (12)	37 (32)	13 (11)
100	28 (24)	19 (16)	39 (34)	16 (14)	48 (41)	16 (14)	24 (21)	16 (14)	35 (30)	15 (13)	41 (35)	14 (12)
125	29 (25)	20 (17)	42 (36)	17 (15)	52 (45)	17 (15)	26 (22)	18 (16)	38 (33)	16 (14)	43 (37)	15 (13)
150	32 (28)	22 (19)	46 (40)	19 (16)	55 (47)	18 (16)	27 (23)	19 (16)	42 (36)	17 (15)	47 (41)	16 (14)
200	41 (35)	26 (22)	55 (47)	22 (19)	71 (61)	20 (17)	33 (28)	23 (20)	49 (42)	19 (16)	58 (50)	18 (16)
250	46 (40)	30 (26)	65 (56)	25 (22)	79 (68)	21 (18)	38 (33)	26 (22)	54 (47)	21 (18)	66 (57)	20 (17)
300	53 (46)	34 (29)	74 (64)	27 (23)	88 (76)	24 (21)	43 (37)	28 (24)	60 (52)	24 (21)	71 (61)	21 (18)
350	58 (50)	37 (32)	79 (68)	29 (25)	98 (84)	25 (22)	46 (40)	31 (27)	64 (55)	26 (22)	80 (69)	22 (19)
400	65 (56)	40 (34)	87 (75)	32 (28)	105 (91)	26 (22)	50 (43)	33 (28)	70 (60)	28 (24)	86 (74)	24 (21)
450	70 (60)	42 (36)	95 (82)	33 (28)	115 (99)	27 (23)	54 (47)	36 (31)	79 (68)	31 (27)	91 (78)	25 (22)
500	75 (65)	46 (40)	107 (92)	36 (31)	130 (112)	28 (24)	58 (50)	37 (32)	84 (72)	32 (28)	100 (86)	27 (23)
600	83 (72)	49 (42)	119 (103)	38 (33)	145 (125)	30 (26)	67 (58)	42 (36)	93 (80)	35 (30)	112 (97)	31 (27)
700	91 (78)	54 (47)	139 (120)	41 (35)	157 (135)	33 (28)	76 (66)	47 (41)	107 (92)	37 (32)	128 (110)	31 (27)
800	106 (91)	61 (53)	150 (129)	45 (39)	181 (156)	36 (31)	85 (73)	51 (44)	119 (103)	38 (33)	139 (120)	34 (29)
900	117 (101)	64 (55)	162 (140)	48 (41)	199 (172)	37 (32)	90 (78)	56 (48)	128 (110)	43 (37)	150 (129)	37 (32)
1000	129 (111)	66 (57)	169 (146)	51 (44)	212 (183)	42 (36)	100 (86)	60 (52)	140 (121)	46 (40)	163 (141)	40 (34)
1200	157 (135)	73 (63)	218 (188)	55 (47)	255 (220)	46 (40)	114 (98)	67 (58)	158 (136)	53 (46)	190 (164)	44 (38)
1400	173 (149)	77 (66)	241 (208)	59 (51)	274 (236)	49 (42)	130 (112)	70 (60)	179 (154)	58 (50)	224 (193)	48 (41)

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 3.2

Нормы плотности теплового потока через поверхность изоляции трубопроводов на открытом воздухе, Вт/м [м.ч]

УСЛОВ- НЫЙ ПРОХОД ТРУБО- ПРОВО- ДА, ММ	ПРИ ЧИСЛЕ ЧАСОВ РАБОТЫ В ГОД 5000 И МЕНЕЕ			ПРИ ЧИСЛЕ ЧАСОВ РАБОТЫ В ГОД БОЛЕЕ 5000		
	Т	Т	Т	Т	Т	Т
	СРЕДНЕГОДОВАЯ ТЕМПЕРАТУРА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ, ГРАД. С					
	ПОДАЮЩИЙ	ОБРАТНЫЙ	ПОДАЮЩИЙ	ОБРАТНЫЙ	ПОДАЮЩИЙ	ОБРАТНЫЙ
	НОРМЫ ЛИНЕЙНОЙ ПЛОТНОСТИ ТЕПЛООВОГО ПОТОКА, ВТ/М [ККАЛ/(М.Ч)]					
	50	100	150	50	100	150
15	9 (8)	18 (16)	28 (24)	8 (7)	16 (14)	24 (21)
20	11 (9)	21 (18)	31 (27)	9 (8)	18 (16)	28 (24)
25	12 (10)	23 (20)	34 (29)	11 (9)	20 (17)	30 (26)
40	15 (13)	27 (23)	40 (34)	12 (10)	24 (21)	36 (31)
50	16 (14)	30 (26)	44 (38)	14 (12)	25 (22)	38 (33)
65	19 (16)	34 (29)	50 (43)	15 (13)	29 (25)	44 (38)
80	21 (18)	37 (32)	54 (47)	17 (15)	32 (28)	47 (41)
100	23 (20)	41 (35)	60 (52)	19 (16)	35 (30)	52 (45)
125	26 (22)	46 (40)	66 (57)	22 (19)	40 (34)	57 (49)
150	29 (25)	52 (45)	73 (63)	24 (21)	44 (38)	62 (53)
200	36 (31)	63 (54)	89 (77)	30 (26)	53 (46)	75 (65)
250	42 (36)	72 (62)	103 (89)	35 (30)	61 (53)	86 (74)
300	48 (41)	83 (72)	115 (99)	40 (34)	68 (59)	96 (83)
350	54 (47)	92 (79)	127 (109)	45 (39)	75 (65)	106 (91)
400	60 (52)	100 (86)	139 (120)	49 (42)	83 (72)	115 (99)
450	66 (57)	108 (93)	149 (128)	53 (46)	88 (76)	123 (106)
500	72 (62)	117 (101)	162 (140)	58 (50)	96 (83)	135 (116)
600	82 (71)	135 (116)	185 (159)	66 (57)	110 (95)	152 (131)
700	94 (81)	151 (130)	205 (177)	75 (65)	122 (105)	169 (146)
800	105 (91)	168 (145)	228 (197)	83 (72)	135 (116)	172 (148)
900	116 (100)	185 (159)	251 (216)	92 (79)	149 (128)	205 (177)
1000	127 (109)	203 (175)	273 (235)	101 (87)	163 (141)	223 (192)



НОВОСТИ КОМПАНИЙ

109 >>

рат при покупке, металлокорпус ВРУ разделен отдельно на каркас и дополнительные элементы.

Металлокорпуса выпускаются в напольном исполнении. Степень защиты - IP30. Металлокорпуса окрашиваются порошковой краской RAL 7032.

Металлокорпус ВРУ в разобранном и упакованном виде позволяет более рационально использовать складские площади и транспортные средства, а так же упростить погрузо-разгрузочные работы

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ POWERNET

Система контроля энергопотребления PowerNet предназначена для реализации мониторинга и технического учета параметров электроэнергии на небольшом промышленном предприятии или здании.

Система контроля энергопотребления PowerNet позволяет измерять и регистрировать основные параметры электроэнергии в трехфазных сетях переменного тока напряжением 0,4 кВ.

Новая концепция совмещения измерительного трансформатора и электроанализатора в одном блоке позволила снизить стоимость при сохранении всех функций системы мониторинга электроэнергии, экономить объем в распределительных шкафах и затраты материалов и времени на прокладку соединительных кабелей.

Каждый измерительный узел системы состоит из основного блока - анализатора PowerNet и двух вторичных блоков TC-PowerNet.

С помощью встроенного интерфейса RS-485 осуществляется передача измеренных параметров к блоку регистрации данных TouchNet, выполненному на базе промышленного компьютера с графическим интерфейсом и сенсорным экраном.

Модульное исполнение обеспечивает возможность подключения множества узлов измерения по интерфейсу RS485.

Увеличение числа узлов снижает себестоимость системы в целом, так как не требует дополнительных блоков регистрации данных TouchNet.

CONTENTS № 11 2005

ENERGETICS NEWS	11	- Control and interchangeability of pumps	55
MARKET AND PROSPECTS	18	- Flowmeters and liquid quantity meters	59
Boiler fabrication: state of industry	18	AIR SUPPLY	72
ORGANIZATION AND MANAGEMENT	21	- Decrease of expense for compressed air	72
- How to choose the supplier of electrical equipment ?	21	SOFT	75
POWER FACILITIES	23	- Software for OGE	75
- Modern devices of automatic load transfer	23	EXPERIENCE EXCHANGE	79
- Motor overload protection without control current supply	26	- Generalization of experience and analysis of use possibilities for heat meter at large diameter pipe-lines	79
- Circuit-breakers – basic definitions	28	PERSONNEL	92
- Examples for calculation of power consumption	39	- Awarding of personnel for saving of fuel and power	92
- Electromagnetic attractive forces in LAD	46	QUESTION – ANSWER	94
HEAT SUPPLY	48	EXHIBITION CALENDAR	96
- Calculation of heat loss in bare pipe-lines by over ground layingt	48	STANDARD DOCUMENTS	104

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!