

ПОДПИСКА



2010

I ПОЛУГОДИЕ



ДОРОГИЕ ДРУЗЬЯ! МЫ ПРЕДЛАГАЕМ ВАМ РАЗЛИЧНЫЕ ВАРИАНТЫ ДЛЯ ОФОРМЛЕНИЯ ПОДПИСКИ НА ЖУРНАЛЫ ИЗДАТЕЛЬСКОГО ДОМА «ПАНОРАМА»

1 ПОДПИСКА НА ПОЧТЕ



ОФОРМЛЯЕТСЯ В ЛЮБОМ ПОЧТОВОМ ОТДЕЛЕНИИ РОССИИ

Для этого нужно правильно и внимательно заполнить бланк абонемента (бланк прилагается). Бланки абонементов находятся также в любом почтовом отделении России или на сайте ИД «Панорама» – www.panor.ru.

Подписные индексы и цены наших изданий для заполнения абонемента на подписку есть в каталоге «Газеты и журналы» Агентства «Роспечать» и каталоге российской прессы «Почта России». Цены в каталогах даны с учетом почтовой доставки.

Подписные цены, указанные в данном журнале, применяются при подписке в любом почтовом отделении России.



2 ПОДПИСКА В РЕДАКЦИИ



Подписаться на журнал можно непосредственно в Издательстве с любого номера и на любой срок, доставка – за счет Издательства. Для оформления подписки необходимо получить счет на оплату, прислав заявку по электронному адресу podpiska@panor.ru или по факсу (495) 250-7524, а также позвонив по телефонам: (495) 749-2164, 211-5418, 749-4273.

Внимательно ознакомьтесь с образцом заполнения платежного поручения и заполните все необходимые данные (в платежном поручении, в графе «Назначение платежа», обязательно укажите: «За подписку на журнал» (название журнала), период подписки, а также точный почтовый адрес (с индексом), по которому мы должны отправить журнал).

Оплата должна быть произведена до 15-го числа предподписного месяца.

РЕКВИЗИТЫ ДЛЯ ОПЛАТЫ ПОДПИСКИ

Получатель: ООО Издательство «Профессиональная Литература».
ИНН 7718766370 / КПП 771801001, р/сч. № 40702810438180001886
Банк получателя: Вернадское ОСБ №7970, г. Москва
Сбербанк России ОАО, г. Москва.
БИК 044525225, к/сч. № 3010181040000000225

Образец платежного поручения

3 ПОДПИСКА В СБЕРБАНКЕ



ОФОРМЛЯЕТСЯ В ЛЮБОМ ОТДЕЛЕНИИ СБЕРБАНКА РОССИИ

Частные лица могут оформить подписку в любом отделении Сбербанка России (окно «Прием платежей»), заполнив и оплатив квитанцию (форма ПД-4) на перевод денег по указанным реквизитам ООО Издательство «Профессиональная Литература» по льготной цене подписки через редакцию, указанную в настоящем журнале.

В графе «Вид платежа» необходимо указать издание, на которое вы подписываетесь, и период подписки, например 6 месяцев.

Не забудьте указать на бланке ваши Ф.И.О. и подробный адрес доставки.

4 ПОДПИСКА НА САЙТЕ



ПОДПИСКА НА САЙТЕ www.panor.ru

На все вопросы, связанные с подпиской, вам судовольствием ответят по телефону (495) 211-5418, 922-1768.

На правах рекламы

Поступл. в банк плат.		Списано со сч. плат.		XXXXXXX	
ПЛАТЕЖНОЕ ПОРУЧЕНИЕ №			Дата	электронно Вид платежа	
Сумма прописью	ИНН	КПП	Сумма	Сч. №	
Плательщик			БИК	Сч. №	
Банк плательщика			БИК	Сч. №	
Сбербанк России ОАО, г. Москва			БИК	044525225	
Банк получателя			Сч. №	3010181040000000225	
ИНН 7718766370			КПП 771801001	Сч. №	40702810438180001886
ООО Издательство «Профессиональная Литература»			Вид оп.	01	Срок плат.
Вернадское ОСБ №7970, г. Москва			Наз. пл.		Очер. плат. 6
Получатель			Код		Рез. поле
Оплата за подписку на журнал _____ (___ экз.)					
на _____ месяцев, в том числе НДС (0%) _____					
Адрес доставки: индекс _____, город _____,					
ул. _____, дом _____, корп. _____, офис _____					
телефон _____					
Назначение платежа			Подписи	Отметки банка	
М.П.			_____	_____	

СОДЕРЖАНИЕ

ЖУРНАЛ
«ГЛАВНЫЙ
ЭНЕРГЕТИК» № 10

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

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

ISSN 2074-7489

ИД «Панорама»
Издательство «Промтрансиздат»
<http://promtransizdat.ru>

Почтовый адрес:
125040, Москва, а/я 1 (ИД «Панорама»)

Редакционный совет:

Жуков В. В., д-р техн. наук, проф.,
чл.-корр. Академии электротехнических
наук РФ, директор Института энергетики

Киреева Э. А., канд. техн. наук, проф.
Института повышения квалификации
«Нефтехим»

Мисриханов М. Ш., д-р техн. наук,
проф., генеральный директор ФСК
«Межсистемные электрические сети
Центральной России»

Старшинов В. А., д-р техн. наук, проф.,
зав. кафедрой МЭИ

Харитон А. Г., д-р техн. наук, проф.,
ректор Международной академии
информатизации

Чохонелидзе А. Н., д-р техн. наук, проф.
Тверского государственного технического
университета

Главный редактор издательства
Шкирмонтов А. П.,
канд. техн. наук
aps@panor.ru
promjournal@mail.ru
тел. (495) 945-32-28

Главный редактор
Леонов С. А.
glavenergo@mail.ru

Предложения и замечания:
promizdat@panor.ru
тел.: (495) 945-32-28;
922-37-58

Журнал распространяется по подписке
во всех отделениях связи РФ по каталогам:
ОАО «Агентство «Роспечать» —
индекс 82717;

«Почта России» — индекс 16579,
а также с помощью подписки в редакции:
тел.: (495) 250-75-24
podpiska@panor.ru



Формат 60x88/8. Бумага офсетная.
Усл. печ. л. 13.

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ 6

ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА 9

**Диспетчеризация на аутсорсинге.
Интервью с исполнительным директором ЗАО «ВИРА»** 9

Разработка и построение разветвленной сети сбора и обработки данных – задача с технической точки зрения непростая, а приобретение готовых решений требует немалых средств, которых часто недостает, особенно в условиях финансового кризиса. Поэтому для многих организаций автоматизация, несмотря на назревшую необходимость, видится в далекой перспективе. Тем не менее есть примеры успешного решения этой задачи.

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ 13

Новые правила розничного рынка электроэнергии 13

ОБЗОР РЫНКА 15

Компрессоры. Поршневой или винтовой? 15

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО 20

Как выбрать автономную дизельную электростанцию 20

Своя автономная дизельная электростанция (ДЭС) – отличный выход для любой компании, которая не может (или не хочет) подключиться к промышленной сети. Осталось только определиться с моделью ДЭС, благо производители предлагают их любой разумной мощности.

**О регенерации трансформаторных масел
и изоляционных систем** 26

Хорошо известно, что парк трансформаторов, эксплуатирующихся в настоящее время как в сетевых, так и в генерирующих компаниях, сильно состарился. Замена трансформаторов, отслуживших расчетный срок, не производилась длительное время. В то же время стоимость трансформаторов за последние годы значительно выросла, и поэтому нельзя ожидать поступления значительного количества новых трансформаторов для замены старых. В этой ситуации особое значение приобретает продление срока службы трансформаторов.

**Применение блоков каскадного самозапуска
и устройств задержки отпадания пускателей
и контакторов в системах электроснабжения 0,4 кВ** 31

**Силовые гибридные фильтры для улучшения
электромагнитной обстановки в промышленных сетях** 35

**Методика расчета несинусоидальных режимов
в сетях уличного освещения с полупроводниковыми
управляющими устройствами** 43

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ 48

**Оценка эффективности применения обратных клапанов
на базе их технико-коммерческих характеристик** 48

В России на объектах тепло- и водоснабжения установлено несколько миллионов обратных клапанов. Ежегодная плановая замена клапанов по ка-

питальному и текущему ремонту составляет около 15% от общего количества при принятом ресурсе работы клапанов 6 лет. Фактически замена клапанов происходит гораздо чаще – каждые 1–2 года по причине несовершенной конструкции этих клапанов.

Обзор и сравнение используемых в настоящее время изоляционных материалов	52
О водно-химическом режиме современных систем центрального отопления	57
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ГАЗЫ	60
Особенности подбора ресивера	60
Водозаполненные винтовые компрессоры	62
<i>Наиболее интересными и эффективными решениями для пищевой промышленности, где предъявляются очень высокие требования к качеству сжатого воздуха и чистоте продукта, являются безмасляные компрессоры и стерилизующие фильтры на жидкости и газе.</i>	
ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ	64
Методика испытания генераторов переменного тока	64
ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	77
Расчет эффективности устройств компенсации реактивной мощности	77
ИМЕНА И ДАТЫ	80
День трудовой славы на Южно-уральском арматурно-изоляционном заводе	80
НАУЧНЫЕ РАЗРАБОТКИ	82
Критерии использования мини-ТЭЦ	82
ОХРАНА ТРУДА	90
Регулярный ремонт и безопасная эксплуатация котельной	90
НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ	93
Приказ от 7 апреля 2008 г. № 212 «Об утверждении порядка организации работ по выдаче разрешений на допуск в эксплуатацию энергоустановок» (продолжение, начало в № 9)	93
Правила предоставления статей для публикаций в научно-практическом журнале «Главный энергетик»	98

CONTENT № 10 2009

NEWS IN POWER-ENGINEERING 6

FROM THE FIRST PERSON 9

Dispatching at outsourcing. An interview with executive director of VIRA ZAO. 9

Development and creation of data collection and processing branched chain is not a simple task from the technical point of view and acquisition of ready-made solutions requires considerable monetary resources which often are in lack especially under conditions of financial crisis. That is why for many organizations automation despite the escalated necessity is a remote perspective. However there are examples of successful solution of this task.

PROBLEMS AND SOLUTIONS 13

New rules of energy retail market 13

MARKET OVERVIEW 15

Compressor. Piston or screw compressor? 15

ELECTRICAL FACILITIES 20

Choosing self-contained diesel plant 20

Own self-contained diesel plant (diesel power plant) is excellent way out for any company which cannot (or doesn't want) connect to industrial network. It is only necessary to choose the model of diesel power plant. Producers offer diesel power plants with any reasonable power.

Concerning regeneration of transformer oils and insulating systems 26

It is well known fact that transformers fleet which are exploited today both in distribution and generation companies became old. Substitution of transformers which served its projected service life was not made for a long time. At the same time price for transformers in the recent years increased greatly so arrival of significant amount of new transformers for replacement of old ones should not be expected. In this situation prolongation of transformers' service life has peculiar value.

Application of block of cascade self-starting and devices for delay of starters and contactors dropping in 0, 4 kV electricity supply systems 31

Power hybrid filters for improvement of electromagnetic environment in industrial networks 35

Methodology of calculation of nonsinusoidal modes in the networks of street lightning with semiconductor control devices 43

HEAT SUPPLY 48

Efficiency estimation of application of non-return valves based on their technical and commercial characteristics 48

There are millions of non-return valves installed at heat and water supply objects in Russia. Annual scheduled replacement of valves at capital and current repairs is around 15% from the total amount if accepted operational life is 6 years. Actually valves replacement is made more frequently – every 1-2 years because of imperfect design of these valves construction.

Overview and comparison of used today insulating materials 52

Concerning water chemistry conditions of modern central heating systems 57

«GLAVNYY ENERGETIK» («THE CHIEF POWER ENGINEER»)

AIR SUPPLY AND TECHNICAL GASES	60
Peculiarities of receiver selection	60
Wet screw compressors	62

The most interesting and effective solutions for food industry with high requirements to the quality of pressed air and product purity are oil-free compressors and liquid and gas sterilizing filters

DIAGNOSTICS AND TESTING	64
Methodology of testing of AC generator	64

ECONOMY AND MANAGEMENT	77
Calculation of efficiency of power-factor correction unit	77

NAMES AND DATES	80
Day of labor glory at reinforcing and insulation plant in Uzhnouralsk	80

SCIENTIFIC RESEARCHES	82
Criteria of exploitation of co-generation plant	82

LABOR PROTECTION AND SAFETY RULES	90
Regular repair and safe exploitation of oiler compartment	90

REGULATORY DOCUMENTS	93
-----------------------------	-----------

Rules of submission of the articles for publication in research-to-practice magazine «Glavnyy Energetik»	98
--	----

ЛАБОРАТОРИЯ ООО «КАМСКИЙ КАБЕЛЬ» АККРЕДИТОВАНА НА ШИРОКИЙ СПЕКТР ИСПЫТАНИЙ

Центральная заводская лаборатория (ЦЗЛ) ООО «Камский кабель» подтвердила право на проведение испытательных работ. Об этом свидетельствует государственный аттестат аккредитации испытательной лаборатории, выданный Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии. Также предприятием получено свидетельство Российского Морского регистра судоходства о признании права на проведение квалификационных, периодических, типовых испытаний судовых кабелей.

Теперь ЦЗЛ «Камский кабель» может проводить испытания для сторонних заказчиков. Подробно весь спектр продукции и материалов, которые ЦЗЛ может испытывать с подтверждением технической компетентности, отражен на официальном сайте предприятия.

www.kamkabel.ru

КОНКУРЕНЦИЯ СРЕДИ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ АППАРАТОВ ИСПЫТАНИЯ ДИЭЛЕКТРИКОВ

Конкуренция среди производителей аппаратов испытания диэлектриков привела к резкому снижению цен на аппараты АИД-70/50, изготавливаемые украинским заводом «Харьковэнергоприбор».

Аппараты АИД-70 – наиболее известные аппараты испытания диэлектриков, которые производились еще во времена существования Советского Союза заводом «Мосрентген» и использовались повсеместно, так как аналогов не имели. Много поколений энергети-

ков привыкло работать именно с АИДами.

После распада Советского Союза завод «Мосрентген» прекратил свое существование, а выпуск аппаратов АИД продолжили две организации: российское предприятие «Медрентех», правопреемник завода «Мосрентген», выпускающий аппараты АИД-70М, и украинское предприятие «Харьковэнергоприбор», выпускающее аппараты АИД-70/50.

С тех пор аппарат АИД-70 прошел значительную модернизацию. Сегодня в России немало приверженцев именно этой торговой марки: ведь технология изготовления данного прибора совершенствовалась на протяжении многих лет.

Украинский АИД-70/50 и российский АИД-70М (Ц) неплохо ужились и уживаются на российском рынке, потому что у каждого из них своя целевая аудитория: украинский АИД 70/50 привлекает потребителей более низкими ценами и надежностью известной, проверенной временем торговой марки, а российский АИД-70М – близостью

к российскому потребителю, вхождением в Госреестр и заводской поверкой.

В конце 2008 г. на рынке аппаратов испытания диэлектриков произошли изменения. Московская компания «Брис» выпустила в продажу «АИСТ-70/50» – аппарат испытания диэлектриков, имеющий весьма созвучное название с известными торговыми марками и внешне напоминающий их: аппарат «АИСТ-70/50» имеет высоковольтный генератор, как у украинского аппарата АИД-70/50, и блок управления, очень похожий на блок управления российского аппарата АИД-70Ц. Появление «АИСТА» стало неприятным известием для производителей АИДов, потому что производители «АИСТА» позиционируют данную торговую марку как более дешевый аналог аппаратов АИД-70.

И действительно, в номинации самого недорогого аппарата испытания диэлектриков «АИСТ» с начала 2008 г. занял лидирующие позиции. Правда, если подходить к выбору оборудования серьезно, то

Сравнительный анализ цен на аппараты испытания диэлектриков. Январь 2009 г.

Наименование	Производитель	Цена завода, руб.
АИСТ 70/50	«Брис»	118 000
АИД-70/50	«Харьковэнергоприбор»	135 000
АИД-70М	«Медрентех»	160 000
АИД-70Ц	«Медрентех»	200 000

Сравнительный анализ цен на аппараты испытания диэлектриков. Июль 2009 г.

Наименование	Производитель	Цена завода, руб.
АИД-70/50	«Харьковэнергоприбор»	115 000
АИСТ 70/50	«Брис»	118 000
АИД-70М	«Медрентех»	160 000
АИД-70Ц	«Медрентех»	200 000

цена – это пока единственное преимущество АИСТА: ведь прибор еще находится в стадии апробации и путь АИСТА (впрочем, как и любого нового прибора, только что запущенного в производство) до технологического совершенства и устранения всех недоработок – не менее нескольких лет.

Ответная реакция украинского производителя аппаратов АИД (а именно «Харьковэнергоприбор» больше всего пострадал от появления АИСТА, лишившего аппарат АИД-70/50 имиджа самого недорогого аппарата испытания диэлектриков в России) не заставила себя ждать.

Руководство завода «Харьковэнергоприбор» проводит беспрецедентную акцию и снижает цену на испытанный временем и многими любимый аппарат АИД 70/50. И это при том, что никаких изменений, снижающих затраты на производство АИД 70/50, производиться не будет.

В общем, что ни говори, а рыночные отношения и конкуренция часто оказываются на руку конечному потребителю.

www.elec.ru

«ИЭК» РАСШИРИЛА АССОРТИМЕНТ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ АВДТ 32

Компания «ИЭК» существенно расширила ассортимент автоматических выключателей дифференциального тока АВДТ 32. Потребитель торговой марки ИЭК имеет возможность приобрести продукцию, соответствующую требованиям российских и мировых стандартов – АВДТ типа А с предельной коммутационной способностью 6кА:

- ◆ АВДТ 32 В16 10мА;
- ◆ АВДТ 32 В25 10мА;
- ◆ АВДТ 32 С40 100мА;

- ◆ АВДТ 32 С40 30мА;
- ◆ АВДТ 32 С50 100мА;
- ◆ АВДТ 32 С63 100мА.

Все типы АВДТ 32 обладают характеристикой типа А, т.е. способны защищать от дифференциальных синусоидальных и пульсирующих постоянных токов. Правила устройства электроустановки (ПУЭ) рекомендуют использование устройств типа А в электроустановках жилых и общественных зданий. АВДТ 32 соответствуют ГОСТ Р 51327.1-99 и ГОСТ Р 51327.2.2-99.

АВДТ с типом мгновенного расцепления В (кратность срабатывания – 3–5 номинального тока) на 10 и 16 А с током уставки 10 мА предназначены для установки на отдельных линиях срабатывания для сантехнических кабин, ванных и душевых в соответствии с указаниями ПУЭ, п. 4.15.

АВДТ на номинальные токи 40, 50 и 63 А с отключающим дифференциальным током 100 мА предназначены для установки на вводе в квартиру или индивидуальный жилой дом, что соответствует рекомендациям ПУЭ, п. 7.1.84.

www.iek.ru

ПРИМЕНЕНИЕ ЕС-ВЕНТИЛЯТОРОВ В КОНДЕНСАТОРАХ ХОЛОДИЛЬНЫХ СИСТЕМ СОКРАЩАЕТ ЗАТРАТЫ ПОТРЕБИТЕЛЯ В 2 РАЗА

Последние исследования компании Ebm-papst подтверждают, что использование ЕС-вентиляторов в промышленных установках минимум в 2 раза выгоднее, чем применение традиционных АС-вентиляторов.

Например, в конденсаторах TCH 080.3-24-C-N(D5)-BC мощностью 300 кВт немецкой компании Thermofin используется 8 вентиляторов диаметром 800 мм. Перво-

начальная стоимость варианта на основе АС-вентиляторов (с учетом подключения вентиляторов, частотным преобразователем, ремонтными выключателями с термозащитой, клеммными коробками) составляет порядка 31,5 тыс. евро, а второй вариант конденсатора на основе ЕС-вентиляторов (с учетом подключения вентиляторов и датчика давления) составляет порядка 33 тыс. евро, т.е. разница около 1,5 тыс. евро.

В ходе эксплуатации первого варианта конденсатор будет потреблять около 8400 кВт/ч электроэнергии в месяц, а второй вариант – 4325 кВт/ч, т.е. в 2 раза меньше. Разница в энергопотреблении образуется за счет того, что при увеличении давления в холодильной системе все ЕС-вентиляторы синхронно и плавно увеличивают обороты и также плавно уменьшают их при его понижении. Вентиляторы, работая в таком режиме, практически никогда не выходят на максимальные обороты, а вращаются в пределах 50–60% номинальной частоты вращения. Отсутствие частотного преобразователя также дает дополнительную экономию в пределах 900–950 Вт в час.

За год эксплуатации затраты потребителя при использовании конденсатора на базе ЕС-вентилятора будут почти в 2 раза меньше!

В конечном итоге, можно с уверенностью заявить, что полная окупаемость конденсатора на основе ЕС-вентиляторов наступит через 7,5 лет (при условии, что тариф на электроэнергию на протяжении этого периода останется без изменений). Однако, тарифы активно увеличиваются, и при их росте в 2 раза полная окупаемость оборудования сокращается до 3,7 года.

www.ebmpapst.ua

ВТОРАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ



«НЕФТЕГАЗ-ИНТЕХЭКО-2009»

1–2 декабря 2009 г., г. Москва, ГК «ИЗМАЙЛОВО»

ГЕОГРАФИЯ КОМПАНИЙ ДОКЛАДЧИКОВ:



Одна из основных задач конференции – интеграция усилий государства, науки и промышленности по модернизации и реконструкции предприятий, внедрение новейших разработок для повышения эффективности, экологической и промышленной безопасности нефтегазовой и химической отраслей.

ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:

Инновационные технологии и оборудование для модернизации предприятий:
 первоочередные мероприятия по модернизации предприятий в условиях экономического кризиса; реконструкция технологического и печного оборудования; технологии и решения для оптимизации расходов; новейшее горелочное оборудование; активированные угли и катализаторы; АСУТП, приборы КИП; промышленные насосы, компрессоры, арматура.

Экологический инжиниринг. Технологии и оборудование газоочистки и водоочистки:
 утилизация попутных газов нефтяных и газовых месторождений; новейшие технологии газоочистки; очистка газов от кислых компонентов [H₂S, CO₂, RSH (меркаптаны), HF, SO₂, HCl]; современное оборудование для установок производства серы и серной кислоты; водоподготовка и водоочистка; переработка отходов; технологии рециклинга.

Вопросы промышленной безопасности. Антикоррозийная и химическая защита:
 современные технологии и решения для повышения безопасности промышленных производств; усиление и восстановление зданий и сооружений; технологии и материалы антикоррозийной защиты; экспертиза промышленной безопасности; системы пожаротушения и химической защиты.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ СПОНСОРЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

Журналы: Водоочистка, Менеджер Эколог, Главный инженер, Территория НЕФТЕГАЗ, Лакокрасочная промышленность, СФЕРА Нефтегаз, Химическое и нефтегазовое машиностроение, МурманшельфИнфо, Деловой экологический журнал, Химическая техника, Экология производства, Компрессорная техника и пневматика, Газ. Нефть. Бизнес Татарстана, Control Engineering Россия, Современное машиностроение, Безопасность в нефтегазовом комплексе, интернет-порталы: Зеленые страницы, KIPINFO.ru, SAFEPROM.RU, Всероссийский экологический портал.

ПОДРОБНАЯ ИНФОРМАЦИЯ НА САЙТЕ:

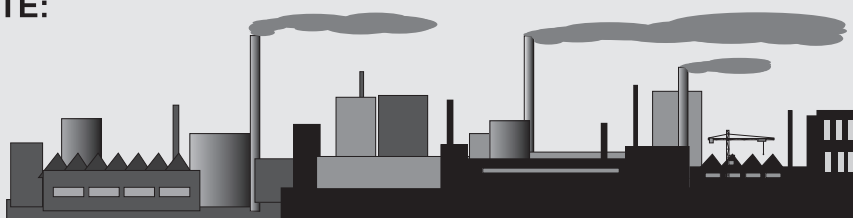
www.neftegaz.intecheco.ru

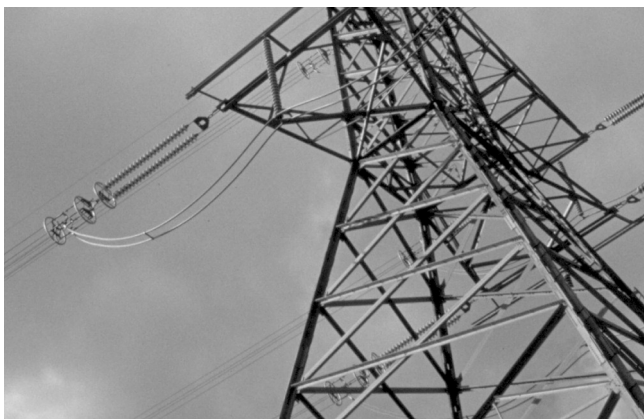
Ермаков Алексей Владимирович

тел.: (905) 567-8767

тел./факс: (495) 737-7079

e-mail: admin@intecheco.ru





ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ НА АУТСОРСИНГЕ

Вопросы создания эффективных систем диспетчеризации тепловых сетей поднимаются сегодня российскими специалистами все чаще. В автоматизации контроля показаний приборов учета заинтересованы как теплосети, так и крупные абоненты с распределенной сетью потребления, а также управляющие компании. В особенности это актуально для организаций с географически протяженной инфраструктурой. Однако разработка и построение разветвленной сети сбора и обработки данных — задача с технической точки зрения непростая, а приобретение готовых решений требует немалых средств, которых часто не хватает, особенно в условиях финансового кризиса. Поэтому для многих организаций автоматизация, несмотря на назревшую необходимость, видится в далекой перспективе. Тем не менее есть примеры успешного решения этой задачи.

Найти доступный вариант построения системы диспетчеризации специалистам из Владивостока помогло умение мыслить нестандартно. Идея заключается в создании независимой сети сбора данных на базе предприятия, устанавливающего и эксплуатирующего узлы учета тепловой энергии. Вместо того чтобы продавать своим клиентам дорогостоящий программно-аппаратный комплекс для личного пользования, здесь им предлагают услугу диспетчеризации как одну из сервисных опций. За разъяснениями о структуре и



Юрзин Юрьевич Богданов — исполнительный директор ЗАО «ВИРА»

работе системы мы обратились к исполнительному директору ЗАО «ВИРА» Юрзину Богданову.

Журнал «Главный энергетик» («ГЭ»): Юрзин Юрьевич, какими особенностями обладает используемая компанией система сбора и обработки данных, на основе каких решений она построена и как работает?

Юрзин Богданов (Ю.Б.): Информационно-аналитическая система «СКУТЕР» — это наша разработка, осуществленная совместно с ДВО РАН (Дальневосточное отделение Академии Наук). Ее промышленная версия была готова к работе в 2006 г. Ключевая особенность системы заключается в уникальных воз-

ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА

возможностях анализа ретроспективной информации, доступных всем нашим клиентам.

Если говорить о технике, то основу комплекса составляет универсальная программная платформа, которая содержит базу данных и полный набор средств для их систематизации и обработки. В базу с приборов учета поступают результаты измерений параметров теплоносителя. В дальнейшем эти данные используются для контроля работы тепловых систем и узлов учета, формирования аналитических и фискальных отчетов, построения необходимых графиков и диаграмм. Делается это с помощью независимых программных модулей, которые могут добавляться к системе по мере необходимости. Таким образом, используемая платформа является модульной и расширяемой. Система работает по технологии «клиент-сервер»¹. К единой базе данных клиентские приложения получают доступ по локальной сети, реализованной на базе протоколов TCP/IP² с использованием стандартных средств обмена данными ОС Windows. Мониторинг узлов учета осуществляется с использованием SCADA-системы³ Trace Mode 6⁴.

«ГЭ»: А что находится с другой стороны? Какие приборы учета вы устанавливаете своим заказчикам?

Ю.Б.: Мы работаем только с надежным, проверенным оборудованием. Чтобы построить эффективную систему диспетчеризации, нужны отказоустойчивые приборы учета с высоким классом точности. Кроме того, гораздо удобнее использовать современные решения, которые позволяют снимать данные различными способами. Поэтому мы советуем своим клиентам



Рис. 1. Вычислитель тепловой энергии Multical 601

приобретать качественное оборудование, и, нужно сказать, что это приносит плоды. Так, сегодня в составе системы работают приборы MULTICAL® (рис. 1). Вообще нужно заметить, что благодаря своим качест-

венным характеристикам теплосчетчики производства Kamstrup получили в Приморском крае широкое распространение: по нашим оценкам, порядка 1500 узлов учета в регионе построены на их базе.

«ГЭ»: Какие каналы передачи информации использует система?

Ю.Б.: Теоретически они могут быть самыми разными: начиная с ручного сбора данных на ноутбук абонента и заканчивая дистанционным автоматическим опросом через GSM, GPRS или ethernet-канал. На практике мы применяем в основном GSM-связь (рис. 2). Это никоим образом не связано с какими-либо особенностями работы системы. Дело в том, что рельеф местности у нас очень непростой, в основном сопки, поэтому сбор данных другими способами затруднен в силу географических особенностей региона.



Рис. 2. GSM-модем

«ГЭ»: А как ваши клиенты рассредоточены по региону и насколько они удалены от центра сбора информации?

Ю.Б.: Думаю, до 500 километров, возможно и больше. Рассредоточены произвольным образом. Если говорить с точки зрения административного деления, то это 10–12 районов, примерно половина Приморского края. Я имею в виду тех, кто подключен к системе, а так мы работаем по всей территории края.

Система охватывает различные объекты, которые мы обслуживаем: школы, больницы, детские сады, жилые дома, торговые комплексы, спортивные сооружения, котельные. Подключение к системе не подразумевает никакой иерархии. А вот на программном уровне возможно любое подразделение. База данных позволяет делать выборку по самым разным признакам: по источнику, по ответственному специалисту, по территориальному положению, по ведомствам и т.д.

¹ Клиент-сервер – сетевая архитектура, в которой устройства являются либо клиентами, либо серверами. Клиентом является машина, осуществляющая запрос (например, ПК), сервером – машина, которая обрабатывает этот запрос, производит необходимые вычисления, формирует ответ и отправляет его клиенту. Оба термина («клиент» и «сервер») могут применяться как к физическим устройствам, так и к программному обеспечению.

² TCP/IP (англ. Transmission Control Protocol/Internet Protocol) – собирательное название для сетевых протоколов разных уровней, используемых, в том числе, в сети Интернет.

³ SCADA (сокр. от англ. Supervisory Control And Data Acquisition) – система диспетчерского контроля и сбора данных.

⁴ Trace Mode – это SCADA-система широкого назначения, предназначенная для разработки крупных распределенных автоматизированных систем управления технологическими процессами. Trace Mode создана в 1992 г. фирмой AdAstra Research Group, Ltd (Россия) и к настоящему времени имеет свыше 15 000 инсталляций. Системы, разработанные на базе Trace Mode, широко применяются в энергетике и коммунальном хозяйстве России.

«ГЭ»: Вы сказали, что обслуживаете узлы учета, установленные в котельных. Речь идет об отопительных системах каких-то предприятий?

Ю.Б.: Нет, это несколько котельных КГУП «Примтеплоэнерго». Они расположены в разных городах, а перед головной организацией во Владивостоке должны отчитываться ежедневно. Поэтому им удобнее всего получать данные по каналу прямого доступа.

«ГЭ»: То есть фактически вы можете оказывать предприятиям (в том числе и теплосетям) услуги диспетчеризации на условиях аутсорсинга? Каковы ресурсы системы?

Ю.Б.: В принципе можем, почему нет. Сегодня к системе подключено всего порядка 250 абонентов, но разрабатывалась она с расчетом совсем на иные мощности. Мы можем одновременно обслуживать несколько тысяч узлов учета, расположенных на значительном удалении. Теоретически это число можно увеличить и до десятков тысяч, однако сегодня в регионе просто нет такого количества теплосчетчиков.

«ГЭ»: Каким образом производится сбор данных? Случаются ли сбои в работе системы?

Ю.Б.: Данные с приборов поступают в базу автоматически. Компьютеры ежедневно, по заданной программе, опрашивают приборы учета по GSM-каналу. Обычно это происходит ночью. Если где-то связь прерывается, то попытка дозвона производится несколько раз. Утром диспетчер видит, какие приборы так и не вышли на связь. Однако это еще не повод для тревоги. Проблемы могут быть обусловлены самыми разными причинами, в том числе погодными условиями. Если же ситуация повторяется и на следующий день, то попытка установить связь производится днем диспетчером. После 2–3 неудачных попыток мы связываемся с потребителем. Иногда оказывается, что на объекте просто нет электричества.

«ГЭ»: А как абонент может получить доступ к данным? Используете ли вы их сами и с какой целью?

Ю.Б.: Конечно, используем, ведь это наша работа. Мы контролируем работу приборов учета для анализа и выявления проблемных объектов: следим, чтобы не было превышения расхода, аварий и т.д. Кроме того, мы формируем ежемесячные отчеты, которые направляются и клиенту, и его поставщику тепловой энергии. То есть для них обоих все происходит автоматически, точно так же, как и в теплосетях с собственной системой диспетчеризации. Таким образом, пока все хорошо, наша работа невидима.

Если клиента интересуют детали, как, например, в случае с ведомственными группами объектов, то мы каждый месяц направляем ему подробный отчет с таблицами, графиками и диаграммами, где представлены все результаты, в том числе и экономические, в рублях.

Клиенты и сами могут получить доступ ко всем данным, причем в любой удобный момент. С этого отопительного сезона мы начали предоставлять всем абонентам услугу удаленного доступа к информации через наш сайт. Войдя под своим именем, абонент может посмотреть, например, графики теплопотребления за интересующий его период (рис. 3), сводные таблицы, техническую информацию по объектам, а также сформировать отчет для теплоснабжающей организации.



Рис. 3. График теплопотребления

«ГЭ»: Юрзин Юрьевич, наш заключительный вопрос просто не может быть иным, учитывая существующую на сегодня экономическую ситуацию. Рентабельны ли для потребителей сложные технические решения? Что дает компании использование системы?

Ю.Б.: Что касается потребителей, то здесь все очень просто. Если у них не будет возможности своевременно предоставлять отчетность тепловой компании, то счета им будут выставять по нормативу. Разница может составить более чем значительную сумму, причем не в пользу потребителя. Нужно сказать, что сейчас это хорошо понимают и в частных компаниях, и в государственных учреждениях. Например, в этом году мы получили заказ от большой государственной структуры на монтаж узлов учета на 15 объектах (рис. 4). Свой выбор заказчик остановил на приборах MULTICAL® 601, а это говорит о том, что энергосберегающие мероприятия проводятся не «для галочки». Стоимость же информационного обслуживания, по нашим подсчетам, составляет в среднем не более 5% от той экономии, которую приносит абоненту установка теплосчетчика.

Мы сами, благодаря использованию системы диспетчеризации, экономим время, человеческие и тех-

ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА

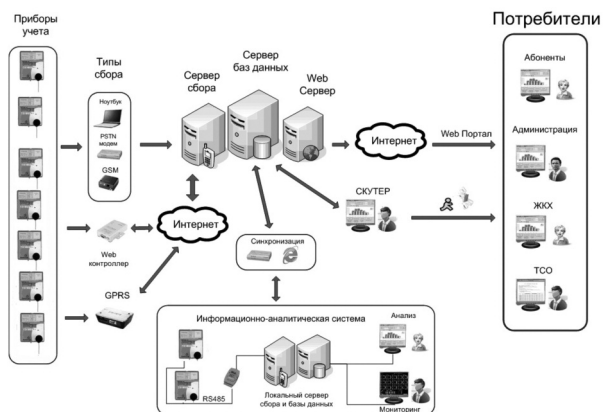


Рис. 4. Интеграция в систему крупных потребителей

нические ресурсы, а все это – живые деньги. Кроме того, сейчас мы располагаем возможностями, которых раньше не имели. Зимой, в непогоду, добраться до многих удаленных объектов можно в лучшем случае раз в месяц, поэтому ни о каком оперативном мониторинге не могло быть и речи.

Реализованное владивостокскими специалистами решение представляется сегодня не просто интересным, но по-настоящему революционным для российских

ского теплоснабжения с точки зрения экономической и организационной целесообразности. Действительно, для многих предприятий, теплоснабжающих компаний и муниципальных образований это единственная возможность получить в свое распоряжение по-настоящему эффективную систему учета тепла без значительных дополнительных затрат. Поэтому хочется надеяться, что полезная инициатива получит достойную поддержку, а новый опыт найдет применение и в других регионах страны.

Интервью подготовлено пресс-службой Kamstrup

Наша справка

С 1994 г. ЗАО «ВИРА» специализируется на разработке систем мониторинга, коммерческого и технологического учета и регулирования тепловой энергии, а также воды, пара, газа, пищевых и нефтепродуктов. Компания стала пионером по внедрению беспроводных технологий в сфере коммерческого учета теплотенергоресурсов в Приморском крае. Сегодня одним из основных направлений ее деятельности является проектирование, монтаж и последующая эксплуатация узлов коммерческого учета тепловой энергии для организаций Приморского края.

НОВОСТИ

«ИНСТИТУТ ТЕПЛОЭЛЕКТРОПРОЕКТ» ПОЛУЧИЛ ПАТЕНТ НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – «Институт Теплоэлектропроект» развивает и внедряет инновационные разработки на объектах электроэнергетики. В июле Институт запатентовал установку водяного пожаротушения силового масляного трансформатора. Получен патент на полезную модель № 82422.

Зapatентованная установка относится к стационарной противопожарной технике и обеспечивает защиту силовых трансформаторов на объектах энергетики. Применяемое в настоящее время оборудование стационарных автоматических установок пожаротушения для силовых масляных трансформаторов представляет собой многоярусное устройство с большим количеством оросителей. Это приводит к трудностям при их монтаже, эксплуатации и необходимости разборки в случае выкатки трансформатора.

Конструкция установки с фиксированным размещением лафетных стволов (поворотных в вертикальной и горизонтальной плоскостях пожарных стволов, монтируемых на опоре), разработанная и запатентованная специалистами «Института Теплоэлектропроект», позволяет значительно упростить существующую систему охлаждения силовых масляных трансформаторов, удобна в монтаже и эксплуатации и обеспечивает эффективное орошение всей поверхности трансформатора и маслоприемника с нормативной интенсивностью. За счет создания одного яруса орошения, предусмотренного в установке, уменьшается количество пусконаладочных операций при монтаже и регламентных работах, что приводит к удешевлению данного механизма пожаротушения.

Установки запатентованной модели и связанная с ними технология уже применяются «Институтом Теплоэлектропроект» на действующих объектах. Они смонтированы и работают на ТЭЦ-26 (ОАО «Мосэнерго») и Каширской ГРЭС (ОАО «ОГК-1»), заложены в основу проектов для Ивановских ПГУ (блок № 2) (ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»). Установки планируются к использованию и на других объектах энергетики.

www.elec.ru



НОВЫЕ ПРАВИЛА РОЗНИЧНОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В 2009 г. Комитет Госдумы РФ по энергетике провел круглый стол на тему: «Состояние и функционирование розничного рынка электрической энергии и мощности на территории РФ (правоприменительная практика федерального законодательства об электроэнергетике)».

За круглым столом представители Минэнерго РФ, Федеральной службы по тарифам, Федеральной антимонопольной службы, Некоммерческого партнерства «Совет рынка», ОАО «ФСК «ЕЭС России», ОАО «Холдинг МРСК», руководители региональных сбытовых компаний обсуждали сложившиеся проблемы в работе розничного рынка и пытались найти способы выравнивания ситуации.

В ходе обсуждения председатель комитета Государственной Думы РФ по энергетике Юрий Липатов подчеркнул: «Розничный рынок электроэнергии должен работать как часы, чтобы не возникало конфликтов между поставщиками и потребителями. Острая проблема – работа розничного рынка электроэнергии, в том числе уровень цен для потребителей, должна быть решена в кратчайшие сроки». По его словам, «одной из основных составляющих прошедшей в стране реформы электроэнергетики явилось создание оптового и розничного рынка электроэнергии и мощности. Эти рынки связаны между собой, и положение на оптовом рынке накладывает отпечаток на функционирование розничного рынка. Механизмы, положенные в основу функционирования этих рынков, на сегодняшний день работают в полную силу. Действующая модель рынка электрической

энергии и мощности разрабатывалась в расчете на устойчивый рост потребления. В условиях снижения потребления эта модель приводит к росту нерегулируемой цены».

Юрий Липатов подчеркнул: «Необходимо внесение изменений в действующие Правила функционирования оптового и розничного рынков электрической энергии. Эти изменения должны защитить потребителя от неконтролируемого роста цен на электроэнергию». Потребление электроэнергии в стране в среднем снизилось на 10% к уровню прошлого года, а по отдельным территориям, где высока концентрация предприятий черной и цветной металлургии, – до 40%. По состоянию на 15 февраля 2009 г. долги розничных потребителей перед гарантирующими поставщиками выросли до 100 млрд руб. против 49 млрд руб. на 1 ноября 2008 г. (начало постоянного мониторинга состояния расчетов на розничных рынках).

В последнее время задолженность розничных потребителей перед гарантирующими поставщиками несколько уменьшилась и составила на 9 апреля 2009 г. 86,6 млрд руб. За этот же период на оптовом рынке задолженность гарантирующих поставщиков выросла до 21 млрд руб., а перед сетевыми компаниями – с 2 до 16 млрд руб. Причинами нарастания задолженностей, помимо очевидных последствий кризиса в экономике, являются два специфических, именно для электроэнергетики, фактора:

♦ несовпадение базиса для расчета за заявленную мощность при расчетах за услуги по передаче электрической энергии и для расчета за фактическую мощность на оптовом и розничном рынках;

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

♦ тарифно-балансовые решения, принятые для сценария экономического роста, в то время как их исполнение проходит на фоне спада.

Генеральный директор ОАО «Смоленскэнерго-сбыт» Татьяна Цветкова акцентировала внимание собравшихся на тарифообразовании: «Сейчас очень остро стоит вопрос по тарифам. Своеобразная и во многом странная ситуация. Наша региональная энергетическая комиссия не установила тарифа между электрическими сетями и сбытовой компанией. Расчет с сетевиками происходит в зависимости от того, как с нами рассчитывается потребитель: если потребитель выбрал двухставочный тариф, мы по этому же тарифу рассчитываемся и с сетевой компанией. А сетевая компания, в свою очередь, выбирает одноставочный тариф. За первый квартал этого года выпадающие доходы составили 9,7 млн руб.». Превышение финансовых требований генерирующих и сетевых компаний над фактическими платежами потребителей розничного рынка – распространенная ситуация.

В результате анализа сложившихся в III квартале 2008 г. средневзвешенных свободных цен на розничных рынках выявлено повышение нерегулируемых цен для большинства энергосбытовых компаний. В частности, значительный рост средневзвешенных свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию наблюдается в Брянской, Орловской, Ивановской и Нижегородской областях. Как по одноставочным, так и по двухставочным тарифам наблюдается рост для небольших по объемам поставляемой электрической энергии сбытовых компаний до 200%. Для крупных компаний максимальный рост – до 70%.

Во многом эта ситуация вызвана сокращением доли электроэнергии, продаваемой по регулируемым ценам и завышением, в соответствии с прогнозом потребления свободных (нерегулируемых) цен на электроэнергию и мощность. По регулируемым ценам обеспечивается 100% потребления энергии населением. В результате даже бюджетные организации стали получать энергию по нерегулируемым ценам. Татьяна Цветкова считает, что прекратить рост задолженности сбытовых компаний перед «сетевиками» достаточно, предоставив возможность «сбытам» выбирать тариф, ориентируясь на предпочтения своих потребителей.

В проекте рекомендаций круглого стола сформулирован ряд рекомендаций, в частности:

♦ внести по итогам первого полугодия коррективы в утвержденные в августе 2008 г. тарифы на электрическую энергию и мощность, т.к. эти тарифно-балансовые решения были приняты в условиях роста потребления электроэнергии и включали значительную инвестиционную составляющую для создания новых мощностей в генерации электроэнергии, создания новых и модернизации существующих сетей и подстанций; а также внести необходимые изменения в постановления Правительства от 31 августа 2006 г.

№ 530 «Об утверждении Правил функционирования розничного рынка электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» и от 24 октября 2003 г. № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода», касающиеся правил работы розничного и оптового рынка электроэнергии в условиях общего падения производства в экономике и, соответственно, потребления электроэнергии. Кроме того, Комитет по энергетике инициировал создание рабочей группы совместно с Министерством энергетики, Министерством экономического развития, ФАС и ФСТ России по обсуждению и разработке изменений в действующие правила оптового и розничного рынков электроэнергии (мощности) с привлечением заинтересованных сторон. Глава комитета Госдумы РФ по энергетике Юрий Липатов обозначил, что предложения по усовершенствованию модели работы розничного рынка были вынесены на рассмотрение Госдумы к 1 июня. «А уже в сентябре – октябре провести парламентские слушания по этому вопросу», – резюмировал Юрий Липатов.

Ольга Воробьева, Energlan.info

Постановлением Правительства России от 10 мая 2009 г. № 411 внесены изменения в Правила функционирования розничных рынков электроэнергии. Данные изменения касаются только потребителей – юридических лиц. Порядок расчетов с гражданами-потребителями остается прежним. В соответствии с новым постановлением в Правилах функционирования розничных рынков изменены условия определения доли поставки электрической энергии по регулируемым ценам (тарифам) для потребителей с энергопринимающими устройствами, мощность которых превышает 750 кВА. Теперь доля поставки по регулируемым ценам будет определяться исходя из фактического потребления текущего, а не 2007 г. Для потребителей, рассчитывающихся по двухставочным тарифам, изменен порядок определения доли оплаты по регулируемым ценам (тарифам) ставки за мощность. В соответствии с внесенными изменениями она будет рассчитываться исходя из фактических объемов потребления мощности, а не из договорных объемов 2008 г., как предусматривали Правила ранее. Также постановлением правительства установлено, что фактическая величина мощности, приобретаемая покупателями на розничном рынке, определяется в порядке, установленном федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, исходя из фактического объема потребления электрической энергии в часы пиковой нагрузки, устанавливаемые системным оператором в рабочие дни расчетного периода. Постановление Правительства РФ от 10 мая 2009 г. № 411 применяется к правоотношениям, возникшим с 1 мая 2009 г.



В. Новоселов

КОМПРЕССОРЫ. ПОРШНЕВОЙ ИЛИ ВИНТОВОЙ?

В наши дни трудно себе представить промышленное производство, на котором бы не использовался сжатый воздух в качестве источника энергии.

Получение сжатого воздуха обеспечивают компрессоры, снабжающие им пневматический инструмент и различные механизмы. Сжатый воздух используется для наполнения баллонов и емкостей воздухом, для очистки, продувки и опрессовки трубопроводов, при проведении различных технологических операций в нефтегазодобывающей промышленности и т.д.

В современном строительстве и на дорожных работах широкое применение нашли мобильные компрессорные станции.

Старое поколение строителей еще хорошо помнит громоздкие и шумные поршневые компрессорные станции, смонтированные на двухосном прицепе.

Сейчас поршневые компрессоры со стройплощадок постепенно уходят в прошлое. Их место занимают компрессоры с винтовым элементом, хотя в производственных программах некоторых производителей поршневые компрессоры еще сохранились – у таких компрессоров есть свои плюсы.

ПОРШНЕВОЙ или ВИНТОВОЙ?

В случае, когда требуется малая производительность, поршневой компрессор наиболее предпочтите-

лен, поршневой компрессор отличается заметной дешевизной по сравнению с компрессорами других типов, относительной простотой производства, высокой ремонтпригодностью и широким спектром применения.

Поршневые компрессоры надежно работают в жестких условиях высокой загрязненности окружающего воздуха. В тех случаях, когда нужны большие объемы сжатого воздуха, на смену поршневым приходят современные винтовые компрессоры, не содержащие быстро выходящих из строя элементов. Они лучше приспособлены к длительным периодам работы. **Винтовые компрессоры** просты в обслуживании: их конструктивное исполнение предусматривает легкую замену отдельных узлов и деталей. Главное отличие – в полости сжатия отсутствуют клапаны и трущиеся детали, а винтовой блок, т.е. основная составляющая, чрезвычайно надежен. Компрессорные станции марки ЗИФ известны российским строителям на протяжении многих десятилетий.

Линейка ЗИФ (табл. 1) включает установки производительностью от 5,2 до 12 м³/мин с дизельным приводом и установки производительностью от 4 до 6,3 м³/мин с электроприводом.

Станции имеют простую и надежную конструкцию и могут работать в различных природно-климатических зонах, включая районы с высотой над уровнем моря до 1500 м.

ОБЗОР РЫНКА

В основу конструкции всех станций положены винтовые маслозаполненные компрессорные блоки производства завода «Арсенал». Усиленные элементы конструкции станций, такие как подшипники и уплотнения, обеспечивают срок службы винтового блока до 40 000 моточасов.

Компрессоры сконструированы для работы на широко распространенных недорогих отечественных горючесмазочных материалах и фильтроэлементах и имеют ремонтпригодную конструкцию.

Для привода дизельных станций используются дизели ММЗ. Семейство электрических компрессорных станций оснащается электродвигателями Ярославского электромоторного завода Eldin. Все станции имеют воздушное охлаждение встроенным вентилятором. Простая и надежная система управления и автоматических аварийных защит позволяет эффективно и безопасно эксплуатировать станции персоналом, не имеющим специального образования.

По выбору потребителя станции могут поставляться в безкузовном исполнении или с кузовом. На прицепные станции выдается ПТС (паспорт транспортного средства) или ПСМ (паспорт самоходной машины) для прохождения регистрации и получения государственного номера.

В 2008 г. появилась новая линейка мощных электрических компрессорных станций типа МЗА70 (рис. 1) производительностью 11, 12,5 и 16 м³/мин.

В отличие от прежних моделей они развивают большее конечное давление сжатого воздуха до 1 МПа и оснащены системой влагоотделения с концевым холодильником и фильтром-влагомаслоотделителем. На этих станциях применена новая система управления с использованием бортового компьютера, упрощающего работу машиниста. Кроме того, в 2008 г. проведена модернизация серийно изготавливаемых прицепных компрессорных станций.



Рис. 1. Компрессор МЗА

Теперь в соответствии с новым транспортным законодательством все прицепные компрессорные станции ЗИФ оснащаются тормозами наката фирмы Knott. Это повысит транспортную безопасность и увеличит разрешенную скорость буксировки до 70 км/час. Кроме того, станции будут оснащаться новыми клапанами: минимального давления, предохранительным и дроссельным улучшенной конструкции.

Компрессоры ПВ и НВ

Модельный ряд компрессорных станций включает модели с **винтовым компрессорным элементом**: с дизельным приводом производительностью от 6 до 15 м³/мин и с электрическим – производительностью 6 и

Таблица 1

Компрессоры ЗИФ

Модель	Рабочее давление (избыточное), минимальное/конечное, МПа	Производительность, м ³ /мин	Двигатель			Тип компрессорного элемента	Уровень звука (на расстоянии 7 м), дБ	Диапазон рабочих температур, °С	Масса сухой станции, кг
			модель, тип	мощность, кВт	расход топлива, макс/мин, кг/ч				
МЗА9-09 ЗИФ-ПВ6/0,7	0,35/0,7	6,3	дизель, Д-243-430	59,6	10,5	винтовой	96	-25...+40	1300
МЗА9-12 ЗИФ-ПВ8/0,7	0,35/0,7	8	дизель, Д-243-430	59,6	13,3	винтовой	98	-25...+40	1350
МЗА9-16 ЗИФ-ПВ6/07-Г	0,35/0,7	5,2	дизель, Д-243-657	59,6	10,3	винтовой	85	-25...+50	1350
МЗА9-50 ЗИФ-ПВ10/0,7	0,35/0,7	10	дизель, Д-245-1046	77	15,8	винтовой	98	-25...+40	1750
МЗА9-50-02 ЗИФ-ПВ10/0,7	0,35/0,7	12	дизель, Д-245-1046	77	16	винтовой	98	-25...+40	1750
МЗА19-10 ЗИФ-СВЭ5/0,7	0,35/0,7	5,2	электродв., А200М2У3	37	–	винтовой	90	-25...+40	460
МЗА19-11 ЗИФ-СВЭ-4/0,7	0,35/0,7	4	электродв., АИР180М2У3	30	–	винтовой	90	-25...+40	440
МЗА19-12 ЗИФ-СВЭ6,3/0,7	0,35/0,7	6,3	электродв., А2001_2У3	45	–	винтовой	90	-25...+40	470

Таблица 2

Компрессоры ПВ и НВ

Модель	Рабочее давление (избыточное), минимальное/конечное, МПа	Производительность, м³/мин	Двигатель			Тип компрессорного элемента	Уровень звука (на расстоянии 7 м), дБ	Диапазон рабочих температур, °С	Масса сухой станции, кг
			модель, тип	мощность, кВт	расход топлива, макс/мин, кг/ч				
ПВ-10/8М1	0,7	11,2	дизель, ЯМЗ-236	73,9	22,1	винтовой	85	-40...+45	3080
ПВ-15/7	0,7	15	дизель, ЯМЗ-236	97,5	28,8	винтовой	85	-40...+45	3250
ПВ-6/7	0,7	6	дизель, Д-243	48	н.д.	винтовой	85	-40...+45	1320
НВ-10/8М2	0,7	11,2	дизель, ЯМЗ-236	73	22,1	винтовой	85	-40...+45	2730
НВ-10Э	0,7	10	электродв., 4А250S4У	66	–	винтовой	85	-40...+45	1850
НВ-63	0,7	6	электродв., 5А2001.2У	44	–	винтовой	85	-40...+45	750

10 м³/мин (табл. 2). На дизельных станциях применяются отечественные двигатели **ЯМЗ** и **ММЗ**. Компрессорное оборудование монтируется на подрессорной двух-осной тележке или раме-салазках. Дизельные станции закрыты кузовом с откидывающимися щитами.

Компрессоры серий К, ВК, КТ

Поршневые компрессоры комплектуются электрическим приводом, однако выпускаются модели

с бензиновыми и дизельными двигателями, а также с приводом от вала отбора мощности трактора (табл. 3). Компрессоры выпускаются с ресиверами различной емкости. Поршневые компрессоры снабжаются специальным датчиком, отключающим двигатель до тех пор, пока давление в ресивере будет сохраняться выше установленного минимального уровня.

Благодаря использованию современных винтовых блоков **Rotorcomp** и **GHH-rand** винтовые компрес-

Таблица 3

Компрессоры серий К, ВК, КТ

Модель	Рабочее давление (избыточное), минимальное/конечное, МПа	Производительность, м³/мин	Двигатель			Тип компрессорного элемента	Уровень звука (на расстоянии 7 м), дБ	Диапазон рабочих температур, °С	Масса сухой станции, кг
			модель, тип	мощность, кВт	расход топлива, макс/мин, кг/ч				
К24М	0,6	0,5	электродв.	4	–	поршневой	85	+5...+40	130
К5	1	0,63	электродв.	5,5	–	поршневой	85	+5...+40	220
К6	1	1	электродв.	11	–	поршневой	85	+5...+40	270
КБ8М	0,65	0,55	бензин., УМЗ-341	5,8/7,5	2,5	поршневой	95/98	+5...+40	260
КД9	0,8	0,63	дизель, ТМЗ-450Д	8/10,5	2,3	поршневой	95/100	+5...+40	380
К37	0,8	1,2	дизель, 25LD425/2	14/19	5,1	поршневой	95/100	+5...+40	750
ВК-59	0,8	2,5	дизель, Д-120	22/30	6	винтовой	95/105	+5...+40	1100
ВК-70	0,8	5	дизель, Deutz F3M2011	36/48	7,2	винтовой	95/98	+5...+40	1110
КТ-16	1	1,5	вал отбора мощности	–	–	поршневой	85/105	+5...+40	980
КТ-16Э	1	1	электродв.	11	–	поршневой	85	+5...+40	980
ВК-68	1	3	электродв.	22	–	винтовой	85	+5...+40	750
ВК-69	1	5	электродв.	37	–	винтовой	85	+5...+40	850

ОБЗОР РЫНКА

соры отличаются экономичностью. Надо отметить, что линейка этих серий винтовых компрессорных станций в последние годы заметно расширилась. К прежним моделям, характеризующимся малой производительностью, добавились модели самого востребованного у строителей сегмента – производительностью 5 м³/мин: установка ВК-70 оснащена дизельным двигателем Deutz, а установка ВК-69 – электродвигателем. Ходовая часть передвижных компрессорных станций сертифицирована Госстандартом России (СС № РОСС RU.МТ22.В02746). Передвижные установки комплектуются регулируемым по высоте дышлом, а установки ВК-59 и ВК-70 дополнительно оснащены стояночным ручным тормозом.

Компрессоры серии KB

Компрессорные установки серии KB имеют привод от дизельного двигателя и оснащены винтовым компрессором (табл. 4).

Существуют передвижные варианты исполнения на шасси (одно- и двухосном) или на санях.

Компрессорные установки KB-25/10 (производительностью 25 м³/мин при давлении 1 МПа) и KB-20/16 (производительностью 20 м³/мин при давлении 1,6 МПа) не имеют аналогов, производимых на территории РФ и стран СНГ. В стандартном исполнении компрессорные установки предназначены для эксплуатации при температуре от +1 до +35°C. При установке предпускового подогревателя диапазон рабочих температур составляет от -35 до +35°C. В качестве привода компрессора используются дизельные двига-

тели с водяной или воздушной системой охлаждения, зарубежного (Deutz) или отечественного производства (ЯМЗ-236, ЯМЗ-238, Д-120, Д-245).

Компрессорные установки оборудованы системой непрерывного регулирования производительности, что гарантирует надежную и экономичную эксплуатацию. При увеличении расхода воздуха давление в маслоотделителе падает и наоборот. Это изменение давления в маслоотделителе воспринимается впускным клапаном, который обеспечивает автоматическое регулирование производительности компрессорной установки. Обороты дизеля увеличиваются, тем самым увеличивается производительность.

Компрессорные установки полностью автоматизированы, имеют систему безопасности с автоматическим отключением при отклонении от нормальных рабочих параметров. Компрессорная установка снабжена индикатором засоренности воздушного фильтра. Дополнительно компрессорные установки могут быть укомплектованы фильтрами очистки сжатого воздуха от масла и пыли.

Не так давно разработаны передвижные винтовые компрессорные установки с приводом от электродвигателя на шасси: **ДЭН-18Ш, ДЭН-22Ш, ДЭН-30Ш, ДЭН-37Ш, ДЭН-55Ш, ДЭН-75Ш, ДЭН-132Ш**. Ранее передвижные компрессорные установки были только с приводом от дизельного двигателя. На ближайшую перспективу планируется выпуск электрической компрессорной установки ДЭН-200ШМ на шасси. Для привода дизельных компрессорных установок в настоящее время внедряются двигатели Yanmar.

Таблица 4

Компрессоры серий KB

Модель	Рабочее давление (избыточное), минимальное/конечное, МПа	Производительность, м³/мин	Двигатель			Тип компрессорного элемента	Уровень звука (на расстоянии 7 м), дБ	Диапазон рабочих температур, °С	Масса сухой станции, кг
			модель, тип	мощность, кВт	расход топлива, макс/мин, кг/ч				
KB-3/8П	0,7	3	дизель, Deutz	24,2	10,78	винтовой	80	-15...+35	800
KB-5/10П	1	5	дизель, Deutz	35,3	10,78	винтовой	80	-15...+35	800
KB-8/16	1,6	8	дизель, ЯМЗ	132	н.д.	винтовой	80	-15...+35	2800
KB-10/10П	1	10	дизель, Д-245.12	90	н.д.	винтовой	80	-15...+35	
KB-12/10П	1,2	12	дизель, Deutz	103	н.д.	винтовой	80	-15...+35	1750
KB-12/12П	1,2	12	дизель, ЯМЗ	132	214	винтовой	80	+1...+35	2800
KB-20/16П	1,6	20	дизель, Deutz, ЯМЗ	243	н.д.	винтовой	80	-15...+35	4200
KB-25/10П	1	25	дизель, Deutz, ЯМЗ	243	н.д.	винтовой	80	-15...+35	4200

Компрессоры серии ВВП, ПКСД

На сегодняшний день являются самыми распространенными на строительных объектах России (табл. 5). Секрет столь высокой популярности кроется в первую очередь в доступной цене и высокой ремонтпригодности техники, базирующейся на отечественных комплектующих. Завод по-прежнему выпускает поршневые компрессорные станции серий ПКСД с дизельным двигателем и ПКС – с электрическим. В настоящее время также освоено производ-

ство компрессорных станций серии ВВП (рис. 2) с винтовым компрессорным элементом. Модельный ряд поршневых установок включает модели производительностью от 1,75 до 5,25 м³/мин, винтовых – от 4,5 до 15 м³/мин. Все модели выпускаются на одноосном шасси в трех вариантах: без тормозной системы и световой сигнализации; со световой сигнализацией; с тормозной системой и световой сигнализацией (в этом случае компрессорная станция является транспортным средством).

Таблица 5

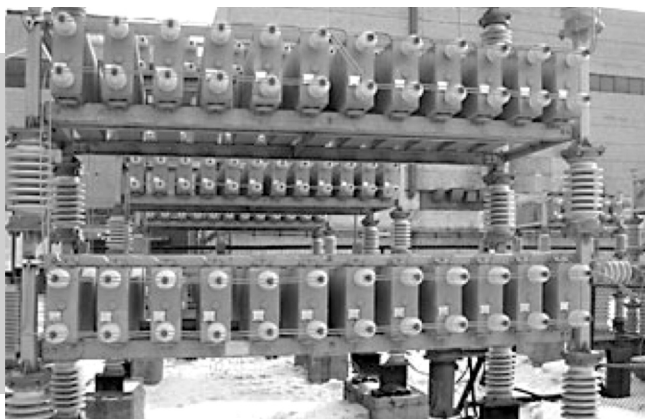
Компрессоры серии ВВП, ПКСД

Модель	Рабочее давление (избыточное), минимальное/конечное, МПа	Производительность, м³/мин	Двигатель			Тип компрессорного элемента	Уровень звука (на расстоянии 7 м), дБ	Диапазон рабочих температур, °С	Масса сухой станции, кг
			модель, тип	мощность, кВт	расход топлива, макс/мин, кг/ч				
ВВП-4,5/7	0,7	4,5	дизель, Д-144	44	6,3	винтовой	80	-40...+40	1300
ВВП-6/7	0,7	6	дизель, Д-144	44	10,5	винтовой	80	-40...+40	1400
ВВП-10/7	0,7	10	дизель, Д-245	74	16,5	винтовой	80	-40...+40	1600
ВВП-10/10	1	10	дизель, Д-245	86,2	17,5	винтовой	80	-40...+40	1600
ВВП-15/10	1	15	дизель, Д-740	176	25	винтовой	80	-40...+40	3450
ПКСД 1,75	0,7	1,75	дизель, Д-120	14	н.д.	поршневой	н.д.	-35 ...+40	1015
ПКСД 3,5	0,7	3,5	дизель, Д-144	29	8,2	поршневой	80	-35...+40	1300
ПКСД 5,25Д	0,7	5,25	дизель, Д-242	36,8	8,2	поршневой	80	-35 ...+40	1690
ПКС 3,5Д	0,7	3,5	электродв., АИР180М4	30	—	поршневой	н.д.	-35 ...+40	860
ПКС 5,25А	0,7	5,25	электродв., 4АМН180М4	37	—	поршневой	н.д.	-35 ...+40	1115



Рис. 2. Компрессор винтовой ВВП-10/7

Срок службы винтового компрессора составляет ориентировочно 40 000 ч работы, в то время как срок службы до капитального ремонта установки на базе поршневой компрессорной головки составляет 9000–12 500 ч работы.



КАК ВЫБРАТЬ АВТОНОМНУЮ ДИЗЕЛЬНУЮ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ

Своя автономная дизельная электростанция (ДЭС) – отличный выход для любой компании, которая не может (или не хочет) подключиться к промышленной сети. Осталось только определиться с моделью ДЭС, благо производители предлагают их любой разумной мощности.

Почему дизельная?

Единичная станция способна выдавать мощность от 7 кВт до 2,6 МВт (а при параллельной работе нескольких генераторов – до 60 МВт), имеет значительно больший моторесурс и недорого в эксплуатации, благодаря конструкции дизельного двигателя и стоимости топлива. Недостатки, как обычно, следуют из достоинств – это повышенная стоимость, относительно большой вес и габариты, а также шумность, но в условиях промышленного производства они не так существенны.

«Бензиновые электростанции больше 10 кВА применяются очень редко, а выше 16 кВА даже не изготавливаются, – утверждает **Олег Краевой, главный инженер ООО «Авангард-Центр» (г. Москва)**. – Причина – их абсолютная нерентабельность. Расход бензина при данных мощностях будет просто заоблачным. Если говорить о мини-дизельных электростанциях, то они приблизительно на 80% дороже бензинового аналога, а шум, вес и габариты больше на

10%. То есть до 10 кВА бензиновые станции еще остаются в выигрыше, но выше – уступают дизельным на порядок.»

Весь модельный ряд ДЭС применяется во всех отраслях промышленности – на производстве, в медицине, банках, службами МЧС и МО РФ, в строительстве. Контейнерная реализация позволяет эксплуатировать станцию в любых климатических условиях и широком диапазоне температур – от -60 до +50°C.

«Автономные источники электроснабжения находят широкое применение в нефте- и газодобывающей отраслях, в строительстве, в районах, где ощутима нехватка энергетических мощностей, – считает **Владимир Алексашкин, начальник технического отдела ООО «Компания Дизель» (г. Ярославль)**. – Применение дизельных электростанций позволяет создать собственную энергетическую инфраструктуру, обеспечить потребителей качественной электроэнергией, значительно снизить затраты на строительство линий электропередачи, снизить долю затрат на электроэнергию в себестоимости продукции. В последнее время наметилась тенденция использования ДЭС для аварийного электроснабжения таких жизненно важных объектов, как учреждения здравоохранения, образования, культуры, предприятий агропромышленного комплекса.»

Даже закупая топливо у сторонних производителей, можно **в 2 и более раз сократить расходы на 1 кВтч**, не оплачивая услуги важных и нужных посредников – биржи, диспетчера, сетевой и сбытовой компаний.

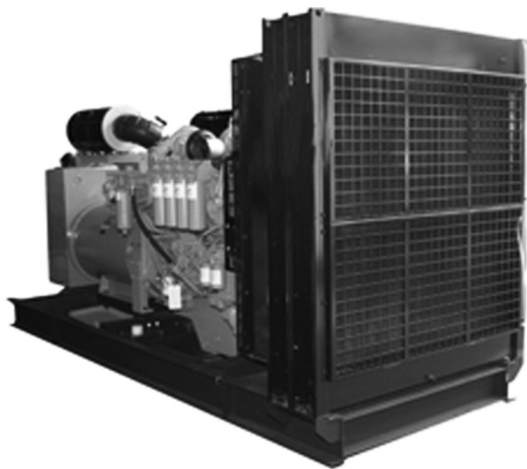


Рис. 1. Дизельная электростанция VibroPower VP2000P с двигателем Perkins

Мощь и мобильность

ДЭС состоит из дизельного двигателя внутреннего сгорания, синхронного электрогенератора переменного тока (дизель-генераторный агрегат, или установка – ДГУ). Агрегат и панель управления монтируются на стальной раме с антивибрационными демпферами. Также ДЭС оборудуется встроенным стальным топливным баком и подъемным кронштейном. Для безопасной работы, реализации функций автоматического резервирования и параллельной работы в состав станции обычно входят также устройства коммутации и защиты. ДЭС имеют различные исполнения – или открытые, или в шумозащитном кожухе (рис. 3), или в контейнере (при необходимости – крупногабаритном) (рис. 2), который для придания ДЭС мобильности может устанавливаться на собственное или прицепное автошасси (салазки).

«В ДЭС используются четырехтактные двигатели с 4–12 цилиндрами, – говорит **Владимир Алексахин**. – Двигатели оснащены стандартным набором обеспечивающих систем: запуска, регулирования частоты вращения, смазки, охлаждения, подачи воздуха, выхлопа, топливной и др. В качестве генераторной части ДЭС используются бесщеточные самовозбуждаемые синхронные генераторы, оснащенные регуляторами напряжения.»

«В отличие от автомашины, где скорость движения регулируется увеличением подачи топливовоздушной смеси в камеру сгорания двигателя, топливная аппаратура ДЭС должна обеспечивать стабильную скорость на выходном валу двигателя при изменении нагрузки, поскольку от этого зависит стабильность частоты тока, – рассказывает **Михаил Ковалев**, генеральный директор ООО «Энергокомплекс»

(представительство компании VibroPower в России). – Лучшие мировые производители ДЭС используют только электронные регуляторы скорости, обеспечивающие выходную частоту 50 Гц \pm 1–1,5%, что значительно ниже допустимого диапазона колебаний. К сожалению, в последнее время на российском рынке появились «электростанции», собранные на базе китайских дизельных двигателей, оборудованных механическим регулятором скорости. Данный продукт не выдерживает требований российского энергетического законодательства в области качества электроэнергии и продается на страх поставщика и риск заказчика.»

Наиболее широко применяемые в промышленных ДЭС генераторы – трехфазные, напряжением 400 В (но есть и до 660 В). Они способны обеспечить питание 90% техники, применяемой в России. В зависимости от типа нагрузки генератор может быть синхронным или асинхронным, но по причине относительной дешевизны особенно распространены асинхронные. Конструктивно генераторы также бывают одно- или двухпорные (для тяжелых условий работы).

Безопасную работу ДГУ обеспечивают устройства коммутации и защиты, в частности, от превышения предельной температуры двигателя, от снижения давления масла, уровня топлива и охлаждающей жидкости. «Для защиты генератора ДЭС от перегрузки и токов короткого замыкания электростанция должна быть оборудована устройством автоматического отключения, – считает **Михаил Ковалев**. – Наличие автомата защиты значительно упрощает подключение ДЭС к нагрузке и пусконаладочные работы. Международное энергетическое законодательство имеет более мягкие требования и допускает дистанционное расположение устройств защиты, поэтому многие мировые производители ДЭС не поставляют данные устройства в составе базовой комплектации.

Основа всех устройств коммутации и защиты ДЭС – контакторы соответствующего токового номинала. Современные дизельные электростанции ком-



Рис. 2. Дизельная электростанция АД200-Т400-2РК в утепленном контейнере «Север» на салазках

плектуются устройствами коммутации и защиты на базе контакторов ABB, Shneider Electric (Германия), Socomes (Франция), Terasaki (Япония).»

Промышленные ДЭС снабжаются блоком контроля и автоматики (БКА), который монтируется в навесном или выносном шкафу ЩУЭ, а также (опционально) автоматическим управлением вспомогательных подсистем ДЭС.

Управление станцией

На ДЭС применяются три степени автоматизации:

- ◆ пульт управления (старт, стоп, приборы для отображения параметров станции – напряжение, ток, частота) и автоматическое регулирование работы (первая степень);

- ◆ первая степень + БКА;

- ◆ первая степень + БКА + автоматика управления системами жизнеобеспечения ДЭС и дополнительными системами.

«БКА отслеживает параметры сети, автоматически запускает (останавливает) двигатель и подключает электроагрегат к нагрузке, переключает нагрузку и синхронизирует генератор с сетью, – рассказывает **Олег Краевой**. – Также БКА контролирует параметры выдаваемого электроснабжения и режим работы электростанции (межфазное напряжение, мощность, уровень заряда аккумуляторов и др.).»

БКА построена на базе программируемых логических контроллеров и позволяет управлять системами: рабочей вентиляции, рабочего и аварийного освещения, поддержания микроклимата в контейнере, первичного оповещения о пожаре, пожаротушения, дозаправки топливом и контроля его расхода, дозаправки моторным маслом, учета и распределения электроэнергии. Кроме того, по мнению Михаила Ковалева, «практически все мировые производители контроллеров ДЭС имеют в своей линейке продукты, обеспечивающие прием и передачу данных с электростанции на удаленный диспетчерский пункт посредством RS485/RS232/ModBUS/TCPIP протоколов, что позволяет значительно упростить эксплуатацию оборудования».

Автоматическая система запуска электростанции обязательна в случае использования дизельной электростанции в качестве резервного источника питания. ДЭС при этом может комплектоваться дополнительными топливными баками и устройствами автоматической подкачки масла (для низкокачественных двигателей). Для автоматической коммутации нагрузки на ДЭС при пропадании напряжения во внешней сети и обратной коммутации при его возобновлении используется автомат ввода резерва (АВР), который включает механическую, электрическую и программную блокировку одновременного включения внешней сети и ДЭС на нагрузку (защита от встречных токов).

Ведущий поставщик систем управления двигателями, генераторных установок, систем гидравличес-

кого запуска двигателей – Huegli Tech AG (Италия). Из российских можно отметить компанию «ИЭК», крупнейшего производителя электротехнической продукции, которая используется в АСУ. Также современные ДЭС комплектуются панелями управления на базе контроллеров Thompson Technologies (МЕС) (Канада), Deep Sea Electronics (Великобритания), ComAP (Чехия), IntelliSys (Франция) и Bernini (Италия).

Компания DATAKOM Electronics Ltd (Турция) специализируется на производстве малогабаритных модулей автоматизации для электрогенераторов с интегрированной панелью управления и дисплеем.

На рынке систем безопасности известна продукция Научно-внедренческого предприятия «Болид», которое производит технические средства охраны и контроля доступа, применяемые при комплектации ДЭС.

Почти синергия

Для стабильной работы ДЭС, оптимальных теплового режима и сжигания топлива нагрузка со стороны подключенных к ДЭС устройств, при длительной работе должна превышать ее активной (выходной) электрической мощности. Если это не всегда возможно или когда нагрузка колеблется в широких пределах, следует использовать так называемую параллельную систему дизельных генераторов, в которой может быть задействовано любое разумное количество агрегатов произвольной единичной мощности. Отключением их части достигается гибкость в производстве электроэнергии. Кроме того, **параллельная система увеличивает надежность ДЭС в целом** – если выходит из строя один из дизель-генераторов, можно чинить (или обслуживать) его без ущерба для потребителей, они даже не заметят перебоев в питании.

Параллельная система минимизирует первоначальные затраты на электроснабжение, ведь впоследствии всегда можно увеличить суммарную мощность ДЭС подключением к общей шине электростанции новых генераторных установок.

Реализация такой схемы требует дистанционного управления агрегатами со специализированного пульта с возможностью их синхронизации. «Для параллельной работы с внешней сетью и другими ДЭС (синхронизации) разработаны специальные контроллеры, – говорит **Михаил Ковалев**. – Они входят в состав панели управления ДЭС и обеспечивают параллельное включение до 24 электростанций на общую нагрузку при рассогласовании фаз менее 0,1%. Параллельную работу с внешней сетью и другими ДЭС, распределение нагрузки между ДЭС обеспечивает шкаф синхронизации».

Рис. 3. Дизель электростанция Pramac GBW 22 в кожухе, двигатель Cummins



На все случаи

По применимости в зависимости от мощности ДЭС можно разделить на следующие классы:

- ◆ 2–5 кВт – ручной инструмент (например, в дорожном строительстве);
- ◆ до 10 кВт – профессиональный инструмент;
- ◆ до 30 кВт – передвижная техника, небольшое строительство;
- ◆ до 100 кВт – строительство, резервное и автономное энергоснабжение небольших зданий;
- ◆ до 500 кВт – резервное и автономное энергоснабжение зданий, строительство;
- ◆ 500 кВт и выше – промышленное применение.

В данном случае используются только трехфазные ДЭС, причем потребление на разных фазах должно быть примерно равным (разница не более от величины потребляемой мощности) – это решается проектированием нагрузки.

«Выбор мощности дизель-генератора зависит от предполагаемых нагрузок, при этом необходимо учитывать их вид, – считает **Владимир Алексахин**. – Активные нагрузки – приборы, в которых вся потребляемая энергия преобразуется в тепло: электроплиты, обогреватели, утюги. Для определения мощности дизель-генератора в данном случае достаточно просуммировать мощности всех электроприборов с активным видом нагрузки и добавить 10–20%. Реактивные нагрузки, в свою очередь, подразделяются на индуктивные и емкостные. У реактивных потребителей энергия превращается не только в тепло – часть ее расходуется на другие цели, например на образование электромагнитных полей. Мерой реактивности выступает так называемый $\cos\varphi$, который указывает, сколько энергии преобразуется в тепло. Поэтому, чтобы подсчитать «реальное» потребление, нужно мощность разделить на $\cos\varphi$. Например, если на электродрели указано 600 Вт и $\cos\varphi = 0,7$, это значит, что инструмент реально будет потреблять от дизель-генератора $600:0,7 = 857$ Вт. Кроме того, каждый дизель-генератор имеет собственный $\cos\varphi$, который тоже надо учитывать. Допустим, если он равен 0,8, то для работы вышеназванного инструмента от электростанции потребуется $857:0,8 = 1071$ ВА.

Кроме того, необходимо принимать во внимание высокие пусковые токи. **Любой электродвигатель в момент включения потребляет энергии в несколько раз больше, чем в штатном режиме.** Стартовая перегрузка электростанции очень кратковременна, поэтому важно, чтобы дизель-генератор смог ее выдержать, не отключаясь и тем более не выходя из строя. К примеру, у погружного насоса в момент старта потребление может подскочить в 7–9 раз.»

В современных промышленных ДЭС применяют два номинала скоростей вращения ротора – 3000 об/мин (станции малой мощности) и 1500 об/мин (средняя и большая мощность). «Применение быстроходных двигателей связано с большей выходной

мощностью на большей скорости, в связи с этим бывает, что на электростанциях разных мощностей могут стоять одни и те же двигатели, настроенные на разную скорость, – рассказывает **Михаил Ковалев**. – Необходимо понимать, что при использовании быстроходного двигателя ресурс электростанции снижается вдвое. Применяемость таких ДЭС – резервная или кратковременная работа. Также существуют электростанции большой мощности (св. 2500 кВА) на основе дизельных двигателей со скоростью 1000, 750, 300 об/мин. Они предназначены для длительной постоянной работы в сверхтяжелых условиях, требуют больших капитальных затрат, особых условий эксплуатации и обслуживания». Можно добавить, что каждая из таких станций уникальна.

«Существенными различиями ДЭС с воздушным охлаждением и ДЭС с жидкостным охлаждением являются частота вращения двигателя и одновременная непрерывная работа, – уверен **Дмитрий Рудачинский, эксперт по ДГУ компании «Абитех»**. – Частота вращения напрямую влияет на ресурс ДЭС, а способ охлаждения – на непрерывность работы. Например, двигатель Lombardini станции Gesap (рис. 4) мощностью 4–30 кВА имеет воздушное охлаждение и частоту вращения 3000 об/мин. Электростанция Gesap с жидкостным охлаждением охватывают диапазон мощностей от 10 до 2250 кВА с 1500 об/мин – эти ДЭС могут служить основными источниками электроэнергии. Соответственно, ДЭС с воздушным охлаждением применяется в качестве источников электроэнергии в личном хозяйстве и на небольших строительных площадках.»

Наконец, при прочих равных условиях можно учесть габариты и вес станции (транспортбельность), ее стоимость, в том числе периодического обслуживания, наличие шасси. При желании ДЭС можно снабдить системой утилизации тепла, которая будет нагревать воду от выхлопных газов (в нее входят котел-утилизатор, трубопроводы, запорная и регулирующая арматура, клапаны, основной и резервный насосы, расширительные баки и блок автоматики со щитом внешних электрических соединений).

«Некоторые производители работают на локальные рынки, но основная масса стремится развивать международную сеть продаж, – считает **Михаил Ковалев**. – За исключением, пожалуй, Caterpillar и Cummins, все остальные производители ДГУ занимаются пакетированием, т.е. отверточной сборкой. Таким образом, для конечного потребителя название завода-изготовителя, нанесенное на раму или шильдик электростанции, с точки зрения ее функциональности имеет второстепенное значение. Условия по гарантии, услугам, условиям финансирования во всех российских компаниях-дилерах примерно одинаковы. При приобретении импортной электростанции следует в первую очередь обращать внимание на следующие технические моменты:

- ◆ модель двигателя и его происхождение;
- ◆ модель генератора и его происхождение;
- ◆ модель и функциональность контроллера панели управления;

◆ наличие в базовой комплектации всех необходимых дополнительных устройств для его эксплуатации (топливных баков, глушителя с компенсатором, автоматов защиты, устройств подогрева и т.д.)»

«Габариты электростанций одной мощности разных производителей примерно одинаковые, т.к. привязаны к размерам двигателей и генераторов, – говорит **Владимир Алексашкин**. – Стоимость также сопоставима и зависит от цены оборудования. Дешевая электростанция – признак использования китайских комплектующих. Они появились на рынке сравнительно недавно, и достоверной информации об их надежности и качестве крайне мало, хотя, по отзывам некоторых потребителей, качество китайских комплектующих оставляет желать лучшего.»



Рис. 4. Дизельный генератор Gesan DHAS 45 E

Купил – обслуживай

Техническое обслуживание (ТО) ДЭС включает регулярный технический осмотр и испытание компонентов системы, позволяющие сохранить гарантию на оборудование и избежать его серьезных поломок.

«Объем ТО и планово-предупредительных ремонтов должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния ДЭС, периодического ее восстановления и приведения в соответствие с меняющимися условиями работы, – утверждает **Владимир Алексашкин**. – Эксплуатационные жидкости и фильтрующие элементы применяются в со-

ответствии с руководством (инструкцией) по эксплуатации в зависимости от температуры окружающего воздуха.»

ТО включает все регламентные работы (порой свыше 30 мероприятий), которые предусмотрены заводом-производителем для конкретного режима работы электростанции, через установленную наработку моточасов: полный осмотр и диагностика работы ДГУ; замена расходных материалов; замена узлов и агрегатов, подверженных износу; протяжка соединений; диагностика работы электростанции под реальной нагрузкой.

«Регламент технического обслуживания ДЭС в основном связан с техническим обслуживанием дизельного двигателя, – говорит **Михаил Ковалев**. – В зависимости от применяемого на конкретной модели ДЭС двигателя средней межрегламентный интервал (время необслуживаемой работы) составляет 250–500 мото-часов. Современные дизельные

двигатели прекрасно работают на российском топливе, соответствующем стандарту ГОСТ 305-82. Завод – изготовитель двигателя дает рекомендации по применению смазочных масел – чаще всего это Shell, ESSO, ELF, Chevron, Mobil. Большинство импортных двигателей, в отличие от двигателей российского и китайского производства, не требуют долива масла при работе в межрегламентном интервале. Расходные материалы указываются в эксплуатационной документации на ДЭС – это, как правило, фильтры (масло, топливо, воздух) и ремни. Иногда, при длительных сроках эксплуатации, могут потребоваться дополнительные элементы.»

По мнению **Дмитрия Рудачинского**, «если содержание массовой доли серы в дизельном топливе марки «Л» не отвечает ГОСТу 305-82, то межсервисный интервал необходимо сократить. Производители двигателей рекомендуют устанавливать 250 моточасов, если содержание серы в применяемом топливе составляет более 0,5%, что соответствует российской действительности.»

Борьба за потребителя

ДЭС комплектуются дизельными двигателями как российских моторных заводов – ОАО «Автодизель» (ЯМЗ), Тутаевский Моторный завод (ТМЗ), так и зарубежных – «Минский Моторный завод» (ММЗ, Бела-



Рис. 5. Дизельные Электростанции типа АД 150

русью), Perkins (Англия), Volvo Penta (Швеция), Cummins, John Deere, Deutz, Detroit Diesel. Основные отечественные производители ДЭС выпускают продукцию на базе ММЗ (10–100 кВт), ЯМЗ (60–315 кВт) и ТМЗ (200–315 кВт), диапазон мощности зарубежных двигателей находится в пределах 100–1500 кВт. Импортные ДЭС могут также оснащаться двигателями (за исключением российских) Daimler Chrysler (MTU), Mitsubishi, Caterpillar.

Генераторы в российских ДЭС используются от ОАО «БЭМЗ» (серия БГ), ОАО «Электроагрегат» (ГС), Leroy-Somer (Франция), Vokuk, New Age Stamford (Великобритания), Mecc Alte (Италия). В зарубежных моделях применяются также генераторы (за исключением российских) Marelli (Италия) и Marathon (США).

ООО «Адверс» (г. Самара) производит воздушные отопители и жидкостные предпусковые подогреватели для двигателей. Широко используются водяные и масляные радиаторы, подогреватели и отопители ОАО «Шадринский автоагрегатный завод».

«В России и мире ДЭС производят большое количество фирм, – говорит **Олег Краевой**. – Линейный ряд станций по классу их мощностей одинаков практически у всех производителей, которые используют все имеющиеся двигатели известных брендов. Поэтому сравнивать экономичность ДЭС от разных производителей не имеет смысла. А размеры и стоимость станций разнятся в зависимости от конструктивных особенностей компоновок и ценовой политики производителя» (рис. 5).

Из-за кризисного сокращения инвестпрограмм сырьевых компаний и масштабов строительства малые энергетические объекты, в том числе ДЭС, уже не так востребованы, как в прошлом году. Чтобы выжить, поставщикам приходится идти на заключение долгосрочных контрактов с отложенными

платежами и одновременно удешевлять продукцию. В этой связи более устойчивыми представляются позиции тех из компаний, которые имеют в ассортименте ДЭС на основе отечественных двигателей и способны гибко комплектовать шкафы управления с сохранением необходимых функций.

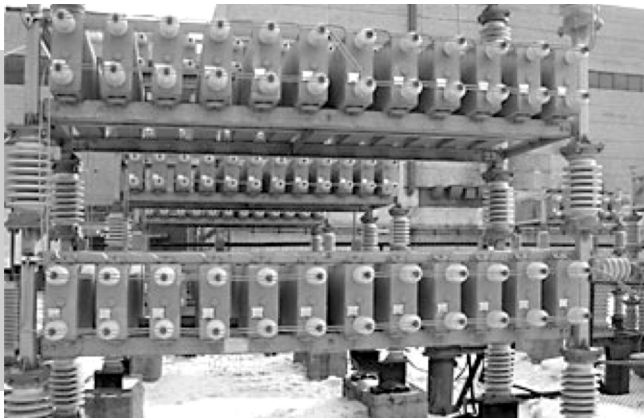
«Оценивая качество дизельных электростанций, можно разделить рынок РФ на три сегмента, – полагает **Михаил Ковалев**. – Во-первых, это электростанции для длительного использования, с высокими качеством изготовления и наработкой на отказ, развитым сервисным обслуживанием (например, Caterpillar). Во-вторых, ДЭС для длительного использования со средним качеством и высокой наработкой на отказ, средним сервисом («Электроагрегат» (г. Курск), «Автодизель» из Ярославля). И третий сегмент – ДЭС для кратковременного использования с невысоким качеством изготовления, низкой наработкой и слабым сервисом. Сюда можно отнести цеховых (гаражных) сборщиков электростанций из импортных (в т.ч. китайских) комплектующих, и китайских поставщиков. Они изготавливают свой продукт, опираясь на разовые поставки тех или иных основных комплектующих (что достали подешевле – из того и собрали).

Потенциал отечественного рынка ДЭС огромен. До осени 2008 г. по международным оценкам он составлял порядка 400 млн долл. США в год. За 2000–2007 гг. динамика роста рынка показывала ежегодное увеличение объемов продаж/услуг в среднем на 40%.»

«На сегодняшний день автономные дизельные электростанции мощностью от 7 и до 2000 кВт достаточно востребованы, – считает **Владимир Алексашкин**. – В России энергоёмкость валового внутреннего продукта в три раза выше, чем в странах Западной Европы, и в четыре раза, чем в США. Доля энергозатрат в себестоимости промышленной продукции составляет в среднем 18%, а в ряде отраслей – до 70%. По оценкам Минэнерго РФ, потенциал энергосбережения составляет 35–45% потребляемой энергии. Для производства такого количества энергии ежегодно затрачивается около 20 млрд долл. США. В таких экономических условиях эффективным решением топливно-энергетических проблем страны становится малая энергетика.»

Факт: собственные электростанции предприятий в России сейчас вырабатывают 5% от общего объема потребляемой электроэнергии, тогда как в Европе и США эта доля достигает 30%. Следовательно, несмотря ни на какие кризисы, малая энергетика еще скажет свое слово.

О. Никитин,
EnergyLand.info



А. Масловец,
технический директор
ЗАО «Энергопром»

О РЕГЕНЕРАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ И ИЗОЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ

Хорошо известно, что парк трансформаторов, эксплуатирующихся в настоящее время как в сетевых, так и в генерирующих компаниях, сильно состарился. Замена трансформаторов, отслуживших расчетный срок, не производилась давно. В то же время стоимость трансформаторов за последние годы значительно возросла, и поэтому нельзя ожидать поступления значительного количества новых трансформаторов для замены старых. В этой ситуации особое значение приобретает продление срока их службы.

Длительность работы трансформаторов определяется состоянием магнитопровода и целлюлозной изоляции, необратимые дефекты которых приводят к сокращению сроков жизни трансформаторов. Если срок жизни магнитопроводов практически неограничен, то старение целлюлозной изоляции происходит постоянно и значительно быстрее. Поэтому именно состояние целлюлозной изоляции определяет срок жизни трансформатора.

Естественное старение целлюлозной изоляции – процесс достаточно длительный, но в трансформаторе она подвергается воздействию факторов, ускоряющих этот процесс, – нагреву, воздействию влаги,

кислорода и наиболее активно – воздействию продуктов старения масла, которые концентрируются в целлюлозной изоляции.

Если:

а) нагревы в трансформаторах невелики, для того чтобы существенно ускорить процесс старения;

б) влагу в масле и целлюлозе можно достаточно эффективно убрать;

в) содержание кислорода без влаги не оказывает существенного ускоряющего воздействия, то наличие в масле продуктов старения кислотного и полярного характера выходит на первое место среди факторов, ускоряющих старение целлюлозной изоляции.

Необходимо отметить, что целлюлоза, являясь по сути фильтром для масла, отбирает и концентрирует на своей поверхности и в толще продукты старения масла. Можно говорить о том, что концентрации их в целлюлозе больше, чем в самом масле.

Таким образом, основной задачей продления срока службы трансформатора является задача очистки целлюлозы.

Эта задача состоит из двух подзадач:

◆ регенерации масла;

◆ промывки целлюлозной изоляции.

В настоящее время имеющиеся способы очистки целлюлозной изоляции недостаточно эффективны или требуют значительных затрат:

- ◆ Применение замены масла не решает задачи, поскольку в процессе непродолжительного времени часть продуктов старения из целлюлозной изоляции переходит в масло. Являясь катализаторами процессов старения масла, они быстро окисляют его и приводят к последующему возврату продуктов старения в целлюлозу. Таким образом, затраты на покупку нового масла не приводят к полному решению вопроса продления сроков службы трансформатора.

- ◆ Попытка улучшить состояние целлюлозной изоляции, проведя слив масла, его регенерацию и последующую заливку с точки зрения процесса очистки аналогична простой замене масла, т.е. не решает задачи полностью. Затраты на регенерацию масла, правда, меньше, чем на закупку нового.

- ◆ Выполнение промывки изоляции во время капитального ремонта. При ней чистым технологическим маслом осуществляется удаление продуктов старения с поверхности целлюлозы в основном за счет механического воздействия потока масла. Длительность обычного капитального ремонта и способ промывки – разбрызгивание – не позволяют обеспечить промывку изоляции в ее толще. Этот процесс оставляет продукты старения в толще изоляции. Однако это позволяет несколько дольше прослужить новому или регенерированному маслу после ремонта как за счет удаления части продуктов старения с поверхности, так и за счет относительно длительного процесса вымывания продуктов старения из толщи изоляции. Увеличения эффективности промывки можно добиться применением специальных моющих масел, обладающих эффектом вытягивания продуктов старения из целлюлозы, однако их стоимость высока, а для достижения полного эффекта очистки целлюлозы требуется в несколько раз увеличить сроки обработки трансформатора. Стоимость ремонтов с очисткой целлюлозы с применением моющих масел как наиболее эффективного метода доходит до 30% от стоимости трансформатора.

В поисках эффективного метода очистки изоляции с целью продления срока службы трансформаторов ЗАО «Энергопром» приобрело и опробовало установку E575R.

Эта установка является высокоэффективным комплексом для обработки масла – вакуумирования, фильтрации, сушки и регенерации (рис. 1, 2).

От других установок ее отличает то, что все эти работы она может осуществлять с маслом работающего трансформатора. Именно эта особенность делает установку наиболее эффективным инструментом при решении задачи очистки целлюлозной изоляции как технически, так и экономически.

Вибрации работающего трансформатора усиливают эффективность отмывки изоляции, а использо-

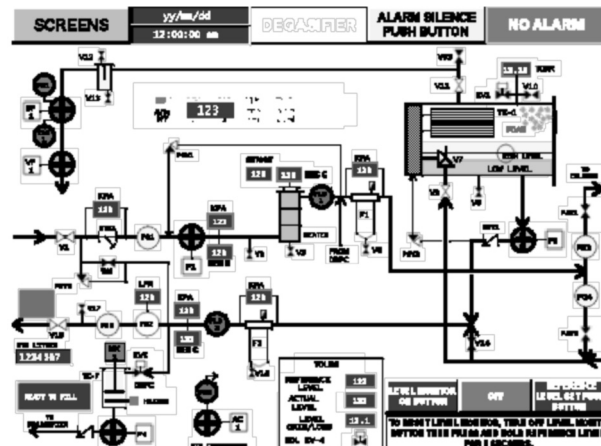


Рис. 1. Монитор дегазации

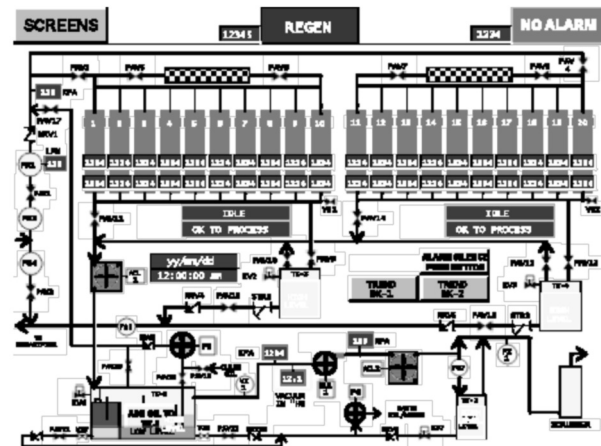


Рис. 2. Монитор регенерации

вание нагрузочных потерь трансформатора для дополнительного нагрева и доведения температуры масла в баке до 85–90°C (анилиновая точка) позволяет растворять и удалять из трансформатора шлам.

Рассмотрим, каким же образом установкой E575R решается поставленная задача.

Установка подсоединяется к трансформатору. Трансформатор находится в работе. Включается циркуляция масла через установку. Из трансформатора забирается загрязненное масло, оно проходит через регенерационные патроны, фильтры, дегазационную камеру. Очищенное, высушенное, дегазированное масло вбрасывается в трансформатор. Достаточно высокая скорость циркуляции масла (до 4 т/ч) приводит к механическому смыванию чистым маслом продуктов старения с поверхности изоляции. То, что масло заполняет полный объем трансформатора, приводит к более эффективному растворению маслом продуктов старения и в толще изоляции. Осушенное масло отбирает часть влаги с поверхности изоляции. Далее масло с вымытыми продуктами старения и частью влаги снова попадает в установку, где регенерируется, фильтруется, сушится, вакуумируется и снова попадает в трансформатор. Затем цикл повто-

ряется. Таким образом осуществляется многократная обработка всего объема масла трансформатора.

В процессе работы происходит снижение концентрации продуктов старения в масле трансформатора, т.е. в масле, поступающем на вход установки, что является критерием оценки процесса очистки изоляции.

Из всего сказанного выше ясно, что установка объединяет все имеющиеся в настоящее время способы очистки целлюлозной изоляции:

- ◆ заливку регенерированного масла;
- ◆ механическую промывку изоляции;
- ◆ объемное воздействие масла на целлюлозную изоляцию соответствует эффекту вымывания моющих масел;
- ◆ подсушку изоляции и масла;
- ◆ дегазирование масла;
- ◆ тонкую фильтрацию масла.

Другими словами, использование этой установки позволяет очистить оба компонента изоляции трансформатора: целлюлозу и масло.

Понятно, что относительно продолжительный процесс вымывания продуктов старения из толщи целлюлозной изоляции может сделать неэффективной длительную однократную обработку трансформатора установкой. Поэтому опыт эксплуатации этой установки в других странах показал целесообразность поэтапной обработки трансформатора – в несколько заходов. Это позволяет выполнить работы на большем числе трансформаторов и регулировать число обработок путем контроля за вымыванием продуктов старения из изоляции между обработками.

Кроме указанных установка E575R имеет ряд технологических, экологических, организационных и экономических преимуществ.

В табл. 1 приведены отличия и преимущества использования установки E575R для очистки изоляции трансформатора по сравнению с применяемым в настоящее время методом регенерации масла с использованием силикагеля или различных адсорбентов (полыгарскит, зикеевская земля и т.д.).

Таблица 1

Сравнение методов регенерации масла

При очистке изоляции трансформатора с использованием установки E575R Предлагаемый метод	При регенерации масла с использованием силикагеля или других адсорбентов Существующий метод
За счет непрерывной регенерации масла и циркуляции отрегенированного чистого масла в трансформаторе происходит промывка изоляции	Очищается только один компонент главной изоляции – масло
Увеличивается ресурс целлюлозной изоляции за счет вымывания из нее продуктов старения, приводящих к необратимой деструкции целлюлозы, а значит, и ресурса трансформатора	Эта задача не решается
Производится сушка, дегазация масла и частичная осушка целлюлозной изоляции путем циркуляции в трансформаторе сухого масла, которое получается на выходе его из установки	Не производится
Улучшаются изоляционные характеристики целлюлозной изоляции из-за подсушки ее циркулирующим сухим маслом и промывки поверхности	Эта задача не решается
Отсутствует необходимость	Необходимость слива масла из трансформатора
Эти расходы и операции отсутствуют	Необходимость организации временного маслохозяйства, что связано с транспортными расходами, потерями масла при его сборке-разборке, дополнительными затратами для обработки емкостей
Расход масла не превышает 1%	Часть масла – от 10 до 15% – остается в адсорбенте, что является дополнительным расходом
Одновременно идут процессы восстановления масла и очистки изоляции	Заливка регенерированного масла в трансформатор без очистки целлюлозной изоляции неэффективна. Параметры масла быстро ухудшаются
Применена эффективная фильтрация мелких механических примесей.	Зачастую в отрегенированном масле имеется значительное количество мелких (менее 5 мкм) механических примесей, которые являются полярными продуктами, сконцентрированными в себе кислые продукты старения масла. Использование масла с такими механическими примесями может даже ускорить процесс деструкции изоляции
Экологически безопасная регенерация адсорбента внутри установки	Необходимость утилизации адсорбента
Работа трансформатора не прекращается	Трансформатор отключен, необходимы дополнительные диспетчерские меры, растут затраты на транспорт электроэнергии, снижается надежность функционирования системы

Таким образом, установка E575R выполняет два вида работ:

Очистка изоляции трансформатора (целлюлозы и масла) путем циклической обработки трансформаторного масла непосредственно в его баке (рис. 3, 4, 5).

При очистке изоляции трансформатора (целлюлозы и масла) установкой выполняется:

- ◆ удаление продуктов старения из масла;
- ◆ промывка целлюлозной изоляции чистым маслом;
- ◆ сушка и дегазация масла;
- ◆ удаление поверхностной влаги из целлюлозной изоляции;
- ◆ восстановление необходимого содержания антиокислительной присадки;
- ◆ установка предусматривает возможность очистки изоляции трансформатора без его отключения.

Регенерация масла

При регенерации масла установкой E575R выполняется:

- ◆ регенерация масла;
- ◆ сушка и дегазация масла;
- ◆ восстановление необходимого содержания антиокислительной присадки.

Работы выполняются в маслохозяйстве из емкости в емкость.

При достижении параметров масла в трансформаторе, соответствующих характеристикам свежего масла после трех-четырех циклов обработки, можно гарантировать для трансформаторов старше 25 лет продление эксплуатации целлюлозной изоляции как минимум на 10 лет.

Длительность очистки изоляции трансформаторов, а значит, и цена определяются исходя из производительности установки, которая при очистке изоляции трансформатора составляет 1–2 т масла в час, объема масла в трансформаторе и необходимой кратности обработки масла.

Ценовая политика

Регенерация масла в маслохозяйствах производится по ценам, составляющим не более 50% от стоимости свежего масла (табл. 2).

Опыт внедрения установки

Объект обработки – трансформатор типа ТДТН-40000/110 № 113511 производства Запорожского трансформаторного завода, изготовлен в 1981 г. Имеет наработку 22 года.

Кислотное число масла из бака трансформатора составило 0,23 мг КОН/г.

Тангенс угла диэлектрических потерь масла из бака трансформатора составил при 90°С 56,5%.

Влагосодержание масла в баке трансформатора – 58 ppm.

Трансформатор имел низкое сопротивление изоляции и тангенс угла диэлектрических потерь более 1%.

Количество масла в трансформаторе – около 25 т. Во время очистки изоляции параметры масла в баке трансформатора определялись несколько раз.

1. После обработки приблизительно 17 000 л масла (около половины объема масла в трансформаторе) отобрана из бака трансформатора контрольная проба и испытана в лаборатории ОАО НИЦ «ЗТЗ-Сервис». Результаты показали, что процесс регенерации проходит эффективно. Показатели улучшились вдвое, несмотря на то что через установку пропущен не полный объем масла:

- ◆ Цвет улучшился на 1 балл (с 4,5 до 3,5).
- ◆ tgδ при 90°С с 56,5 снизился до 23,3%.
- ◆ Кислотное число снизилось с 0,23 до 0,104 мг КОН/г.

2. После обработки приблизительно 77 000 л масла, т.е. около трех объемов (циклов) в лаборатории ООО ЭК «Одессаоблэнерго» (Украина) получены следующие результаты испытания пробы масла из бака трансформатора:

- ◆ Цвет из коричневого стал желтым, прозрачным.
- ◆ tgδ при 90°С снизился до 1,36%.
- ◆ Кислотное число снизилось до 0,007 мг КОН/г.

3. После окончания обработки (обработано 83 823 л масла, практически ровно 3 объемам) в лаборатории НИЦ «ЗТЗ-Сервис» (Запорожье, Украина) получены результаты, которые сравниваются в табл. 3 с первоначальными данными.

Полученные результаты соответствуют требованиям к свежему маслу, залитому в трансформатор.

Параметры изоляции трансформатора, измеренные практически в дождь, улучшились вдвое.

Таблица 2

Расчет стоимости регенерации в зависимости от параметров масла

Параметры		tg 90			
		до 10%	10–15%	более 15%	
		0,2–0,25	50%	60%	70%
	КЧ	0,1–0,2	40%	50%	60%
		0,006–1	30%	40%	50%
Стоимость 1 т, руб.	38 500		19 250	23 100	26 950
			15 400	19 250	23 100
			11 550	15 400	19 250
Тип	Масла, т				
Трансформатор ТДТН-25000/110	24		462 000	554 400	646 800
			369 600	462 000	554 000
			277 200	369 600	462 000
Автотрансформатор АДЦТН-125000/220	60		1 155 000	1 386 000	1 617 000
			924 000	1 155 000	1 386 000
			693 000	924 000	1 155 000

Таблица 3

Параметры масла

Параметр	До обработки	После обработки
Цвет	4,5	2,5
Кислотное число	0,23	0,011
tgδ при 90°	56,5	1,276
Влагосодержание	58	14

Однако необходимо заметить, что при этой относительно краткой обработке в трансформаторе остались продукты старения, накопленные в целлюлозе, которые будут выделяться в масло трансформатора, ухудшая его показатели. Об этом свидетельствуют измеренный коэффициент поляр-

ности, коэффициент светопропускания. Это ожидаемый результат, который говорит о необходимости подхода к очистке изоляции трансформаторов как к профилактическому мероприятию, которое должно проводиться по показаниям и в определенные сроки.

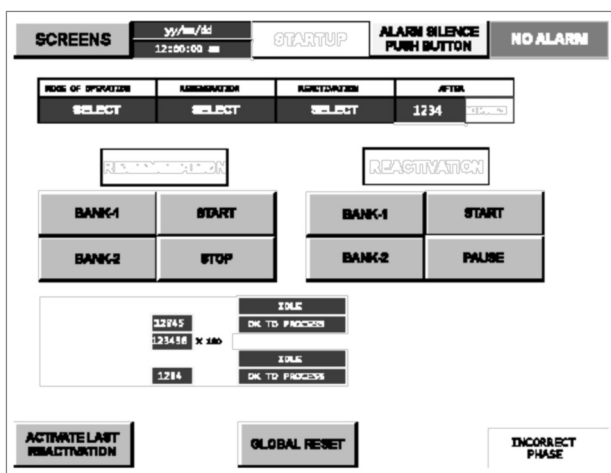


Рис. 3. Стартовый экран

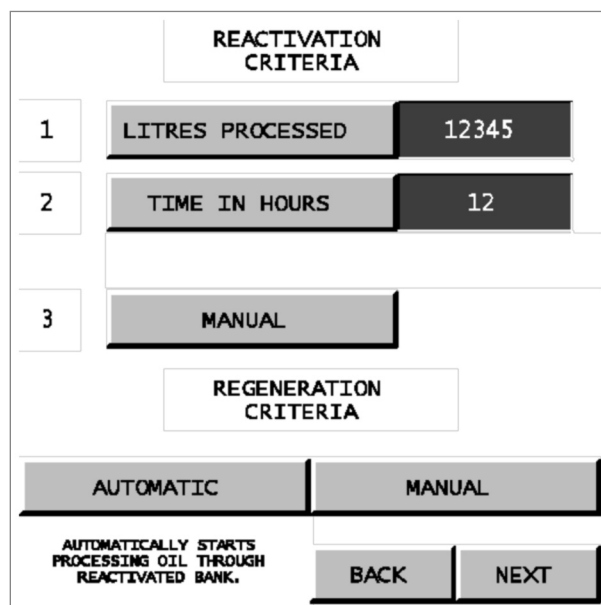


Рис. 4. Критерии реактивации

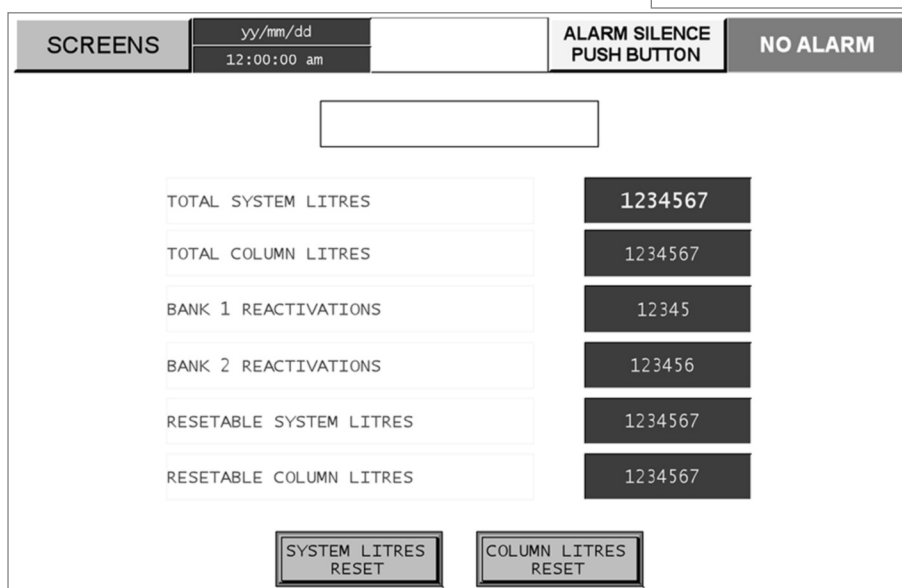
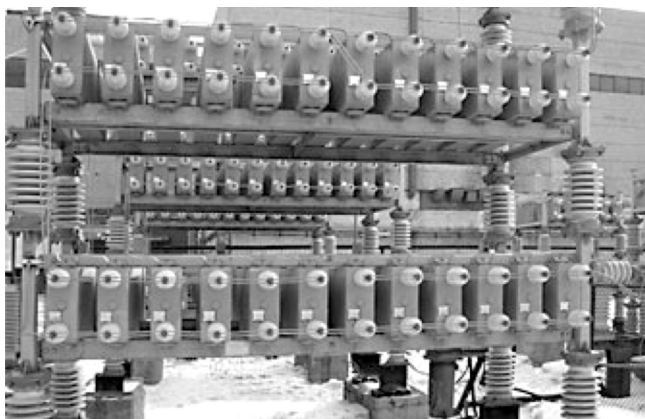


Рис. 5. Монитор статистики



Э.А. Киреева,
канд. техн. наук,
профессор Института
повышения квалификации
«Нефтехим»;
В.М. Пупин,
канд. техн. наук,
кафедра электроснабжения
промышленных
предприятий МЭИ (ТУ)

ПРИМЕНЕНИЕ БЛОКОВ КАСКАДНОГО САМОЗАПУСКА И УСТРОЙСТВ ЗАДЕРЖКИ ОТПАДАНИЯ ПУСКАТЕЛЕЙ И КОНТАКТОРОВ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 0,4 кВ

Магнитные пускатели и контакторы являются широко используемыми коммутационными аппаратами в системах электроснабжения напряжением 0,4 кВ.

К настоящему времени различные типы этих аппаратов выпускают как отечественные, так и зарубежные производители. Причем и контакторы, и магнитные пускатели имеют определенную область применения, определенное климатическое исполнение и, следовательно, могут надежно работать в условиях, соответствующих этим исполнениям.

В разделе «Условия эксплуатации» производитель, как правило, должен указывать следующие параметры:

- ◆ температуру окружающей среды;
- ◆ относительную влажность воздуха;
- ◆ высоту над уровнем моря;
- ◆ среду эксплуатации;
- ◆ вибрационные нагрузки;
- ◆ рабочее положение;
- ◆ степень защиты;

◆ вид климатического исполнения.

На эти параметры потребителю необходимо обращать самое пристальное внимание, так как именно в этих условиях гарантируется надежная работа тех или иных устройств.

Однако не все производители в сопроводительных документах указывают полностью приведенные выше условия эксплуатации, а дают только их часть.

Важными характеристиками любого электрооборудования являются также показатели надежности и, в частности, наработка на отказ.

В немногих каталогах на поставляемое электрооборудование, где указываются технические характеристики, а также достоинства и преимущества данного электрооборудования, производитель дает сведения по этому показателю.

Для магнитных пускателей и контакторов важна также такая техническая характеристика, как напряжение отпадания $U_{отп}$. Точно указать величину этого напряжения практически нереально, поэтому в каталогах дается, как правило, напряжение отпущения в

виде доли от $U_{НОМ}$ или U_C (например, $U_{ОТП}$ не менее $0,7U_C$, где U_C – напряжение сети).

Экспериментальные исследования напряжения отпущения показывают, что для каждого вида пускателя и контактора диапазон $U_{ОТП}$ достаточно широк. Если учесть, что проверяется на $U_{ОТП}$ не каждый пускатель и контактор в отдельности, а только определенная выборка, то станет понятным, что ориентация на такие каталожные данные не всегда приводит к положительным результатам.

О важности $U_{ОТП}$ можно судить по следующему классическому примеру. Во внешней сети напряжением 110 кВ произошло двухфазное КЗ, ликвидированное через 0,25 с. Непосредственно оно не отразилось на работе технологических агрегатов и электродвигателей 6 кВ. Но привело к отпаданию магнитных пускателей электродвигателей 0,4 кВ маслососов мощностью 3 и 7 кВт, обслуживающих технологические агрегаты. Следствием останова маслососов явилось отключение синхронных двигателей мощностью 2000 и 3900 кВт, приведшее к расстройству технологического процесса производства.

Качество электроэнергии также влияет на работу магнитных пускателей. Так, при значительных колебаниях напряжения (более 15%) возможно отпадание контактов магнитных пускателей с соответствующим отключением работающих двигателей.

Поэтому в условиях эксплуатации необходимо вести оперативный контроль качества электроэнергии и в случае отклонения показателей качества электроэнергии от норм принимать соответствующие меры.

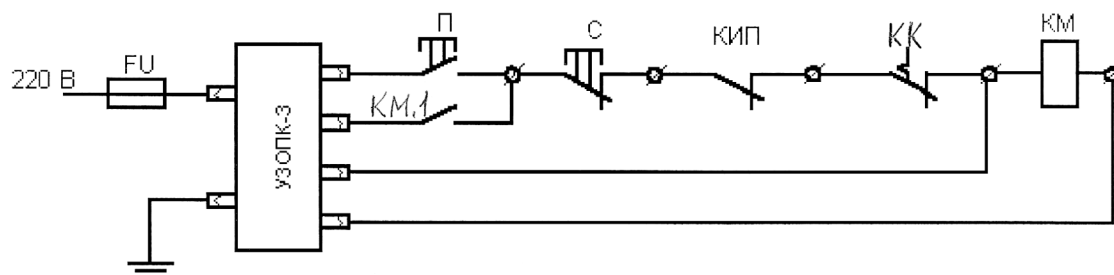


Рис. 1. Типовая схема включения устройства задержки отпадения пускателей и контакторов УЗОПК-3: П – кнопка «ПУСК»; С – кнопка «СТОП»; КИП – технологические защиты; КК – электрические защиты (тепловая защита); KM.1 – блок-контакт пускателя; KM – катушка пускателя

При исчезновении напряжения питания начинается отсчет предварительно заданного времени удержания. При этом якорь катушки находится в притяннутом состоянии (питается за счет заряженной емкости). Если в течение этого времени происходит возобновление электропитания, продолжается нормальная работа схемы. В случае, когда напряжение пропало на срок, превышающий заданное время, происходит отпадение якоря.

Подключение устройства УЗОПК-3 к внешней схеме осуществляется через выходной разъем. В комплекте на 5 устройств предусмотрена заглушка

Ниже приведены сведения об устройствах задержки отпадения пускателей и контакторов типа УЗОПК-3, контроллерах серии КМП, а также о блоках каскадного самозапуска серии БКС, поставляемых НПУП «Электромашпром» (в г. Москве эту продукцию представляет ООО «Трансфера»):

а) устройство УЗОПК-3 предназначено для удержания в притяннутом (сработанном) состоянии якоря пускателя или контактора во время кратковременного (на время работы АВР или АПВ) исчезновения или просадки напряжения питания 0,4 кВ.

Устройство УЗОПК-3 применяется в случаях, когда на время перерыва питания требуется сохранить замкнутое состояние блок-контактов пускателя (контактора) для предотвращения работы технологических защит (различного рода блокировок), замкнутое состояние силовых контактов (питание электродвигателя пониженным напряжением до $0,55U_{НОМ}$ при близких КЗ или тяжелых пусках) или оставить якорь электромагнитной блокировки в притяннутом состоянии.

Включение в работу (срабатывание) и удержание катушки контактора (пускателя) осуществляется от устройства УЗОПК-3. При нажатии кнопки «СТОП», работе технологических (контакты КК) или электрических защит (контакты теплового реле РТ) происходит мгновенное отключение пускателя или контактора.

На рис. 1 приведена типовая схема включения задержки отпадения пускателей и контакторов устройств УЗОПК-3.

разъема подключения, позволяющая дежурному персоналу осуществить быстрый возврат к прежней схеме питания катушки от сети.

Применение устройств УЗОПК-3 позволяет сохранять технологические схемы работы во время перерывов в электроснабжении, облегчает самозапуск электродвигателей на выбеге, снижает затраты на возобновление режимов работы основного оборудования.

Технические характеристики устройства УЗОПК-3:

Напряжение питания, В	220
Диапазон регулирования тока катушки (тока удержания якоря), мА	100–600

Диапазон регулирования времени удержания, с	1–5
Габариты, мм	180x94x81
Масса, кг	0,6

Широкий диапазон регулирования тока катушки позволяет подключать устройство УЗОПК-3 к катушкам напряжением 220–380 В и осуществлять удержание, начиная с пускателей 2-го габарита и заканчивая контакторами 5-го габарита для питания двигателей 250 кВт;

б) контроллер КМП-5 обеспечивает удержание якоря магнитного пускателя при перерыве электроснабжения продолжительностью до 2,5 с при сопротивлении катушки магнитного пускателя постоянному току не менее 50 Ом.

Контроллер КМП-3 обеспечивает удержание якоря магнитного пускателя при перерыве электроснабжения продолжительностью до 2,5 с при сопротивлении катушки магнитного пускателя постоянному току не менее 150 Ом. Пределы регулирования уставки допустимой длительности перерыва электроснабжения – от 0 до 2,5 с с шагом 0,1 с.

Контроллер контролирует напряжение сети U_C в диапазоне от 200 до 420 В с погрешностью не более $\pm 5\%$. Пределы регулирования уставки порогового напряжения $U_{\text{МИН}}$ – от 0 до 400 В с шагом 2 В.

Контроллеры регистрируют продолжительность перерывов электроснабжения от 0,1 до 2,5 с с погрешностью не более $\pm 0,05$ с.

Габариты контроллера КМП-5 – не более 70x180x135 мм.

Контроллеры предназначены для обеспечения бесперебойной работы низковольтных (0,4 кВ) асинхронных электродвигателей и других электроагрегатов при кратковременном (до 2,5 с) снижении напряжения питающей сети ниже установленного уровня $U_{\text{МИН}}$ (перерыве электроснабжения). Бесперебойная работа обеспечивается путем удержания якоря магнитного пускателя агрегата за счет накопленной контроллером энергии в течение заданного интервала времени, регулируемого в пределах от 0,1 до 2,5 с. Контроллеры регистрируют перерывы электроснабжения в сети и сохраняют в памяти информацию о количестве перерывов, зафиксированных с установленного времени. Контроллеры регистрируют минимальный уровень снижения напряжения, продолжительность, дату и время до восьми последних по времени перерывов электроснабжения. Контроллер КМП-5 работает с магнитными пускателями от 0 до 5 величины с катушкой включения на переменное напряжение 380 В при сопротивлении катушки постоянному току не менее 50 Ом. Контроллер КМП-3 работает с магнитными пускателями от 0 до 3 величины с катушкой включения на переменное напряжение 380 В при сопротивлении катушки постоянному току не менее 150 Ом. Возможно изготовление КМП-3 для переменного напряжения 220/380 В при сопротивле-

нии катушки 120 Ом. Питание контроллеров осуществляется от сети переменного тока напряжением от 380 ± 38 В частоты $50 \pm 0,4$ Гц. Контроллеры изготовлены в исполнении УХЛ категории 3.1 и предназначены для работы при температуре окружающей среды от -10 до $+40^\circ\text{C}$ при относительной влажности до 95%. Контроллеры обслуживаются беспроводным пультом управления ПУ-04, который входит в комплект поставки по требованию заказчика. Пульт обеспечивает считывание информации с контроллеров, а также используется для их программирования. Один пульт может обслуживать любое количество контроллеров;

в) блок каскадного самозапуска БКС-1 предназначен для повторного включения в работу пускателей и контакторов после кратковременного (на время работы АВР или АПВ) исчезновения или просадки напряжения питания 0,4 кВ с заданной выдержкой времени с момента появления сигнала разрешения EN (например, напряжения питания). Это позволяет разнести во времени пуски двигателей на секции 0,4 кВ.

Простота подключения БКС-1 позволяет применять его в различных существующих или вновь монтируемых схемах управления пускателями или контакторами двигательных или других нагрузок. Применение БКС-1 не требует дополнительного длительного удержания или фиксации сигнала отключения для предотвращения повторного несанкционированного включения.

БКС-1 производит включение отпавшего пускателя или контактора по истечении задаваемого времени с момента появления сигнала разрешения пуска EN (~220В). В качестве сигнала разрешения включения может использоваться напряжение сети, момент включения какого-либо электродвигателя и т.д. При этом обеспечивается облегченный режим работы секционного трансформатора при разнесенном во времени самозапуске электродвигателей. Все это позволяет сохранить технологическое оборудование в работе во время перерывов питания, что особенно важно для непрерывных процессов, т.к. исключает потери времени и электроэнергии на их восстановление. Устройство БКС-1 обеспечивает:

- ♦ контроль восстановления напряжения сети (выше $0,8U_{\text{НОМ}}$);
- ♦ контроль включенного положения пускателя или контактора;
- ♦ контроль наличия сигнала разрешения включения EN;
- ♦ мгновенное АПВ при перерыве питания до 0,2 с;
- ♦ дискретную регулировку времени разрешенного АПВ с момента исчезновения сети (0–15 с с дискретностью по 1,0 с, переключатели установлены на плате);
- ♦ дискретную регулировку времени включения с момента появления сигнала разрешения пуска EN

(0–15 с с дискретностью по 1,0 с, переключатели установлены на плате);

- ◆ подачу импульса включения 0,7 с;
- ◆ светодиодную индикацию режимов работы устройства БКС-1 – режим ожидания включения, включенное состояние пускателя (контактора), отсчет разрешенного времени АПВ, работа выходного реле;
- ◆ запрет на подачу импульса включения после отключения пускателя (контактора) технологическими или электрическими защитами, кнопкой «СТОП» и т.д.;
- ◆ антидребезг отключающих контактов в течение 0,1 с.

Известно, что самозапуск электродвигателей представляет собой режим, возникающий после кратковременного перерыва и автоматического восстановления электроснабжения. Самозапуск электродвигателей необходим для обеспечения устойчивости технологических процессов непрерывных производств при аварийных ситуациях в системе электроснабжения, вызванных, например, КЗ или кратковременными перерывами питания.

Двигатели, участвующие в самозапуске, при кратковременных перерывах электроснабжения от электрической сети не отключаются.

Длительность перерыва в электроснабжении в зависимости от конкретных условий составляет от десятых долей секунды до 1–2 с, и большинство двигателей не успевает затормозиться до полной остановки. Как правило, в режиме самозапуска участвуют несколько двигателей, т.е. в этом случае самозапуск является групповым. Поэтому снижение напряжения электрической сети при самозапуске больше, чем при пуске двигателей.

Устройства серии БКС разносят во времени самозапуск электродвигателей. Напряжение питания БКС-1 составляет 220 В (50 Гц), габариты 130x95x98 мм. На рис. 2 дана схема включения устройства БКС-1М с катушкой напряжением 220 В.

Схема включения с контактами отключения после цепей самозапуска, показанная на рис. 2, применяется в энергетике;

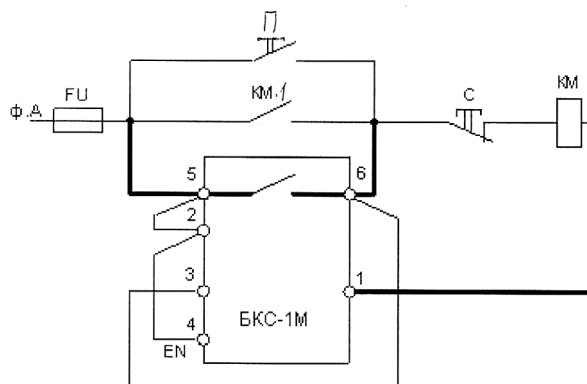


Рис. 2. Схема включения устройства БКС-1М с катушкой напряжением 220 В и задержкой на включение с момента появления напряжения сети (кнопка «СТОП» позади)

На рис. 3 дана схема включения устройства БКС-1 с катушками 220, 380 В.

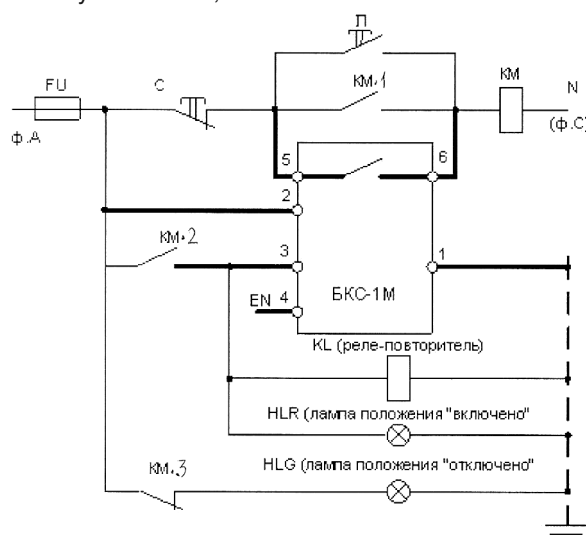


Рис. 3. Схема включения устройства БКС-1 с катушками 220, 380 В

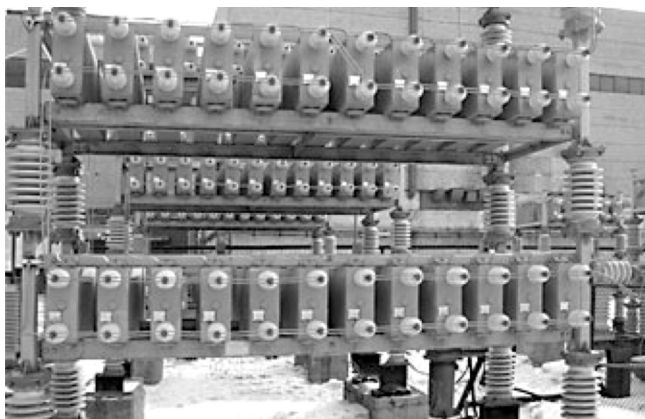
г) блок каскадного самозапуска БКС-Авт предназначен для работы с контакторами и автоматическими выключателями, имеющими отдельные катушки включения и отключения (электрический привод выключателя, независимый расцепитель).

Блок БКС-Авт имеет встроенную защиту минимального напряжения с регулируемой выдержкой времени срабатывания, выходное реле отключения с предварительно заряженной емкостью, выходное реле включения, светодиодную индикацию режимов работы и заряда емкости.

Во время кратковременного (на время работы АВР или АПВ) исчезновения или просадки напряжения питания 0,4 кВ с заданной выдержкой времени производит отключение контактора (автомата). После восстановления напряжения питания блок БКС-Авт повторно включает в работу контактор (автомат) с заданной задержкой. Это позволяет сохранить технологическое оборудование в работе во время перерывов питания, разнести во времени пуски двигателей на секции 0,4 кВ, обеспечить облегченный режим работы секционного трансформатора.

Технические характеристики блока БКС-Авт:

- ◆ номинальное напряжение питания – 220 В + 10%;
- ◆ диапазон разрешенного времени исчезновения сети – 1–16 с, дискретность задания – 1 с;
- ◆ диапазон времени задержки отключения – 0,5–2,0 с, дискретность задания – 0,5 с;
- ◆ диапазон времени задержки включения – 0,5–15 с, дискретность задания – 1 с;
- ◆ выходной релейный контакт – 500 В, 5 А переменного тока;
- ◆ габариты – 180x94x81 мм;
- ◆ масса – 0,6 кг.



А.Б. Буре, канд. техн. наук;
И.Г. Буре, канд. техн. наук;
И.М. Хевсуриани,
канд. техн. наук,
МЭИ (ТУ)

СИЛОВЫЕ ГИБРИДНЫЕ ФИЛЬТРЫ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ОБСТАНОВКИ В ПРОМЫШЛЕННЫХ СЕТЯХ

В промышленных электрических сетях подключение потребителей с нелинейными вольт-амперными характеристиками вызывает искажение синусоидальной формы кривых тока и напряжения. В этом случае переменный ток (напряжение) кроме основной гармоники 50 Гц содержит и гармоники более высоких порядков, кратность которых зависит от вида нелинейной нагрузки. Так, индукционные печи с тиристорными преобразователями частоты и электроприводы с вентильными преобразователями вызывают появление гармоник 5, 7, 11, 13 порядков, дуговые печи – гармоники 2, 3, 4, 5, 7, 9 и более высоких порядков, сварочные установки переменного тока – гармоники 3, 5 и 7 порядков.

Высшие гармоники в питающем напряжении вредно воздействуют на ряд приемников электрической энергии. Появляются дополнительные потери в электрических машинах, сетях и трансформаторах,

пропускная способность которых снижается. Значительно сокращается срок службы изоляции электрических двигателей, кабелей и конденсаторов. Появляется вероятность возникновения резонансных явлений в сетях с батареями конденсаторов, что часто является причиной выхода последних из строя. Ухудшается работа устройств автоматики, телемеханики и связи, значительно возрастают погрешности измерительных приборов и различного рода датчиков. Высшие гармоники часто являются причиной сбоев в работе вычислительных машин, систем управления вентильными преобразователями и автоматических регуляторов.

Нелинейные нагрузки потребляют из сети значительную реактивную мощность. Дефицит реактивной мощности и генерация в сеть высших гармоник приводят к ухудшению таких показателей качества электрической энергии, как отклонения напряжения и несинусоидальность напряжения.

Для улучшения электромагнитной обстановки и снижения уровня высших гармоник в электрических сетях существуют два основных метода: улучшение формы кривой тока, потребляемого нелинейной нагрузкой из питающей сети, и рациональное построение сети.

Первый метод реализуется за счет использования специальных законов управления и совершенствования схем преобразователей, применения эквивалентных многофазных режимов работы группы преобразователей, использования специальных режимов работы трансформаторов с компенсацией высших гармоник магнитного потока или наложением токов высших гармоник на токи обмоток трансформатора и др.

Второй метод может быть реализован рядом способов, наиболее распространенными из которых являются: питание трансформаторов преобразователей на повышенном напряжении 110–220 кВ, питание нелинейных потребителей от отдельных трансформаторов или отдельных обмоток трехобмоточных трансформаторов, подключение нелинейной нагрузки в точку с наибольшей мощностью короткого замыкания, использование силовых фильтров.

Силовые фильтры являются многофункциональными устройствами, поскольку наряду с фильтрацией высших гармоник могут генерировать в сеть реактивную мощность, их удобно использовать в работающих сетях, когда остальные способы снижения высших гармоник уже реализованы. Поэтому они нашли широкое применение в распределительных и цеховых сетях промышленных предприятий при повышенных уровнях коэффициента искажения синусоидальности напряжения, при заведомо высоких уровнях гармоник, генерируемых работающими или вновь устанавливаемым оборудованием.

Силовые фильтры переменного тока можно разделить на две большие группы по принципу действия: шунтирование токов высших гармоник и генерация фильтром сигнала гармоник (одной или нескольких) тока или напряжения в противофазе с соответствующими гармониками в сети.

К 1-й группе относятся пассивные LC-фильтры, совмещающие, как правило, функции фильтрации высших гармоник и компенсации реактивной мощности.

2-я группа является классом новых силовых фильтров – активных и гибридных, имеющих дополнительный источник энергии для получения компенсирующего сигнала в виде тока или напряжения.

У активных фильтров компенсирующий сигнал может подаваться как в последовательную, так и в параллельную цепь относительно источника помехи. Последовательный активный фильтр является источником дополнительной ЭДС, выходное напряжение которого направлено встречно с напряжением источника высших гармоник.

При подключении активного фильтра к узлам питающей сети параллельно нелинейной нагрузке он является источником тока, который подается в сеть противофазе с током высших гармоник, протекающим в цепи «сеть – нелинейная нагрузка».

Одновременно происходит компенсация мощности искажений, вызываемой высшими гармониками от нелинейной нагрузки.

Для реализации схем силовых активных фильтров применяют силовые преобразовательные устройства, нагрузкой которых является накопитель электромагнитной энергии (реактор, батарея конденсаторов, аккумулятор), а для управления ключевыми элементами используются принципы высокочастотной импульсной модуляции.

Кроме чисто активных фильтров для компенсации токов высших гармоник используют гибридные фильтры, объединяющие активные и пассивные элементы в одно устройство.

Схемы соединения активной части и пассивных элементов могут быть весьма разнообразны. В большинстве схем пассивной частью гибридного фильтра является 1 или 2 резонансных контура, настроенных на 5-ю или 5-ю и 7-ю гармоники.

Активная часть, работая как генератор тока или генератор напряжения, позволяет иметь пассивную часть с некритически настроенным контуром и с малой его добротностью. Активная часть обычно состоит из управляемого усилителя с ШИМ и осуществляет и компенсацию потерь в пассивных элементах, и поддержание их в состоянии резонанса.

Структурно гибридные фильтры могут быть выполнены различным образом: с включением активной части последовательно в питающую сеть (рис. 1 а), с параллельным включением активных и пассивных

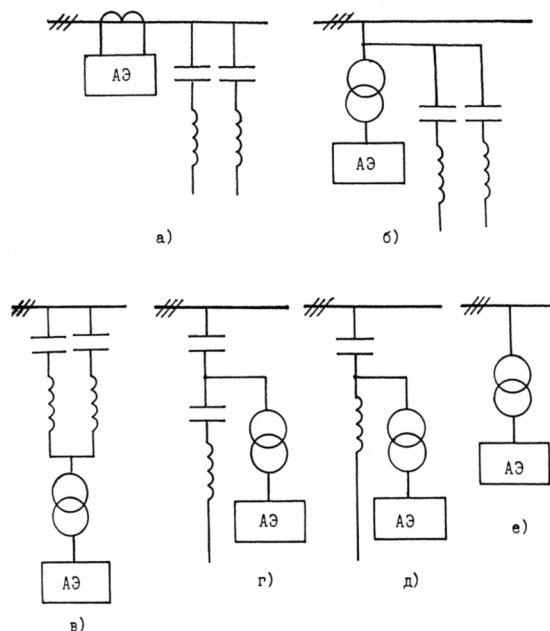


Рис. 1. Схемы гибридных фильтров

элементов (рис. 1 б) с последовательным включением пассивного и активного элементов (рис. 1 в), с включением типового активного фильтра через емкостной делитель (рис. 1 г) или параллельно реактору резонансного LC-контура (рис. 1 д). Кроме того, возможен синтез схем рис. 1 а и б или схем рис. 1 а и в.

Для сравнения на рис. 1 е дана структурная схема типового активного фильтра, мощность которого должна быть рассчитана на подавление полного сигнала помехи, т.е. всего спектра высших гармоник тока (или напряжения), в то время как в гибридных фильтрах (рис. 1 а, б и в) основные гармоники (5-я, 7-я) подавляются в LC-контуре пассивного элемента и активная часть может быть рассчитана на подавление неканонических гармоник и гармоник более высоких порядков и, соответственно, на меньшую мощность. Что касается схемы рис. 1 г, то благодаря резонансу в цепи LC₂ активный фильтр оказывается подключенным на напряжение значительно ниже сетевого, поэтому его мощность может быть снижена на ¼ по сравнению с мощностью типового фильтра.

Фильтр по схеме рис. 1 д имеет свойства широкополосного с высокой добротностью и мощностью на порядок, меньший, чем в схемах рис. 1 а, б и в.

В целом последовательное подключение активного элемента менее предпочтительно, чем параллельное, главным образом, по надежности и стоимостным показателям.

В качестве примера на рис. 2–5 приведены функциональные схемы гибридных фильтров, составленные по публикациям [1, 2].

На рис. 2 представлена схема трехфазного гибридного фильтра, где параллельно нагрузке подключен трехфазный LC-фильтр, настроенный на 5-я, 7-я или большие гармоники. LC-фильтры фаз Z_{F1}, Z_{F2}, Z_{F3} соединены между собой в звезду.

Активная часть представляет собой управляемый инвертор, который подключен параллельно нагрузке через первичные обмотки трансформаторов (датчиков тока D), роль источника напряжения выполняет конденсатор С. На выходе инвертора установлены дополнительные LC-фильтры малой мощности, предназначенные для уменьшения скачков напряжения на выходе инвертора. Вторичные обмотки трансформаторов (D) включены последовательно с источником питания. Отношение числа витков первичной и вторичной обмоток датчика тока зависит как от напряжения питания, так и от полного сопротивления короткому замыканию сети, сопротивления Z_L, напряжения

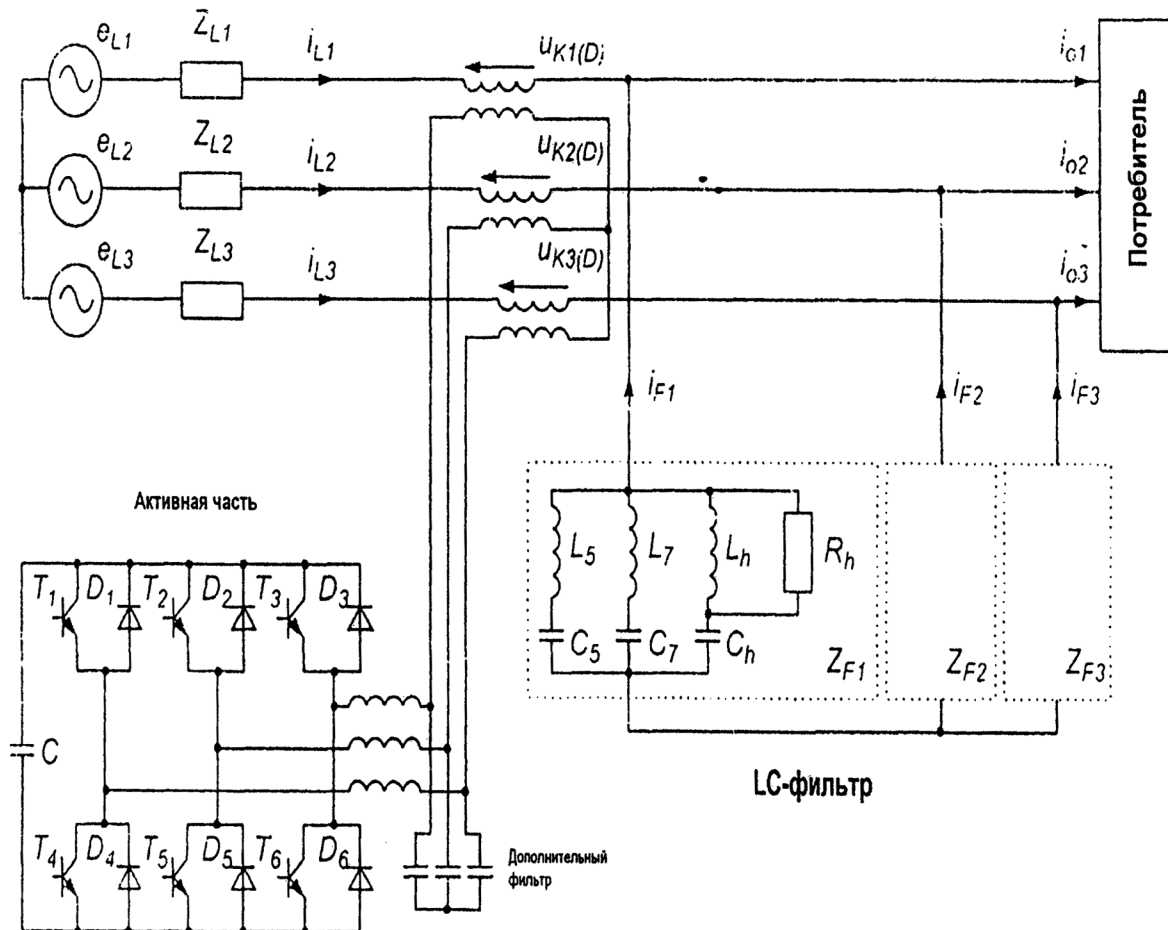


Рис. 2. Схема гибридного фильтра с трехфазным LC-фильтром

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

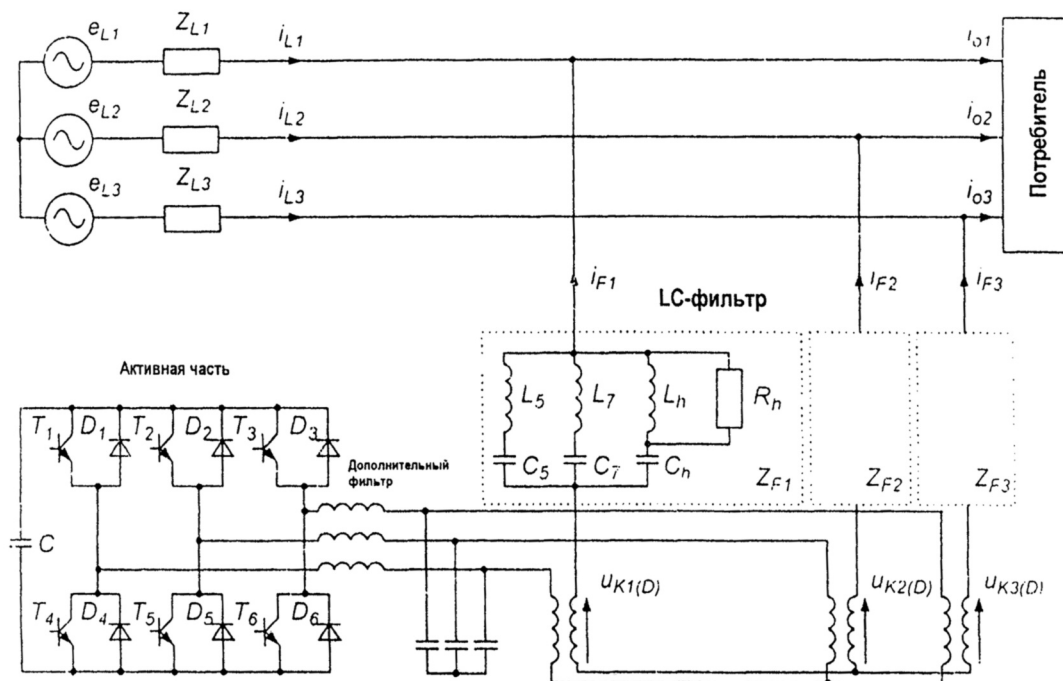


Рис. 3. Схема гибридного фильтра с возможностью устранять высшие гармоники

U_C на конденсаторе C , а также от амплитуд высших гармоник тока потребителя i_0 .

В схеме гибридного фильтра на рис. 3 активная часть также выполнена по схеме инвертора напряжения, а входные трансформаторы (датчики напряжения D) включены последовательно с LC-фильтрами пассивной части. Степень фильтрации высших гармонических составляющих зависит от отклонения

напряжения питания U_L и не зависит от отклонения тока потребителя i_0 .

На рис. 4 показана схема гибридного фильтра, аналогичного фильтру на рис. 3, но с возможностью не только устранять высшие гармоники, а и компенсировать реактивную мощность. В отличие от двух предыдущих схем активной частью являются инвертор тока, а управляющим сигналом – ток $i_{F(D)}$.

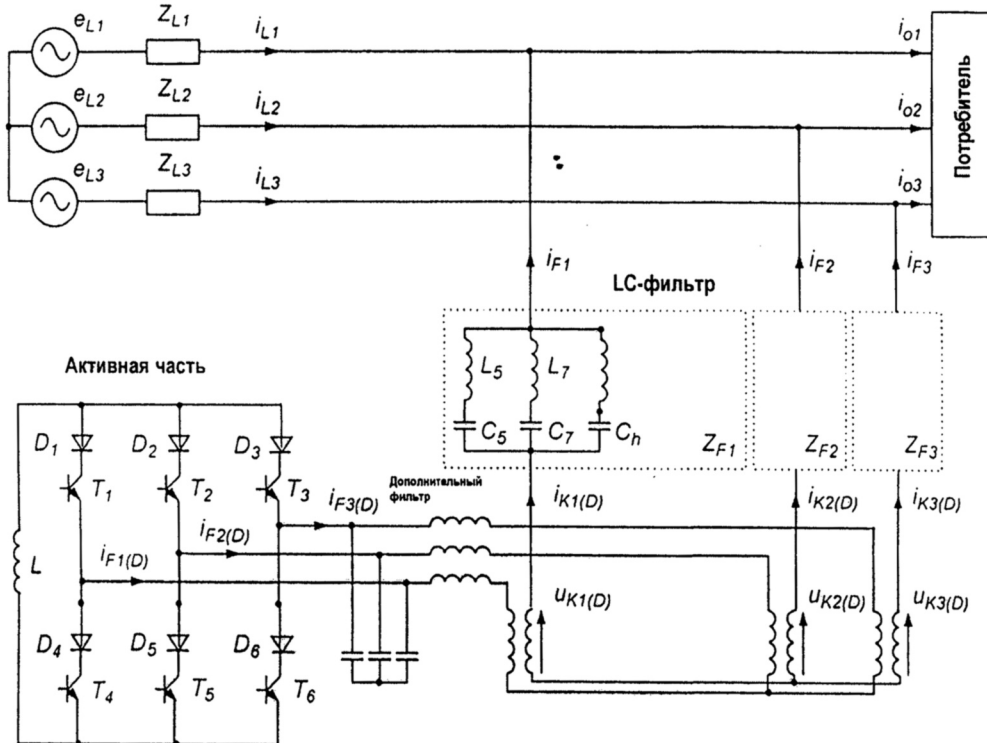


Рис. 4. Схема гибридного фильтра с возможностью компенсировать реактивную мощность

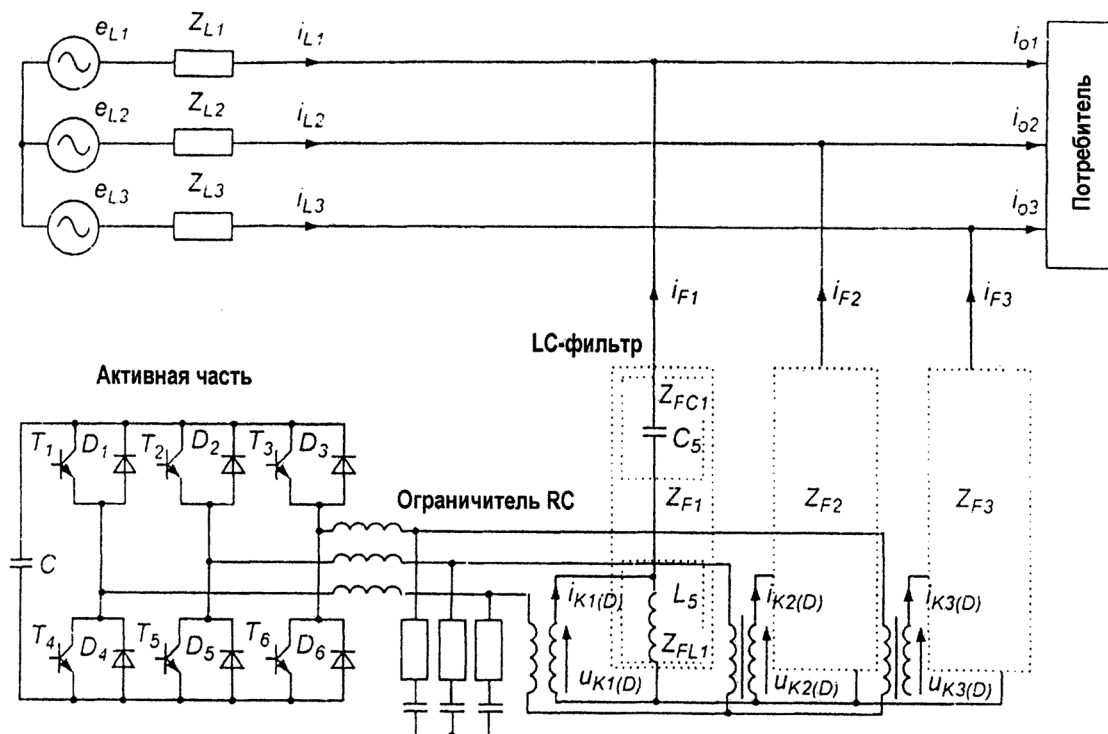


Рис. 5. Схема гибридного фильтра, настроенного на одну высшую гармонику

Приведенный на рис. 5 гибридный фильтр имеет аналогичную топологию вышеописанному фильтру с тем отличием, что пассивная часть состоит из LC-цепочки, настроенной на одну высшую гармонику, как правило, самую мощную, 5-ю. Вместо дополнительного фильтра установлен RC-ограничитель перенапряжений, которые могут появиться, поскольку активная часть является источником тока. Достоинством данной схемы является возможность точной настройки пассивной части на одну из высших гармоник. Основной недостаток – невозможность одновременной фильтрации и компенсации реактивной мощности.

На рис. 6 дан график сравнения содержания высших гармоник в питающей сети при применении рассмотренных типов схем фильтров. Из рисунка видно, что лучшими с точки зрения снижения уровня высших гармоник в питающей сети являются системы с дополнительными источниками тока, особенно система, изображенная на рис. 4. Системы с дополнительным источником напряжения (рис. 2 и 3) также имеют похожие фильтрующие свойства, однако хуже систем с дополнительным источником тока (рис. 4 и 5). Одновременно с этим схемы гибридных фильтров по рис. 4 и 5 лучше, чем пассивные LC-фильтры.

С точки зрения влияния на переходные процессы лучшие свойства имеют схемы с дополнительными источниками напряжения (рис. 3 и 4). Это связано с ограничивающим действием резистора R_h в пассивной части этих систем, а также их лучшими характеристиками при изменениях напряжения.

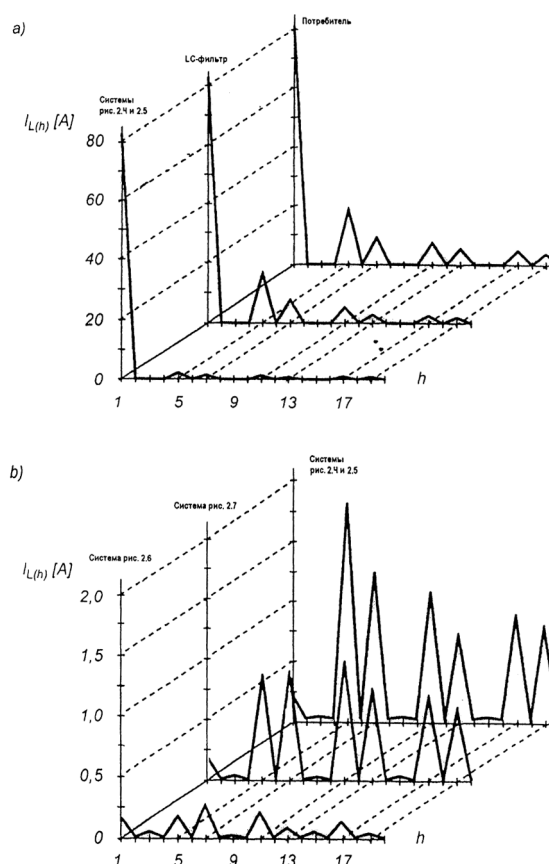


Рис. 6. График сравнения содержания высших гармоник в питающей сети при применении различных типов схем фильтров

Все рассмотренные гибридные фильтры имеют тот недостаток, что выходной ток (или напряжение), выдаваемый в противофазе составляющей сетевого тока (напряжения), не совпадает с ней по форме (в силу специфики работы инвертора), в результате чего в спектре сетевого тока (напряжения) появляются дополнительные гармонические составляющие.

Кроме того, активная часть отличается повышенной сложностью алгоритмов управления и большими аппаратными затратами, необходимыми для ее реализации. Указанных недостатков удалось избежать в фильтре, разработанном на кафедре электроснабжения промышленных предприятий Московского энергетического института [3], принципиальная схема которого показана на рис. 7. Этот фильтр по структуре близок к фильтрам рис. 1, но представляет собой комбинацию фильтрокомпенсирующего устройства (ФКУ), широко используемого в промышленных сетях и состоящего из n -резонансных контуров, с последовательно включенным каналом активной фильтрации, такой фильтр назван комбинированным (КФ).

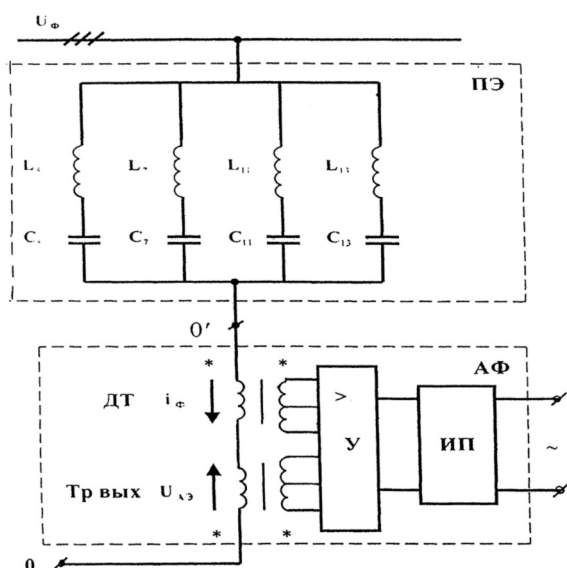


Рис. 7. Принципиальная схема фильтра, разработанного на кафедре электроснабжения промышленных предприятий Московского энергетического института

Принцип компенсации комбинированного фильтра заключается в следующем. При прохождении тока v -ой гармоники ($v = 1, 2, 3, \dots, n$) i_v по элементам контура на активном сопротивлении r_v контура появляется падение напряжения, равное

$$U_v = i_v r_v. \quad (1)$$

Активный элемент, выполняя роль «отрицательного сопротивления», создает в последовательной с контуром цепи напряжение, равное по величине и направленное встречно напряжению u_v , т.е. «положительное» падение напряжения на контуре пассивного элемента от тока v -ой гармоники компенсируется «отрицательным» выходным напряжением $U_{АЭ}$ ак-

тивного элемента. При этом весь ток v -ой гармоники проходит через комбинированный фильтр.

Для уменьшения мощности канала активной фильтрации в КФ все активные элементы резонансных контуров объединены в один общий активный элемент, включенный в общий нулевой провод каждой фазы. В этом случае для трехфазного ФКУ требуется три активных элемента, вместо 12-ти. Однако при этом должно выполняться условие равенства резонансных сопротивлений контуров пассивной части комбинированного фильтра:

$$Z_{1рез} = Z_{2рез} = Z_{vрез}, \quad (2)$$

где: $Z_{1рез}$, $Z_{2рез}$, $Z_{vрез}$ – резонансные сопротивления контуров.

Таким образом, комбинированный фильтр отличается от гибридных фильтров включением в нулевой провод одного общего активного элемента последовательно со всеми контурами пассивной части фильтра при необходимом выполнении условия (2). При этом источник питания активных элементов для всех трех фаз может быть один.

Слаботочная часть канала активной фильтрации, как цепь управления активным элементом, потенциально не связана с силовой частью. Разделительными элементами служат трансформаторы тока ДТ и напряжения Тр_{вых} специальной конструкции. Трансформатор тока является входным элементом, а трансформатор напряжения – выходным элементом канала активной фильтрации, дающим выходное напряжение $U_{АЭ}$. Связь обоих трансформаторов на вторичной стороне осуществляется через усилитель, который формирует свой выходной сигнал $U'_{АФ}$, пропорциональный току в общем проводе i_{ϕ} :

$$U'_{АФ} = K_y i_{\phi}, \quad (3)$$

где: K_y – коэффициент усиления усилителя.

Благодаря равенству сопротивлений контуров коэффициент усиления усилителя может быть постоянной величиной. Ток в общем проводе равен сумме токов всех резонансных контуров фазы.

Наиболее распространенными источниками высших гармоник в промышленных сетях являются мостовые шестифазные выпрямители и тиристорные регуляторы напряжения. Общими для обоих типов являются гармоники $v = 5-, 7-, 11-, 13-, 17-, 19-, 23-, 25-$ я и т.д. Наибольшие значения имеют первые четыре, поэтому пассивная часть комбинированного фильтра может содержать до 4 резонансных контуров, $L_5C_5, L_7C_7, L_{11}C_{11}, L_{13}C_{13}$, настроенных соответственно на частоты 250, 350, 550 и 650 Гц.

Параметры контуров выбираются из двух условий:

- ♦ обеспечения резонанса напряжений на соответствующих частотах;
- ♦ выдачи необходимой реактивной мощности.

Первичные обмотки датчика тока и выходного трансформатора соединены последовательно и вклю-

чены в нулевой провод. В усилителе входной сигнал с датчика тока усиливается и меняет фазу на 180 эл. град. Таким образом, ток в первичной обмотке ДТ – i_{ϕ} и напряжение выходной обмотки $Tr_{\text{вых}} - U_{AЭ}$ будут в противофазе. Источник питания должен быть рассчитан на мощность усилителя с учетом потерь в элементах активной части фильтра.

Основными показателями работы гибридных фильтров являются уровень коэффициента искажения синусоидальности напряжения $K_{\text{НС}}$ в питающей сети и установленная мощность активной части.

Коэффициент $K_{\text{НС}}$ зависит в основном от полного сопротивления сети и точности настройки резонансного контура (или контуров) фильтра, а следовательно, от точности работы системы управления активной части. Мощность активной части зависит от двух основных факторов – суммарной составляющей уровня высших гармоник в питающей сети и уровня основной гармоники 50 Гц, проходящей через фильтр.

В табл. 1 по данным отечественной и зарубежной печати [4–7], приведено сравнение гибридных фильтров и комбинированного фильтра. Сравнение пока-

Таблица 1

Сравнение различных видов фильтров

Параметры сети и нагрузки	Вид фильтра	Параметры LC-контура пассивного элемента фильтра и его добротность	Параметры активного элемента	Относительная (в %) мощность активного элемента, $S_{AЭ}/S_{\text{Гарм}}$	Структурная или принципиальная схема	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
$U_C = 440 \text{ В}$ $f = 60 \text{ Гц}$ $S_H = 220 \text{ кВА}$	Активный параллельный	–	$U_{AЭ} = 254 \text{ В}$ $I_5 = 100 \text{ А}$ $S_{AФ} = 25,4 \text{ кВА}$	100%	Рис. 1 е	
$U_C = 440 \text{ В}$ $f = 60 \text{ Гц}$ $S_H = 220 \text{ кВА}$	Гибридный с последовательным соед. ПЭ и АЭ	$C_5 = 525 \text{ мкФ}$ $L_5 = 13,48 \text{ мГн}$	$U_{AФ} = 111 \text{ В}$ $I_{5Э} = 100 \text{ А}$ $S_{AФ} = 11,2 \text{ кВА}$	44%	Рис. 1 в	
$U_C = 200 \text{ В}$ $f = 50 \text{ Гц}$ $S_H = 20 \text{ кВА}$	Гибридный с последовательным АЭ	$C_5 = 340 \text{ мкФ}$ $L_5 = 1,2 \text{ мГн}$ $C_7 = 170 \text{ мкФ}$ $L_7 = 1,2 \text{ мГн}$ $Q = 14$ $S_{ПЭ} = 10 \text{ кВА}$	$S_{AФ} = 0,45 \text{ кВА}$	2,3%	Рис. 1 а	$C_B = 300 \text{ мкФ}$ $L_B = 0,26 \text{ мГн}$ $R_B = 3 \text{ Ом}$
$U_C = 380 \text{ В}$ $f = 50 \text{ Гц}$ $S_H = 15 \text{ кВА}$	Гибридный с последовательным соед. ПЭ и АЭ	$C_5 = 37,5 \text{ мкФ}$ $L_5 = 10,8 \text{ мГн}$ $C_7 = 37,5 \text{ мкФ}$ $L_7 = 5,5 \text{ мГн}$ $Q = 10$	$U_{AФ} = 40 \text{ В}$ $I_5 = 25 \text{ А}$ $S_{AФ} = 1,0 \text{ кВА}$	19%	Рис. 1 в	$L_K = 10 \text{ мГн}$
$U_C = 440 \text{ В}$ $f = 60 \text{ Гц}$ $S_H = 220 \text{ кВА}$	Гибридный	$C_{\phi} = 525 \text{ мкФ}$ $L_{\phi} = 0,54 \text{ мГн}$ $Q = 80$	$U_{AЭ} = 107 \text{ В}$ $I_{AЭ} = 10 \text{ А}$ $S_{AФ} = 1,07 \text{ кВА}$	4,2%	Рис. 1 д	
$U_C = 110 \text{ В}$ $f = 50 \text{ Гц}$ $S_H = 4,5 \text{ кВА}$	Гибридный	$C_{\phi} = 270 \text{ мкФ}$ $L_{\phi} = 1,6 \text{ мГн}$ $Q = 35$	$S_{AЭ} = 0,24 \text{ кВА}$	5,3%	Рис. 1 д	$C_B = 20 \text{ мкФ}$ $L_K = 0,5 \text{ мГн}$ $R_B = 3 \text{ Ом}$
$U_C = 220 \text{ В}$ $f = 50 \text{ Гц}$ $S_H = 52 \text{ кВА}$	Гибридный	$C_{\phi} = 810 \text{ мкФ}$ $L_{\phi} = 0,5 \text{ мГн}$ $Q = 7$ $S_{ПЭ} = 37 \text{ кВА}$	$S_{AЭ} = 6,0 \text{ кВА}$	11,5%	Рис. 1 д	$C_B = 120 \text{ мкФ}$ $L_K = 0,5 \text{ мГн}$ $R_B = 0,5 \text{ Ом}$
$U_C = 200 \text{ В}$ $f = 50 \text{ Гц}$ $S_H = 20 \text{ кВА}$	Гибридный с последовательным соед. ПЭ и АЭ	$C_5 = 340 \text{ мкФ}$ $L_5 = 1,2 \text{ мГн}$ $C_7 = 170 \text{ мкФ}$ $L_7 = 1,2 \text{ мГн}$	$S_{AЭ} = 0,5 \text{ кВА}$	1,5%	Рис. 1 в	$C_B = 0,1 \text{ мкФ}$ $L_K = 10 \text{ мГн}$
$U_C = 10 \text{ В}$ $f = 40 \text{ Гц}$ $S_H = 30 \text{ кВА}$	Гибридный	$C_{\phi} = 954 \text{ мкФ}$ $L_{\phi} = 0,432 \text{ мГн}$ $Q = 27$	$S_{AЭ} = 160 \text{ кВА}$	11,5%	Рис. 1 д	$C_B = 20 \text{ мкФ}$ $L_K = 2 \text{ мГн}$ $R_B = 83 \text{ Ом}$
$U_C = 380 \text{ В}$ $f = 540 \text{ Гц}$ $P_{\text{рег}} = 594 \text{ кВА}$	Комбинированный фильтр	$C_5 = 992 \text{ мкФ}$ $C_7 = 530 \text{ мкФ}$ $C_{11} = 204 \text{ мкФ}$ $C_{13} = 146 \text{ мкФ}$ $L_5 = L_7$ $L_{11} = L_{13} = 0,135 \text{ мГн}$	$S_{AЭ} = 54 \text{ кВА}$	11%	Рис. 7	

зывает, что мощность активного элемента $S_{AЭ}$, отнесенная к полной мощности подавляемых гармоник, во-первых, зависит от добротности Q резонансных контуров (чем больше Q , тем меньше $S_{AЭ}/S_{гарм}$), во-вторых, для средних значений Q (порядка 40) $S_{AЭ}/S_{гарм}$ составляет от 11 до 19%.

Основным недостатком гибридных и активных фильтров является генерация преобразователем фильтра гармоник более высоких порядков, чем подавляемые, для их фильтрации устанавливаются $R_B C_B$ -фильтры и сглаживающие реакторы L_K (параметры их указаны в графе «Примечание» табл. 1). Свободен от этого недостатка комбинированный фильтр, кроме того, мощность активного элемента этого фильтра минимальна.

Что касается эффективности работы гибридных фильтров, то по сравнению с пассивными LC-фильтрами они обеспечивают снижение уровней токов высших гармоник в питающей сети в 10–20 раз (в зависимости от схемы фильтра). Комбинированный фильтр позволяет снизить коэффициент искажения синусоидальности напряжения в 4 раза по сравнению с ФКУ.

Таким образом, применение нового класса силовых фильтров, гибридных, позволит существенно улучшить электромагнитную обстановку в промышленных электрических сетях.

Литература

1. R. Strzelecki, H. Supronowicz. *Współczesnik mocy w systemach zasilania prądu przemiennego I metody jego poprawy*, Warszawa 2000, – 452 p.

2. Hafner J., Aredes M., Heumann K. *Utilization of Smoll – Rated Shjll – Rated Shunt Active Power Filter Combined With a conventional Passive Filter for Large Power System. PEMC 94 – Warsaw, Poland, 1994*, pp. 190–195.

3. Буре И.Г., Мосичева И.А., Буре А.Б., Гапеенков А.В. *Фильтрокомпенсирующее устройство с улучшенными технико-экономическими характеристиками. // Вестн. Моск. энерг. ин-та. – 1997. – № 2. – С. 21–27.*

4. Hafner J., Aredes M., Heumann K. *Shunt Active Power Filter Applied to High Voltage Distribution Lines. ШЕ/KTH Stockholm Tech. Conf Stockholm, Sweden, 1995*, pp. 231–236.

5. Fujita H., Yamasaki T., Akagi H. *A hybrid active filter for damping of harmonic resonance in industrial systems // IEEE transactions on power electronics/ – 2000. – vol. 15. – № 2. – P. 215–222.*

6. Detjen D., Jacobs J., Doncker R.W., Mall H. – G. *A new hybrid filter to dampen resonances and factor correction equipment // IEEE Transactions on power electronics. – 2001. – vol. 16. – № 6 – P. 821–827.*

7. Le Roux A.D., Mouton Hd.T., Akagi H. *Digital control of an integrated series active filter and diode rectifier with voltage regulation // IEEE Transactions on industry applications. – 2003. – vol. 39. – № 6. – P. 1814–1820.*

НОВОСТИ

«ФИРМА ОРГРЭС» ВНЕДРЯЕТ МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ РЕГУЛЯТОРЫ ЧАСТОТЫ

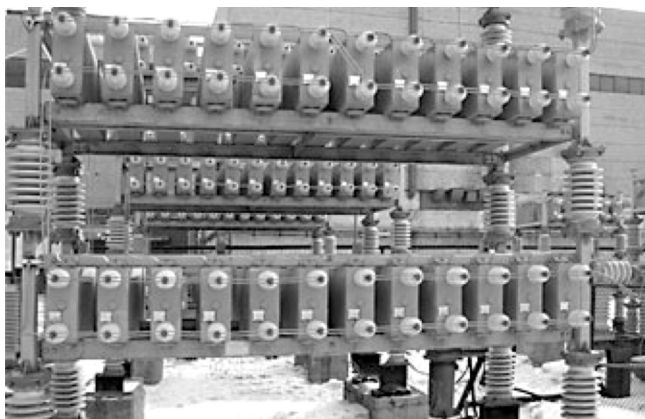
Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – «Фирма ОРГРЭС» – активно модернизирует и внедряет микропроцессорные регуляторы частоты вращения (МПРЧ). Регуляторы произведены «Фирмой ОРГРЭС». Недавно завершены работы по модернизации регулятора частоты вращения на агрегате № 2 Иранайской ГЭС ОАО «РусГидро», включая модернизацию электрогидравлической колонки.

Замена морально и физически устаревшего оборудования, модернизация систем управления и регулирования гидроагрегатов – одно из направлений деятельности «Фирмы ОРГРЭС». Внедряемые регуляторы представляют последнее поколение, основанное на микропроцессорах (пришли на смену аналоговым микросхемам). Они более надежны и эффективны в работе, имеют прямую интеграцию в систему АСУ ТП.

«Фирма ОРГРЭС» имеет внушительный опыт в данном направлении – референции включают проекты на Маткожненской ГЭС (ОАО «Карелэнерго»), Курейской ГЭС (ОАО «Таймырэнерго»), Жигулевской ГЭС (ОАО «РусГидро»), Сходненской ГЭС (ОАО «Канал им. Москвы») и других гидроэнергетических объектах.

В настоящее время ведутся работы в ОАО «РусГидро» по модернизации регуляторов частоты вращения на агрегате № 1 Иранайской ГЭС, на 8 гидроагрегатах Нижегородской ГЭС и на агрегатах № 6, 9 Жигулевской ГЭС.

Фирма «ОРГРЭС»



С.В. Гужов,
ведущий специалист
по электротехнической части
ООО «АРКпроект»

МЕТОДИКА РАСЧЕТА НЕСИНУСОИДАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ В СЕТЯХ УЛИЧНОГО ОСВЕЩЕНИЯ С ПОЛУПРОВОДНИКОВЫМИ УПРАВЛЯЮЩИМИ УСТРОЙСТВАМИ

Установки наружного освещения (УНО) являются одним из важнейших элементов благоустройства городов и населенных пунктов. С их помощью обеспечивается безопасность движения автотранспорта и пешеходов, а также зрительная ориентация в пространстве улиц и площадей и их внешний облик в темное время суток.

В настоящее время технический уровень любой отрасли промышленности определяется степенью ее электронизации. Благодаря созданию электронной пускорегулирующей аппаратуры (ЭПРА) и систем управления освещением (СУО) началось широкое внедрение электроники в светотехнику, что уже привело к резкому улучшению параметров осветительных приборов, качества освещения и экономии электроэнергии.

С развитием полупроводниковых технологий стало понятно, что сокращения расхода электрической энергии в наружном освещении следует добиваться не только путем частичного или полного отключения световых приборов в осветительных установках, а также за счет более широкого внедрения высокоэффективных источников света и светильников с рациональным светораспределением. Таким требованиям максимально соответствуют светодиодные светильники (СДС).

В настоящее время ассортимент полупроводниковых блоков питания (ППБП) насчитывает многие десятки типоразмеров, отличающихся количеством и мощностью включаемых с ними ламп, наличием или отсутствием возможности регулирования светового потока, характером включения, наличием функций

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

защиты аппарата и электросети от возможных аварийных ситуаций. При всем кажущемся многообразии схемные решения современных драйверов ведущих мировых производителей в принципе одинаковы.

Конструктивно СДС состоит из двух блоков – светоизлучающей части и ППБП, называемого драйвером, или управляющим элементом. На рис. 1 показана структурная схема современного ППБП, содержащая все основные узлы: входной фильтр подавления высокочастотных помех 1, выпрямитель 2, корректор формы потребляемого от электрической сети тока 3, управляющий каскад 4, усилитель мощности 5, выходной каскад 6. Фактически различия схем ППБП заключается в основном в принципиальной схеме управляющего каскада и в типе применяемого фильтра подавления высокочастотных помех, т.к. остальные узлы к настоящему времени отработаны настолько, что являются практически унифицированными.

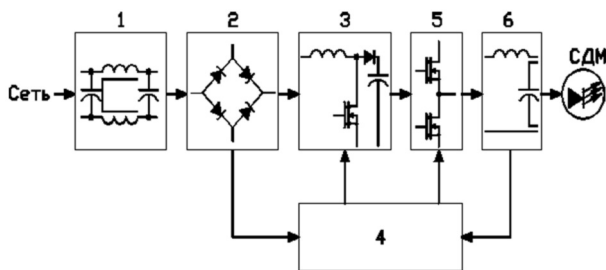


Рис. 1. Структурная схема ППБП

При этом электротехнические возможности драйверов значительно превосходят возможности обычных ЭПРА. Например, драйвер способен поддерживать требуемые параметры тока и напряжения на светодиодной сборке при значительных колебаниях напряжения – от 70 до 150% (154–330 В). При этом отклонения значения напряжения от 220 В никак не сказываются на сроке службы ни самого драйвера, ни тем более на сроке службы светодиодной сборки. Следовательно, при реконструкции или проектировании вновь создаваемой ОУ на СДС возникает возможность отойти от указанных в ПУЭ границ допустимых отклонений напряжения $\pm(5\%U_{НОМ})$. Это означает, что при проектировании уличной осветительной сети отпадает главный ограничивающий фактор – проверка по падению напряжения. Появляется возможность создавать значительно более длинные осветительные сети. А в условиях модернизации существующих сетей города – просто объединять несколько существующих линий последовательно.

Увеличение средней длины групповой линии осветительной сети открывает широкомасштабные перспективы для изменения самой концепции построения осветительной сети города. При сохранении единичной мощности ТП принадлежащих ГУП «Моссвет» значительно увеличивается площадь их покрытия.

А значит, появляется возможность вывода из эксплуатации в сети освещения около трети существующих ТП и РП. А при экономии до 2/3 потребляемой сегодня электроэнергии за счет перехода на более экономичные светодиодные светильники открываются перспективы по снижению затрат по первой ставке двухставочного тарифа на электроэнергию.

Однако основной сложностью с точки зрения электротехники при создании такой системы является расчет электромагнитной обстановки в питающей сети существующего района с точки зрения гармонических составляющих тока, генерируемых полупроводниковыми блоками питания используемых светильников, с одной стороны, и наличием несинусоидальности тока в питающей сети района – с другой.

Для подавления высокочастотных помех, создаваемых ЭПРА в электрической сети тока, используются обычные или двойные П-образные фильтры из индуктивностей в несколько мГн и емкостей до 1000 нФ. Как правило, дополнительно для этой же цели включается емкость порядка единиц нФ между одним из питающих проводников (обычно нейтралью) и заземляющим проводом. В качестве выпрямителя, как правило, используется любой стандартный мостик, рассчитанный на соответствующие токи и напряжения. Для коррекции формы потребляемого тока применяются достаточно мощные полевые транзисторы, управляемые специальными устройствами, отслеживающими форму тока.

Электрические параметры ППБП различных фирм практически одинаковы: КПД – от 86 до 94%; коэффициент мощности – как правило, не ниже 0,95 и в большинстве случаев имеет емкостный характер; сетевые ППБП нормально работают в диапазоне напряжений от 80 до 360 В и практически все могут работать от сетей постоянного напряжения с разбросом от 170 до 340 В; содержание высших гармоник в потребляемом токе обычно не выше 15%.

Поскольку светодиодные технологии не являются российскими разработками, то и устройства, управляющие их работой, также пришли из-за рубежа. Преимущества этого состоят в надежности драйверов для их работы в зарубежных СЭС, серийности производства, а также в большом разнообразии предлагаемой продукции. Основной же недостаток состоит в том, что нормы, на которые ориентировались разработчики, зачастую расходятся в требованиях с российскими.

В области искажения синусоидальной кривой тока производители ориентируются на общий коэффициент несинусоидальности. Этот фактор показывает степень отклонения реальной формы тока от идеальной синусоиды и измеряется в процентах. Недостатком подобной системы оценки является общность подхода и невозможность оценить эмиссию гармонических составляющих тока по каждой из гармоник. В РФ существует ГОСТ Р 51317.3.2-99 «Эмиссия

гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе)». В этом документе описаны пределы для каждой из гармоник вплоть до 2 кГц, превышение которых является недопустимым. Этот подход позволяет более точно оценивать испытываемый прибор, а значит, точнее указать производителю направление доработок. И если в первом случае при наличии резкого превышения эмиссии тока на одной из гармоник можно удержать КИС в пределах нормы за счет общего снижения уровня остальных гармоник, что, несомненно, дешевле, то в российских нормах такой подход исключен за счет иного построения предъявляемых требований.

С началом внедрения СДС оказалось, что ППБП имеют превышение эмиссии составляющих рабочего тока в области высших гармоник. В связи с этим возникла необходимость предварительного системного расчета СЭС. ОУ с точки зрения наличия в ней искаженной формы тока по всему гармоническому ряду.

В настоящий момент существуют несколько теорий расчета линий, используемых в разных областях электротехники. Это теория антенн в радиотехнике, теория длинных линий и теория Ленца (теория Кирхгофа) в электротехнике. Используя употребляемые здесь методы, учитывают возможность расчета несинусоидальных режимов, однако подобные расчеты сложны даже с использованием компьютерной техники, т.к. связаны с точным моделированием точного аналога сети и решением сложных дифф. уравнений, составленных на основе схем замещения. Недостаток методов еще и в том, что они не гибки, т.к. требуют индивидуального подхода при моделировании каждой из линий.

В качестве альтернативного метода расчета установившихся режимов в сети с наличием несинусоидальности предлагается рассматривать метод, основанный на теории четырехполюсников. Данный метод позволяет оперировать «черным ящиком» вместо моделирования сложных управляющих устройств. Необходимые данные при этом – входные и выходные ток и напряжение.

В таком случае осветительную сеть уличного освещения можно представить в виде каскадного соединения типовых четырехполюсников, количество которых равно числу светильников в группе. В состав такого четырехполюсника входит часть групповой сети длиной, равной расстоянию между двумя электроприемниками, и СДС с драйвером. При этом две составные части также можно считать четырехполюсниками и анализировать соответственно (рис. 2.)

Любой четырехполюсник можно описать через матрицу А-коэффициентов. Параметры А-матрицы возможно определить как расчетным путем, исходя из схемы замещения исследуемого объекта, так и опытным путем. Схема замещения групповой линии ОУ представлена на рис. 2 (II). Эта схема является наи-

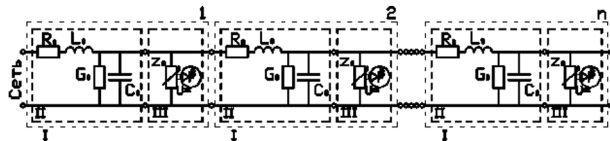


Рис. 2. I – типовой четырехполюсник; II – четырехполюсник сети; III – четырехполюсник СДС; $R_\phi, L_\phi, G_\phi, C_\phi, Z_\phi$ – параметры четырехполюсников

более полной и общепринятой при расчете подобных схем замещения. Параметры схемы могут быть рассчитаны для основной частоты, а значит, поддаются определению на всем ряде частот. Расчетные параметры для длинной линии рассчитываются по следующим формулам:

погонная индуктивность – $L_1 = 0,4 \ln\left(\frac{d}{r}\right)$ мкГн/м;
погонная емкость –

$$C_1 = \frac{27,8 \epsilon_r \left[\frac{n\Phi}{M} \right]}{\ln \frac{d}{r}} = \frac{27,8 \epsilon_r}{\ln \frac{d}{r}} * 10^{-12} \left[\frac{\Phi}{M} \right], \text{ Ф/м};$$

погонное сопротивление (для меди $\sigma = 5,80 * 10^7$ сим/м) –

$$R_1 = \frac{8,32}{r_{CM}} \sqrt{f_{Гц}} * 10^{-6} = \frac{1,44}{r_{MM} \sqrt{\lambda_m}}, \text{ Ом/м};$$

погонная проводимость – $G_1 = \omega * C_1 * tg \delta$, сим/м,

где: ϵ_r – относительная диэлектрическая проницаемость;

δ – угол диэлектрических потерь;

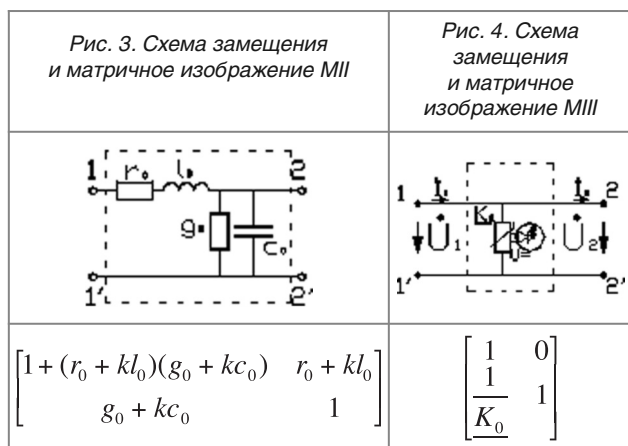
r – радиус жилы;

d – расстояние между жилами.

Формульно матрица MII имеет вид, представленный на рис. 3.

Электрическая схема драйвера является сложным комплексом, включающим в себя как емкости, индуктивности и активные сопротивления, так и разнообразные полупроводниковые элементы. Такой четырехполюсник называется активным. Активный четырехполюсник – это линейный четырехполюсник, содержащий источники энергии, за счет которых на разомкнутых зажимах его появляется напряжение. В связи с широким внедрением полупроводниковой техники в понятие активного четырехполюсника вкладывают также и иной смысл. А именно – такой четырехполюсник, активная мощность на выходе которого превышает (может превышать) активную мощность на входе. Этот эффект достигается за счет того, что в состав четырехполюсника входят активные невзаимные элементы, такие как операционные усилители, транзисторы, электронные лампы, туннельные диоды и т.д. Чтобы различать эти два класса активных четырехполюсников, принято активный четырехполюсник называть активным автономным, а четырехполюсник, способный усиливать мощность, – активным неавто-

номным в направлении усиления мощности. А-матрица для драйвера (MIII) представлена на рис. 4.



Составление достоверной схемы замещения ППБП не представляется возможным в силу его разветвленной структуры. Однако, опираясь на гармонический состав тока, возможно составить вольтамперную характеристику (ВАХ) этого прибора. Реализованный на кафедре ЭПП, МЭИ (ТУ) программный продукт Reax позволяет построить достоверно точную кривую, опираясь на исходные данные, представляемые производителем. Основная сложность расчета состоит в том, что рабочий ток на выходных зажимах, а значит, и параметры А-матрицы зависят от напряжения на входе каждого из четырехполюсников. Таким образом, расчет сети необходимо производить путем последовательного подсоединения четырехполюсников, начиная от точки их включения в сеть для определения входных (и выходных) условий для каждого последующего элемента. После подсоединения всех элементов ОУ можно производить расчет несинусоидальности тока в точке подсоединения к сети.

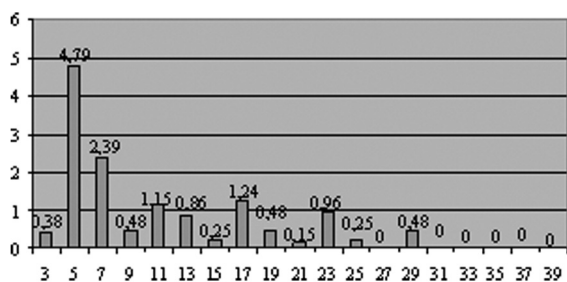


Рис. 5. График амплитудных спектров тока питающей сети

Данный метод также позволяет производить расчет сетей с учетом наличия искажений синусоидальности самого питающего тока. В [8] приведен график амплитудных спектров тока (рис. 5). Аналогичные гармонические ряды наблюдаются при замерах на других объектах. На рис. 6 представлен спектр эмиссии

гармонических составляющих светодиодным светильником мощностью 90 Вт, аналогичным по светотехническим характеристикам ДНаТ-150. Данные представлены в процентах от тока основной частоты.

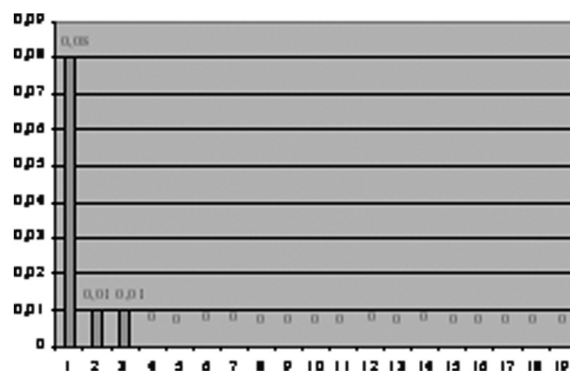


Рис. 6. График амплитудных спектров тока светодиодного аналога ДНаТ-150

При совместной работе сети с группой светильников такого рода возможна ситуация, при которой суммирующиеся значения тока на той или иной гармонике превысят допустимое значение. Основными формами воздействия высших гармоник на системы электроснабжения являются:

- ◆ увеличение токов и напряжений гармоник вследствие параллельного и последовательного резонансов;
- ◆ снижение эффективности процессов передачи и использования электроэнергии;
- ◆ снижение cosφ;
- ◆ завышение требуемой мощности электрических установок;
- ◆ старение изоляции электрооборудования и сокращение вследствие этого срока его службы;
- ◆ ложное срабатывание автоматических выключателей и УЗО.

Для работы сети в штатных режимах необходимо соблюдение требований в том числе и по допустимым отклонениям синусоидальности тока и напряжения. Таким образом, с использованием вышеописанного метода появляется возможность рассчитать электромагнитную обстановку исследуемой сети в области несинусоидальности тока. В практическом применении это означает, что, опираясь только на данные, представляемые производителем, возможно индивидуально для каждого ППБП из всего спектра применяемого оборудования рассчитать максимальное количество СДС в одной группе. Описанный метод позволяет произвести подобный расчет с максимальным учетом большинства факторов реальных сетей.

Возвращаясь к вышеизложенному, необходимо отметить следующие основные моменты:

1. Внедрение полупроводниковых преобразователей в уличное освещение городов с помощью свето-

диодных источников света является необходимым с точки зрения улучшения облика города в целом, экономии энергоресурсов и денежных средств.

2. Современная уличная осветительная установка при работе должна учитывать множество факторов. Интеллектуальное управление освещением в данной области необходимо и является фактором снижения затрат как на электропотребление, так и эксплуатационные затраты.

3. Необходимость обеспечения согласованной работы в области ЭМС для современной аппаратуры реальной сети приводит к необходимости предъявления специфических требований к качеству работы полупроводниковых преобразовательных устройств.

4. Расчет ЭМС с области несинусоидальности возможно осуществлять с помощью описанной методики, учитывающей показатели несинусоидальности в питающей сети.

5. Предлагаемый способ расчета несинусоидальных установившихся режимов в сетях с полупроводниковыми преобразователями позволяет учесть максимальное количество факторов существующей сети и является достаточно гибким с точки зрения разнообразия исходных данных.

Литература

1. ПУЭ, изд. 7, переработанное и дополненное.
2. Сергеев Б.С., Рошман Э.М., Савельев Е.О. Управление светодиодными матрицами с помощью реактивных элементов. *Электричество*, № 9/2004.
3. Титова Г.Р., Гужов С.В. Светодиодные технологии в уличном освещении городов. стр. 76. // Пленарные доклады, материалы юбилейной научно-технической конференции. Казань: Казан. гос. энерг. Ун-т, 2007. – 232 с.
4. Коллектив авторов, ред. В.Г. Федченко. Качество электроэнергии в электрических сетях и способы его обеспечения. Учебное пособие по курсу «Передача и распределение электрической энергии». // М.: Издательство МЭИ, 1992. – 102 с.
5. Дьяков А.Ф., Максимов Б.К., Борисов Р.К., Кужекин И.П., Жуков А.В. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике и электротехнике. // М.: Энергоатомиздат, 2003. – 768 с.
6. Жежеленко И.В., Шиманский О.Б. Электромагнитные помехи в системах электроснабжения промышленных предприятий. // К.: Вища школа, 1986. – 119 с.
7. Черепанов В.В. Отдельные вопросы методики расчета несинусоидальности токов и напряжений в системах внутривзаводского электроснабжения. // 1973.
8. Парфентьев Д.В., Иванов Б.А. Основные аспекты внедрения частотно регулируемого электропривода на насосные станции водоснабжения. ЭАТП УГУ Ухта, ООО «Газпромтрансгаз Ухта» Главный энергетик, № 12, 2007.

ПРОДУКЦИЯ «КОНТАКТОРА» ПРОХОДИТ СЕРТИФИКАЦИЮ

В ОАО «Контактор» проходит ежегодный плановый инспекционный контроль всех серий автоматических выключателей, выпускаемых предприятием. Данная процедура является частью деятельности по сертификации. Проверка проводится органом по сертификации продукции и услуг ООО «СК». При подготовке к проведению инспекционного контроля конструкторскими и технологическими службами «Контактора» была подобрана нормативная и техническая документация на сертифицированную продукцию.

Начиная с июня, в рамках инспекционного контроля специалистами ООО «СК» по каждой сертифицированной серии автоматических выключателей проводится анализ всей подготовленной информации о сертифицированной продукции, испытания выключателей и анализ их результатов, проверяется технологический процесс изготовления продукции. После проведения всех процедур оформляются результаты контроля и принимается решение о подтверждении действия сертификата на данный вид продукции. В настоящий момент по серии автоматических выключателей «Электрон», прошедшей проверку в ходе текущего инспекционного контроля, получено подтверждение, что продукция соответствует установленным требованиям, подтвержденным при сертификации. В августе проведена проверка выключателей серий АВ2М, ВА51-39, АЗ790У и разъединителя РЕ-19.

ОАО «Контактор»



А.Г. Вакулко, канд. техн. наук,
почетный энергетик РФ,
директор Научно-технического
инновационного центра
энергосберегающих технологий
и техники МЭИ;
В.М. Пенкин, ведущий технолог,
ООО «Интехэнерго-МРС»;
Ю.А. Сорокин,
генеральный директор,
ООО «ТруАрМ», г. Москва

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ НА БАЗЕ ИХ ТЕХНИКО- КОММЕРЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

В России на объектах тепло- и водоснабжения установлено несколько миллионов обратных клапанов. Ежегодная плановая замена клапанов по капитальному и текущему ремонту составляет около 15% от общего количества при принятом ресурсе работы клапанов 6 лет. Фактически замена клапанов происходит гораздо чаще – каждые 1–2 года по причине несовершенной конструкции этих клапанов.

В настоящее время на российском рынке появилось большое количество обратных клапанов различных конструкций, производимых отечественными и зарубежными фирмами.

Широкий ассортимент применяемых обратных клапанов на российском рынке обусловлен нечетким представлением их технико-экономических показателей, а также несовершенной системой закупок.

Как известно, закупка любой продукции в последние годы происходит на конкурсной основе. Конкурсная система имеет преимущества перед обычной закупкой, т.к. подразумевает под собой участие в конкурсе разных производителей одной и той же продукции.

Реально в конкурсах разыгрываются сотни лотов, в один из них, например «Запорная арматура», входит несколько позиций обратных клапанов, а таких позиций в лоте несколько сотен. Лот выигрывает та организация, которая может закупить всю предложенную в лоте продукцию за минимальную цену.

Таким образом, решается общая задача по закупке продукции, но не решается задача по оптимальному выбору каждого вида продукции, кроме того, как говорилось ранее, для обратных клапанов нет установленных критериев оценки.

Многообразие обратных клапанов на российском рынке представлено в таблице, в которую вошли данные продукции стран, занимающих ведущее положение по производству запорной арматуры, таких как Дания, Германия, Италия, Швеция.

В таблице приведены технические параметры обратных клапанов: диаметра $D_y = 50\text{--}200$ мм (наиболее ходовые); максимального давления $P_H = 16$ атм, максимальной температуры воды $T_H = 130^\circ\text{C}$, величины которых приняты за единицу (1). За единицу принято гидравлическое сопротивление R_f клапанов с

плоской подъемной тарелкой (в таблице обозначены позициями 11–15) и цена клапана «ОКТАМ» диаметром $D_y = 150$ мм. Другие характеристики клапанов определялись их наличием, т.е. единица (1) или ноль (0).

Обратные клапаны можно разделить на три группы:

- ◆ с поворотным запирающим элементом-тарелкой;
- ◆ с двухстворчатой складной тарелкой;
- ◆ с подъемной тарелкой.

Внутри каждой группы возможны некоторые конструктивные различия, но они не оказывают существенного влияния на положительные и отрицательные качества клапанов в целом.

Обратные клапаны с поворотной тарелкой

К этой группе относятся обратные клапаны (1–4) (см. табл. 1).

Клапан 19ч21бр (1) изготовлен из чугуна с латунным уплотнительным кольцом. Поворотная тарелка располагается внутри цилиндрического корпуса. Клапан допускает установку на восходящих и горизонтальных потоках.

Клапаны CV-35 и WKR-1 (2, 4) представляют собой стальной диск – седло, к которому прижимается поворотной-подъемная тарелка. При открытии клапана тарелка поворачивается по оси на 70–80° и при этом входит в трубопровод.

Клапаны BR06 (3) такой же конструкции, но выполнены из чугуна.

Основным и главным недостатком клапанов этой группы является следующее: при открытом клапане тарелка устанавливается почти параллельно потоку жидкости, но из-за флуктуации давления с разных сторон тарелки у нее возникают автоколебания.

Тарелка постоянно покачивается, что приводит к повышенному износу оси тарелки и гнезд, в которых вращается ось. Так как этот процесс идет непрерывно, то клапан выходит из строя в течение 1–2 лет.

Разрушение оси приводит к тому, что тарелка «улетает» в трубопровод со всеми вытекающими отсюда последствиями.

Обратные клапаны с двухстворчатой складной тарелкой типа «бабочка»

К этой группе относятся обратные клапаны (5–10) (см. табл. 1).

Конструкция этих клапанов заимствована из авиации. Половинки тарелки (крылья бабочки) в открытом состоянии располагаются внутри клапана.

Изготовление этих клапанов необходимо производить с высокой точностью, а рабочая жидкость должна быть высокой степени очистки. Работа клапанов на «российской воде» приводит к частым отказам из-за карбонатных отложений как на деталях клапана, так и в трубопроводах.

Так как «крылья» тарелки клапана являются поворотным элементом, то для этой конструкции так же характерны автоколебания «крыльев», что ускоряет износ обратного клапана.

В авиации регламентные работы проводятся через 100, 200, 500 ч, и изношенные элементы клапана заменяются, а в системах тепло- и водоснабжения такая малая наработка недопустима.

Обратные клапаны с подъемной тарелкой

К этой группе относятся обратные клапаны (11–19) (см. табл. 1).

Конструкции обратных клапанов данной группы объединяет то, что тарелка при открытии клапана поднимается над седлом, оставаясь параллельно своему первоначальному положению. За счет скоростного напора жидкости тарелка прижимается к ограничителю, не испытывая при этом каких-либо перемещений относительно элементов конструкции клапана. Износ клапана минимизирован.

Клапаны (11–15) имеют плоскую тарелку, которая перемещается в наружных пластинчатых направляющих. К седлу клапана тарелка прижимается пружиной. Так как тарелка представляет из себя пластину, расположенную перпендикулярно потоку жидкости, то гидравлическое сопротивление R_f клапанов этой подгруппы весьма велико (в таблице принято за единицу).

Клапаны (16–18) выпускаются мировыми лидерами по производству запорной арматуры. Тарелка в этих клапанах движется по направляющей и выполнена в виде конуса с углом при вершине около 160–170°, что способствует уменьшению гидравлического сопротивления по сравнению с обратными клапанами (1–5), но величина его значительно выше, чем у клапанов с поворотной тарелкой.

Российский клапан «ОКТАМ» (19) был разработан в 2001 г. сотрудниками МЭИ, и модернизация его продолжалась до 2005 г. Клапаны сертифицированы в системе добровольной сертификации на соответствие ГОСТ 13252 и ТУ 3742-001-46868175-04. Конструкция обратного клапана защищена патентом на изобретение РФ № 2204074.

Конструкция этого клапана (см. фото на стр. 51) наиболее совершенна, т.к. включает в себя все положительные свойства клапанов этой группы, а благодаря наличию входного и выходного обтекателей на тарелке (с углом входа около 60°) гидравлическое сопротивление его такое же, как у клапанов с поворотной тарелкой.

Главным и отличительным достоинством этого клапана является наличие встроенного демпфера тарелки, которого не имеет ни один обратный клапан российского рынка.

Демпфер не позволяет тарелке резко открываться и закрываться, что исключает возникновение гидроударов в трубопроводах, которые приводят к их разрушению!

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Из отзывов предприятий

Клапаны, разработанные специалистами МЭА, находятся в эксплуатации на предприятиях, входящих в ОАО «МОЭК» с 2002 г., отзывы предприятий – положительные.

Например, в отзыве директора О.А. Миронова (предприятие № 2 филиала № 5 ОАО «МОЭК») указывается надежная работа клапанов и отсутствие ударов при их открытии и закрытии.

В отзыве В.П. Третьякова (предприятие № 4 филиала № 4 ОАО «МОЭК») также говорится о надежности клапанов, отсутствии протечек и т.д.

Опыт эксплуатации рассматриваемых клапанов позволил принять решение ОАО «МОЭК» от 28 мая

2008 г. об их закупке вместо ранее применяемых клапанов 19ч216р.

Из отзыва генерального директора ОАО «Мытищинская теплосеть» Ю.Н. Казанова следует, что данные клапаны, кроме хороших технических данных, имеют еще и низкую стоимость.

Технико-экономическое обоснование

На основании изложенного выше необходимо выделить основные технико-экономические показатели, которыми обладают клапаны «ОКТАМ».

1. Клапаны имеют одинаковые габаритные показатели с отечественными клапанами мод. 19ч216р (90% от общего количества), что позволяет их уста-

Таблица 1

Технические параметры различных типов обратных клапанов ведущих мировых производителей

№	Гр.	Ду, мм	P _н , ат	T _н , гр	R _г	Серт.	Пат.	Авт. кол.	Гидр. удар	Тип	Фирма	Стр.	Цена, руб.
1	1	1	1	1	0,7	1	0	1	1	19ч216р	Сызр. Арм.З	Россия	0,45
2	1	1	1	1	0,7	1	0	1	1	CV-35	Brondoni	Италия	1,045
3	1	1	1	1	0,7	1	0	1	1	BR-06	Brondoni	Италия	1,21
4	1	1	1	1	0,7	1	0	1	1	WKP-1	Efar	Польша	0,8
5	2	1	1	1	0,7	1	0	1	1	D6.031	Brondoni	Италия	1,9
6	2	1	1	1	0,7	1	0	1	1	CV-25	Brondoni	Италия	1,55
7	2	1	1	1	0,7	1	0	1	1	CB3440	TECOFI	Франция	2,25
8	2	1	1	1	0,7	1	0	1	1	CV-16	ADCA	Португалия	1,1
9	2	1	1	1	0,7	1	0	1	1	312	KBO-APM	Россия	1,45
10	2	1	1	1	0,7	1	0	1	1	2350	FAF	Турция	0,96
11	3	1	1	1	1	1	0	0	1	CV-10р	Brondoni	Италия	2,1
12	3	1	1	1	1	1	0	0	1	CV-11S2	Brondoni	Италия	3,2
13	3	1	1	1	1	1	0	0	1	W6-01	Brondoni	Италия	2,8
14	3	1	1	1	1	1	0	0	1	KO-2316	СУКРСТД	Россия	3,4
15	3	1	1	1	1	1	0	0	1	RK-41	GESTRA	Германия	4,1
16	3	1	1	1	0,85	1	1	0	1	RK-49	GESTRA	Германия	4,4
17	3	1	1	1	0,85	1	1	0	1	802	Danfoss	Дания	5,8
18	3	1	1	1	0,85	1	1	0	1	812	Danfoss	Дания	6,3
19	3	1	1	1	0,7	1	1	0	0	ОКТАМ	МЭИ	Россия	1

Примечание: Сравнение обратных клапанов по стоимости производилось по ценам 2008 г.; все клапаны, рассмотренные в таблице, сертифицированы, клапаны поз. 16–19 защищены патентами.

навливать или менять без дополнительных работ, необходимых при установке клапанов зарубежных образцов.

2. Опыт промышленной эксплуатации рассматриваемых клапанов показал, что наличие демпфера в клапане исключает колебания тарелки клапана и гидравлические удары в системе.

3. За 5-летний период эксплуатации не было случаев выхода клапанов из строя, что существенно сократило эксплуатационные расходы эксплуатирующих предприятий. На фото показан обратный клапан, отработавший в системе теплоснабжения 3 года. Поверхности тарелки и седла клапана не имеют повреждений, что позволяет оценить ресурс его работы в 10 лет.

4. Цена данных клапанов сравнима с ценами на отечественные, зарубежные аналоги дороже.



Рис. 1. Внешний вид обратного клапана «ОКТАМ», отработавший в системе теплоснабжения 3 года

GE ЗАКЛАДЫВАЕТ ФУНДАМЕНТ ДЛЯ НОВОГО ЦЕНТРА ВЫСОКИХ ТЕХНОЛОГИЙ В СФЕРЕ ЭНЕРГЕТИКИ

Компания GE Energy провела торжественную церемонию, в рамках которой сообщила о начале строительства нового центра энергетических технологий GE в Калужской области, в 180 км к юго-западу от Москвы. Создание новой площадки расширит внутрироссийские возможности GE Energy для предоставления решений и услуг для заказчиков из России и СНГ, осуществляющих модернизацию энергетических активов. «Реализация проекта General Electric в Калужской области в очередной раз подтверждает тот факт, что иностранные предприятия и региональные власти готовы вести конструктивный диалог в условиях современной России. Проект играет особое значение, поскольку является образцом эффективного сотрудничества в сфере высоких технологий», – отметил губернатор Калужской области Анатолий Артамонов. Соглашение о строительстве нового центра с правительством Калужской области, Корпорацией развития Калужской области и Администрацией города Калуга компания GE подписала в марте 2009 г. На торжественной церемонии, посвященной началу строительства, присутствовали Джон Креники (John Krenicki), вице-председатель GE, президент и главный исполнительный директор GE Energy Infra-

structure, Анатолий Дмитриевич Артамонов, губернатор Калужской области, и другие высокопоставленные чиновники из правительств России и посольства США. Первоначальные инвестиции GE в строительство центра в Калуге составят 30 млн долл. США, и ожидается, что к моменту запуска Центра в эксплуатацию в конце 2010 г. сумма инвестиций будет увеличена до 50 млн долл. США.

«Решения General Electric пользуются популярностью во многих странах мира и востребованы среди заказчиков, ценящих качество, надежность, безопасность и комфорт. Мы рады видеть в нашей области инвесторов с такой высокой репутацией, – продолжил Анатолий Артамонов. – Несмотря на относительно небольшое число новых рабочих мест, инвестиции в этот проект превысят 870 млн руб. Это обстоятельство является весьма важным, ведь проект станет единственным в России центром, где будет осуществляться ремонт энергетического оборудования GE.»

General Electric



М. Шторманн,
Х. Хельмс,
«Армаселль Европа ГМБХ», ФРГ

ОБЗОР И СРАВНЕНИЕ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Первоначально потребность в изоляционных материалах появилась в технике низких температур. Изоляционные материалы вряд ли стали бы разрабатывать с такой интенсивностью, если бы не развитие современной холодильной техники. Первыми термоизоляционными материалами были пробка и стекловата. В середине XX в. в связи с растущим спросом на изоляционные материалы были разработаны такие, как пеностекло и пенополиуретан. Позже на рынке появились чисто синтетические пенопласты. Первый эластомерный изолятор был разработан в 1954 г.

Что такое изоляционные материалы?

Словосочетание «изоляционный материал» – это общее обозначение материалов, обладающих термо- и звукоизоляционными свойствами. Для изоляции промышленных установок применяются материалы, теплопроводность которых при температуре среды 0°C не превышает 0,06 Вт/(м·К). Теплопроводность используемых современных изоляционных материалов составляет в зависимости от температуры среды 0,025 ÷ 0,050 Вт/(м·К).

Обзор изоляционных материалов

В основном изоляционные материалы можно разделить на две группы: органические и неорганические. Органические изоляционные материалы состоят из соединений углерода, которые получают из расте-

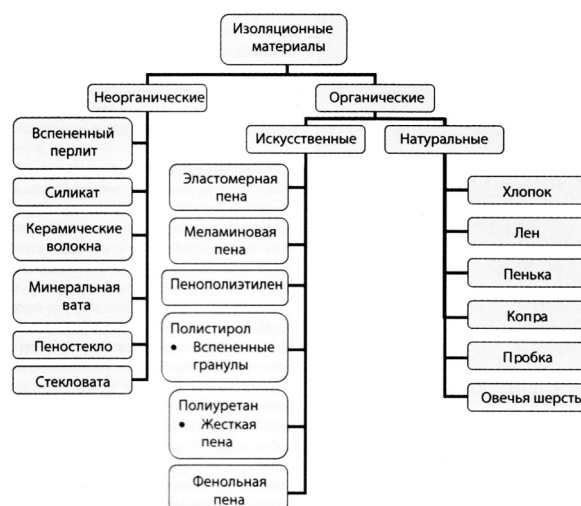


Рис. 1. Виды изоляционных материалов

ний (возобновляемый источник) или из нефтяных продуктов. Неорганическая изоляция состоит из минеральных материалов. На рис. 1 приведены виды изоляционных материалов, но в целом схема не отражает всего разнообразия изоляционных материалов, имеющих на рынке.

Изоляционные материалы для низкотемпературного применения

К низкотемпературной изоляции предъявляются особые требования. Важно, чтобы изоляция могла работать в конкретных производственных условиях. Поэтому при разработке проекта важно оценить технические свойства материала, с одной стороны, и трудоемкость установки изоляции – с другой.

Главной целью применения низкотемпературной изоляции является предотвращение появления конденсата. Надежная система изоляции должна защищать материал изоляции от недопустимого проникновения воды, т.е. должны быть приняты меры по сведению процесса диффузии к минимуму. Мокрая изоляция не способна выполнить свою функцию: ее теплопроводность повышается, а изолирующая способность уменьшается с каждым дополнительным процентом количества влаги в материале изоляции.

Самые важные требования к материалам низкотемпературной изоляции следующие:

- ◆ низкая теплопроводность λ ;
- ◆ высокое сопротивление проникновению паров воды μ ;
- ◆ пожаробезопасность, удовлетворяющая стандартам;
- ◆ легкость установки.

Применение изоляционных материалов для низкотемпературной изоляции ограничивается опасностью проникновения влаги в материалы с открытыми порами. Например, это сильно ограничивает использование сыпучих материалов и минеральной ваты. В соответствии с требованиями стандарта German DIN 4140 эти материалы можно использовать только в двойной упаковке. Вместе с тем некоторые материалы исходно малоприменимы из-за проблем с их установкой. Изоляционные материалы на базе полиэтилена (PEF) очень подходят для термоизоляции по своим техническим свойствам – они характеризуются низкой теплопроводностью и высоким сопротивлением проникновению паров воды. Но, будучи термопластичными, они очень плохо клеятся. В большинстве случаев невозможно гарантировать надежность соединения, особенно по соседству с арматурой. По этой причине PEF-материалы практически не используются в холодильной технике.

Изоляционные материалы, основанные на полистироле (PS), полиуретане (PUR/PIR), фенольных смолах (PF), пеностекле (CG) и пеноэластомерах (FEF), пригодны для низкотемпературного применения.

Свойства различных изоляционных материалов

Жесткий пенополистирол (PS)

Изоляционный материал, сделанный из жесткой полистироловой пены, – это жесткая пена, поры которой в основном замкнуты, полученная из полистирола или сополимеров с преобладанием полистирола. В зависимости от технологии производства различают пену из вспененного гранулированного порошка (EPS) и экструдированного вспененного полистирола (XPS).

Вспененный пенополистирол (EPS)

Полистирол производится из продукта перегонки нефти – стирола. Вспененный пенополистирол был разработан BASF в 1950 г. и запущен в производство под маркой Styropor. В пенополистироле поры в основном замкнуты, а 98% из них содержат воздух. Исходная плотность жесткой пены EPS обычно составляет 10–35 кг/м³, и характеристики пены сильно зависят от нее.

Самым важным свойством жесткой пены является ее низкая теплопроводность, зависящая от исходной плотности. Минимум теплопроводности получен для пены с исходной плотностью 30–50 кг/м³ и составляет 0,034–0,037 Вт/(м*К) при температуре среды 0°C. При данной исходной плотности теплопроводность пены линейно зависит от температуры. Содержание влаги в материале значительно влияет на теплопроводность пены: этот показатель возрастает на 3–4% при увеличении количества влаги в материале на 1%. Сопротивление пены EPS проникновению паров воды μ довольно слабое. При исходной плотности 15–30 кг/м³ $\mu = 20 \div 100$. Это означает, что влага может проникать внутрь изоляционного материала, если есть соответствующая разность давления паров воды. Следовательно, при использовании для низкотемпературной изоляции жесткая пена EPS должна снабжаться парозащитой из металлической фольги, как правило, алюминиевой. Непрочную фольгу обычно защищают дополнительным кожухом из листового металла, что значительно усложняет процесс установки изоляции.

Жесткая пена EPS является строительным материалом с низкой воспламеняемостью (DIN 4102 – B1). При воздействии пламени жесткая пена EPS, в которую включен ингибитор горения, плавится, но не загорается. При удалении внешнего источника пламени пена не горит. При 100°C жесткая пена EPS размягчается и сжимается, при дальнейшем нагреве – плавится. Согласно информации производителя, этот изоляционный материал можно использовать при рабочих температурах от +80 до -180°C.

Экструдированный пенополистирол (XPS)

Два типа жесткого пенополистирола отличаются один от другого тем, что пена XPS имеет большее сопротивление сжатию. К тому же у пены XPS большее сопротивление проникновению паров воды. В зависимости от исходной плотности его $\mu = 80 \div 200$.

Это означает, что и для пены XPS необходима паро-защита.

Жесткий пенополиуретан (PUR)

Жесткий пенополиуретан является жесткой пеной, большинство пор которой замкнуто. Он вырабатывается с помощью вспенивающего агента при химической реакции между полигидратом спирта и полиизоцианата. Следовательно, полиизоцианат (PIR) является компонентом при производстве жесткого пенополиуретана. Помимо заводского производства PUR/PIR он выпускается и на месте применения в строительной индустрии, особенно для целей изоляции.

Жесткая пена PUR/PIR

Изоляционные кожухи для труб, а также изоляционные листы, используемые для технической изоляции, обычно делаются из пеноблоков. Изоляционный пенополиуретан – это жесткая пена, большинство (до 90%) пор которой замкнуто. Исходная плотность жесткого пенополиуретана составляет 30–60 кг/м³ в зависимости от предназначения. Однако для специального применения могут использоваться материалы с большими значениями исходной плотности. С увеличением исходной плотности растет количество вещества в пене. В результате повышается теплопроводность материала. Но это увеличение непропорционально увеличению исходной плотности. При увеличении исходной плотности материалов, употребляемых в строительной индустрии, их теплопроводность растет незначительно. Из всех традиционных материалов, используемых для изоляции, пенополиуретан PUR/PIR имеет наименьшую теплопроводность. При температуре среды 0°C теплопроводность составляет 0,025–0,033 Вт/(м·К).

Жесткий пенополиуретан PUR/PIR негигроскопичен и не поглощает влагу из окружающего воздуха. Но, как и в случае с жестким пенополистиролом, жесткий пенополиуретан PUR/PIR слабо сопротивляется проникновению паров воды: $\mu = 40 \div 200$. При длительной эксплуатации это приводит к проникновению воды в материал, применяемый для низкотемпературной изоляции, если существует разница в парциальном давлении паров. Следовательно, этот материал нельзя использовать без надежной парозащиты. Подобно всем пенопластам, жесткий пенополиуретан является органическим материалом и поэтому воспламеняем. Жесткий пенополиуретан PUR/PIR выпускается в виде строительной изоляции и сертифицирован как материал классов B1 и B2 (нормальная и низкая воспламеняемость) по стандарту DIN 4102. В случае пожара материалы из твердых пластиков не плавятся и не формируют горячие капли. В зависимости от исходной плотности изоляционные материалы PUR/PIR можно использовать в температурном диапазоне от +90 до -30°C, специальные материалы – при температуре до +200°C или для низкотемпературного применения – до минус 180°C.

In-situ пенополиуретан

Как ясно из названия, этот тип пенополиуретана изготавливается на месте применения – на строительной площадке. In-situ PUR-пена создается при реакции между двумя компонентами, которые смешиваются при введении в полость, которую нужно изолировать. У этой пены замкнуто более 85% пор. Исходная плотность – более 45 кг/м³. Теплопроводность при температуре среды около 0°C – приблизительно 0,033 Вт/(м·К). Подобно полиуретановым материалам, описанным выше, In-situ PUR-пена слабо сопротивляется проникновению паров воды. В зависимости от исходной плотности и структуры пор $\mu = 30 \div 100$. Металлическая оболочка служит внешней границей изолируемой полости и одновременно как необходимый парозащитный барьер. In-situ PUR-пена с защитной металлической оболочкой представляет собой систему, удовлетворяющую требованиям стандарта DIN 4102-B2. Однако это условие выполняется только в том случае, если пеной заполняется полость с оболочкой толщиной не менее 0,5 мм. Рабочая температура оборудования, изолированного In-situ PUR-пеной, может составлять от +100 до -180°C.

Особенность этого материала в том, что его установщик является и его производителем, потому что материал производится на месте установки. Таким образом, он несет полную ответственность за качество и свойства материала, от которого в максимальной степени зависят функционирование и срок службы изолированного оборудования. Если установка изоляции не была выполнена надлежащим образом, то в материале появятся каверны и он начнет давать усадку. In-situ PUR-пену должны устанавливать только компании, у которых есть многолетний опыт работы с этим материалом и высококвалифицированный персонал, имеющий сертификат на работы с ним. Кроме этих предварительных требований при изоляции In-situ PUR-пеной должны соблюдаться и такие: температура окружающей среды должна быть не ниже +10°C, относительная влажность – не выше 90%, а температура изолируемого объекта – не ниже +10°C и не выше +45°C. Вдобавок поверхности объекта и металлической изоляции должны быть сухими и свободными от нефтепродуктов, смазки и ржавчины. Нельзя проводить работы по изоляции пеной, когда идет дождь.

Пеностекло

Пеностекло было разработано в 1930 г. французской компанией St. Gobain group и потом продавалось под маркой Foam-glas®. Материал формируется в виде блоков, из которых потом делают кожухи, листы и фигурные изделия. Пеностекло полностью состоит из замкнутых ячеек (пор). Исходная плотность равна 100–160 кг/м³ в зависимости от его типа. Из всех рассматриваемых здесь материалов у пеностекла наибольшая теплопроводность. Она составляет 0,037–0,042 Вт/(м·К) при температуре среды 0°C.

Пеностекло негигроскопично и не поглощает влагу из окружающей среды. Изменение массы имеет место только в случае, когда влага проникает в ячейки, герметичность которых была нарушена. Более того, пеностекло абсолютно паронепроницаемо, и через него не проходит влага.

Будучи неорганическим материалом, пеностекло негорюче и соответствует требованиям стандарта DIN 4102 part 1, building material class A1. Вследствие своей ломкости пеностекло не выдерживает точечных нагрузок, и его следует ровно укладывать на поверхность изолируемого объекта. Пеностекло обычно приклеивается горючим холодным битумом. При раскрое материала по размеру выделяется некоторое количество сероводорода с неприятным запахом. Рабочий диапазон температур – от +430 до -260°C.

Жесткая фенольная пена (PF)

Жесткая фенольная пена производится из фенольных смол с добавлением вспенивающего реагента с последующим нагревом или без него. Первоначально эта пена в ходе непрерывного процесса выпускается в виде ленты, но может изготавливаться и в виде блоков.

Жесткая фенольная пена представляет собой жесткий материал с включениями газовых пузырей или пор, большинство из которых замкнуто. Исходная плотность – более 70 кг/м³. Она поставляется в виде листов или полушарий, которые склеиваются между собой негорючим силикатным клеем. Этот изоляционный материал обладает хорошими термоизоляционными свойствами. При температуре среды около 0°C теплопроводность равна 0,030–0,035 Вт/(м*К). Подобно жесткому пенополистиролу и жесткому пенополиуретану, жесткая фенольная пена слабо сопротивляется проникновению паров воды. Изделие обычно покрывается слоем алюминиевой фольги толщиной в 200 мк, а стыки заклеиваются липкой алюминиевой лентой.

Как и все органические изоляционные материалы, фенольная пена горюча и как строительный материал относится к классу B1 стандарта DIN 4102. Однако добавлением неорганических наполнителей можно перевести ее в класс A2 (невоспламеняющийся) стандарта DIN 4102, ч. 1. Продукты этого типа можно использовать в промышленных установках с рабочей температурой от +120 до -50°C.

Эластомерные пеноматериалы

Первый эластомерный изоляционный материал был разработан в 1954 г. американской компанией Armstrong. С тех пор он продается под маркой Armaflex. Термин «эластомерная пена» используется главным образом для описания изоляционных материалов на базе синтетического каучука. Основным компонентом является синтетический каучук, сделанный из NBR (нитрилбутадиеновый каучук) и EPDM (мономер этиленпропилендиена). NBR имеет большее значение, так как в целом обладает лучшими техни-



ческими качествами. Так же как у пеностекла, структура изоляционных материалов на базе синтетических каучуков состоит из полностью замкнутых ячеек. Материал негигроскопичен. Сопротивление проникновению паров воды μ находится в пределах 2000–7000. Обычно оно значительно выше и в отдельных случаях достигает 20 000. Барьер против пара заключен не в тонком поверхностном слое, а распределен по всей толщине изоляции. Нет нужды в отдельном противопаровом барьере. Таким образом, эти изоляционные материалы особенно удобны для изоляции холодильных линий.

Отличные результаты получены при использовании изоляционных материалов с замкнутыми ячейками, обладающими высоким сопротивлением проникновению водяных паров. Более того, эластомерная пена имеет очень хорошие термоизоляционные свойства. При температуре среды около 0°C теплопроводность имеет значение 0,036–0,040 Вт/(м*К) в зависимости от типа каучука. В отличие от описанных изоляционных материалов этот материал может выпускаться разной толщины, тем самым обеспечивая выигрыш в занимаемом пространстве. Подобно всем органическим материалам, эластомерная пена горюча.

В зависимости от типа используемого каучука эластомерная пена может соответствовать требованиям классов B1 или B2 стандарта DIN 4102. Благодаря трехмерной структуре его молекул этот материал под воздействием огня не плавится с образованием капель, что исключает возможность распространения огня этим путем. Более того, этот материал самогасящийся, и огонь не распространяется по нему ни горизонтально, ни вертикально. Исключено и его самовозгорание. Можно даже упомянуть о том, что трубы, изолированные синтетическим каучуком, можно пропускать через огнеупорные стены без потери ими стени «пожаробезопасно».

Таблица 1

Сравнение изоляционных материалов как ориентировка при выборе

	μ	λ		
Polystyrol (PS)	-	+	0/-	0
Polyurethan (PUR/PIR)	-	++	+/0	0
Polyurethan-Ortschaum	-	+	+/0	0/-
Schaumglas (CG)	++	0/-	++	-
Phenolharz (PF)	-	+	++	0
Elastomere (FEF)	+	+	+	++

Эластомерные изоляционные материалы выделяются не только своими отличными техническими свойствами, но и тем, что они весьма удобны для пользователей: очень гибки, надежно закрепляются и легко устанавливаются.

Изоляционные материалы на базе синтетических каучуков могут работать в температурном диапазоне

от +105 до -50°C, а при некоторых условиях установки и при температуре до -200°C. Изоляционные материалы на базе EPDM подходят для долгосрочного использования в механизмах, работающих при температуре +150°C.

Заключение

На рынке наблюдается большое разнообразие изоляционных материалов. Не существует ни одного идеального материала, пригодного для любого применения, но, сравнивая качества различных материалов, можно подобрать наиболее подходящий. Сопоставление различных изоляционных материалов показывает существенную разницу между ними. Но, как было показано, следует сравнивать не отдельные материалы, а изоляционные системы в целом.

При разработке и доработке изделий обычно существуют противоречивые требования к его параметрам. Например, понижение теплопроводности может привести к повышению паропроницаемости. Если ячейки будут замкнуты, обеспечивая повышение R , то может пострадать сопротивление огню. Получение максимальной эластичности может повредить другим параметрам изоляционного материала. Это ясно показано в таблице. Абсолютный чемпион среди изоляционных материалов по всем параметрам еще не изобретен. Нет негорючего материала, обладающего оптимальными установочными свойствами для низкотемпературной изоляции.

Из таблицы видно, что наилучшим материалом для низкотемпературного применения является эластомерный изоляционный материал. Главное его достоинство состоит в легкости установки, но и все прочие его свойства заслуживают высокой оценки. Однако следует отметить, что на 100% это верно не для всех эластомерных изоляционных материалов, представленных на рынке. Эластомеры сильно отличаются друг от друга. Одним из важных технических качеств материала является возможность постоянного внутреннего и внешнего контроля его параметров. Только в случае, когда свойства продукта рассматриваются отдельно и подробно, а также в их совокупности, можно сказать, для какого применения этот продукт подходит больше всего.

Гибкие теплотрассы на основе полимерных материалов

В России большая часть систем отопления и водоснабжения выполнена с использованием металлических трубопроводов. В результате мы в полной мере ощущаем на себе и видим все недостатки, присущие традиционным инженерным системам. В первую очередь это низкий срок службы трубопроводов и большие тепловые потери, большие затраты сначала на монтаж, а уже через 5–10 лет – на реконструкцию или на замену трубопроводов. Неужели не существует

выхода из этого замкнутого круга, и реконструкция инженерных сетей будет все время сопровождать нас? Проблема коррозии и низкого срока службы металлических трубопроводов во всем мире успешно решается использованием полимерных трубопроводов, а проблема больших тепловых потерь – использованием высококачественной изоляции из вспененных материалов. Современные производители предлагают более совершенный вариант – объединить эти два решения в одно. Это – система гибких, предварительно изолированных полимерных трубопроводов. Трубопроводы могут применяться в системах отопления, водоснабжения, хладоснабжения, а также для транспортировки пищевых и промышленных жидкостей. Конструкция включает в себя одну или несколько (до 6) труб из полибутена, заключенных в теплоизоляцию из вспененного полиэтилена и защищенных внешним гофрированным пластиковым кожухом. Отличительной особенностью системы является то, что в ее основе лежат трубы из полибутена (PB), материала, по основным своим свойствам превосходящего широко представленные на сегодняшний день на российском рынке полимеры, такие как сшитый полиэтилен (PEX) и полипропилен (PP). Так, например, коэффициент линейного расширения у полибутена существенно ниже, чем у сшитого полиэтилена. Еще одно важное преимущество системы – легкость монтажа. Систему протяженностью до 200 м можно без единого соединения и устройства специального канала укладывать из бухты прямо в траншею. К тому же вес 1 м трубопроводов – всего около 2,5 кг. Благодаря гибкости система укладывается в трассу любой конфигурации. Полибутеновые трубы системы можно монтировать как компрессионными фитингами, так и фитингами для электрофузионной и раструбной сварки. Применение неразъемных сварных соединений позволяет избежать устройства дорогостоящих монтажных колодцев. Стоимость системы из «гибкой теплотрассы», конечно, выше стоимости металлических трубопроводов, однако если учесть, что за время службы этой системы традиционные трубы придется поменять 2–3 раза и добавить затраты на подготовку канала, транспортировку, погрузо-разгрузочные работы, продолжительный и дорогостоящий монтаж металлических трубопроводов, то стоимость системы из «гибкой теплотрассы» уже не кажется высокой, а преимущества становятся еще более очевидными. «Гибкие теплотрассы» уже более 20 лет успешно применяются в Европе. С использованием «гибких теплотрасс» выполнены инженерные сети целого ряда объектов во Франции, Германии, Австрии, Голландии, Новой Зеландии и других странах. Система «гибких теплотрасс» уже начала применяться и в России, российские потребители могут на практике убедиться в достоинствах системы предварительно изолированных трубопроводов «гибких теплотрасс».



А.В. Гришкова,
канд. техн. наук,
заведующая кафедрой ТГВ;
Б.М. Красовский,
канд. техн. наук;
О.С. Половников,
Пермский государственный
технический университет

О ВОДНО-ХИМИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛЬНОГО ОТОПЛЕНИЯ

На кафедре теплогазоснабжения, вентиляции и охраны воздушного бассейна (ТГВ и ОВБ) Пермского государственного технического университета (ПГТУ) ведутся исследования по оптимизации параметров водно-химического режима современных систем центрального отопления (ЦО). Актуальность этой проблемы связана с особенностями конструкций новых систем, которые внедряются в практику в настоящее время, они следующие:

1. Применение трубопроводов из полимерных материалов.
2. Применение алюминиевых нагревательных приборов.

Особенностью трубопроводов, выполненных из полимерных материалов, является диффузия кислорода и его проникновение в теплоноситель даже при наличии специального защитного слоя. Защитный слой снижает интенсивность диффузии, но не устраняет ее [1].

При применении алюминиевых нагревательных приборов необходимо учитывать, что при недостаточно устойчивом оксидном защитном слое и водородном показателе сетевой воды, превышающем $pH = 9,0$, наблюдается разрушение алюминия, связанное с его аморфностью. В частности, в Перми, в

нескольких вновь построенных зданиях, произошли массовые повреждения алюминиевых нагревательных приборов при водородном показателе сетевой воды $pH = 9,0 \div 9,5$.

При ожидаемом в будущем массовом применении пластмассовых трубопроводов в системе отопления по результатам исследований, опубликованных в работе [1], можно прогнозировать повышение содержания кислорода в сетевой воде закрытых систем теплоснабжения в пределах $50 \div 100$ мкг/л.

Такое содержание кислорода в сетевой воде иногда наблюдается в открытых системах теплоснабжения, что приводит к увеличению числа отказов и вызывает необходимость повышения водородного показателя сетевой воды [2, 3], а повышение водородного показателя затрудняет применение алюминиевых нагревательных приборов.

Одним из возможных вариантов решения возникшей проблемы является независимое присоединение абонентов по схеме, исключающей поступление сетевой воды из абонентского контура в теплосеть и из теплосети в абонентский контур. Известно, что увеличение доли абонентов, присоединенных к системе централизованного теплоснабжения по независимой схеме, повышает надежность теплоснабжения.

При оценке перспективных направлений развития водяных систем ЦО можно сделать вывод о предстоящем широком внедрении полимерных трубопроводов и алюминиевых нагревательных приборов. В этом случае, при ограничении водородного показателя циркулирующей воды – $pH \leq 7,5$, внутренняя коррозия будет полностью отсутствовать. В рассматриваемом примере не допускается водообмен между греющим и нагреваемым контурами независимой системы. Наиболее простым решением является подпитка абонентского контура водопроводной водой.

В то же время при заполнении и подпитке систем отопления неумягченной водопроводной водой становится весьма актуальной проблема накипеобразования. Это связано с тем, что при наличии большого числа изолированных отопительных систем умягчение воды или дозирование ингибиторов накипеобразования становится затруднительным.

Результаты проведенных исследований

На кафедре ТГВ и ОВБ ведутся исследования интенсивности накипеобразования на поверхности водо-водяных кожухотрубных и пластинчатых подогревателей при питании изолированных систем неумягченной и ингибированной водопроводной водой.

На данном этапе выполнены исследования для сочетаний содержания в водопроводной воде сульфатов и температуры ее нагрева, исключающих сульфатное накипеобразование. Это связано со следующими обстоятельствами:

1. Образование сульфатной накипи затрудняет ее отмывку, которая при отсутствии умягчения или ингибирования через определенный период времени является неизбежной.

2. При температурах нагрева воды изолированного контура, не превышающих 130°C , опасность сульфатного накипеобразования, как правило, отсутствует.

В каждом конкретном случае можно определить допустимую температуру воды в подогревателях (кроме подогревателей водогрейных котлов) по формуле:

$$\text{Pr}_{\text{CaSO}_4} \leq 21575 e^{-0,04t}, \quad (1)$$

где: $\text{Pr}_{\text{CaSO}_4}$ – ионное произведение кальция и сульфатов в используемой воде;

t – температура нагрева воды в подогревателях, $^\circ\text{C}$.

Температура нагрева должна быть ограничена условием соблюдения соотношения, предписанного формулой (1).

При соблюдении условия, предложенного формулой (1), для принятия конкретных параметров структуры и режима оборудования тепловых пунктов и систем отопления необходимо прогнозировать интенсивность карбонатного накипеобразования.

Это прогнозирование необходимо для принятия конкретных решений, исходя из предполагаемой частоты проведения очистки подогревателей.

При применении кожухотрубных подогревателей очистка должна производиться при предельно допустимой массе отложений, равной $2,5 \text{ кг/м}^2$. При применении пластинчатых подогревателей – $1,0 \text{ кг/м}^2$.

Для технико-экономической оценки и поиска оптимального варианта технического решения необходима методика прогнозирования затрат на очистку поверхностей нагрева подогревателей от карбонатной накипи. При решении этой задачи необходимо прогнозировать интенсивность карбонатного накипеобразования.

Результаты выполненных исследований позволяют для решения этой задачи использовать формулу:

$$m = 35,5 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot I_k, \quad (2)$$

где: m – интенсивность карбонатного накипеобразования на поверхности нагрева пароводяных и водоводяных подогревателей, $\text{мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{час})$;

K_1 – коэффициент, учитывающий температуру нагрева;

K_2 – коэффициент, учитывающий скорость потока нагреваемой воды;

K_3 – коэффициент, учитывающий степень рециркуляции нагреваемой воды;

K_4 – коэффициент, учитывающий водородный показатель нагреваемой воды;

I_k – карбонатный индекс (мг-экв/л)².

Численные значения коэффициентов K_1 , K_2 , K_3 и K_4 приведены в таблицах 1–4.

В рассматриваемом случае, в связи с применением в системах отопления алюминиевых нагревательных приборов, повышение водородного показателя выше $pH = 8,0$ не рекомендуется.

В водопроводной воде карбонатный индекс, как правило, находится в пределах $10\text{--}20$ (мг-экв/л)². При среднем значении $I_k = 15$ (мг-экв/л)², средней в течение отопительного сезона температуре нагрева $t = 60^\circ\text{C}$, скорости нагреваемой воды $0,5 \text{ м/с}$, показателе рециркуляции – $0,99$ и водородном показателе $pH = 7,5$, интенсивность накипеобразования равна: $m = 35,5 \cdot 0,58 \cdot 0,96 \cdot 0,3 \cdot 1 \cdot 15 = 88,95 \text{ мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$.

При продолжительности отопительного сезона 5000 ч годовое количество накипи равно $444,7 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$. При применении кожухотрубных подогревателей очистку необходимо производить через $5\text{--}6$ лет. При применении пластинчатых – через $2\text{--}3$ года. При использовании воды с более высокой жесткостью рекомендуется увеличение рециркуляции и скорости нагреваемой воды.

Таблица 1

Численные значения коэффициента K_1 для различных температур нагрева воды

Температура нагрева	40	60	80	100	120	140
K_1	0,41	0,58	0,77	1,00	1,21	1,53

Таблица 2

Численные значения коэффициента K_2 в зависимости от скорости потока нагреваемой воды

Скорость, м/с	0,5	1,0	1,5	2,0
K_2	0,96	0,67	0,54	0,47

Таблица 3

Численные значения коэффициента K_3 для циркулирующего и общего потоков нагреваемой воды

Соотношение потоков	0	0,5	0,9	0,99	0,999
K_3	1,0	0,84	0,55	0,30	0,16

Таблица 4

Численные значения коэффициента K_4 в зависимости от величины водородного показателя нагреваемой воды

Водородный показатель	pH = 6,5	pH = 7,0	pH = 7,5	pH = 8,0
K_4	0,41	0,58	0,77	1,00

Литература

- Петров-Денисов В.Г. К вопросу о кислородопроницаемости пластмассовых трубопроводов отопительных систем. Сантехника, 2003, № 4. С. 40–45.
- Жуков М.А., Красовский Б.М., Кислицын М.А. Особенности процессов коррозии и накипеобразования в открытых системах теплоснабжения. Промышленная энергетика, 1991, № 9. С. 14–15.
- Руководство по учету качеств воды при выборе системы теплоснабжения. – М., Минэнерго СССР, 1988.

стильных и гидрометаллургических производств, а также в других помещениях с постоянным присутствием воды или конденсацией влаги на стенах.

ДЭН-45ШМ производится на основе винтового компрессорного блока немецкой фирмы GHH-Rand. Срок наработки по винтовому блоку составляет более 40 тыс. ч. Система маслоотделения комплектуется фильтропатроном фирмы MANN. Капот изготовлен в ударопрочном корпусе, верхняя панель (крыша) имеет повышенную толщину – 5 мм. По заявке установка может быть выполнена на салазках.

Компрессор оборудован системами защиты по температуре и давлению. Установка оснащена двухступенчатым воздушным фильтром, модулем автоматического порошкового пожаротушения и датчиком контроля метана. Детали компрессора изготовлены из искробезопасных материалов.

Основные технические характеристики компрессорных станций ДЭН-45ШМ («Шахтер»)

Производительность, м³/мин	Номинальное давление, МПа	Привод, мощность, кВт	Расход масла, г/ч	Шумность, дБ(А)	Габариты и вес, ДхШхВ, мм, масса, кг
6,5	0,7	45	2,7	80	2010×900 × 1290 1200

Для нормальной работы компрессора необходимо 2,5 м³/с охлаждающего воздуха.

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ КОМПРЕССОР МАРКИ ДЭН-45ШМ В ЛИНЕЙКЕ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПАНИИ «ПНЕВМОТЕХНИКА»

Компания «Пневмотехника» представляет винтовые компрессорные установки ДЭН-45ШМ («ШАХТЕР»), предназначенные для работ в угольных шахтах и других производственных подземных помещениях. Условия работ в тупиковых шахтных забоях предъявляют к оборудованию повышенные требования по взрывобезопасности и пылезащите.

Компрессоры ДЭН-45ШМ соответствуют «Правилами безопасности в угольных шахтах» (ПБ 05-618-03) допущенного применения электрооборудования в исполнении «РВ». Помимо этого, компрессоры соответствуют климатическому исполнению согласно ГОСТу 15150-69 самой жесткой по нормативам категории № 5 и могут работать при температуре окружающего воздуха от -5 до +35°C и относительной влажности до 100%.

Данные компрессоры могут эксплуатироваться не только в шахтах, но и в помещениях с повышенной влажностью, например в неотопливаемых и невентилируемых подвалах, трюмах, цехах тек-

Компания «Пневмотехника»



ОСОБЕННОСТИ ПОДБОРА РЕСИВЕРА

Машины и инструменты, приводимые в действие сжатым воздухом, требуют постоянного давления для безотказной эксплуатации. Это достигается при использовании правильно подобранных ресиверов сжатого воздуха. Ресиверы сначала снаружи и внутри покрываются грунтовкой и гальванизуются снаружи; они могут быть вертикальными или горизонтальными.

Они выполняют следующие функции:

◆ **Накапливают сжатый воздух**

Компрессор постепенно накапливает объем сжатого воздуха в ресивере, это компенсирует переменный расход сжатого воздуха в линии, таким образом, снижается число циклов включения / отключения компрессора.

◆ **Демпфируют пульсации**

Объемные компрессоры, особенно поршневые, вызывают пульсацию потока сжатого воздуха, которая демпфируется объемом ресивера.

◆ **Удаляют конденсат**

Вследствие охлаждения сжатого воздуха на стенках ресивера образуется конденсат, который накапливается в его нижней части и может быть затем без проблем удален. Допустимое число включений/выключений компрессора зависит от мощности электродвигателя (табл. 1).

Определение размера ресивера

Ниже приведенная формула позволяет приблизительно рассчитать размер ресивера. Для многоком-

Таблица 1
Частота включений компрессоров в зависимости от мощности приводного электродвигателя

Номинальная мощность (кВт)	Допустимое число включений в час
4–11	55–40
15–30	30–15
37–75	12–6
90–250	5–2

прессорных систем она рассчитывается для максимально нагруженного компрессора:

$$V = \frac{V_{эф} \times P_a}{4 \times Z_s \times \Delta_p}$$

где:

- V – объем ресивера сжатого воздуха в м³;
- $V_{эф}$ – объемный расход в м³/час (ISO 1217);
- P_a – атмосферное давление в барах;
- Z_s – частота включений (в час);
- Δ_p – перепад давлений в барах.

Пример:

- $V_{эф} = 240 \text{ м}^3/\text{час} = 4 \text{ м}^3/\text{мин}$
- $P_a = 1 \text{ бар}$
- $Z_s = 15$
- $\Delta_p = 2 \text{ бар}$

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ГАЗЫ

$$V = \frac{V_{эф} \times P_a}{4 \times Z_s \times \Delta_p} = \frac{240 \frac{м^3}{ч} \times 1 \text{ бар}}{4 \times 15 \times 2 \text{ бар}} = 2,0 \text{ м}^3.$$

В случае если для стандартного ресивера расчетного объема не существует, выберите ближайший больший по размеру ресивер. Эта формула применима для компрессоров, не имеющих режима холостого хода, т.е. поршневых компрессоров. Компрессорные агрегаты с режимом холостого хода, такие как винтовые компрессоры, обычно могут работать с небольшим ресивером. Рекомендуется, тем не менее, предусмотреть определенный объем запаса сжатого воздуха при пульсациях расхода воздуха, которые обычно имеют место в промышленных сетях сжатого воздуха. Вышеприведенная формула также может быть применена для винтовых компрессорных установок, но можно пользоваться более простым методом:

**объем ресивера (л) = минутная
производительность компрессора * 30%.**

ВАЖНО: Большие пульсации расхода сжатого воздуха и большие отличия таких пульсаций от производительности компрессора(-ов) требуют ресивера большего объема.

Пример:

Определите, за какое время винтовой компрессор с $P_{\max} = 8$ бар(изб) и производительностью $V = 200$ л/мин накачает ресивер объемом 100 л до давления 8 бар.

Вариант 1

Если вы читали невнимательно, вы получите такой, казалось бы, очевидный, но абсолютно неправильный ответ:

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

Вариант 2

Если вы усвоили кое-что из прочитанного, то получите:

$$t = 100 \times 9 / 200 = 4,5 \text{ мин}$$

Как видите, игнорирование теории может привести к ошибке более чем в 9 раз!

Нормы для ресиверов сжатого воздуха

В России при установке эксплуатации и обслуживании воздушных ресиверов надлежит руководство-

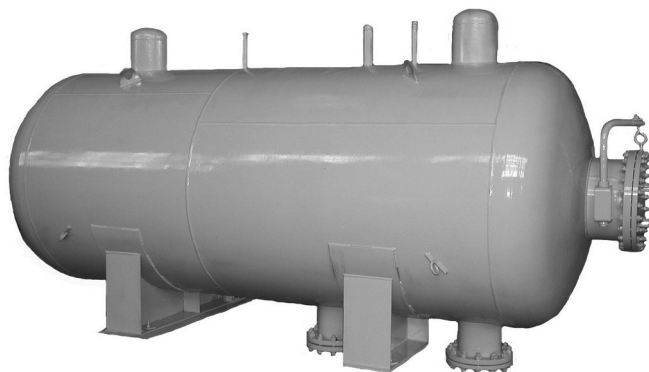


Рис. 1. Горизонтальный ресивер сжатого воздуха

ваться актуальной редакцией «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» и указаниями, содержащимися в паспорте и иной документации ресивера. В Правилах содержатся и указания на то, на какие типы сосудов, работающих под давлением, они не распространяются.

Вышеупомянутые Правила распространяются на большую часть используемых в промышленности воздушных ресиверов. Однако некоторые ресиверы (воздухосборники), помимо, собственно, соответствия Правилам их устройства и эксплуатационных процедур, должны быть также зарегистрированы в органах Госгортехнадзора.

НЕ подлежат регистрации, в соответствии с п. 6.2.2. правил, некоторые типы сосудов, работающих под давлением, в том числе:

- ♦ сосуды 1-й группы, работающие при температуре стенки не выше 200°C, у которых произведение давления в МПа (кгс/см²) на вместимость в м³ (л) не превышает 0,05 (500).

- ♦ сосуды 2, 3 и 4-й групп, работающие при указанной выше температуре, у которых произведение давления в МПа (кгс/см²) на вместимость в м³ (л) не превышает 1,0 (10 000).

Например, обычный в России 900-литровый, 11-барный ресивер 4-й группы НЕ подлежит регистрации, потому что произведение его давления в кгс/см² (11) на вместимость в л (900) составляет 9900, что, как мы видим, не больше 10 000.

По материалам компании «Далва Консалтинг»



**В. Сафронов,
Д. Винокурова,
отдел пищевой промышленности,
компании «Далва Консалтинг»**

ВОДОЗАПОЛНЕННЫЕ ВИНТОВЫЕ КОМПРЕССОРЫ

Качество сжатого воздуха определяет степень надежности и долговечности работы пневмосистемы.

Наиболее интересными и эффективными решениями для пищевой промышленности, где предъявляются очень высокие требования к качеству сжатого воздуха и чистоте продукта, являются безмасляные компрессоры и стерилизующие фильтры на жидкости и газе.

Использование маслозаполненных компрессоров в пищевом производстве иногда недопустимо. Поэтому производители компрессорного оборудования предложили использовать винтовые компрессоры сухого сжатия. Однако данная конструкция имеет ряд недостатков: она достаточно дорогая, а тефлоновое покрытие роторов очень быстро стирается с поверхности винтов, вследствие чего увеличиваются зазоры в винтовом блоке, что приводит к снижению производительности компрессора.

В качестве альтернативы для смазки узлов компрессора, уплотнения зазоров и отвода тепла было предложено использовать экологически чистую и дешевую жидкость – воду, обладающую высокой удельной теплоемкостью и теплопроводностью. При использовании дозированного впрыска в камеру сжатия температура воздуха в процессе сжатия не превышает 55–60°C. Водозаполненные винтовые компрессоры являются последним достижением совре-

менной науки и сочетают преимущества маслозаполненных и безмасляных компрессоров, обеспечивая безмасляное сжатие воздуха при степени повышения давления в одну ступень до 13 бар с оптимальной производительностью. Для выделения влаги из сжатого воздуха используется блок рефрижераторного осушителя.

Процесс сжатия в водозаполненных винтовых компрессорах приближен к идеальному «изотермическому» сжатию. По сравнению с обычными компрессорами сухого сжатия они способны повысить энергосбережение до 20%! К тому же тепловая нагрузка на узлы и детали компрессора минимизирована.

Широкое применение в различных отраслях, особенно в пищевой промышленности, получил водозаполненный компрессор Callisto (рис. 1) с прямым приводом и частотным регулированием (Dalva Kompresoren). Встроенный частотный преобразователь регулирует скорость вращения приводного двигателя компрессора в зависимости от потребления сжатого воздуха, что позволяет экономить электроэнергию и обеспечивает щадящие условия работы механических и электрических узлов.

Еще одним преимуществом компрессора Callisto, помимо отмеченных выше, является то, что вода, впрыскиваемая в полость сжатия, берется непосредственно из сжатого воздуха. Таким образом, компрессор не требует подключения к водопроводу и стан-

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ГАЗЫ

ции очистки! Диапазон производительности компрессоров Callisto – 0,93–7,73 м³/мин, давление нагнетания – от 5 до 10 бар.

Стерилизующие и предварительные фильтры Ultrabev BEV – новое поколение фильтров, выпускаемых компанией Donaldson Ultrafilter (Германия) под брендом Dalva Air Systems. Уникальное свойство полиэфирсульфоновых мембран позволяет эффективно задерживать микроорганизмы и обеспечивать стерильную фильтрацию в любых, даже специфических применениях. Мембраны Ultrabev BEV имеют асимметричную структуру пор и большой удерживающий объем, что обеспечивает высокую грязе-емкость наряду с высокой производительностью по сравнению с симметричными мембранами.

Donaldson Ultrafilter производит фильтры, соответствующие высочайшим стандартам качества DIN EN ISO 9001:1994, USP Plastics Class V – 121°C.

Стандартный 10" стерилизующий фильтроэлемент имеет производительность 24 л/мин (по воде) при перепаде 100 mbar. Гарантированно выдерживает 100 циклов стерилизации паром (30 мин, 121°C).

Стерильный фильтр нового поколения P-SRF N

Фильтроэлемент P-SRF N был разработан компанией Donaldson Ultrafilter для надежной стерильной фильтрации сжатого воздуха и других технологических газов. Фильтрующий элемент удовлетворяет высоким требованиям пищевой промышленности и надежно работает даже в жестких производственных условиях.

Данный глубинный фильтроэлемент благодаря запатентованному микроволоконному материалу, выполненному из трехмерного боросиликатного волокна и не содержащему связывающих веществ, обладает высокой удерживающей способностью и длительным сроком службы.

Внутри элемента P-SRF N находится новый фильтрующий материал глубинного типа с гидрофобным плазменным напылением. Несколько слоев стеклянных волокон помещено в корпус из нержавеющей стали. Прочная конструкция фильтроэлемента гарантированно выдерживает до 100 циклов стерилизации и противостоит высокому дифференциальному давлению воздушного потока в обоих направлениях.

Водоотталкивающее покрытие обеспечивает устойчивость фильтроэлемента в CIP процессах, а также уменьшает дифференциальное давление при проведении стерилизации паром.

Новый стерилизующий фильтроэлемент P-SRF N имеет высокую удерживающую способность 99,99998% по отношению к частицам размером 0,01 мкм. Фильтроэлементы можно использовать при температуре от -20 до +200°C и стерилизовать паром, а также перекисью водорода (VPH-стерилизация).

Для успешного функционирования системы сжатого воздуха предоставляются сменные элементы для корпусов фильтров сжатого воздуха и жидкостей Domnick Hunter, Pall, Sartorius, Millipore, «Технофильтр», «Экспресс-Эко» и многих других производителей.

Также осуществляется поставка магистральных воздушных и газовых фильтров, фреоновых и адсорбционных осушителей, конденсатоотводчиков и разделителей конденсата, охладителей и чиллеров.



Рис. 1. Водозаполненный винтовой компрессор Dalva



В. Янсюкевич,
инженер службы энергоснабжения
ООО «Севергазпром»

МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Рекомендации настоящей методики распространяются на испытания генераторов переменного тока всех типов и напряжений.

Испытания генераторов переменного тока проводятся для оценки состояния изоляции и выявления образующихся в ней дефектов.

Изоляция электрических машин является наиболее существенной частью, которая определяет надежность и срок службы машины в основном по причине старения под действием различных факторов.

Основной причиной повреждения изоляции генераторов является совместное действие тепловых, механических и электрических воздействий, а также влияние окружающей среды (влажность, загрязненность, высокая температура и т.д.). Тепловое старение органических составляющих изоляции (смолы, бумага, ткани) сильно снижает электрическую прочность машинной изоляции. Неорганические составляющие (слюда, стекло, асбест) не подвержены тепловому старению при обычных для генераторов рабочих температурах. Тепловое старение делает изоляцию уязвимой для механических воздействий. При работе машин их обмотки подвергаются воздействию электрических усилий от действия электромагнитных сил при нормальных или аварийных режимах, что приво-

дит к их перемещению. Кроме того, обмотки подвержены воздействию сил, возникающих при тепловых расширениях, неодинаковых для различных частей.

Для новой изоляции все эти воздействия не представляют большой опасности, но при потере механической прочности изоляция менее способна противостоять обычным условиям вибрации или ударов, разности тепловых расширений и сжатий меди, стали и конструктивных деталей.

Наиболее характерными видами дефектов изоляции обмоток электрических машин являются местные дефекты (трещины, расслоения, воздушные включения, местные перегревы, истирания и т.п.), охватывающие незначительную часть площади изоляции.

Синхронные машины являются обрабатываемыми – это значит, что синхронный генератор можно использовать и в качестве генератора, и в качестве электродвигателя. Это обусловлено одинаковой конструкцией машин и, кроме того, практически одинаковыми конструкциями возбуждательных устройств. Активно используются синхронные машины и в качестве синхронных компенсаторов – синхронных машин для генерирования реактивной мощности, основная цель синхронного компенсатора – поддержание коэффициента мощности сети.

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Диапазон мощностей синхронных генераторов достаточно велик.

Мощные синхронные генераторы – гидрогенераторы и турбогенераторы – характеризуются значительной мощностью (от 30 до 1200 МВА) и высоким напряжением на статоре (до 30 кВ). Эти генераторы применяются на крупных электростанциях.

Наряду с этим широко используются агрегаты для автономного снабжения – небольших населенных пунктов и предприятий, удаленных от промышленных центров, временных промышленных установок и т.п. Эти агрегаты могут быть стационарными и передвижными (рис. 1). Основным видом приводного двигателя в таких агрегатах являются дизельные двигатели, а при небольшой мощности агрегата возможно применение бензиновых двигателей. На агрегатах стационарной установки и сравнительно большей мощности применяются газотурбинные двигатели. Диапазон мощностей синхронных генераторов для автономного электроснабжения – от 5 до 800 кВт при напряжении на выходе – обычно 230 и 400 В, при мощности от 800 кВт напряжение на выходе может быть 6–10 кВ. Не редко применение автономной электростанции с повышающим трансформатором (для работы на линию электропередач).

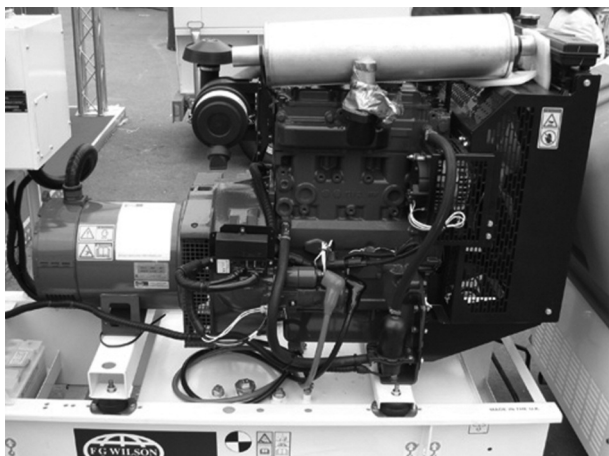


Рис. 1. Внешний вид генератора

Электрические испытания генераторов должны проводиться специально обученным персоналом с учетом следующих положений:

1. Профилактические испытания должны, как правило, совмещаться с текущими и капитальными ремонтами генератора.
2. Перед испытаниями генератор следует тщательно осмотреть, изучить заводскую документацию на него, подготовить приборы и приспособления.
3. Во время испытания должно производиться непрерывное наблюдение с безопасного расстояния за состоянием генератора.
4. Заключение о пригодности генератора к эксплуатации производится на основании сравнения данных, полученных при испытании с заводскими дан-

ными, данными предыдущих испытаний и требованиями НТД.

Пуск генератора в работу (для проведения испытаний холостого хода и вибрации подшипников) осуществляется после окончания всех остальных испытаний и обработки полученных при этом материалов.

Объект испытания

Статор синхронного генератора конструктивно выполнен аналогично статору синхронного или асинхронного электродвигателя. Особенностью выполнения статора генератора может являться дополнительная обмотка, которая используется для питания возбуждающих устройств, хотя большие по мощности генераторы могут использовать отдельный источник энергии для цепей возбуждения (например, специальный генератор постоянного тока – возбуждатель).

Ротор синхронного генератора аналогичен по конструкции ротору синхронного электродвигателя и представляет собой магнит постоянного тока (при поданном напряжении возбуждения). Обмотку ротора, которая питается от источника постоянного тока, называют обмоткой возбуждения. Вращающуюся обмотку ротора соединяют с внешним источником тока (возбудителем) посредством контактных колец и щеток. Кроме ротора с контактными кольцами синхронные генераторы могут снабжаться безщеточными возбуждающими устройствами (БВУ). Принцип работы генератора от конструкции возбуждающего устройства не меняется.

БВУ представляет собой небольшой по мощности генератор, который служит для питания ротора генератора постоянным током – током возбуждения. Таким образом, выработанная генератором БВУ электроэнергия используется только для возбуждения синхронного генератора.

Синхронный генератор является обрабатываемой машиной и может работать и как генератор, и как электродвигатель. В режиме генератора генерируемое напряжение снимается с обмотки статора машины, при этом обмотка возбуждения выполняет одну и ту же функцию (как для двигателя, так и для генератора). Частота вращения ротора синхронного генератора жестко привязана к частоте, что является важнейшим эксплуатационным свойством данного типа машин.

Определяемые характеристики

Определение возможности включения без сушки генераторов выше 1 кВ. При решении вопроса о необходимости сушки компаундированной, терморезистивной и гильзовой изоляции обмотки статора синхронного генератора следует руководствоваться следующим:

- ♦ внешним осмотром подтверждена целостность машины после транспортировки, отсутствие поврежденных частей обмотки, целостность системы возбуждения;

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

♦ сопротивление изоляции обмотки статора генератора по фазам (если есть возможность измерения по фазам) не отличается более чем в 3 раза по отношению друг к другу, при этом величина сопротивления изоляции сомой «слабой» фазы должна быть не ниже указанной в таблице 1;

♦ коэффициент абсорбции обмотки статора должен быть не ниже 1,3;

♦ сопротивление изоляции вспомогательной обмотки статора и сопротивление изоляции ротора должно быть не ниже нормируемой (в зависимости от температуры при проведении испытаний).

Для генераторов с бумажно-масляной изоляцией необходимость сушки устанавливается в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

Таблица 1

Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции для обмоток генераторов

Мощность, номинальное напряжение электродвигателя, вид изоляции	Критерии оценки состояния изоляции обмотки статора				
	значение сопротивления изоляции, не менее (МОм)				значение коэффициента абсорбции
Обмотка статора генератора напряжением до 1 кВ (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и других заземленных фаз)	0,5				–
Обмотка статора генератора напряжением свыше 1 кВ (все виды изоляции)	Т (°С)	3 кВ	6 кВ	10 кВ	Не менее 1,2
	10	30	60	100	
	20	20	40	70	
	30	15	30	50	
	40	10	20	35	
	50	7	15	25	
	60	5	10	17	
75	3	6	10		
Обмотка ротора генератора	0,5 (допускается для неявнополюсных машин – не ниже 2 кОм при температуре +75°С, или 20 кОм при +20°С)				–
Вспомогательная обмотка генератора	1				–

Сопротивление изоляции $R_{из}$ является основным показателем состояния изоляции статора и ротора генератора.

Одновременно с измерением сопротивления изоляции обмотки статора определяют коэффициент абсорбции. Измерение сопротивления изоляции ротора проводится у генераторов с номинальным напряжением выше 1 кВ.

Сопротивление изоляции вспомогательной обмотки определяется при ее наличии у генераторов с номинальным напряжением выше 1 кВ (у низковольтных генераторов дополнительная обмотка может испытываться в качестве дополнительного испытания при оценке общей работоспособности генератора).

Значение сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции указаны в таблице 1.

Испытание повышенным выпрямленным напряжением

Испытание изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока

утечки по фазам. Испытанию подвергается каждая фаза или ветвь в отдельности при других фазах или ветвях, соединенных с корпусом.

У генераторов с водяным охлаждением обмотки статора испытание производится в случае, если возможность этого предусмотрена в конструкции генератора.

Значения испытательного напряжения приведены в таблице 2.

Для турбогенераторов типа ТГВ-300 испытание следует производить по ветвям.

Испытательное выпрямленное напряжение для генераторов типов ТГВ-200 и ТГВ-300 следует принимать в соответствии с инструкцией по эксплуатации этих генераторов.

Измерение токов утечки для построения кривых зависимости их от напряжения производится не менее чем при пяти значениях выпрямленного напряжения – от $0,2U_{max}$ до U_{max} равными ступенями. На каждой ступени напряжения выдерживается в течение 1 мин. При этом фиксируются токи утечки через 15 и 60 с.

Таблица 2

Испытательное выпрямленное напряжение для обмоток статоров синхронных генераторов и компенсаторов

Мощность генератора, МВт	Номинальное напряжение, кВ	Амплитудное испытательное напряжение, кВ	
Менее 1	Все напряжения	2,4 $U_{ном} + 1,2$	0,4–2,1 0,66–2,7
		3 $U_{ном}$	3–8,4
1 и более	До 3,3	2,4 $U_{ном} + 1,2$	3–8,4
	Выше 3,3 до 6,6	3 $U_{ном}$	6–18
	Выше 6,6	2,4 $U_{ном} + 3,6$	10–27

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Испытание проводится по нормам, приведенным в таблице 3. Испытанию подвергается каждая фаза или ветвь в отдельности при других фазах или ветвях, соединенных с корпусом.

Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения – 1 мин.

При проведении испытаний изоляции повышенным напряжением промышленной частоты следует руководствоваться следующим:

а) испытание изоляции обмоток статора генератора рекомендуется производить до ввода ротора в статор. Если стыковка и сборка статора гидрогенератора осуществляются на монтажной площадке и впоследствии статор устанавливается в шахту в собранном виде, то изоляция его испытывается дважды: после сборки на монтажной площадке и после установки статора в шахту до ввода ротора в статор. Если испытание производится на генераторе с установленным ротором, то обмотку ротора необходимо закоротить и заземлить.

В процессе испытания осуществляется наблюдение за состоянием лобовых частей машины: у турбогенераторов – при снятых торцовых щитах, у гидрогенераторов – при открытых вентиляционных люках;

б) испытание изоляции обмотки статора для машин с водяным охлаждением следует производить при циркуляции дистиллированной воды в системе охлаждения с удельным сопротивлением не менее 75 кОм/см и номинальном расходе;

в) после испытания обмотки статора повышенным напряжением в течение 1 мин у генераторов 10 кВ и выше испытательное напряжение снизить до номинального напряжения генератора и выдержать в течение 5 мин для наблюдения за коронированием лобовых частей обмоток статора. При этом не должно быть сосредоточенного в отдельных точках свечения желтого или красного цвета, появления дыма, тления бандажей и тому подобных явлений. Голубое и белое свечение допускается;

г) испытание изоляции обмотки ротора турбогенераторов производится при номинальной частоте вращения ротора – только для щеточных машин, на которых можно выполнить данное испытание при вращающемся роторе. На машинах с БВУ испытание производится при остановленном генераторе и заземленной обмотке статора.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току производится у генераторов для сравнения различных фаз обмоток между собой, с заводскими данными (указаны в паспорте генератора), или с данными предыдущих испытаний, а обмотки возбуждения син-

Таблица 3

Испытательное напряжение промышленной частоты для обмоток синхронных генераторов и компенсаторов

Испытуемый объект	Характеристика электрической машины	Испытательное напряжение, кВ
Обмотка статора синхронного генератора	Мощность – до 1 МВт, номинальное напряжение – выше 100 В	$1,6 U_{\text{ном}} + 0,8$, но не менее 1,2
	Мощность – более 1 МВт, номинальное напряжение – до 3,3 кВ	$1,6 U_{\text{ном}} + 0,8$
	То же, но номинальное напряжение выше 3,3 кВ до 6,6 кВ	$2 U_{\text{ном}}$
Реостат возбуждения	–	1
Резистор гашения поля	–	2
Заземляющий резистор	–	$1,5 U_{\text{ном}}$ генератора
Обмотка статора синхронных генераторов, у которых стыковка частей статора производится на месте монтажа (гидрогенераторы) по окончании полной сборки обмотки и изолировки соединений	Мощность – более 1 МВт, номинальное напряжение – выше 6,6 кВ	$1,6 U_{\text{ном}} + 2,4$
	Мощность – до 1 МВт, номинальное напряжение – выше 100 В	$2 U_{\text{ном}} + 1$, но не менее 1,5
	Мощность – более 1 МВт, номинальное напряжение – до 3,3 кВ	$2 U_{\text{ном}} + 1$
	То же, но номинальное напряжение выше 3,3 кВ до 6,6 кВ	$2,5 U_{\text{ном}}$
	То же, но номинальное напряжение выше 6,6 кВ	$2 U_{\text{ном}} + 3$
Обмотка явнополюсного ротора	–	$7,5 U_{\text{ном}}$ возбуждения генератора, но не менее 1,1 и не более 2,8
Обмотка неявнополюсного ротора	–	1 (в том случае, если это не противоречит требованиям технических условий завода-изготовителя)

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

хронных генераторов – для сравнения с данными предыдущих испытаний или заводскими данными. Полученные данные не должны отличаться друг от друга (одна фаза или группа обмоток от другой фазы или группы) и от исходных данных больше чем на 2%.

Измеренные значения должны быть приведены к температуре заводских измерений.

Для реостатов и пусковых резисторов, установленных на генераторах, сопротивление измеряется на всех ответвлениях. Для генераторов с номинальным напряжением ниже 3 кВ измеряется общее сопротивление реостатов и пусковых резисторов и проверяется целостность отпаек.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току небольших по мощности генераторов номинальным напряжением 0,4 кВ проводится для оценки общего состояния генератора. В генераторах данного типа расхождение по сопротивлению может быть выше 2% в связи с разными длинами выводных отпаек от разных фаз. Максимальное различие в сопротивлении не должно превышать 4%. Это не относится к генераторам с номинальным напряжением 0,4 кВ и мощностью от 30 кВт и выше.

Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току промышленной частоты

Производится для генераторов мощностью более 1 МВт.

Для щеточных машин: измерение следует производить при напряжении не более 220 В на трех-четырех ступенях частот вращения, включая номинальную, а также в неподвижном состоянии. Для явнополюсных машин при неизолированных местах соединений в неподвижном состоянии измерение производится для каждого полюса в отдельности или попарно. Отклонения измеренных значений от данных завода-изготовителя или от среднего сопротивления полюсов должны находиться в пределах точности измерения.

Для машин с БВУ: измерение следует производить при напряжении не более 220 В при заторможенном роторе.

Измерение воздушного зазора между сталью ротора и статора должно производиться, если позволяет конструкция генератора. Если инструкциями на генераторы отдельных типов не предусмотрены более жесткие нормы, то зазоры в диаметрально противоположных точках могут отличаться друг от друга не более чем:

на 5% среднего значения (равного их полусумме) – для турбогенераторов 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением проводников;

на 10% – для остальных турбогенераторов;

на 20% – для гидрогенераторов.

Измерение зазора у явнополюсных машин производится под всеми полюсами.

Определение характеристик генератора:

а) трехфазного КЗ. Характеристика снимается при изменении тока от нуля до номинального значения.

Отклонения от заводской характеристики должны находиться в пределах точности измерения.

Снижение измеренной характеристики, которое превышает точность измерения, свидетельствует о наличии витковых замыканий в обмотке ротора.

У генераторов, работающих в блоке с трансформатором, снимается характеристика КЗ всего блока (с установкой закоротки за трансформатором). Характеристику собственно генератора, работающего в блоке с трансформатором, допускается не определять, если имеются протоколы соответствующих испытаний на стенде заводов-изготовителей;

б) холостого хода. Подъем напряжения номинальной частоты на холостом ходу производить до 130% номинального напряжения турбогенераторов и синхронных компенсаторов, до 150% номинального напряжения гидрогенераторов. Допускается снимать характеристику холостого хода турбо- и гидрогенератора до номинального тока возбуждения при пониженной частоте вращения генератора при условии, что напряжение на обмотке статора не будет превосходить 1,3 номинального. У синхронных компенсаторов разрешается снимать характеристику на выбеге. У генераторов, работающих в блоке с трансформаторами, снимается характеристика холостого хода блока, при этом генератор возбуждается до 1,15 номинального напряжения (ограничивается трансформатором). Характеристику холостого хода собственно генератора, отсоединенного от трансформатора блока, допускается не снимать, если имеются протоколы соответствующих испытаний на заводе-изготовителе. Отклонение характеристики холостого хода от заводской не нормируется, но должно быть в пределах точности измерения.

Межвитковая изоляция обмотки статора. Испытание следует производить подъемом напряжения номинальной частоты генератора на холостом ходу до значения, соответствующего 150% номинального напряжения статора гидрогенераторов, 130% – турбогенераторов и синхронных компенсаторов. Для генераторов, работающих в блоке с трансформатором, – см. пункт выше «Определение характеристик генератора». При этом следует проверить симметрию напряжений по фазам. Продолжительность испытания при наибольшем напряжении – 5 мин. Испытание межвитковой изоляции рекомендуется производить одновременно со снятием характеристики холостого хода.

Измерение вибрации. Вибрация (удвоенная амплитуда колебаний) подшипников синхронных генераторов, измеренная в трех направлениях (у гидрогенераторов вертикального исполнения производится измерение вибрации крестовины со встроенными в нее направляющими подшипниками), и их возбудителей не должна превышать значений, приведенных в табл. 4.

Таблица 4

Наибольшая допустимая вибрация подшипников (крестовины) синхронных генераторов, компенсаторов и их возбуждителей

Номинальная частота вращения ротора, мин ⁻¹	3000*	1500–500**	375-214	187	До 100
Вибрация, мкм	40	70	100	150	180

* Для генераторов блоков мощностью 150 МВт и более вибрация не должна превышать 30 мкм.

**Для синхронных компенсаторов с частотой вращения ротора 750–1000 мин вибрация не должна превышать 80 мкм.

Проверка изоляции подшипников производится путем измерения напряжения между концами вала, а также между фундаментной плитой и корпусом изолированного подшипника. При этом напряжение между фундаментной плитой и подшипником должно быть не более напряжения между концами вала. Различие между напряжениями более чем на 10% указывает на неисправность изоляции.

Испытание под нагрузкой

Испытание генератора под нагрузкой производится в соответствии с возможностями ввода машины в работу под нагрузку в период приема-сдаточных испытаний. Нагрев статора при данной нагрузке должен соответствовать паспортным данным.

Измерение остаточного напряжения генератора при отключении АГП в цепи ротора

Значение остаточного напряжения не нормируется.

Испытание возбуждителей

Испытание устройств системы возбуждения генератора производится в объеме устройств, которые входят в состав системы возбуждения и включают в себя измерение сопротивления изоляции, испытание повышенным напряжением, измерение сопротивления постоянному току, проверку диодов и тиристоров.

Проверку диодов и тиристоров необходимо выполнять после отсоединения их от схемы БВУ по крайней мере с одной стороны полупроводникового элемента.

Проверка станции возбуждения производится в объеме, определяемом соответствующими инструкциями производителя.

Условия испытаний и измерений

Испытание электрических характеристик генераторов производят при температуре окружающей среды не ниже +10°C, с контролем температуры статора машины. При проведении испытаний следует помнить, что температура обмоток генератора может быть выше температуры окружающей среды, поэтому контроль температуры обмоток осуществляют непосредственно внутри корпуса электрической машины. Для этого можно использовать датчики температуры КИП, которые выводят температуру обмотки на МДП (местный диспетчерский пункт) оператора.

Влажность окружающего воздуха имеет значение при проведении высоковольтных испытаний обмоток ротора и статора, т.к. конденсат на обмотках может привести к пробоям изоляции и, соответственно, к

выходу из строя машины и испытательного оборудования. Оценку увлажнения обмоток генератора проводят при измерении коэффициента абсорбции.

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

При подготовке рабочего места необходимо проверить возможность рассоединения обмоток генератора для проведения полноценных испытаний изоляции обмоток относительно корпуса и между собой.

Средства измерений

Измерение сопротивления изоляции производят мегаомметрами на соответствующее напряжение: для обмотки статора используют мегаомметры на 500 В при номинальном напряжении машины до 0,5 кВ включительно, мегаомметры с рабочим напряжением 1000 В используют для электродвигателей с рабочим напряжением свыше 0,5 до 1 кВ включительно, а мегаомметры на напряжение 2500 В – для электродвигателей выше 1 кВ. Для упрощения следует использовать мегаомметры на напряжение 1000 В для всех генераторов с номинальным напряжением обмоток 380/220 и 660/380 В, при номинальном напряжении генераторов ниже 220 В следует использовать мегаомметр с напряжением 500 В.

Измерение сопротивления изоляции ротора производится мегаомметром на напряжение 1000 В (допускается использовать мегаомметр на напряжение 500 В).

Измерение сопротивления обмоток постоянному току производится мостами постоянного тока (например, Р 333), которые позволяют произвести замеры с точностью до 0,001 Ом для генераторов мощностью свыше 100 кВт. При отсутствии данных приборов возможно использовать метод амперметра-вольтметра с источником постоянного тока, который может обеспечить достаточный ток для проведения данных испытаний. При проведении опыта методом амперметра-вольтметра необходимо иметь источник тока достаточной мощности (емкости) для обеспечения стабильности производимых замеров (для обмотки ротора генератора мощностью 150–2500 кВт удобно использовать автомобильный аккумулятор на напряжение 12 В).

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты производят с помощью различных установок, которые состоят из следующих элементов:

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

испытательного трансформатора, регулирующего устройства, контрольно-измерительной и защитной аппаратуры. К таким аппаратам можно отнести установки АИИ-70, АИД-70, а также различные высоковольтные испытательные трансформаторы, которые обладают достаточным уровнем защиты и надлежащим уровнем подготовлены для проведения испытаний.

Измерение воздушного зазора и зазоров в подшипниках производят с применением специально предназначенных для этой цели щупов.

Измерения при проверке генераторов на холостом ходу и под нагрузкой производят с применением амперметров и вольтметров, которые при необходимости можно подключить через трансформаторы тока и напряжения соответственно (использование трансформаторов тока и напряжения для высоковольтных генераторов). Кроме того, можно использовать высоковольтные токоизмерительные клещи для непосредственного измерения тока статора у высоковольтных генераторов.

Для измерения сопротивления ротора переменному току используют разделительные трансформаторы с напряжением вторичной обмотки 36 В для генераторов с номинальным напряжением статора до 660 В и с номинальным напряжением 220–250 В – для высоковольтных генераторов. Разделительные трансформаторы и ЛАТРы можно не регистрировать в ЦСМ.

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

Порядок проведения испытаний и измерений

Определение возможности включения без сушки генераторов выше 1 кВ

Как уже было сказано выше, определение возможности включения генератора в работу без сушки производится следующим образом:

- ♦ производится внешний осмотр генератора – выявляются повреждения, которые могут сказаться на работе агрегата;
- ♦ измеряется сопротивление изоляции с определением коэффициента абсорбции;
- ♦ измеряется сопротивление изоляции вспомогательных обмоток.

Каждый отдельный параметр и все они вместе сказываются на возможности включения генератора в работу без сушки.

Внешним осмотром генератора проверяют отсутствие механических повреждений корпуса, целостность изоляции выводов в борно и качество подключения кабелей, наличие масла в подшипниках, целостность выводов обмоток дополнительной обмотки возбуждения и трансформаторов тока.

Измерение сопротивления изоляции

Схема измерения сопротивления изоляции генератора показана на рис. 2.

Перед проведением измерения необходимо открыть вводное устройство электродвигателя (борно), протереть изоляторы от пыли и загрязнения и подключить мегаомметр согласно схеме, приведенной на рисунке.

На рис. 2 а показана схема подключения мегаомметра к испытываемому генератору, у которого обмотки соединены в звезду или треугольник внутри корпуса и произвести рассоединение в борно невозможно. В этом случае мегаомметр подключается к любому зажиму статора генератора, и сопротивление изоляции измеряется у всей обмотки сразу относительно корпуса.

На рис. 2 б измерение сопротивления изоляции производится у генератора по каждой из частей обмотки отдельно, при этом другие части обмотки (которые в данный момент не обрабатываются) закорачиваются и соединяются на землю.

При измерении сопротивления изоляции отсчет показаний мегаомметра производят каждые 15 с, и результатом считается сопротивление, отсчитанное через 60 с после начала измерения, а отношение показаний R60/R15 считается коэффициентом абсорбции.

Для генераторов с номинальным напряжением 0,4 кВ (генераторы до 1000 В) одноминутное измерение изоляции мегаомметром на 2500 В приравнивается к высоковольтному испытанию.

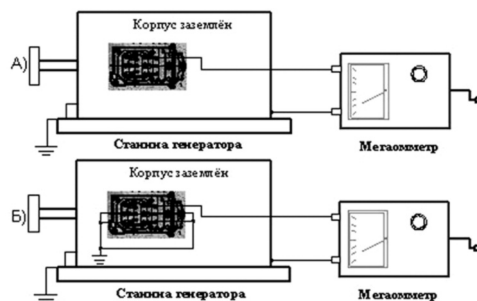


Рис. 2. Измерение сопротивления изоляции обмотки генератора

У синхронных генераторов при измерении сопротивления изоляции обмоток статора (обмотки статора) необходимо закоротить и заземлить обмотку ротора. Это необходимо сделать для исключения возможности повреждения изоляции ротора.

Измерение сопротивления изоляции дополнительной обмотки статора (обмотки возбуждения) производится аналогично – обычно эта обмотка уже соединена в звезду, и рассоединение произвести невозможно, поэтому на этой обмотке производят одно измерение относительно корпуса.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерение проводится либо с помощью моста постоянного тока, либо с помощью амперметра и вольтметра, ориентируясь в дальнейшем на падение напряжения на обмотке.

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

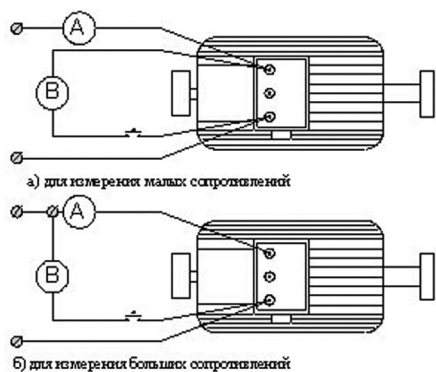


Рис. 3. Схема измерения сопротивления постоянному току

Величина тока при измерении методом падения напряжения не должна превышать $1/5$ номинального тока обмотки генератора. При измерениях этим методом выбирают схему в соответствии с величиной измеряемого сопротивления (рис. 3).

Схему на рис. 3 а выбирают для измерения малых сопротивлений (мощные генераторы), при этом, как видно из рисунка, вольтметр подключается после амперметра непосредственно на обмотку генератора (т.е. без учета сопротивления амперметра). Схему рисунка 3 б используют для измерения больших сопротивлений (маломощные генераторы). Кнопка в цепи вольтметра предусмотрена для защиты прибора от повреждения при возникновении напряжения самоиндукции обмотки.

При измерении сопротивления мостом постоянного тока (например Р333 или Р4833) зажимы моста подключают к зажимам электродвигателя и в дальнейшем производят измерения в соответствии с инструкцией на мост. При этом, если измерение производится без разборки схемы звезды (треугольника), следует учитывать, что измеряется не одна часть обмотки, а, например, две последовательно (при соединении машины в звезду) или одна часть обмотки с параллельно подключенными к ней другими двумя частями (при соединении в треугольник).

Повторяюсь: необходимо производить разборку схемы, т.к. в паспортах генераторов (особенно мощ-

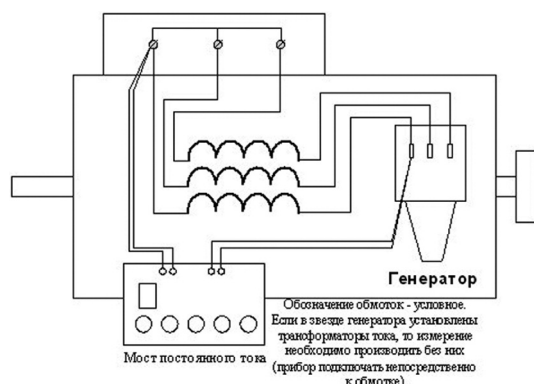


Рис. 4. Измерение сопротивления постоянному току обмоток трансформатора

ных) сопротивление постоянному току чаще всего указано для отдельной фазы обмотки (например: 1U1–1U2, 1V1–1V2, 1W1–1W2). При соединении обмоток в звезду прибор подключается по схеме на рис. 4 – рассоединение обмоток не требуется.

Для измерения сопротивления постоянному току обмотки ротора необходимо освободить обмотку от посторонних элементов (поднять щетки при щеточном типе возбуждения, диоды и тиристоры системы возбуждения БВУ). Измерение сопротивления производится аналогично измерению сопротивления обмоток статора (рис. 5, прибор подключается по четырехпроводной схеме). Измеренные значения сравниваются с заводскими данными или данными предыдущих испытаний.

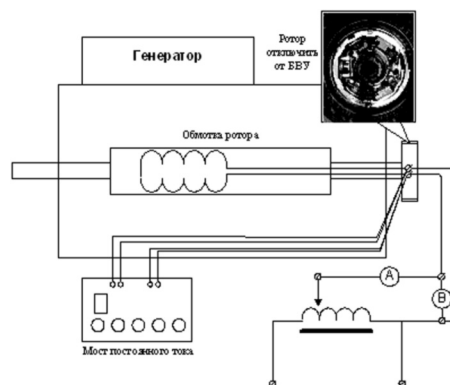


Рис. 5. Измерение сопротивления ротора при переменном и постоянном токе

Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току промышленной частоты

Измерение производится для выявления повреждения в обмотке (в обмотках для явнополюсных машин), выявления межвитковых замыканий и повреждений в железе.

Измерение производится по схеме, представленной на рис. 6. Для щеточных машин измерение производится при вращающемся роторе, у машин с БВУ ротор должен быть заторможен и отделен от схемы возбуждения (отключен от схемы).

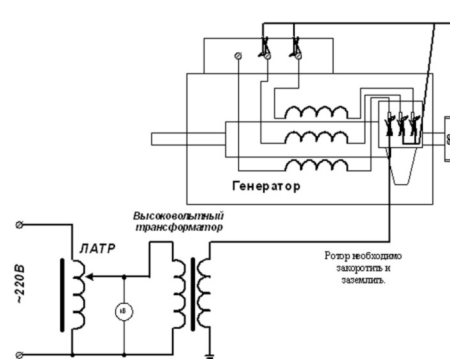


Рис. 6. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Испытанию подвергается каждая фаза или ветвь в отдельности при других фазах или ветвях, соединенных с корпусом, если это позволяет конструкция электродвигателя (рис. 6). Если невозможно произвести рассоединение обмоток, то испытание проводится сразу всей обмотки относительно корпуса.

Испытания необходимо производить с соблюдением мер безопасности (смотри раздел методики «Меры безопасности»).

Рассоединение звезды обмотки генератора необходимо в первую очередь для мощных машин, т.к. при проведении испытаний полной обмотки емкость изоляции обуславливает появление большого тока утечки. Кроме того, рассоединение обмотки с последующим поочередным испытанием позволяет провести испытание межобмоточной изоляции в том месте, где части обмотки взаимно пересекаются, не приближаясь, при этом, к корпусу.

В рассечку соединения высоковольтной обмотки испытательного трансформатора с землей включается миллиамперметр (желательно с блокирующей кнопкой для его защиты) для измерения токов утечки, значение которых не нормируется, но является дополнительным критерием оценки результатов испытаний.

Миллиамперметр включается одним выводом на землю (корпус), а другим – к выводу высоковольтного трансформатора, который должен быть соединен с землей.

Ротор машины должен быть закорочен и заземлен на все время проведения испытаний.

Испытание повышенным выпрямленным напряжением

Испытанию подвергается каждая фаза или ветвь в отдельности при других фазах или ветвях, соединен-

ных с корпусом, если это позволяет конструкция электродвигателя (рис. 6). Отличие схемы заключается исключительно в установке выпрямительного диода в высоковольтный вывод испытательного трансформатора. Измерительный прибор следует включать также в рассечку заземленного вывода испытательного трансформатора.

По измеренным на выпрямленном напряжении токам утечки можно выявить дефекты изоляции на ранней стадии их развития. Характер нелинейной зависимости тока утечки от напряжения позволяет судить о степени увлажненности изоляции.

Ток утечки следует измерять микроамперметром с классом точности 1,5 и с верхним пределом измерения не ниже 2500 мкА. Отклонение стрелки прибора при измерениях должно быть не менее 0,1 шкалы, для чего следует пользоваться переключателем пределов или прибором с логарифмической шкалой.

Для построения кривой зависимости $i_{ут} = f(U_{исп})$ измерить токи утечки не менее чем при 5 значениях выпрямленного напряжения от $U_{мин}$ ($0,2U_{макс}$) до $U_{макс}$, регулируемого равными ступенями. Подъем испытательного напряжения на всех ступенях производить плавно, приблизительно с одинаковой скоростью. Отсчет показаний микроамперметра производить через 15 и 60 с после достижения значения испытательного напряжения на каждой ступени.

Во избежание местных перегревов изоляции токами утечки выдержка напряжения на очередной ступени допускается лишь в том случае, если значение тока утечки на данной ступени напряжения не превышает значений, данных в табл. 5.

Если ток утечки достиг указанных значений, то диагностическое испытание следует прекратить и попытаться выяснить и устранить причину повышенных токов утечки.

Таблица 5

Кратность испытательного напряжения по отношению к $U_{ном}$	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Ток утечки, мкА	250	500	1000	2000	3000	3500

По измеренному значению токов утечки определяется коэффициент нелинейности:

$$K_{и} = (I_{макс} \times U_{мин}) / (I_{мин} \times U_{макс}),$$

где: $I_{макс}$, $I_{мин}$ – ток утечки при напряжениях $U_{макс}$, $U_{мин}$;

Испытание изоляции полным испытательным напряжением $U_{макс}$ в течение 60 с при определении тока утечки последней ступени считается одновременно и испытанием электрической прочности изоляции выпрямленным напряжением.

Оценка результатов диагностирования производится по характеристике $i_{ут} = f(U_{исп})$, которая не

должна иметь крутого изгиба, а также по коэффициенту нелинейности, который должен быть не больше 1,2.

Если кривая тока утечки не имеет кривого изгиба, но $i_{ут}$ превысил допустимое значение, а коэффициент нелинейности $K_{и}$ не превышает допустимый, генератор следует подвергнуть контрольному прогреву до $+75^{\circ}\text{C}$. После чего произвести повторное испытание и снятие характеристики $i_{ут} = f(U_{исп})$.

При подъеме напряжения микроамперметр должен быть замкнут накоротко переключателем пределов. Перевод этого переключателя в нужное положение допускается лишь на время, необходимое для измерений.

Определение воздушных зазоров между сталью ротора и статора

Измерение производится при условии, если конструкция машины позволяет это сделать.

Измерение производится с применением специальных щупов по всей окружности ротора.

Определение характеристик генератора

Проверка производится после проведения всех предыдущих испытаний и измерений.

Испытание заключается в проведении опыта короткого замыкания и опыта холостого хода генератора.

Опыт короткого замыкания проводят в следующем порядке:

1. На выводах генератора устанавливается закоротка на все три фазы. Закоротку необходимо выбирать с соответствующим (по току) сечением и устанавливать как можно ближе к выводам генератора. При установке закоротки непосредственно в борно машины использование внешних трансформаторов тока (рис. 7) становится невозможным, в этом случае лучше использовать трансформаторы тока в нуле генератора.

2. Автоматический регулятор возбуждения (АРВ) генератора подключают к независимому источнику 220 В (дополнительную обмотку статора на генераторе не используют).

3. АРВ переводят в ручной режим.

4. Задают генератору номинальные обороты.

5. С помощью АРВ устанавливают ток статора $1,5I_{\text{н}}$, контролируя при этом ток возбуждения по дисплею АРВ. Снимают первую точку характеристики на этом значении. Значение тока статора удобно контролировать по показаниям устройства SEPAM в ячейке генератора, по показаниям этого же устройства можно контролировать потери КЗ.

6. На АРВ снижают ток возбуждения, контролируя ток статора. Снимают 7–8 значений (1,2; 1,0; 0,8; 0,6; 0,5; 0,4; 0,3 $I_{\text{н}}$).

7. Отключают АРВ и останавливают генератор.

8. Строят кривую КЗ генератора – зависимость тока статора от тока возбуждения машины. Кривая должна иметь вид прямой линии (рис. 8).

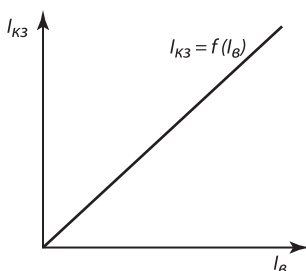


Рис. 8. Характеристика КЗ генератора

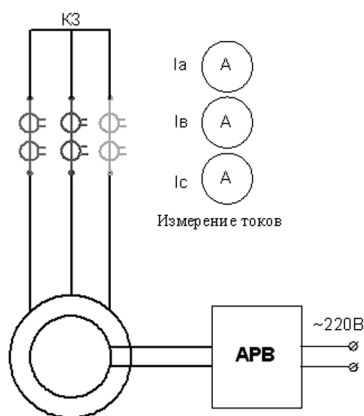


Рис. 7. Снятие характеристик короткого замыкания

Опыт холостого хода проводится в следующем порядке:

1. Снимают закоротку с выводов машины после опыта КЗ.

2. Подключают питающий кабель от генератора к ячейке в ЗРУ – 10 кВ, собирают схему (при условии, что на данной секции шин 10 кВ нет напряжения и отсутствует нагрузка). Если данное условие выполнить невозможно – выключатель ячейки оставляют в выключенном состоянии, отключают ЗН ячейки и вкатывают трансформаторы напряжения генератора.

3. Схема для проведения опыта ХХ показана на рис. 9.

4. Автоматический регулятор возбуждения (АРВ) генератора подключают к независимому источнику 220 В (дополнительную обмотку статора на генераторе не используют).

5. АРВ переводят в ручной режим.

6. Задают генератору номинальные обороты.

7. С помощью АРВ увеличивают ток возбуждения, контролируют при этом напряжение статора и частоту, первая точка кривой ХХ снимается при значении $1,3U_{\text{н}}$. Удобно производить контроль напряжения по показаниям устройства SEPAM ячейки генератора. Одновременно с первой точкой характеристики холостого хода производится испытание межвитковой изоляции обмотки статора генератора (испытание производится при напряжении статора $1,3U_{\text{н}}$, генератор выдерживают под таким напряжением в течение 5 мин, при этом необходимо контролировать напряжение по фазам – не должно быть несимметрии).

8. На АРВ снижают ток возбуждения, контролируя напряжение статора. Снимают 7–8 точек (1,2; 1,0; 0,8; 0,6; 0,5; 0,4; 0,3; 0,2 $U_{\text{н}}$).

9. При снижении тока возбуждения до нуля (АРВ не отключен, просто ток равен нулю) снимают остаточное напряжение генератора.

10. Отключают АРВ и останавливают генератор.

11. Строят кривую ХХ генератора – зависимость напряжения статора от тока возбуждения (частота должна быть стабильной на протяжении всего опыта).

Испытание возбудителей

Испытание производится у синхронных генераторов с БВУ.

На генераторах, оборудованных безщеточными системами возбуждения типа БВУ, проводится про-

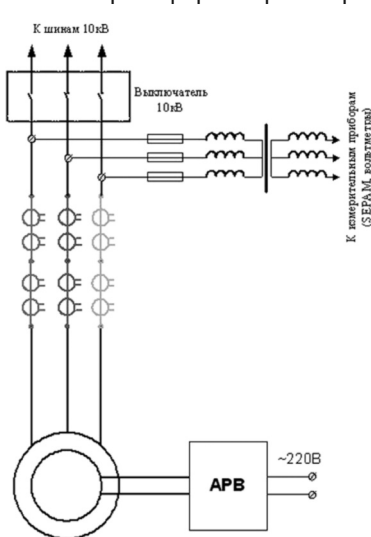


Рис. 9. Опыт ХХ генератора

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

верка полупроводниковых элементов (диодов, тиристоров), измеряется сопротивление обмотки возбуждения и обмоток генератора.

Для проведения проверки полупроводниковых элементов необходимо разобрать схему – отсоединить хотя бы один из электродов каждого полупроводникового элемента.

После рассоединения схемы диоды и тиристоры БВУ проверяются с помощью мегаомметра. Диоды проверяются с подключением плюсового вывода мегаомметра сначала к аноду, а затем к катоду, при этом замеряется сопротивление по обычной схеме. При прямом подключении мегаомметра (плюсовой вывод – к аноду) сопротивление элемента будет нулевым, при обратном подключении оно должно быть не менее 10 МОм (при условии, что диод исправен). Для проверки тиристоров производят аналогичные измерения, но при этом сопротивление должно быть не менее 10 МОм в обе стороны – и при прямом, и при обратном подключении мегаомметра.

Кроме измерения сопротивления тиристора с помощью мегаомметра необходимо определить его работоспособность с помощью мультиметра или обычного тестера (можно использовать прозвонку). Для этого подключают мультиметр к аноду и катоду тиристора, при этом мультиметр должен показать большое сопротивление, затем управляющий электрод присоединяют к катоду (на управляющий электрод подают напряжение смещения), при этом тиристор должен открыться, и мультиметр покажет нулевое значение сопротивления.

Проверка полупроводниковых элементов производится как с внешней стороны БВУ, так и с внутренней.

Измерение обмотки БВУ постоянному току производят также после рассоединения схемы с помощью моста постоянного тока.

Обработка данных, полученных при испытаниях

Первичные записи рабочей тетради должны содержать следующие данные:

- ◆ дату измерений и испытаний;
- ◆ температуру, влажность и давление;
- ◆ температуру обмоток электродвигателя;
- ◆ наименование, тип, заводской номер электродвигателя;
- ◆ номинальные данные объекта испытаний;
- ◆ результаты испытаний;
- ◆ результаты внешнего осмотра;
- ◆ используемую схему.

Данные, полученные при измерении сопротивления изоляции обмоток и сопротивления обмоток постоянному току, следует сравнивать с заводскими данными на этот электродвигатель с учетом температуры (если такие данные существуют). Кроме того, данные по сопротивлению фаз не должны отличаться друг от друга более чем на 2%. Если нет заводских

данных, то сравнение ведут с данными предыдущих испытаний.

Высоковольтные испытания проводятся для проверки прочности изоляции, сравнение по результатам высоковольтных испытаний не ведется.

Для сравнения необходимо привести данные измерений к температуре заводских испытаний (или к температуре предыдущих измерений). Для приведения используются следующие выражения:

$$X = X_1 (t_2 + 235) / (t_1 + 235),$$

где: X – значение параметра;

X_1 – значение измеренного параметра при температуре t_2 ;

t_1 – температура заводских (предыдущих) испытаний, °С;

t_2 – температура при испытании (°С), при которой было получено значение X_1 .

Все данные испытаний сравниваются с требованиями НТД, и на основании сравнения выдается заключение о пригодности электродвигателя к эксплуатации.

Меры безопасности при проведении испытаний и охрана окружающей среды

Перед началом работ необходимо:

◆ Получить наряд (разрешение) на производство работ.

◆ Подготовить рабочее место в соответствии с характером работы: убедиться в достаточности принятых мер безопасности со стороны допускающего (при работах по наряду) либо принять все меры безопасности самостоятельно (при работах по распоряжению).

◆ Подготовить необходимый инструмент и приборы.

◆ При выполнении работ действовать в соответствии с типовыми программами (методиками) по испытанию электрооборудования или на конкретное присоединение. При проведении высоковольтных испытаний на стационарной установке действовать в соответствии с инструкцией.

При окончании работ:

◆ При окончании работ на электрооборудовании убрать рабочее место, восстановив нарушенные в процессе работы коммутационные соединения (если таковое имело место).

◆ Сдать наряд (сообщить об окончании работ руководителю или оперативному персоналу).

◆ Сделать запись в кабельный журнал о проведенных испытаниях (при испытании кабеля) либо сделать запись в черновик для последующей работы с полученными данными.

◆ Оформить протокол на проведенные работы.

Проводить измерения с помощью мегаомметра разрешается обученным работникам из числа элек-

тротехнической лаборатории. В электроустановках напряжением выше 1000 В измерения проводятся по наряду, в электроустановках напряжением до 1000 В – по распоряжению.

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

Измерять сопротивление изоляции мегаомметром может работник, имеющий группу III.

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

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

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

Проведение работ с подачей повышенного напряжения от постороннего источника при испытании

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

Испытания электрооборудования, в том числе и вне электроустановок, проводимые с использованием передвижной испытательной установки, должны выполняться по наряду.

Проведение испытаний в процессе работ по монтажу или ремонту оборудования должно оговариваться в строке «Поручается» наряда.

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

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

Рабочее место оператора испытательной установки должно быть отделено от той части установки,

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

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

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

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

При размещении испытательной установки и испытываемого оборудования в различных помещениях или на разных участках РУ разрешается нахождение членов бригады, имеющих группу III, ведущих наблюдение за состоянием изоляции, отдельно от производителя работ. Эти члены бригады должны находиться вне ограждений и получить перед началом испытаний необходимый инструктаж от производителя работ.

Снимать заземление, установленное при подготовке рабочего места и препятствующее проведению испытаний, а затем устанавливать их вновь разрешается только по указанию производителя работ, руководящего испытаниями, после заземления вывода высокого напряжения испытательной установки.

Разрешение на временное снятие заземлений должно быть указано в строке «Отдельные указания» наряда.

При сборке испытательной схемы прежде всего должно быть выполнено защитное и рабочее заземление испытательной установки. Корпус передвижной испытательной установки должен быть заземлен отдельным заземляющим проводником из гибкого

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

медного провода сечением не менее 10 мм². Перед испытанием следует проверить надежность заземления корпуса.

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

Сечение медного провода, применяемого в испытательных схемах заземления, должно быть не менее 4 мм².

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

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

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

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

Этот провод следует закреплять так, чтобы избежать приближения (подхлестывания) к находящимся под напряжением токоведущим частям на расстояние, менее указанного в табл. 1.

Присоединять соединительный провод к фазе, полюсу испытуемого оборудования или к жиле кабеля и отсоединять его разрешается по указанию руководителя испытаний и только после их заземления,

которое должно быть выполнено включением заземляющих ножей или установкой переносных заземлений.

Перед каждой подачей испытательного напряжения производитель работ должен:

♦ проверить правильность сборки схемы и надежность рабочих и защитных заземлений;

♦ проверить, все ли члены бригады и работники, назначенные для охраны, находятся на указанных им местах, удалены ли посторонние люди и можно ли подавать испытательное напряжение на оборудование;

♦ предупредить бригаду о подаче напряжения словами «Подаю напряжение» и, убедившись, что предупреждение услышано всеми членами бригады, снять заземление с вывода испытательной установки и подать на нее напряжение 380/220 В.

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

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

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

НОВОСТИ

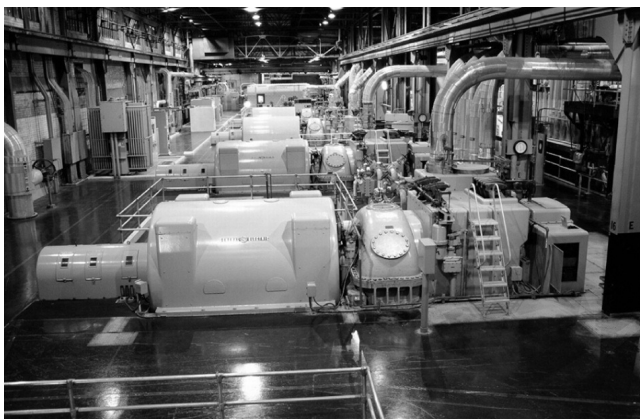
ПРОВЕРКА ЦЕНТРАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ РОСТЕХНАДЗОРА ПРОШЛА НА ГОРКОВСКОМ КИРПИЧНОМ ЗАВОДЕ

Инспекторы Центрального управления Ростехнадзора провели плановую проверку соблюдения требований промышленной безопасности на ЗАО «Горковский кирпичный завод», находящемся в Луховицком районе Московской области. Проверке подверглись, в частности, паровые и водогрейные котлы предприятия.

Сотрудники Ростехнадзора установили, что заводом не получена лицензия на право эксплуатации взрывопожароопасных производственных объектов, показатели качества воды и водно-химического режима работы котлов не соответствуют требованиям инструкций заводов-изготовителей. В котельной отсутствует деаэратор, режимно-наладочные испытания котлов не проводились более 6 лет.

В акте-предписании, выданном руководству предприятия, инспекторы Ростехнадзора констатировали, что выявленные нарушения свидетельствуют о формальном подходе к осуществлению производственного контроля и виновными в них являются главный инженер и начальник ТГХ завода.

www.gosnadzor.ru



РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

П риемники и преобразователи электроэнергии, имеющие в конструкции обмотки (электродвигатели, трансформаторы и др.), потребляют не только активную мощность, но и реактивную. При передаче по элементам системы электроснабжения реактивной мощности (РМ), объективно необходимой для преобразования электроэнергии, в них возникают потери активной мощности, за которые расплачивается предприятие-потребитель. Альтернативой дополнительной плате за электроэнергию является установка в сети предприятия источников реактивной мощности (ИРМ).

Компенсация реактивной мощности в сети потребителя позволяет:

- ♦ снизить плату поставщику за потребленную электроэнергию;
- ♦ уменьшить токовые нагрузки элементов системы электроснабжения (кабельных и воздушных линий, трансформаторов), обеспечив возможность расширения производства;
- ♦ улучшить качество электроэнергии за счет уменьшения отклонений напряжения от номинального значения.

Синхронные электродвигатели для компенсации реактивных нагрузок

На большинстве промышленных предприятий компенсация реактивных нагрузок может осуществляться за счет перевозбуждения имеющихся синхронных электродвигателей (СД) напряжением 6–10 кВ или путем размещения в сети конденсаторных установок высокого (ВКБ) и низкого (НКБ) напряжения.

Зависимость стоимости годовых потерь электроэнергии в СД Z_c , вызванных генерацией ими РМ Q_c , является квадратичной функцией:

$$Z_c = Z_{1c} \cdot Q_c + Z_{2c} \cdot Q_{c2}, \text{ руб./кВт.год, } (1)$$

где: Z_{1c} и Z_{2c} – коэффициенты, определяемые параметрами СД и стоимостью электроэнергии.

Из (1) следует, что потери электроэнергии в СД, обусловленные генерацией ими РМ, минимальны при работе двигателей с небольшим потреблением РМ. Рост выработки РМ сопровождается резким ростом потерь электроэнергии, греющих прежде всего ротор СД. Исследования показывают, что использование низковольтных СД любой мощности, а также высоковольтных СД мощностью ниже 1600 кВт неэкономично.

Следует заметить, что даже при избыточной РМ мощных высоковольтных СД и генераторов собственных станций, позволяющей соблюсти договорные параметры с поставщиком электроэнергии, предприятие не застраховано от неоправданных потерь последней. Замечание характерно для нефтехимических предприятий, обладающих протяженными сетями напряжением 6 кВ и большим числом маломощных понижающих трансформаторов 6/0,4 кВ.

Конденсаторные установки

для компенсации реактивных нагрузок

Конденсаторные установки – более распространенный источник РМ. Более распространены в качестве ИРМ конденсаторные установки. Мощность конденсатора пропорциональна его емкости и квадрату напряжения, поэтому удельная стоимость ВКБ оказывается примерно вдвое меньшей, чем НКБ. Однако постоянная составляющая затрат для ВКБ оказывается выше за счет большей стоимости подключения к сети. Это обуславливает наличие экономических интервалов применения ВКБ и НКБ (рис. 1).

Эффективность использования конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности

Затраты на генерацию РМ Q с помощью ВКБ Z_B и НКБ Z_H являются линейной функцией мощности:

$$Z_B = Z_{0B} + Z_{1B} \cdot Q_B;$$

$$Z_H = Z_{0H} + Z_{1H} \cdot Q_H;$$

где: Z_{0B} и Z_{0H} – постоянные составляющие затрат, зависящие от стоимости подключения КБ и устройств регулирования мощности, руб./год;

Z_{1B} и Z_{1H} – удельные затраты на КБ, зависящие от стоимости КБ, потерь активной мощности в них и от напряжения в узле подключения, руб./кВАр-год.

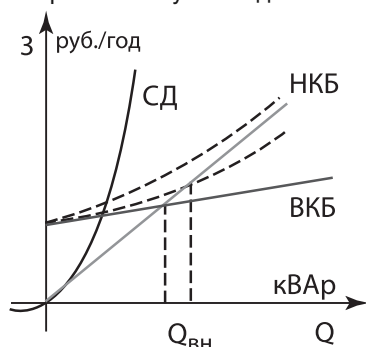


Рис. 1. Эффективность использования конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности

электрoэнергию по двухставочному тарифу ($C_0 = 3839$) граничное значение $Q_{ВН} = 560$ кВАр.

Оно определено для следующих условий:

- ♦ сравнивались регулируемые НКБ типа КРМ-0,4 мощностью 150–600 кВАр и нерегулируемые ВКБ типа КРМ-10 мощностью 450–3150 кВАр;
- ♦ стоимость ячейки для подключения ВКБ принята равной 100 тыс. руб.;

Из рис. 1 следует, что при необходимости компенсации РМ величиной до $Q_{ВН}$ следует отдавать предпочтение НКБ, при больших значениях – ВКБ. Например, для предприятия в Самарской области, работающего в две смены и оплачивающего электроэнергию по двухставочному тарифу (рис. 1) следует отдавать предпочтение НКБ, при больших значениях – ВКБ. Например, для предприятия в Самарской области, работающего в две смены и оплачивающего электроэнергию по двухставочному тарифу (рис. 1) следует отдавать предпочтение НКБ, при больших значениях – ВКБ.

♦ суммарный коэффициент отчислений от капитальных вложений – 0,2;

- ♦ потери активной мощности для ВКБ – 2,5 Вт/кВАр;
- ♦ для НКБ – 4,5 Вт/кВАр ($Z_{0B} = 29000$; $Z_{1B} = 41,1$; $Z_{0H} = 0$; $Z_{1H} = 92,9$).

Следует отметить, что значение $Q_{ВН} = 560$ кВАр получено без учета размещения ВКБ и НКБ в сети предприятия. Между точками их подключения, как правило, находятся понижающий трансформатор и питающая его линия (рис. 2).

Подключение конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности

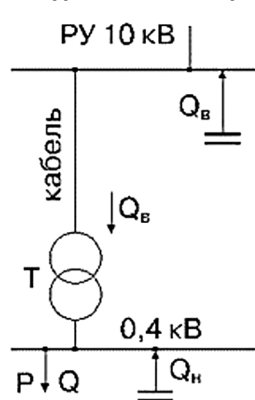


Рис. 2. Схема с понижающим трансформатором

В варианте с ВКБ необходимо учитывать затраты, обусловленные дополнительными потерями электроэнергии, вызванными передачей РМ Q_B через трансформатор и линию. Функция данных затрат имеет квадратичный характер и зависит от активных сопротивлений трансформатора и линии. Дополнительные затраты увеличивают стоимость варианта с ВКБ (пунктир на рис. 1) и, соответственно, значение $Q_{ВН}$.

Если для условий предыдущего примера принять мощность трансформатора 1000 кВ·А, то дополнительные удельные затраты на передачу РМ составят 0,0422 руб./кВАр-год, что делает предпочтительным вариант установки НКБ при любой ее мощности, независимо от параметров линии. В целом задача выбора оптимального варианта размещения ИРМ в сети промышленного предприятия достаточно сложна, и результат ее решения определяется конкретным набором технико-экономических параметров сети и ИРМ, а также стоимостью электроэнергии.

Экономии электроэнергии и срок окупаемости при применении конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности можно рассчитать.

Приближенную оценку значений годовой экономии электроэнергии $\Delta \mathcal{E}$ от установки ИРМ мощностью $Q_{КУ}$ и срока его окупаемости $T_{ОК}$ можно получить, используя так называемый экономический эквивалент РМ K , который ориентировочно равен 0,02 при питании генераторным напряжением, а также 0,05, 0,08 или 0,12 при питании через 1, 2 или 3 ступени трансформации соответственно:

$$\Delta \mathcal{E} = K \cdot Q_{КУ} \cdot T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год}, \quad (2)$$

$$T_{ОК} = K_{КУ} / (C_{сп} \cdot \Delta \mathcal{E}), \text{ лет}, \quad (3)$$

где: $K_{КУ}$ – стоимость конденсаторной установки в руб.;

$C_{сп}$ – из таблицы (для одноставочного тарифа принимается равным с).

Таблица 1

Число смен	Тарифные ставки (с НДС)				Т, час/год	C ₀ , руб./кВт·год, для:			Средний тариф C _{ср} = 12a / T + b, руб./кВт·ч	
	a, руб./кВт·мес.	b, руб./кВт·ч		с, руб./кВт·ч		двухставочного тарифа		одноставочного тарифа	гр. А	гр. В
		гр. А	гр. В			гр. А	гр. В			
1					2400	2915	2938	1613	1,21	1,22
2	172	0,355	0,364	0,672	5000	3839	3884	3350	0,77	0,78
3					8400	5045	5122	5645	0,50	0,61

Например, для НКБ мощностью 400 кВАр, стоимостью 160 тыс. руб. для предприятия с одной ступенью трансформации годовая экономия энергии и срок окупаемости составят:

$$\Delta \mathcal{E} = 0,05 \cdot 400 \cdot 5000 = 100\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$T_{\text{ОК}} = 160000 / (0,77 \cdot 100\,000) = 2,1 \text{ года.}$$

Для того же предприятия, работающего в 3 смены, срок окупаемости составит 1,2 года.

Более точные значения $\Delta \mathcal{E}$ и $T_{\text{ОК}}$ можно получить при наличии параметров сети выше точки подключения ИРМ и суточных графиков реактивных нагрузок.

Для нашего примера (рис. 2) определим дополнительные потери активной мощности ΔP в трансформаторе и кабельной линии длиной 400 м, сечением 50 мм².

Допустим, до установки НКБ трансформатор имел нагрузки:

$P = 700 \text{ кВт}$, $Q_1 = 500 \text{ кВАр}$, $S_1 = 860 \text{ кВ}\cdot\text{А}$, коэффициент загрузки $K_{31} = 0,86$.

После установки НКБ:

$Q_2 = 100 \text{ кВАр}$, $S_2 = 707 \text{ кВ}\cdot\text{А}$, $K_{32} = 0,707$.

Ток трансформатора и линии:

$$I_1 = 860 / (10,5 \cdot 1,73) = 47 \text{ А},$$

$$I_2 = 707 / (10,5 \cdot 1,73) = 39 \text{ А}.$$

Дополнительные потери мощности в кабеле:

$$\Delta P_K = 3 \cdot R_K \cdot (I_1^2 - I_2^2) = 3 \cdot 0,248 \cdot (47^2 - 39^2) = 0,52 \text{ кВт}.$$

Дополнительные потери мощности в трансформаторе ΔP_T зависят от его нагрузочных (ΔP_{K3}) потерь:

$$\Delta P_T = \Delta P_{K3} \cdot (K_{312} - K_{322}) = 10,6 \cdot (0,862 - 0,7072) = 2,54 \text{ кВт}.$$

Суммарные потери мощности:

$$\Delta P = \Delta P_K + \Delta P_T = 3,06 \text{ кВт}.$$

Экономия электроэнергии за год составит:

$$\Delta \mathcal{E} = 3,06 \cdot 5000 = 15\,300 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Увеличение пропускной способности трансформатора и кабеля можно учесть соответствующими долями их стоимости.

Для трансформатора ТСЗ:

$$\Delta K_T = K_T \cdot (S_1 - S_2) / S_1 = 500\,000 \cdot (860 - 707) / 860 = 88\,953 \text{ руб.}$$

Для кабеля с длительно допустимым током $I_D = 130 \text{ А}$:

$$\Delta K_K = K_K \cdot (I_1 - I_2) / I_1 = 62000 \cdot (47 - 39) / 130 = 3815 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости НКБ:

$$T_{\text{ОК}} = (K_{\text{КУ}} - \Delta K_T - \Delta K_K) / (C_{\text{ср}} \cdot \Delta \mathcal{E}) = (160\,000 - 88\,953 - 3815) / (0,77 \cdot 15\,300) = 5,7 \text{ года}.$$

Данная оценка дает пессимистичный срок окупаемости, который реально оказывается меньшим за счет:

- ♦ уменьшения потерь электроэнергии в неучтенных элементах сети, например в трансформаторе ГПП;
- ♦ устранения возможных надбавок к тарифу на электроэнергию за потребление РМ, превышающее договорные значения;
- ♦ улучшения качества электроэнергии (увеличение срока службы ламп, сокращение потерь мощности в асинхронных двигателях и др.);
- ♦ повышения за время окупаемости тарифа на электроэнергию.

Стоимость электроэнергии

без конденсаторных установок

для компенсации реактивной мощности

Срок окупаемости, полученный по выражениям (2) и (3), можно считать оптимистичным. Применение регулируемых ИРМ не только снижает неоправданные потери электроэнергии за счет устранения перекомпенсации реактивных нагрузок в сети, но и способствует экономичному режиму работы электроприемников.

Местное регулирование напряжения с помощью ИРМ оказывается эффективным только для НКБ, включаемых за большим индуктивным сопротивлением понижающих трансформаторов. Так, для изменения напряжения на 1% от номинального значения необходимо за трансформатором 1000 кВ·А изменить РМ на 180 кВАр, за трансформатором 1600 кВ·А – 240 кВАр, за кабельной линией 0,38 кВ длиной 100 м – 240 кВАр, за кабельной линией 10 кВ длиной 1000 м – 12 500 кВАр.

Параметры регулируемой НКБ – количество и мощность ступеней регулирования, мощность нерегулируемой части – определяются суточным графиком потребления РМ.

Таким образом, приведенные инженерные методики помогут энергетикам предприятий оценить в первом приближении эффективность одного из самых распространенных энергосберегающих мероприятий – компенсации реактивной мощности.

По материалам компании «Матик-Электр»



ДЕНЬ ТРУДОВОЙ СЛАВЫ НА ЮЖНО-УРАЛЬСКОМ АРМАТУРНО-ИЗОЛЯТОРНОМ ЗАВОДЕ

Южно-уральский арматурно-изоляционный завод (управляющая компания «Глобал Инсулэйтор Групп») 1 августа отметил День трудовой славы. Исполнилось 52 года с момента пуска предприятия, лидера отрасли, которое выпускает стеклянные и фарфоровые изоляторы и линейную арматуру для линий электропередачи.

Как сообщила пресс-служба предприятия, первоочередная задача, которая была поставлена перед ЮАИЗ в прошедшем году, – модернизация производственных мощностей стекольного производства, что было необходимо для удовлетворения возрастающего спроса на энергетическом рынке на стеклянные изоляторы. За счет монтажа и пуска автоматической линии WALTEC по производству стеклотделей ЮАИЗ удалось полностью обеспечить российский рынок стеклянных изоляторов и обеспечить исполнение условий по договорам с зарубежными партнерами, закрывая также запросы потребителей в линейной арматуре и в фарфоровых изоляторах.

Одним из основных направлений деятельности ЮАИЗ остается освоение новой продукции. В этом году была разработана новая конструкция и изготовлена опытная партия внутрифазовых дистанционных распорок для расщепленных фаз из двух и трех проводов, что было сделано в рамках реализации новых требований Положения о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС». Новый продукт создан с учетом последних достижений в электротехнической отрасли.

Два изолятора производства Южно-уральского арматурно-изоляционного завода стали победителями конкурса «20 лучших товаров Челябинской области».

В этом году ЮАИЗ представил на региональный этап программы «100 лучших товаров России» серийный фарфоровый изолятор ШФ 20Г1 и стеклянный изолятор U120AD (новинка, освоенная в 2008 г.). Аэродинамический профиль изоляционной детали делает такой тип стеклянных изоляторов оптимальным для использования в прибрежных и пустынных районах.

Не случайно Южно-уральский арматурно-изоляторный завод стал своеобразной экспериментальной площадкой: летом этого года на ЮАИЗ была проведена научно-практическая конференция специалистов энергетической отрасли «Новые направления и технические решения для развития линий электропередачи», обеспечена встреча главных инженеров подразделений МРСК Урала.

Помимо модернизации производства электротехнического стекла, в рамках инвестпрограмм было продолжено расширение парка немецких вагонеток для производства фарфоровых изоляторов. Для литейного производства приобретены печи с выкатным подом, новым современным оборудованием пополнены производственные мощности кузнечно-прессового производства – машиной плазменной резки металла, 63-тонным и 160-тонным прессами. В инструментальном производстве введен в эксплуатацию полуавтоматический ленточно-отрезной станок Pilous и современный токарный полуавтомат «CAT-630-ФЗ» с числовым программным управлением.

Одним из основных конкурентных преимуществ ЮАИЗ на российском и зарубежном рынках остается высокое качество и надежность продукции завода.

– Не менее важное конкурентное преимущество – это наш бренд «ЮАИЗ». И это не только торговая

марка. Это и наши традиции, и тот потенциал, который нарабатывался десятилетиями до нас нашими предшественниками и который те, кто сейчас трудится на ЮАИЗ, будут приумножать. Мы передадим его дальше тем, кто в будущем сменит нас на наших рабочих местах, – отметил генеральный директор завода Владимир Кузнецов. – Если говорить о приоритетах, то на ближайшее время основной задачей для нас станет снижение себестоимости производства нашей продукции. Это будет касаться и производительности труда, и инвестиционных проектов, которые будут переориентированы из проектов расширения производства, в проекты, направленные на экономию энергоресурсов и повышение эффективности производства в технологическом плане.

Сегодня руководство ЮАИЗ большое внимание уделяет социальным программам. Одним из главных направлений социальной политики будет привлечение молодых специалистов на ЮАИЗ. Руководство завода также намерено выйти с инициативой разработки городских программ по привлечению молодых специалистов для работы на южноуральских промышленных предприятиях.

По информации
ООО «ГЛОБАЛ ИНСУЛЯТОР ГРУПП»





КРИТЕРИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МИНИ-ТЭЦ

А.М. Мамонов

Разработка технических, экономических и экологических критериев применения систем генерирования электрической энергии малой мощности. Автореф. канд. дисс. Спец.: 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы. Нижний Новгород: Нижегородский государственный технический университет, – 19 стр.

Общая характеристика работы

Актуальность проблемы

В последние 10–20 лет резко возрос интерес к когенерационным установкам модульного типа мощностью от 1 до 20 МВт. Это объясняется тем, что их КПД удалось довести до 80–90%, у них малые сроки монтажа (1–2 года), более низкие капиталовложения, возможность максимального приближения к потребителям электроэнергии и тепла, меньшие затраты на эксплуатацию, широкая гамма использования различных видов топлива и ряд других положительных факторов.

Для России внедрение автономных когенерационных установок (мини-ТЭЦ) модульного типа еще более актуально, чем для западных стран.

Сроки строительства мини-ТЭЦ мощностью от 1 до 20 МВт не превышают 1 года, а контейнерной поставки – 1–2 месяца. Этот рынок весьма перспективен для инвесторов и крупных предприятий, имеющих собственные накопления, т.к. сроки окупаемости мини-ТЭЦ не превышают 4 лет.

Однако, несмотря на большую актуальность проблемы, она решается очень медленно, так как отсут-

ствует четкая концепция областей применения мини-ТЭЦ различного исполнения в системах энергоснабжения, методика расчета и выбора параметров модульных мини-ТЭЦ, экономических критериев обоснования применения мини-ТЭЦ, влияния мини-ТЭЦ на экологию. Решению этих вопросов и посвящена настоящая диссертация.

Цель работы и задачи исследования

Целью диссертационной работы является разработка технических, экономических и экологических критериев обоснования применения систем генерирования электрической энергии малой мощности.

Исходя из поставленной цели, в работе решаются следующие научные и практические задачи:

1. Разработка критериев выбора мощности и концепции применения мини-ТЭЦ различного исполнения в системах энергоснабжения народного хозяйства страны.
2. Анализ технических характеристик газопоршневых энергетических агрегатов, выпускаемых отечественными и зарубежными фирмами.
3. Расчет и выбор параметров основного оборудования газопоршневой модульной мини-ТЭЦ.

4. Разработка методики технико-экономического обоснования строительства мини-ТЭЦ.

5. Исследование влияния мини-ТЭЦ на экологию.

Научная новизна

♦ Разработаны технические критерии выбора мощности и концепция применения мини-ТЭЦ в системах энергоснабжения, позволяющие выбирать наиболее экономичные агрегаты.

♦ Проведено исследование влияния годового числа часов использования максимума нагрузки $T_{ма}$ на срок окупаемости мини-ТЭЦ, позволяющие определять целесообразность сооружения мини-ТЭЦ.

♦ Разработана методика технико-экономического обоснования строительства мини-ТЭЦ, которая позволяет из большого разнообразия выпускаемых агрегатов выбирать наиболее экономичные.

♦ Разработана компьютерная программа расчета на ПЭВМ влияния мини-ТЭЦ на экологию, позволяющая выбирать оптимальное место установки мини-ТЭЦ.

Научная новизна подтверждена двумя патентами на полезную модель и свидетельством об официальной регистрации программы для ЭВМ.

Практическая ценность

♦ Разработаны основные положения проекта модульной газопоршневой мини-ТЭЦ электрической мощностью 4 МВт на отечественных агрегатах.

♦ Разработанные в диссертации критерии выбора параметров мини-ТЭЦ позволяют правильно выбирать типы и мощности их агрегатов.

♦ Методы технико-экономического анализа позволяют проводить экономическое обоснование применения мини-ТЭЦ.

♦ Программный комплекс расчета влияния мини-ТЭЦ на экологию позволяет оперативно проводить обоснование выбора места строительства мини-ТЭЦ.

♦ Предложенная концепция и методики позволяют повысить энергетическую безопасность России.

Содержание работы

В последнее время возрос интерес к когенерационным установкам малой мощности как в нашей стране, так и за рубежом. Это связано с тем, что КПД данных установок достиг 80–90%, малые сроки строительства, низкие капиталовложения, возможность максимального приближения к потребителям электроэнергии и тепла, меньшие затраты на эксплуатацию, широкая гамма использования различных видов топлив и т.д.

Проведен анализ достоинств и недостатков различных типов агрегатов для мини-ТЭЦ и установлено, что при мощности агрегатов до 3 МВт наиболее перспективны газопоршневые агрегаты, при мощности агрегатов от 3 до 8 МВт – газотурбинные и газопоршневые агрегаты, при мощности более 10 МВт – газотурбинные и парогазовые агрегаты.

Область применения мини-ТЭЦ весьма широка.

Это добывающие отрасли ТЭК, объекты Минобороны, промышленные предприятия, города, поселки и объекты ЖКХ, сельское хозяйство. Проведенное исследование показало, что наибольшее количество мини-ТЭЦ (более 2000) имеется в добывающих отраслях ТЭК, преимущественно на объектах ГАЗПРОМа. Это объясняется большой удаленностью объектов от энергосистем, большой стоимостью прокладки ЛЭП в Северные районы и их большой повреждаемостью. В промышленности, ЖКХ и других сферах количество мини-ТЭЦ очень мало.

Выбор типа, мощности и количества энергоагрегатов на мини-ТЭЦ определяется большим количеством факторов: требованиями надежности, наличием топлива, климатической зоной, типом сопряжения с энергетическими сетями, режимами работы потребителей и др.

При выборе типа и количества агрегатов на мини-ТЭЦ большое внимание необходимо уделять надежности электроснабжения потребителей. Особенно это касается надежности электроснабжения потребителей I категории. Достижение нормированного уровня надежности электроснабжения должно осуществляться при минимальных хозяйственных затратах. Возникающая в данном случае технико-экономическая задача выбора оптимальной системы электроснабжения формулируется следующим образом: при минимуме затрат должна быть обеспечена надежность электроснабжения не ниже допустимого уровня.

$$Z = \min (E_n \cdot K + C_{\Sigma}) \text{ при } p_C(\tau) \geq p_D(\tau), \quad (1)$$

где: E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности;

K – капитальные затраты;

C_{Σ} – годовые эксплуатационные расходы;

$p_C(\tau)$ – вероятность безотказной работы системы электроснабжения;

$p_D(\tau)$ – заданная специальными нормами минимально допустимая вероятность безотказной работы системы электроснабжения.

При произвольном числе агрегатов в системе электроснабжения вероятность безотказной работы системы определяется выражением:

$$p_C(\tau) = 1 - [1 - p_{И}(\tau)]^n, \quad (2)$$

где: $p_{И}(\tau)$ – вероятность безотказной работы одного агрегата;

n – число агрегатов.

Пользуясь выражениями (1, 2), определена кратность резервирования числа агрегатов n , при которой выполнялось бы условие (1), т.е. надежность системы была бы равна или выше допустимого уровня:

$$[1 - p_{И}(\tau)]^n \leq 1 - p_D(\tau), \quad (3)$$

$$n \geq \frac{\ln[1 - p_D(\tau)]}{\ln[1 - p_{И}(\tau)]}.$$

НАУЧНЫЕ РАЗРАБОТКИ

Таким образом, определяется необходимое число резервных агрегатов при известном значении вероятности безотказной работы каждого агрегата для достижения минимально допустимого уровня надежности электроснабжения.

Живучесть мини-ТЭЦ в общем случае определяется балансом времени работы станции в году:

$$8760 \cdot n_{\text{тэц}} = T_{\text{раб}} \cdot n_{\text{раб}} + T_{\text{рез}} \cdot n_{\text{рез}} + \sum_{i=1}^n T_{\text{рем}i} \cdot n_{\text{рем}i} + \sum_{i=1}^n T_{\text{вп}i} \cdot n_{\text{вп}i},$$

где: $T_{\text{раб}}$ – время работы агрегатов в году;
 $T_{\text{рез}}$ – время наличия агрегатов в резерве в году;
 $T_{\text{рем}}$ – время нахождения агрегатов в профилактическом осмотре или в текущем ремонте в году;
 $T_{\text{вп}}$ – время нахождения агрегатов во внеплановых ремонтах;

$n_{\text{тэц}}$ – число агрегатов, устанавливаемых на мини-ТЭЦ;

$n_{\text{раб}}$ – число одновременно работающих агрегатов;
 $n_{\text{рез}}$ – число агрегатов, находящихся в нагруженном резерве;

$n_{\text{рем}}$ – число агрегатов, находящихся в ремонте или профилактических осмотрах;

$n_{\text{вп}}$ – число агрегатов, находящихся во внеплановых ремонтах.

Полагая, что мини-ТЭЦ должна обеспечивать электроснабжение в течении всего года, т.е. $T_{\text{раб}} \rightarrow 8760$ и $T_{\text{рез}} \rightarrow 8760$, из выражения (4) получено необходимое количество агрегатов мини-ТЭЦ для надежного обеспечения потребителей электроэнергией в течение года:

$$n_{\text{тэц}} = n_{\text{раб}} + n_{\text{рез}} + n_{\text{рем}}. \quad (5)$$

Вводя избыточность по $n_{\text{раб}}$, можно создать систему «гарантированного» электроснабжения. Целесообразный коэффициент избыточности для системы «гарантированного» электроснабжения определен ПУЭ – питанием электроприемников I категории от двух независимых источников, т.е. коэффициент оптимальной избыточности должен быть больше 2, тогда формула (5) примет вид:

$$n_{\text{тэц}} = 2 \cdot n_{\text{раб}} + n_{\text{рез}} + n_{\text{рем}}. \quad (6)$$

При использовании на локальных электростанциях агрегатов одной и той же мощности минимальное их число не может быть меньше 4: из них 2 рабочих с нагрузкой 50%, один агрегат в ненагруженном резерве и один в ремонте. С ростом числа агрегатов их загрузка будет расти и при 4 работающих агрегатах достигнет 75%, а при 6 – 83%, что обеспечивает примерно 20%-ный резерв нагрузочной мощности.

Вероятность безотказной работы мини-ТЭЦ определяется по выражению:

$$p_c = (1 + 2 \cdot \frac{T_{\text{в}}}{T_{\text{н.о}}}) / (1 + \frac{T_{\text{в}}}{T_{\text{н.о}}})^2, \quad (7)$$

где: $T_{\text{в}}$ – время восстановления агрегата;

$T_{\text{н.о}}$ – наработка на отказ агрегата.

Как видно из формулы (7), надежная работа мини-ТЭЦ обеспечивается, если время восстановления электроагрегата составляет не более 10% $T_{\text{н.о}}$.

Таким образом, на стадии проектирования, оперируя усредненными показателями $T_{\text{в}}$ и $T_{\text{н.о}}$, определяется вероятность безотказной работы и может быть создана система электроснабжения, отвечающая самым жестким требованиям по надежности.

На предприятиях мини-ТЭЦ могут сооружаться в качестве основного, дополнительного или резервного источника электроэнергии.

В качестве основного источника питания мини-ТЭЦ целесообразно сооружать:

1) на предприятиях с установленной мощностью электроприемников до 50 МВт при их размещении в удаленных районах или при недостатке мощности в энергосистеме;

2) при наличии специальных требований к бесперебойности питания.

В качестве дополнительного источника питания мини-ТЭЦ могут сооружаться:

1) на предприятиях с непрерывными технологическими процессами в дефицитных по электроэнергии регионах;

2) при наличии на предприятиях сбросных вторичных энергоресурсов (различные сбросные газы, отходы нефтепродуктов, отходы древесины и т.д.).

В качестве резервного источника питания мини-ТЭЦ могут сооружаться:

1) на предприятиях, перерыв в электроснабжении которых может привести к взрыву, пожару, массовому браку продукции или выходу из строя сложного технологического оборудования и электронной техники;

2) на предприятиях оборонной промышленности.

Выбор мощности мини-ТЭЦ при ее работе в качестве основного источника питания производится исходя из анализа суточных и годовых графиков электрической нагрузки.

Суточные графики необходимы для определения режимов работы мини-ТЭЦ и для определения минимальной мощности агрегатов.

Мощность мини-ТЭЦ при ее работе в качестве основного источника питания определяется по выражению:

$$P_{\text{эс}} \geq P_{\text{г.м}} + P_{\text{рез}}, \quad (8)$$

где: $P_{\text{рез}}$ – величина резервной мощности;

$P_{\text{г.м}}$ – годовой максимум нагрузки.

Число агрегатов на мини-ТЭЦ зависит от категории потребителей электроэнергии предприятия.

При наличии потребителей I категории число агрегатов определяется по выражению (6).

При наличии потребителей II и III категорий число агрегатов определяется:

$$n_{\text{тэц}} = n_{\text{раб}} + n_{\text{рез}}. \quad (9)$$

Коэффициент загрузки агрегатов следует принимать: при $n_{ТЭЦ} = 2$, $\kappa_3 = 0,5$; при $n_{ТЭЦ} = 4$, $\kappa_3 = 0,75$; при $n_{ТЭЦ} = 6$, $\kappa_3 = 0,83$. При мощности мини-ТЭЦ до 10 МВт в качестве агрегатов в первую очередь следует применять газопоршневые агрегаты.

Выбор мощности мини-ТЭЦ в качестве дополнительного источника питания производится исходя из уравнения:

$$P_{М.ТЭЦ} = P_{М.пр} - P_{М.ЭС}, \quad (10)$$

где: $P_{М.ТЭЦ}$ – максимальная мощность мини-ТЭЦ;
 $P_{М.пр}$ – максимальная мощность предприятия;
 $P_{М.ЭС}$ – максимальная мощность, которую энергосистема может передать предприятию в период ее максимума нагрузки.

Выбор мощности мини-ТЭЦ при ее работе в качестве резервного источника питания определяется исходя из уравнения:

$$P_{М.ТЭЦ} \geq \sum_{i=1}^n P_i, \quad (11)$$

где: P_i – мощность ответственных потребителей;
 n – число ответственных потребителей.

При этом в нормальном режиме агрегаты мини-ТЭЦ должны работать с загрузкой $\kappa_3 = 0,5$ и питать половину мощностей ответственных потребителей. При отключении основного источника питания загрузка агрегатов мини-ТЭЦ повышается до $\kappa_3 = 1,0$.

Применение мини-ТЭЦ также весьма перспективно для энергообеспечения городов и объектов, удаленных от энергоснабжающих организаций: санаториев, пансионатов, домов отдыха, турбаз, кемпингов и т.д. Возможность использования для мини-ТЭЦ различных видов топлива значительно расширяет области их применения.

Проведен анализ технических критериев газопоршневых агрегатов, выпускаемых отечественными и зарубежными фирмами, что позволяет выбирать наиболее экономичные и надежные агрегаты.

В настоящее время электроснабжение ОАО «Павловский автобус» производится от двух независимых источников. Схема электроснабжения была выполнена более 30 лет назад, и ее резервы уже исчерпаны, и в настоящее время, в связи с техническим перевооружением предприятия, сдерживает его дальнейшее развитие.

ОАО «Павловский автобус» предъявил следующие требования к создаваемой мини-ТЭЦ:

- 1) годовая выработка электрической энергии должна быть на уровне 27 млн кВт·ч;
- 2) годовая выработка тепловой энергии должна быть на уровне 27 тыс. Гкал;
- 3) годовое число часов работы – не менее 7000;

Исходя из этих данных, электрическая мощность мини-ТЭЦ должна быть $P_{М.ТЭЦ} \geq \frac{27000000}{7000} = 3857$ кВт. Принята $P_{ТЭЦ} = 4000$ кВт.

Анализ суточных и годовых графиков нагрузок показал, что для более полной загрузки агрегатов

мини-ТЭЦ как в рабочие, так и в выходные дни, мощность одного агрегата следует принять равной 1000 кВт. Общее количество агрегатов на мини-ТЭЦ будет 4, она должна работать параллельно с энергосистемой и питать РП-1 и 2 (рис. 1). Получасовой расчетный максимум нагрузки РП-1 и 2 $P_{рм} = 3730$ кВт.

При мощности энергоагрегатов 1000 кВт наиболее перспективными являются газопоршневые энергоагрегаты.

Проведенный анализ показал, что электрический КПД агрегатов импортной поставки больше, чем у агрегатов фирмы ОАО «РУМО», но стоимость агрегатов ОАО «РУМО» в 1,5–2,5 раза ниже, чем импортных. Кроме этого, импортные агрегаты имеют в России слабую сервисную службу, что затрудняет и удорожает их эксплуатацию. Поэтому для разработки мини-ТЭЦ выбраны 4 модуля из агрегатов ДГ98М фирмы ОАО «РУМО», г. Нижний Новгород.

Мини-ТЭЦ будет монтироваться в отдельно стоящем здании каркасного типа в плане 24x14 м, высотой 6 м. Каркас будет выполнен из легких металлических конструкций.

Утилизируемая на мини-ТЭЦ тепловая энергия будет использоваться для подогрева обратной сетевой воды системы отопления цехов и приготовления горячей воды. Схема теплоснабжения потребителей предусматривается закрытая, двухтрубная.

Автоматизация технологических процессов мини-ТЭЦ организована по 2-ступенчатой иерархической схеме:

- ♦ первая ступень (нижний уровень) – котловая автоматика и автоматика когенераторных установок, выполненная на базе систем автоматического управления котлами и когенераторных установок;

- ♦ вторая ступень (верхний уровень) – общетехнологическая автоматика, выполненная на базе единого промышленного контроллера, выполняющего функции централизованного управления, сбора и передачи информации, а также отображения собранной информации на мониторе персонального компьютера диспетчера.

В работе определена методика технико-экономического анализа (ТЭО) проектов строительства мини-ТЭЦ, описаны все необходимые для расчета исходные данные и дан пример ТЭО для разработанной в главе 3 мини-ТЭЦ ОАО «Павловский автобус». На рис. 2 приведена структурная схема ТЭО.

В опубликованной литературе имеются весьма противоречивые данные о сроках окупаемости мини-ТЭЦ. В диссертации проведено исследование сроков окупаемости на примере реальной мини-ТЭЦ мощностью 4 МВт с четырьмя агрегатами по 1 МВт фирмы ОАО «РУМО», которая в настоящее время уже смонтирована на ОАО «Павловский автобус».

Недисконтированный срок окупаемости мини-ТЭЦ определялся по выражению:

$$T_{ок} = I_0 / (D_p - Z_{эк}), \quad (12)$$

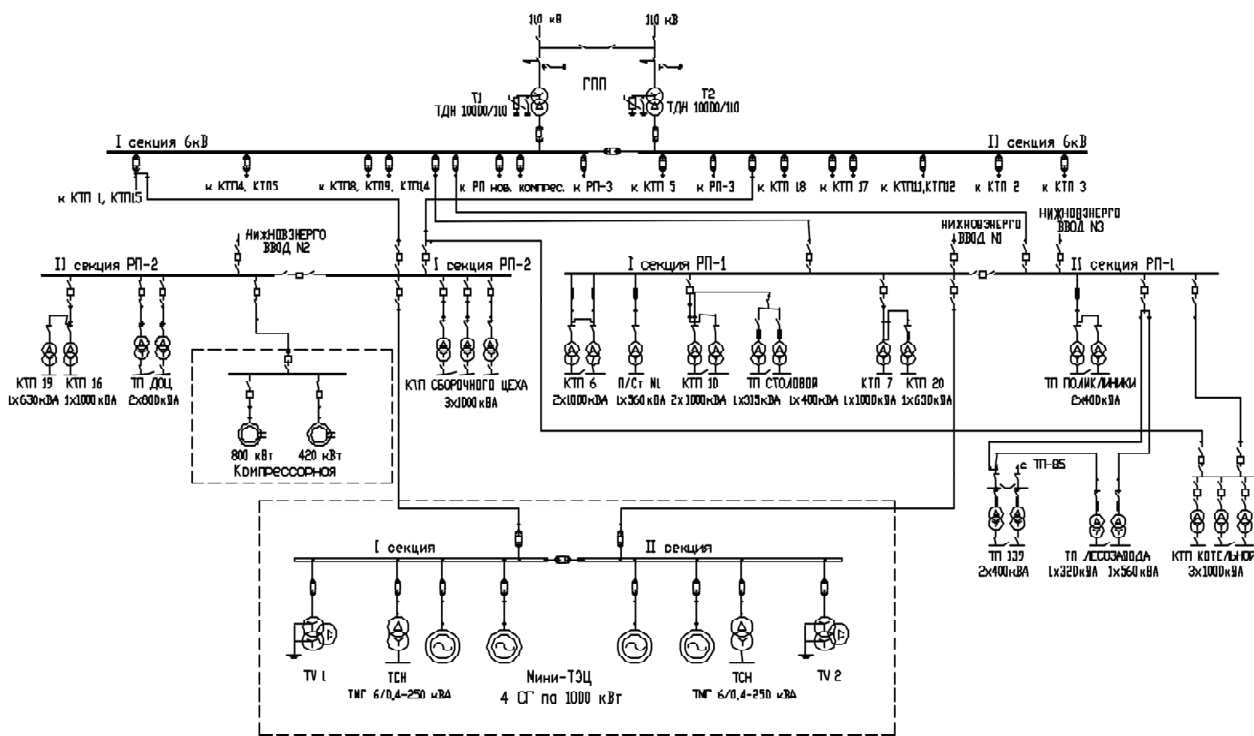


Рис. 1. Схема электроснабжения ОАО «Павловский автобус» с мини-ТЭЦ



Рис. 2. Структурная схема технико-экономического анализа проекта строительства мини-ТЭЦ

где: I_0 – капитальные затраты на мини-ТЭЦ;
 $Z_{эк}$ – затраты на эксплуатацию мини-ТЭЦ;
 $D_{п}$ – годовые доходы от продажи тепловой и электрической энергии.

Доходы от продажи электрической и тепловой энергии определялись по выражениям:

$$D_{эл} = T_{эл} \cdot (W_{г} - W_{г.сн}), \quad (13)$$

$$D_{т} = T_{т} \cdot Q_{г}, \quad (14)$$

где: $T_{эл}$, $T_{т}$ – тарифы на электрическую и тепловую энергии;

$W_{г}$, $Q_{г}$ – годовая выработка электрической и тепловой энергий;

$W_{г.сн}$ – годовое потребление электроэнергии на собственные нужды мини-ТЭЦ.

Годовая выработка электроэнергии определялась по выражению:

$$W_{г} = P_{г.м} \cdot T_{ма}, \quad (15)$$

где: $P_{г.м}$ – годовой максимум активной мощности; $T_{ма}$ – годовое число часов использования максимума нагрузки.

На рис. 3 приведены зависимости срока окупаемости мини-ТЭЦ электрической мощностью 4 МВт от $T_{ма}$.

Так как на ряде предприятий при отключении электрической энергии наблюдаются большие убытки, было исследовано влияние убытков на срок окупаемости.

При применении мини-ТЭЦ убытки от перерывов электроснабжения можно свести к нулю, что приводит к сокращению сроков окупаемости (рис. 4).

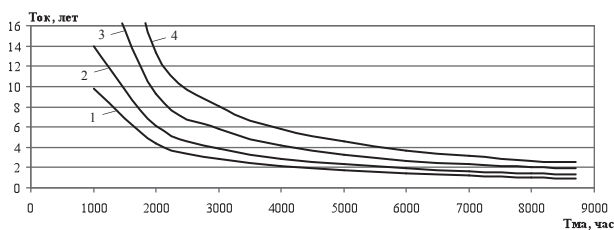


Рис. 3. Зависимость срока окупаемости от $T_{ма}$:
1 – при $K_3 = 1$ и потреблении тепловой и электрической энергий; 2 – при $K_3 = 0,75$ и потреблении тепловой и электрической энергий; 3 – при $K_3 = 1$ и потреблении только электрической энергий; 4 – при $K_3 = 0,75$ и потреблении только электрической энергий

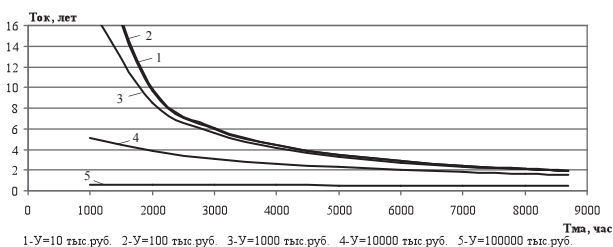


Рис. 4. Зависимость срока окупаемости от $T_{ма}$ и годового убьтка при $K_3 = 0,5$

При расчете принималось: тариф на электроэнергию – $T_{эл} = 1,5$ руб/кВт·ч; тариф на тепловую энергию – $T_T = 0,63$ руб/кВт·ч; расход природного газа одним агрегатом – $358 \text{ м}^3/\text{час}$.

При работе мини-ТЭЦ в качестве основного источника питания необходимо предусмотреть резервирование на случай выхода из строя как минимум одного агрегата. Для рассмотренного выше примера коэффициент загрузки агрегатов K_3 в этом случае необходимо принять равным $0,75$.

Как видно из рисунков 3 и 4, с увеличением годового числа часов использования срок окупаемости мини-ТЭЦ резко снижается. Поэтому при использовании их в качестве основного источника питания в первую очередь надо внедрять на предприятиях с 3-сменным и непрерывным режимом работы.

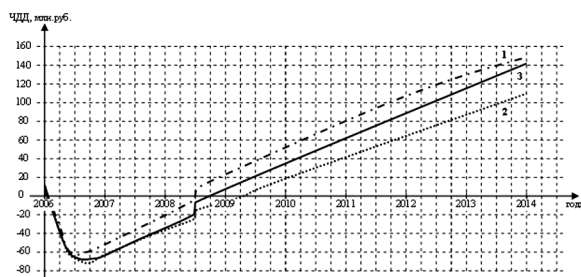


Рис. 5. Графики изменения чистого дисконтированного дохода при различных схемах финансирования

Разработан бизнес-план строительства мини-ТЭЦ на ОАО «Павловский автобус» с различными схемами финансирования проекта. Графики изменения чистого дисконтированного дохода приведены на рис. 5.

Расчеты по данному бизнес-плану показали, что наименьший срок окупаемости будут иметь проекты при вложении собственного капитала (рис. 5, кривая 1), наибольший срок окупаемости будут иметь проекты с займом денег в банках (рис. 5, кривая 2). Весьма перспективные проекты при лизинговой системе реализации проекта (рис. 5, кривая 3). Общая сумма инвестиций в проект составляет 64 млн руб.

Пятая глава посвящена исследованию влияния мини-ТЭЦ на экологию.

Проведенные исследования показали, что в выбросах мини-ТЭЦ наиболее опасным является диоксид азота, его концентрация в выбросах в десятки раз превышает соответствующие значения других составляющих выбросов.

При мощностях блоков мини-ТЭЦ в 1 МВт газопоршневые установки экологичнее, чем газотурбинные. С увеличением мощности агрегатов газотурбинных мини-ТЭЦ количество выбросов на единицу мощности увеличивается незначительно (табл. 1), а у газопоршневых резко возрастает. Поэтому мощность газопоршневых мини-ТЭЦ без специальных мер по снижению выбросов должна быть ограничена 6 МВт .

Таблица 1

Максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ в приземном слое

Тип мини-ТЭЦ	Тип загрязняющего вещества	Максимальная приземная концентрация загрязняющих веществ в долях ПДК для мини-ТЭЦ мощностью, МВт					
		1	2	4	6	8	10
Высота дымовой трубы – 15 м							
Газопоршневые фирмы «РУМО»	NO ₂	0,237693	0,475387	0,950774	1,426161	1,901548	2,376935
	NO	0,008208	0,016416	0,032831	0,049247	0,065663	0,082079
	CO	0,006144	0,012288	0,024576	0,036864	0,049153	0,061441
	C ₂₀ H ₁₂	0,00009	0,00018	0,000361	0,000541	0,000721	0,000902
Высота дымовой трубы – 20 м							
Газопоршневые фирмы «РУМО»	NO ₂	0,170889	0,341778	0,683556	1,025334	1,367112	1,708889
	NO	0,005901	0,011802	0,023604	0,035406	0,047208	0,05901
	CO	0,004417	0,008835	0,017669	0,026504	0,035338	0,044173
	C ₂₀ H ₁₂	0,000065	0,00013	0,000259	0,000389	0,000519	0,000648

НАУЧНЫЕ РАЗРАБОТКИ

Наименьшие выбросы имеют парогазовые мини-ТЭЦ, но минимальная мощность блоков этих станций – 30 МВт.

Максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ от мини-ТЭЦ находятся на расстоянии примерно 60 м от источника и для ГТУ и ПГУ не достигают 50% от предельно допустимых концентраций. Поэтому мини-ТЭЦ данных видов можно рекомендовать к установке на территориях предприятий, т.к. они являются экологически чистыми и санитарно-защитная зоны для них не требуется. Для жилой застройки следует ориентироваться на мини-ТЭЦ с газопоршневыми агрегатами.

На рис. 6 приведены зависимости годовых выбросов парниковых газов CO_2 от мощности вводимых электростанций различного вида.

Расчеты показывают, что с точки зрения образования парниковых газов получение электрической и тепловой энергий при сжигании топлива на мини-ТЭЦ является предпочтительным по сравнению с крупными электростанциями.

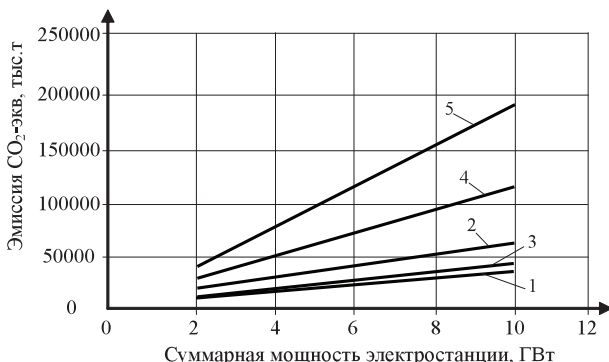


Рис. 6. Годовая эмиссия парниковых газов в CO_2 -эквиваленте при работе различных видов электростанций: 1 – мини-ТЭЦ с ПГУ, 2 – мини-ТЭЦ с ГТУ, 3 – мини-ТЭЦ с ПГУ, 4 – КЭС газ, 5 – КЭС уголь

Основные выводы и результаты

1. Разработаны: концепция применения и критерии выбора типа и мощности мини-ТЭЦ в различных секторах экономики России, позволяющие повысить надежность их энергоснабжения и в кратчайшие сроки ликвидировать дефицит электроэнергии; даны рекомендации по выбору количества и мощности агрегатов мини-ТЭЦ при их работе в качестве основного, дополнительного или резервного источника питания.

2. Произведен расчет и выбор параметров основного оборудования пилотной в Нижегородском регионе газопоршневой модульной мини-ТЭЦ для ОАО «Павловский автобус».

3. Проведено исследование влияния годового числа часов использования максимума нагрузки $T_{\text{ма}}$ на срок окупаемости мини-ТЭЦ и установлено, что с увеличением $T_{\text{ма}}$ срок окупаемости резко снижается и не превышает: 3-х лет даже для двухсменных пред-

приятий при загрузке агрегатов 100 и 75%; 4-х лет даже для двухсменных предприятий при загрузке агрегатов в 50% и при наличии ущербов от перерывов в электроснабжении.

4. Установлено, что срок окупаемости газопоршневых мини-ТЭЦ в 3–5 раз меньше срока окупаемости крупных тепловых электростанций, что говорит о большой перспективности их внедрения.

5. Разработана методика технико-экономического обоснования строительства мини-ТЭЦ, позволяющая из большого разнообразия выпускаемых агрегатов выбрать наиболее экономичный.

6. Разработана блок-схема алгоритма расчета на ПЭВМ выбросов вредных веществ при работе мини-ТЭЦ и построены зависимости выбросов вредных веществ от мощности мини-ТЭЦ, позволяющие оперативно проводить обоснование выбора места строительства мини-ТЭЦ.

7. Выполнено сравнение выбросов парниковых газов крупными электростанциями и мини-ТЭЦ и показано, что с точки зрения образования парниковых газов получение электрической и тепловой энергий на мини-ТЭЦ является более предпочтительным, чем от крупных электростанций. Эмиссия парниковых газов при использовании мини-ТЭЦ той же суммарной мощности уменьшается по сравнению с КЭС, работающими на природном газе: для мини-ТЭЦ с ГТУ – в 3 раза; для мини-ТЭЦ с ПГУ – в 1,9 раза; для мини-ТЭЦ с ПГУ – в 2,6 раза.

Основное содержание работы отражено в следующих публикациях:

1. Бородин Е.В., Мамонов А.М., Фитасов А.Н. Основные направления энергосбережения на промышленных предприятиях. // IV Российская научно-техническая конференция «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности»: Материалы докладов. – Ульяновск, УлГТУ, 2003. – С. 68–72.

2. Исследование погрешностей трансформаторов тока и напряжения и их влияние на учет электроэнергии системами АСКУЭ / Г.Я. Вагин, Е.Б. Солнцев, А.М. Мамонов и др. // – Промышленная электроэнергетика и электротехника, № 5, 2004. – С. 30–40.

3. Вагин Г.Я., Лоскутов А.Б., Мамонов А.М. Автономные когенерационные установки (мини-ТЭЦ) модульного типа: Известия академии инженерных наук им. А.М. Прохорова, том 15. – М.: Н. Новгород, 2005. – С. 280–289.

4. Лоскутов А.Б., Мамонов А.М. Анализ источников питания промышленных предприятий. // IV Международная молодежная научно-техническая конференция «Будущее технической науки»: Материалы докладов. – Н. Новгород, НГТУ, 2005. – С. 34–35.

5. Мамонов А.М. Методы выравнивания графиков нагрузки промышленных предприятий. // Труды Нижегородского государственного технического универси-

тета. Т. 49. «Электрооборудование промышленных установок». – Н. Новгород, 2005. – С. 112–115.

6. Пилотный энергетический проект (мини-ТЭЦ) в Нижегородской области / А.Б. Лоскутов, Г.Я. Вагин, А.М. Мамонов, Э.Р. Кашапов // НТЖ. Энергоэффективность. Опыт. Проблемы. Решения. № 4, 2005. – С. 31–33.

7. Повышение надежности систем энергоснабжения промышленных предприятий путем сооружения собственных мини-ТЭЦ / Г.Я. Вагин, Н.Н. Головкин, А.М. Мамонов, Е.Б. Солнцев // Промышленная электроэнергетика и электротехника, № 1, 2006. – С. 47–53.

8. Технические и экономические критерии выбора мощности мини-ТЭЦ на промышленных предприятиях (Ч. 1) / Г.Я. Вагин, А.Б. Лоскутов, А.М. Мамонов и др. // Промышленная энергетика. № 4, 2006. – С. 38–43.

9. Технические и экономические критерии выбора мощности мини-ТЭЦ на промышленных предприятиях (Ч. 2) / Г.Я. Вагин, А.Б. Лоскутов, А.М. Мамонов и др. // Промышленная энергетика. № 5, 2006. – С. 29–34.

10. Мамонов А.М. Состояние, перспективы и проблемы применения малой энергетики. // XI Нижегородская сессия молодых ученых. Технические науки: Материалы докладов. – Н. Новгород, 2006. – С. 104–105.

11. Мамонов А.М. Концепция применения мини-ТЭЦ в системах энергоснабжения. // V Международная молодежная научно-техническая конференция «Будущее технической науки»: Материалы докладов. – Н. Новгород, НГТУ, 2006. – С. 64–65.

12. Вагин Г.Я., Кузнецов И.А., Мамонов А.М. Критерии выбора числа и мощности агрегатов мини-ТЭЦ. // XXV Научно-техническая конференция «Актуальные проблемы электроэнергетики»: Материалы докладов. – Н. Новгород, НГТУ, 2006. – С. 48–53.

13. Теория и практика энергосбережения в образовательных учреждениях. Справочно-методическое пособие / Г.Я. Вагин, Л.В. Дудникова, Ю.Е. Зенютнич, А.Б. Лоскутов, А.М. Мамонов и др. – Глобальный экологический фонд, Программа развития ООН. – Н. Новгород, НГТУ, 2006. – 188 с.

14. Пат. РФ № 44400, G 06 F 17/40, G 05 B 17/00. Устройство для автоматизации рабочего места энергоаудитора. / Е.А. Зенютнич, А.Б. Лоскутов, Г.Я. Вагин, А.М. Мамонов и др. // от 10.03.2005.

15. Пат. РФ № 55431, F02G 5/04/ Когенерационная установка / А.Б. Лоскутов, Е.Б. Солнцев, Э.Р. Кашапов, Г.Я. Вагин, А.М. Мамонов // от 17.01.2006.

16. Свидетельство № 2005610181 Российская Федерация. Выравнивание групповых графиков электрических нагрузок. / А.М. Мамонов // от 18.01.2005.

НОВОСТИ

GRUNDFOS РАЗРАБОТАЛ НОВЫЙ ДРЕНАЖНЫЙ НАСОС

Компания GRUNDFOS, ведущий мировой производитель насосного оборудования, разработала насосы серии DWK. Оборудование предназначено для дренажа воды, содержащей песок и другой абразивный материал на стройках, шахтах, тоннелях и других объектах.

Основные преимущества новых насосов:

- ◆ способность работать в условиях нестабильного напряжения,
- ◆ способность перекачивать воду с содержанием песка,
- ◆ возможность переносить насос на другое место в процессе эксплуатации.

Агрегаты серии DWK оснащены защитой электродвигателя от перегрева. Двойное механическое уплотнение вала обеспечивает бесперебойную работу. Максимальный напор составляет 100 м, расход – до 420 м³/ч. Агрегаты имеют компактную конструкцию, что делает их пригодными для использования в колодцах и приямках.

«Переносные дренажные насосы применимы, например, при строительстве нулевого цикла зданий или проходке тоннелей, когда приходится откачивать большое количество грунтовых вод, особенно если стройка находится вблизи реки или другого водоема», – говорит Александр Баулин, руководитель направления «Водоснабжение и Водоотведение» компании GRUNDFOS.

Сферы применения DWK достаточно широки. Кроме строительных площадок, котлованов и шахт они могут быть использованы в дренажных системах теннисных кортов и других спортивных площадок, а также в промышленности.

Пресс-служба ООО «ГРУНДФОС»



РЕГУЛЯРНЫЙ РЕМОНТ И БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТЕЛЬНОЙ

Количество травм у рабочих, связанных с котельным оборудованием, возрастает. Большинство из зарегистрированных травм можно объяснить низким уровнем воды, плохим техническим обслуживанием или ошибкой оператора. Соблюдая определенные критерии, можно эффективно повысить общую безопасность предприятия и исключить травмы у сотрудников.

Непосредственные (прямые) показатели оборудования

Размеры уровней воды предлагаются с предписывающими показателями и конкретными. Существуют очень специфические минимальные требования для энергетических паровых котлов, эксплуатируемых с рабочим давлением до 2,75 МПа и превышающим 2,75 МПа. Считается, что любая эксплуатируемая котельная с давлением до 2,75 МПа должна иметь по крайней мере один считывающий прибор показателя воды. Котлы с эксплуатацией давления, превышающие 2,75 МПа, должны иметь два считывающих прибора в эксплуатации или одно форменное стекло (в исправном состоянии) только в том случае, если есть два автономных прибора с показателями, которые постоянно доступны операторам.

Среди потребителей, а именно инженеров и ограниченного количества людей, часто возникает замешательство между различными видами инструкций к аппаратуре и минимальных эксплуатационных требований для каждого. Чрезвычайно важно устранить любые недоразумения и неправильные толкования инструкций и требований аппаратуры для обеспечения безопасной и бесперебойной работы. Изготовитель оборудования должен предоставить помощь, обеспечить информацией и ответами на любые вопросы, имеющие отношение к оборудованию и его специфическим требованиям.

Вопреки тому что некоторые потребители используют только считывающие приборы – размерные стекла, где отображается уровень воды для оператора, используются разные виды стекла: цилиндрическое, призматическое, листовое, плоское и переносное. Цилиндрическое стекло предназначено для устройств с давлением до 1,7 МПа и отображает уровень воды. Призматическое используется для давления 2,4 МПа и отображает черный цвет до уровня воды и белый – выше уровня.

Листовое стекло (также известное как прозрачное) используется для давлений вплоть до 13,8 МПа. Оно



показывает уровень воды. При использовании плоского стекла вода внизу и пар выше уровня появляются ясно по цвету. Именно поэтому требуются датчики с несколькими секциями, чтобы частично покрыть минимумом одного работающего. Это предотвращает потерю видимости фактического уровня воды.

Показатели датчиков дисплея показывают зеленым цветом воду и красным – пар. Эти устройства работают при помощи использования принципа преломления цвета, представляя два цветных источника в стеклянных дисках, которые выдерживают температуру 160°C. Согласно инструкции, арматура должна быть установлена таким образом, что различие между показателями для воды и пара были явно очевидными.

Непосредственное считывание показателей арматуры предоставляет возможность оператору рассмотреть фактический уровень воды без механизмов или датчиков, которые могли исказить фактический уровень котла. Важно отметить, что из-за промышленных стандартов для толщины стекла цилиндрическое стекло обеспечивает наименьшую безопасность. С другой стороны, призматическое и плоское стекло обеспечивают соотношение приблизительно 3 к 1 между толщиной и шириной.

Важно помнить о том, что фактический уровень воды в котле, возможно, немного выше, чем уровень, видимый в обзорное стекло, применяемое для высокого давления. Причиной этого несоответствия являются незначительные изменения плотности воды в стекле при увеличении температуры воды в барабане парового котла.

Косвенные показатели оборудования

Есть несколько «косвенных» видов измеряющих приборов, в том числе датчики электропроводимости, перепада давления, горизонтальные индикаторы, магнитные показатели, условные радары волн.

Наиболее точно установлены показатели и индикаторы электропроводимости и давления. Показатели давления обеспечивают прекрасное решение для управления уровнем воды в барабане приведением клапана в действие, в то время как электропроводимость обеспечивают датчики в специальных местах расположения. Эта конфигурация обеспечивает надежный уровень гарантии бесперебойной работы.

Уровень магнитных показателей основан на технологии колебания с магнитным соединением индикатора. Этот тип инструментов дает возможность для дистанционного управления производством. Есть предел максимального давления в 6,2 МПа.

ОХРАНА ТРУДА

Рассматривая этот вид оборудования, потребители должны иметь в виду качество воды в паровом котле. Высокое содержание железа в воде парового котла может вызывать неточности, если большое количество сыпучих конструкций оседает на дне. Как правило, использование экологически чистой воды для обогревателей служит гарантией их надежной эксплуатации.

Несколько потребителей неосознанно нарушают инструкции по эксплуатации, заменяя стекло для измерения воды магнитными уровневыми приборами. Хотя это является общепринятой практикой в нефтехимической промышленности, на каждый энергетический паровой котел с определенной мощностью, который производится, чтобы отвечать предусмотренным нормам и стандартам, устанавливается соответствующее техническим характеристикам стекло. Принятие решения об отказе в использовании смотровых стекол является грубейшим нарушением.

Управляемый радар колебаний – новейшая и наиболее передовая технология, но она пока широко не применяется в промышленности. Это может быть связано с постоянной нерегулярностью среди различных изготовителей, областью применения, программными требованиями и негативными восприятиями оборудования, которое вычисляет уровень воды, основываясь на интерпретации данных. Чтобы сделать осознанный выбор оборудования, необходимо понимать технологию и принцип работы.

Заключение

Выбор правильного оборудования, которое соответствует специфическим требованиям и придерживается основных стандартов, – только первый шаг. Как только оборудование установлено, надлежащие процедуры обслуживания, которые определены изго-

товителем комплексного оборудования, должны соблюдаться. Выполняя все технические требования, операторы могут обеспечить эффективную эксплуатацию оборудования и инструмента и поддерживать любые стандарты и нормы.

Внедрение некачественных компонентов и неправильный ремонт могут иметь негативное воздействие на уровень показателей оборудования. Обучение персонала может значительно сократить возможность ошибок в обслуживании и производственных травм.

Чтобы достичь оптимальной безопасности для функционирования парового котла и персонала организации, любой рабочий, ответственный за выбор, спецификацию и замену уровня оборудования, должен иметь четкое представление об арматуре, которая используется на предприятии, а также полное понимание всех соответствующих технических норм и стандартов.

Иногда требуется дополнительная аппаратура для обеспечения безопасной работы. В этом случае необходимо проконсультироваться со специалистами, чтобы были выполнены все требования по безопасности.

Необходимо регулярно выполнять профилактическое обслуживание оборудования на уровне барабана. В то время как много организаций поддерживают оборудование в надлежащей форме, другие позволяют ему портиться, что приводит к плохому состоянию. Своевременное обследование котла, консультации с операторами могут помочь выявить и вовремя устранить проблемы. Надлежащая профилактика и регулярный анализ оборудования – это путь к более безопасной эксплуатации котельной.

По материалам компании «ИВИК»

НОВОСТИ

В ООО «КАМСКИЙ КАБЕЛЬ» УСПЕШНО ЗАВЕРШЕНА СЕРТИФИКАЦИЯ СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА НА СООТВЕТСТВИЕ НОВОЙ ВЕРСИИ ГОСТ Р ИСО 9001-2008

В ООО «Камский кабель» успешно завершена сертификация системы менеджмента качества на соответствие новой версии ГОСТ Р ИСО 9001-2008. В этот процесс предприятие включилось в числе первых в отрасли и регионе. Новая версия ГОСТ Р ИСО 9001-2008 вышла в марте 2009 г., и руководством «Камского кабеля» было принято решение пройти сертификацию по ней досрочно. В результате завод вошел в первую десятку российских предприятий, прошедших сертификацию системы менеджмента качества по новому ГОСТу.

Пермский завод в очередной раз подтвердил свою способность изготавливать кабельно-проводниковую продукцию высокого качества.

ООО «Камский кабель»

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ



ПРИКАЗ
от 7 апреля 2008 г. № 212

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПОРЯДКА
ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ
ПО ВЫДАЧЕ РАЗРЕШЕНИЙ
НА ДОПУСК В ЭКСПЛУАТАЦИЮ
ЭНЕРГОУСТАНОВОК**

ПРОДОЛЖЕНИЕ. НАЧАЛО В №9

Приложение № 1
к Порядку организации работ
по выдаче разрешения на допуск
в эксплуатацию энергоустановок
(в ред. Приказа Минприроды РФ от 20.08.2008 № 182)

(образец)

Руководителю _____
(полное наименование
территориального органа
Ростехнадзора)

(инициалы и фамилия руководителя)

ЗАЯВЛЕНИЕ

о проведении осмотра и выдаче разрешения на допуск
в эксплуатацию электроустановки

(наименование заявителя, юридический, почтовый адрес, ИНН)

Телефон _____ Факс _____
В лице _____

(должность, Ф.И.О. руководителя)

Для физического лица _____

(почтовый индекс, адрес и телефон)

Паспортные данные _____

(серия, номер паспорта, кем и когда выдан)

Просит произвести проверку документации, осмотр энергоустановки и выдать разрешение на допуск в эксплуатацию _____

(наименование энергоустановки, адрес)

1. Состав и характеристика электроустановки:

(тип, мощность, напряжение, количество, длина, марка, сечение кабеля, провода, характеристика ВЛ)

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Ток плавких вставок предохранителей или уставок автоматов (релейной защиты):

ввод № _____ А, ввод № _____ А, ввод № _____ А,
ввод № _____ А, ввод № _____ А, ввод № _____ А,

_____ .
_____ .
(защитная автоматика)

2. Техническая документация:

2.1. Проект (исполнительная схема)

разработан _____ .

_____ .
(наименование проектной организации (организация – разработчик исполнительной схемы))

2.2. Разрешение на установленную мощность кВА (кВт),

№ _____ от «__» _____ 20__ г., выдано _____ .

_____ .
(наименование организации, № тел.)

Срок действия _____ .

2.3. Разрешение на применение электроэнергии на термические цели _____ 20__ г.

№ _____ выдано _____ .

2.4. Технические условия выданы _____ 20__ г. _____ .

_____ .
(наименование организации, выдавшей технические условия)

Действительны до _____ 20__ г.

Продлены до _____ 20__ г. _____ .

_____ .
(кем, когда, основание)

Выполнены/не выполнены _____ .

_____ .
(№ и дата справки о выполнении ТУ)

2.5. Акт разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон от _____ 20__ г. № _____ выдан _____ .

3. Акт приемки в эксплуатацию рабочей комиссией, акт технической готовности электромонтажных работ или приемо-сдаточные акты между подрядными организациями и заказчиком от _____ 20__ г. № _____ .

4. Акты на скрытые работы от _____ 20__ г. № _____ .

5. Электромонтажные и пусконаладочные работы выполнены _____ .

_____ .
(наименование организации)

6. Свидетельство о регистрации электролаборатории № _____ от _____ 20__ г.

выдано _____ .

_____ .
(место регистрации)

7. Паспорта (сертификаты) на электрооборудование _____ .

8. Отменен.

9. Организация эксплуатации электроустановок:

9.1. Эксплуатация электроустановок осуществляется _____ .

_____ .
(наименование организации, дата и № регистрации в Ростехнадзоре)

9.2. Ответственный за электрохозяйство _____ .

_____ .
(Ф.И.О., должность)

назначен приказом _____ № _____ от _____ 20__ г.

Проверку знаний норм и правил прошел «__» _____ 20__ г. в комиссии _____ .

_____ .
с присвоением _____ гр. по электробезопасности в электроустановках _____ В.

Удостоверение № _____ от «__» _____ г.

9.3. Достаточность по количеству и квалификации электротехнического персонала _____ .

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

9.4. Договор на эксплуатацию электроустановки

_____ (наименование организации)

9.5. Состояние электротехнических средств, их достаточность _____.

9.6. Наличие технической документации (да, нет):

утвержденной принципиальной (однолинейной) электрической схемы _____;

должностных инструкций _____;

инструкции по эксплуатации _____;

бланков нарядов _____;

списков лиц, имеющих право: выдачи нарядов, оперативных переключений и др.

9.7. Наличие журналов (да, нет):

оперативного _____;

проверки знаний _____;

инструктажа вводного и по охране труда электротехнического персонала;

_____;

учета и содержания средств защиты _____;

противоаварийных тренировок _____;

учета и содержания электроинструмента _____;

учета аварий и отказов _____;

работ по нарядам и распоряжениям _____;

инструктажа на 1 группу _____.

9.8. Расчет за электроэнергию производится:

По счетчикам (тип): _____ № _____ гос. пов. _____.

Приложение: комплект документации на _____ листах в _____ экз.

Руководитель (заявитель)

«__» _____ 20__ г.

М.П.

Приложение № 2
к Порядку организации работ
по выдаче разрешения на допуск
в эксплуатацию энергоустановок

(в ред. Приказа Минприроды РФ от 20.08.2008 № 182)

(образец)

Руководителю _____

(полное наименование
территориального органа
Ростехнадзора)

_____ (инициалы и фамилия руководителя)

ЗАЯВЛЕНИЕ

о проведении осмотра и выдаче разрешения на допуск
в эксплуатацию котельной

_____ (наименование заявителя, юридический, почтовый адрес, ИНН)

Телефон _____ Факс _____

В лице _____

(должность, Ф.И.О. руководителя)

Для физического лица _____

(почтовый индекс, адрес и телефон)

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Паспортные данные _____

(серия, номер паспорта, кем и когда выдан)

Просит произвести проверку документации, осмотр энергоустановки и выдать разрешение на допуск в эксплуатацию _____

(наименование энергоустановки, адрес)

Назначение котельной установки (котельной): _____

1. Состав и характеристика оборудования котельной установки (котельной):

Наименование	Единица измерения	Величина (количество)
Установленная (располагаемая) мощность	Гкал/час (МВт)	
Подключенная нагрузка в соответствии с ТУ на подключение	Гкал/час (МВт)	
Топливо основное/резервное	Газ/мазут/уголь/ДТ	
Теплоноситель	Вода/пар	
ХВО	Тип/производительность	
Деаэратор	Тип/производительность	
БАГВ	Емкость м ³ , к-во	
Подогреватели (сетевые, ГВС)	Тип/производительность	
Мазутный бак (бак запаса ДТ)	м ³	

1.1. Состав и характеристика оборудования котельной.

Пор. №	Тип котла	Завод. №	Завод-изготовитель	Теплоноситель (вода/пар)	Установленная мощность (Гкал/час)	Давление пара (воды) (МПа)	Температура пара (воды), °С	КПД при работе на основном топливе, %	КПД при работе на резервном топливе, %
1									
2									

1.2. Характеристика установленных котлов

1.3. Характеристика теплоносителя, подаваемого в тепловые сети или теплопотребляющие установки (на границе балансовой и (или) эксплуатационной ответственности)

Наименование теплоносителя	Давление теплоносителя, МПа		Температура теплоносителя при расчетной температуре наружного воздуха, °С		Расход (тонн/час)
	P1	P2	T1	T2	
Вода					G
Пар					
Возврат конденсата	Давление, МПа: _____		Расход, т/ч _____		

2. Техническая документация.

2.1. Отменен.

2.2. Проект котельной установки (котельной) разработан _____, рег. № _____, срок действия до _____ 20__ г. по Техническому заданию, выданному _____ за № _____ от _____ 20__ г. на установленную мощность _____ Гкал/час.

2.3. Проект котельной установки (котельной) рассмотрен: организацией, выдавшей ТУ: заключение № _____ от _____ 20__ г.

2.4. Монтажные работы выполнены _____ Лицензия _____, рег. № _____, срок действия до _____ 20__ г.

2.5. Основное и вспомогательное оборудование котельной представлено к допуску с оформленными паспортами и актами индивидуальных испытаний.

2.6. Акт проведения ПНР котельной установки (котельной) от _____ 20__ г.

№ _____ пусконаладочной организацией.

2.7. Разрешение на допуск электроустановок котельной от _____ 20__ г. № _____

2.8. Акты приемки приборов учета:

– топлива топливоснабжающей организации, выдавшей ТУ № _____ от _____ 20__ г.

– теплоносителя № _____ от _____ 20__ г.

2.9. Акты технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений котельной № _____ от _____ 20__ г.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

2.10. Акты разграничения балансовой и (или) эксплуатационной ответственности со сторонними организациями:

- газ № _____ от _____ 20__ г.
- вода № _____ от _____ 20__ г.
- теплоноситель № _____ от _____ 20__ г.

2.11. Акт приемки газопроводов и газоиспользующих установок для проведения комплексного опробования (пусконаладочных работ).

3. Организация эксплуатации.

3.1. Эксплуатация котельной осуществляется персоналом организации _____, Лицензия _____, рег. № _____ от _____ 20__ г.

Договор № _____ от _____ 20__ г.

3.2. Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок: от владельца котельной _____, назначен приказом № _____ от _____ 20__ г., который прошел проверку знаний ПТЭ и ПТБ (протокол от _____ г. № _____); от специализированной организации – _____, назначен приказом № _____ от _____ г., который прошел проверку знаний ПТЭ и ПТБ (протокол от _____ 20__ г. № _____).

3.3. Количество и квалификации теплотехнического персонала, согласно утвержденному положению № _____ от _____ 20__ г. об энергослужбе:

Штат: _____; факт _____.

3.4. Состояние защитных средств, их достаточность: _____

3.5. Наличие оперативно-технической документации:

- перечень необходимых инструкций, схем положений утвержден от _____ 20__ г.;
- утвержденной принципиальной тепловой схемы _____;
- должностных инструкций _____;
- инструкций по эксплуатации основного и вспомогательного оборудования котельной _____;
- противопожарных инструкций, инструкций по ОТ и ТБ _____;
- списков лиц, имеющих право выдачи нарядов, утвержденных приказом (распоряжением) № _____ утв. от _____ 20__ г.;
- перечень работ, осуществляемых по нарядам, утвержден приказом № _____ от _____ 20__ г.,
- списков лиц, имеющих право оперативных переключений, утвержденных приказом (распоряжением) № _____ от _____ 20__ г.;

3.6. Наличие журналов в соответствии с требованиями обязательных Правил, в том числе:

оперативного _____
распоряжений _____
инструктажей персонала _____
проверки знаний _____
учета защитных средств _____
учета дефектов и неполадок с оборудованием котельной _____
учета работ по нарядам и распоряжениям _____
заявок на вывод оборудования из работы _____
учета проведения противоаварийных и противопожарных тренировок _____
журнал учета состояния КИПиА _____
журнал учета качества питательной, подпиточной, сетевой воды, пара и конденсата _____
журнал учета тепловой энергии и теплоносителя в водяных (паровых) системах теплоснабжения _____
другие _____

Приложение: комплект документации на _____ листах в _____ экз.

Руководитель (заявитель) _____

«__» _____ 20__ г.

М.П.

ПРОДОЛЖЕНИЕ В СЛЕДУЮЩЕМ НОМЕРЕ

ПРАВИЛА ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ СТАТЕЙ ДЛЯ ПУБЛИКАЦИИ В НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОМ ЖУРНАЛЕ «ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК»

В Редакцию журнала предоставляются:

1. Авторский оригинал статьи (на русском языке) – в распечатанном виде (с датой и подписью автора) и в электронной форме (первый отдельный файл на CD-диске / по электронной почте), содержащей текст в формате Word (версия 1997–2003).

2. Весь текст набирается шрифтом Times New Roman Cyr, кеглем 12 pt, с полуторным междустрочным интервалом. Отступы в начале абзаца – 0,7 см, абзацы четко обозначены. Поля (в см): слева и сверху – 2, справа и снизу – 1,5. Нумерация – «от центра» с первой страницы. Объем статьи – не более 15–16 тыс. знаков с пробелами (с учетом аннотаций, ключевых слов, примечаний, списков источников).

Структура текста:

- **Сведения об авторе / авторах:** имя, отчество, фамилия, должность, место работы, ученое звание, ученая степень, домашний адрес (с индексом), контактные телефоны (раб., дом.), адрес электронной почты – размещаются перед названием статьи в указанной выше последовательности (с выравниванием по правому краю).

- **Название статьи.**

- **Аннотация** статьи (3–10 строк) об актуальности и новизне темы, главных содержательных аспектах, размещается после названия статьи (курсивом).

- **Ключевые слова** по содержанию статьи (8–10 слов) размещаются после аннотации.

- **Основной текст статьи** желательно разбить на подразделы (с подзаголовками).

Инициалы в тексте набираются через неразрывный пробел с фамилией (одновременное нажатие клавиш «Ctrl» + «Shift» + «пробел». Между инициалами пробелов нет).

Сокращения типа **т. е.**, **т. к.** и подобные набираются через неразрывный пробел.

В тексте используются кавычки «...», если встречаются внутренние и внешние кавычки, то внешними выступают «елочки», внутренними «лапки» – «...“...”».

В тексте используется длинное тире (–), получаемое путем одновременного нажатия клавиш «Ctrl» + «Alt» + «-», а также дефис (-).

Таблицы, схемы, рисунки и формулы в тексте должны нумероваться; схемы и таблицы должны иметь заголовки, размещенные над схемой или полем таблицы, а каждый рисунок – подрисуночную подпись.

- **Список использованной литературы / использованных источников** (если в список включены электронные ресурсы) оформляется в соответствии с принятыми стандартами, выносится в конец статьи. Источники даются в алфавитном порядке (русский, другие языки). Отсылки к списку в основном тексте даются в квадратных скобках [номер источника в списке, страница].

- **Примечания** нумеруются арабскими цифрами (с использованием кнопки меню текстового редактора «**надстрочный знак**» – x²). При оформлении библиографических источников, примечаний и ссылок автоматические сноски текстового редактора не используются. Сноска дается в подстрочнике на одной странице в случае указания на продолжение статьи и/или на источник публикации.

- **Подрисуночные подписи** оформляются по схеме: название/номер файла иллюстрации – пояснения к ней (что/кто изображен, где; для изображений обложек книг и их содержимого – библиографическое описание; и т. п.). Номера файлов в списке должны соответствовать названиям/номерам предоставляемых фотоматериалов.

3. Материалы на английском языке – информация об авторе/авторах, название статьи, аннотация, ключевые слова – в распечатанном виде и в электронной форме (второй отдельный файл на CD / по электронной почте), содержащей текст в формате Word (версия 1997–2003).

4. Иллюстративные материалы – в электронной форме (фотография автора обязательна, иллюстрации) – отдельными файлами в форматах TIFF/JPG разрешением не менее 300 dpi.

Не допускается предоставление иллюстраций, импортированных в Word, а также их ксерокопий.

Ко всем изображениям автором предоставляются подрисуночные подписи (включаются в файл с авторским текстом).

5. Заполненный в электронной форме Договор авторского заказа (высылается дополнительно).

6. Рекомендательное письмо научного руководителя – желательно для публикации статей аспирантов и соискателей.

Авторы статей несут ответственность за содержание статей и за сам факт их публикации.

Редакция не всегда разделяет мнения авторов и не несет ответственности за недостоверность публикуемых данных.

Редакция журнала не несет никакой ответственности перед авторами и/или третьими лицами и организациями за возможный ущерб, вызванный публикацией статьи.

Редакция вправе изъять уже опубликованную статью, если выяснится, что в процессе публикации статьи были нарушены чьи-либо права или общепринятые нормы научной этики.

О факте изъятия статьи редакция сообщает автору, который представил статью, рецензенту и организации, где работа выполнялась.

Плата с аспирантов за публикацию рукописей не взимается.

Статьи и предоставленные CD-диски, другие материалы не возвращаются.

Статьи, оформленные без учета вышеизложенных Правил, к публикации не принимаются.

Правила составлены с учетом требований, изложенных в Информационном письме Высшей аттестационной комиссии Министерства образования и науки РФ от 14.10.2008 № 45.1–132 (<http://vak.ed.gov.ru/ru/list/inflatter-14-10-2008/>).

Профессиональные праздники и памятные даты!

1 октября

- Международный день музыки
- Международный день улыбки



• **Международный день пожилых людей.** Провозглашен Генеральной Ассамблеей ООН 14 декабря 1990 г. В России День пожилых людей отмечается на основании Постановления Президиума Верховного Совета Российской Федерации от 1 июня 1992 г. «О проблемах пожилых людей». В центре внимания — интересы малообеспеченных пожилых граждан, одиноких пенсионеров и инвалидов пожилого возраста.



• **День сухопутных войск РФ.** Отмечается 1 октября по Указу Президента Российской Федерации от 31 мая 2006 г. Сухопутные войска состоят из родов войск (мотострелковые, танковые, воздушно-десантные, ракетные войска и артиллерия, войска ПВО сухопутных войск), армейской авиации, специальных войск (инженерные, химические, радиотехнические, связи, автомобильные, дорожные), частей и учреждений тыла.

3 октября



• **День ОМОНа.** Отряды милиции особого назначения органов внутренних дел впервые были созданы в соответствии с Приказом МВД СССР от 3 октября 1988 г. в трех республиках бывшего СССР (Белоруссии, Украине, Казахстане) и 14 регионах РСФСР. В соответствии с Приказом от 1 марта 2002 г. министра внутренних дел РФ Бориса Грызлова 3 октября стал Днем отрядов милиции особого назначения (ОМОНа).

4 октября

- Всемирный день животных



• **День космических войск России.** 4 октября 1957 г. в СССР был произведен вывод на околоземную орбиту первого искусственного спутника Земли, который открыл новую, космическую эру в истории человечества. Это праздничный день для тех, кто посвятил себя работе над созданием космических аппаратов оборонного назначения, кто осуществлял и осуществляет их запуски.



• **День гражданской обороны МЧС России.** 4 октября 1932 г. Постановлением правительства была создана общесоюзная система местной противоздушной обороны СССР (МПВО). Позднее МПВО была преобразована в гражданскую оборону, а в 1987 г., после аварии на Чернобыльской АЭС, на ГО были возложены задачи борьбы с природными и техногенными катастрофами.

5 октября

- Международный день врача



• **День учителя.** ЮНЕСКО утвердил этот международный праздник лишь в 1994 г., но в России он отмечался с 1965 г. При этом ранее педагогов поздравляли каждое первое воскресенье октября. Сейчас, согласно указу Президента РФ от 3 октября 1994 г., День учителя отмечается 5 октября.



• **День работников уголовного розыска.** В 1918 г. Наркомат внутренних дел РСФСР утвердил Положение об организации отделов уголовного розыска. Центральное управление уголовного розыска — Центророзыск — было организовано в октябре 1918 г. С тех пор при местных органах милиции стали действовать специальные подразделения «для охраны порядка путем негласного расследования преступлений уголовного характера и борьбы с бандитизмом».

6 октября

- Всемирный день архитектора
- Всемирный день охраны мест обитания
- Международный день жилья



• **День российского страховщика.** 6 октября 1921 г. начал свою деятельность Госстрах РСФСР. Эта дата стала днем зарождения страховой деятельности в России. В этот день Совнаркомом РСФСР был принят Декрет «О государственном имущественном страховании».

7 октября



• **День штабных подразделений МВД РФ.** В этот день в 1918 г. при Главном управлении Рабоче-крестьянской милиции НКВД были созданы Инструкторский и Информационный отделы. В 1972 г. отделы преобразованы в штабы, в задачи которых вошло обеспечение управления силами и средствами МВД при раскрытии преступлений, проведении антитеррористических и оперативно-профилактических мероприятий.

9 октября

- Всемирный день почты

10 октября

- Всемирный день психического здоровья

11 октября



• **День работников сельского хозяйства и перерабатывающей промышленности.** Праздник отмечается каждое второе воскресенье октября. Он установлен Указом Президента РФ от 31 мая 1999 г. В этот день поздравляют не только работников сельского хозяйства и перерабатывающей промышленности, но и всех тех, кто трудится на земле и поставяет продукты питания.

12 октября



• **День кадрового работника.** В этот день в 1918 г. решением Народного комиссариата юстиции была принята Инструкция «Об организации советской Рабоче-крестьянской милиции», предписывающая создание первых кадровых аппаратов. Впервые традиция отмечать профессиональный праздник кадровых работников появилась именно в службах органов внутренних дел.

14 октября

- Международный день стандартизации

15 октября

- Международный день белой трости (День слепых)
- Всемирный день сельских женщин

16 октября

- Всемирный день продовольствия



• **Всемирный день анестезиолога.** Согласно историческим сведениям, 16 октября 1846 г. зубной врач Томас Мортон провел первую операцию под эфирным наркозом.

17 октября

- Международный день борьбы за ликвидацию нищеты

18 октября



• **День работников пищевой промышленности.** Этот праздник был установлен в 1966 г. и традиционно отмечается каждое третье воскресенье октября.

Поздравим друзей и нужных людей!



• **День работников дорожного хозяйства.** Это праздник тех, кто строит автомагистрали и мосты, кто обеспечивает содержание и эксплуатацию дорог, надежное и безопасное автомобильное сообщение. Он появился на основании Указа Президента РФ от 7 ноября 1996 г. и поначалу отмечался в последнее воскресенье октября. А Указом от 23 марта 2000 г. получил новую дату — третье воскресенье месяца.

20 октября

• **Международный день авиадиспетчера**



• **День рождения Российского военно-морского флота (День моряков-надводников).** 20 октября 1696 г. Боярская Дума по настоянию Петра I приняла решение о создании регулярного военно-морского флота России: «Морским судам быть». Этот день и принято считать Днем рождения Российского военно-морского флота.



• **День военного связиста.** 20 октября 1919 г. приказом Реввоенсовета Советской Республики в составе Полевого штаба было сформировано управление связи во главе с начальником связи. Данные подразделения были выделены в специальную службу штабов, а войска связи — в самостоятельные специальные войска. Тем самым была заложена структура современных войск связи.

22 октября



• **Праздник Белых Журавлей.** Праздник учрежден народным поэтом Дагестана Расулом Гамзатовым как праздник поэзии и как память о павших на полях сражений во всех войнах. Новый литературный праздник способствует укреплению многовековых традиций дружбы народов и культур многонациональной России.

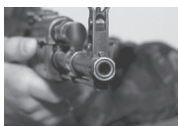
23 октября



• **День работников рекламы.** Профессиональный праздник всех рекламистов, маркетологов и пиарщиков России. Он отмечается с 1994 г. Слово «реклама» произошло от латинского *reclamare* — выкрикивать. 23 октября — это день творческих людей, которые вносят неоценимый вклад в развитие торговли и экономики страны.

24 октября

• **Международный день ООН**



• **День подразделений специального назначения.** История спецназа в России берет начало с создания в 1918 г. частей особого назначения — ЧОН. Подчинялись они ВЧК и предназначались для борьбы с басмачеством. 24 октября 1950 г. маршал Советского Союза А.М. Василевский издал директиву, предписывающую формирование рот специального назначения. Структура армейского спецназа менялась не раз, но его функции сохраняются: контртеррористические действия, розыск и задержание особо опасных преступников, ликвидация преступных групп, освобождение заложников и проведение других сложных операций.

25 октября



• **День таможенника Российской Федерации.** Именно в этот день в 1653 г. в стране впервые появился Единый таможенный устав, родившийся из Указа царя Алексея Михайловича о взимании таможенной пошлины «в Москве и городах российских». А 25 октября 1991 г. Указом Президента России был образован Государственный таможенный комитет РФ. День таможенника установлен Указом от 04 августа 1995 г.



• **День автомобилиста.** Праздник отмечается на основании Указа Президента Российской Федерации от 07 ноября 1996 г. «Об установлении Дня работников автомобильного транспорта и дорожного хозяйства». Позднее специалистам-дорожникам была выделена своя дата, а все автомобилисты получили собственный почетный день — последнее воскресенье октября.

28 октября

• **Международный день анимации**



• **День армейской авиации.** Днем создания армейской авиации принято считать 28 октября 1948 г., когда в подмосковном Серпухове была сформирована первая авиационная эскадрилья, оснащенная вертолетами. Она положила начало армейской авиации как отдельному роду войск. С 2003 г. данные подразделения находятся в ведении Военно-воздушных сил.

29 октября



• **День работников службы вневедомственной охраны МВД.** История вневедомственной охраны ведет отсчет с 29 октября 1952 г., когда Совет Министров СССР принял Постановление «Об использовании в промышленности, строительстве и других отраслях народного хозяйства работников, высвобождающихся из охраны, и мерах по улучшению дела организации охраны хозяйственных объектов...» Охрана объектов вне зависимости от их ведомственной принадлежности — вот определяющий момент в необычном названии службы.

30 октября



• **День инженера-механика.** Отсчет в данной профессии принято вести с 1854 г., когда на российском флоте был образован корпус инженеров-механиков. Начало празднованию положил приказ Главкома ВМФ от 1996 г. Сегодня данной специальностью овладевают сотни тысяч российских студентов.



• **День памяти жертв политических репрессий.** День памяти установлен Постановлением Верховного Совета РСФСР от 18 октября 1991 г. Правозащитный центр Мемориал насчитывает порядка восьмисот тысяч пострадавших от политических репрессий, в число которых входят и дети репрессированных, оставшиеся без опеки родителей.

31 октября

• **Международный день экономики**
• **Международный день Черного моря**



• **День сурдопереводчика.** Учрежден в январе 2003 г. по инициативе Центрального правления Всероссийского общества глухих с целью привлечь внимание общества на проблемы глухих. В мире на языке жестов общаются несколько миллионов людей и во многих странах он признан вторым государственным.



• **День работников СИЗО и тюрем.** Учрежден приказом директора ФСИН и является новым праздником для России. Каких-либо традиций для него пока нет, но некоторые тюрьмы в этот день открывают замки и тайны своих учреждений.

Стоимость подписки на журнал указана в каталоге
Агентства «Роспечать»

ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на ~~платную~~ журнал **82717**
(индекс издания)

Главный энергетик
(наименование издания) Количество комплектов:

на 20 10 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

Главный энергетик
(наименование издания)

82717
(индекс издания)

Стоимость подписки руб. коп. Количество комплектов
переадресовки руб. коп.

на 20 10 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)

Стоимость подписки на журнал указана в каталоге
«Почта России»

ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на ~~платную~~ журнал **16579**
(индекс издания)

Главный энергетик
(наименование издания) Количество комплектов:

на 20 10 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

Главный энергетик
(наименование издания)

16579
(индекс издания)

Стоимость подписки руб. коп. Количество комплектов
переадресовки руб. коп.

на 20 10 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)

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (передрессовки)

без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск
календарного штемпеля отделения связи.

В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией
об оплате стоимости подписки (передрессовки).

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (передрессовки)

без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск
календарного штемпеля отделения связи.

В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией
об оплате стоимости подписки (передрессовки).

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

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

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

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

Главный энергетик

полугодие
2010

Выгодное предложение!

Подписка на 1-е полугодие по льготной цене – 3072 руб. (подписка по каталогам – 3840 руб.)

Оплатив этот счет, **вы сэкономите на подписке около 20%** ваших средств.

Почтовый адрес: 125040, Москва, а/я 1

По всем вопросам, связанным с подпиской, обращайтесь по тел.:

(495) 749-2164, 211-5418, 749-5483, тел./факс (495) 250-7524 или по e-mail: podpiska@panor.ru

ПОЛУЧАТЕЛЬ:

ООО Издательство «Профессиональная Литература»

ИНН 7718766370	КПП 771801001	р/сч. № 40702810438180001886	Вернадское ОСБ №7970, г. Москва
----------------	---------------	------------------------------	---------------------------------

БАНК ПОЛУЧАТЕЛЯ:

БИК 044525225	к/сч. № 30101810400000000225	Сбербанк России ОАО, г. Москва
---------------	------------------------------	--------------------------------

СЧЕТ № 1ЖК2010 от « _____ » _____ 2009

Покупатель:

Расчетный счет №:

Адрес:

№№ п/п	Предмет счета (наименование издания)	Кол-во экз.	Цена за 1 экз.	Сумма	НДС 0%	Всего
1	Главный энергетик (подписка на I полугодие 2010 г.)	6	512	3072	Не обл.	3072
2						
3						
ИТОГО:						
ВСЕГО К ОПЛАТЕ:						

Генеральный директор



Москаленко

К.А. Москаленко

Главный бухгалтер

Москаленко

Л.В. Москаленко

М.П.
ВНИМАНИЮ БУХГАЛТЕРИИ!

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ (С ИНДЕКСОМ) И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

НДС НЕ ВЗИМАЕТСЯ (УПРОЩЕННАЯ СИСТЕМА НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ).

ОПЛАТА ДОСТАВКИ ЖУРНАЛОВ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ИЗДАТЕЛЬСТВОМ. ДОСТАВКА ИЗДАНИЙ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ПО ПОЧТЕ ЦЕННЫМИ БАНДЕРОЛЯМИ ЗА СЧЕТ РЕДАКЦИИ. В СЛУЧАЕ ВОЗВРАТА ЖУРНАЛОВ ОТПРАВИТЕЛЮ, ПОЛУЧАТЕЛЬ ОПЛАЧИВАЕТ СТОИМОСТЬ ПОЧТОВОЙ УСЛУГИ ПО ВОЗВРАТУ И ДОСЫЛУ ИЗДАНИЙ ПО ИСТЕЧЕНИИ 15 ДНЕЙ.

ДАННЫЙ СЧЕТ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВАНИЕМ ДЛЯ ОПЛАТЫ ПОДПИСКИ НА ИЗДАНИЯ ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ И ЗАПОЛНЯЕТСЯ ПОДПИСЧИКОМ. СЧЕТ НЕ ОТПРАВЛЯТЬ В АДРЕС ИЗДАТЕЛЬСТВА.

ОПЛАТА ДАННОГО СЧЕТА-ОФЕРТЫ (СТ. 432 ГК РФ) СВИДЕТЕЛЬСТВУЕТ О ЗАКЛЮЧЕНИИ СДЕЛКИ КУПИ-ПРОДАЖИ В ПИСЬМЕННОЙ ФОРМЕ (П. 3 СТ. 434 И П. 3 СТ. 438 ГК РФ).

ОБРАЗЕЦ ЗАПОЛНЕНИЯ ПЛАТЕЖНОГО ПОРУЧЕНИЯ

Поступ. в банк плат.	Списано со сч. плат.		
ПЛАТЕЖНОЕ ПОРУЧЕНИЕ №		[]	
	Дата	Вид платежа	
Сумма прописью			
ИНН	КПП	Сумма	
Плательщик		Сч.№	
		БИК	
Банк Плательщика Сбербанк России ОАО, г. Москва		Сч.№	
		БИК	044525225
Банк Получателя ИНН 7718766370 КПП 771801001		Сч.№	30101810400000000225
		Сч.№	40702810438180001886
Получатель ООО Издательство «Профессиональная Литература» Вернадское ОСБ 7970 г. Москва		Вид оп.	Срок плат.
		Наз.пл.	Очер. плат.
		Код	Рез. поле
Оплата за подписку на журнал Главный энергетик (___ экз.) на 6 месяцев, без налога НДС (0%). ФИО получателя _____ Адрес доставки: индекс _____, город _____, ул. _____, дом _____, корп. _____, офис _____ телефон _____, e-mail: _____			
Назначение платежа			
Подписи		Отметки банка	
М.П.	_____		



При оплате данного счета в платежном поручении в графе «**Назначение платежа**» обязательно укажите:

- 1 **Название издания и номер данного счета**
- 2 **Точный адрес доставки (с индексом)**
- 3 **ФИО получателя**
- 4 **Телефон (с кодом города)**

По всем вопросам, связанным с подпиской, обращайтесь по тел.:

(495) 922-1768, 211-5418, 749-5483,
тел./факс **(495) 250-7524**
или по e-mail: **podpiska@panor.ru**